



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO:

TÍTULO:

Análisis y optimización de la configuración de instalaciones fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife

Alumno:

Abel Cué Pérez

Tutores:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Indice

0. Abstract
1. Memoria
2. Anexos
3. Planos
4. Pliego de condiciones
5. Mediciones
6. Presupuesto
7. Conclusions



ULL

Universidad de La Laguna

LA LAGUNA UNIVERSITY

DEGREE IN INDUSTRIAL ELECTRONICS AND AUTOMATIC ENGINEERING

DIPLOMA WORK

TITLE:

Analysis and optimization of the configuration of photovoltaics systems. Practical case in Tenerife

Abstract

Student:

Abel Cué Pérez

Tutors:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Abstract

The continued degradation of the environment and its consequences has led to a deep awareness of the use of fossil fuels as a major product in energy generation. This is causing worldwide investment in the field of renewable energy, in particular solar photovoltaic.

In this project it is proposed that it would be the case in which the installation of a system of electric power generation, through solar photovoltaic energy could be profitable, besides being beneficial for the environment.

In order to get a clear answer, an analysis was carried out according to two fundamental factors: the electrical consumption of the installation and the configuration of the installation of photovoltaic modules. The installation that is proposed is for an industrial use, is why it is used an warehouse located in the industrial area of Güimar, in the municipality of Güimar, to be able to define a standard situation in the industrial environment. Being a situation of coexistence of a working environment it is necessary that the installation is connected to the grid, to guarantee the electrical supply.

The limitations imposed in this project are: the self-consumption is instantaneous, the surplus energy is not sold, that is, the injection in the grid is 0 and the photovoltaic installation will be limited exclusively to the roof surface, in the case where the power of the installation have less than 100kW. If the installation have more than 100kW of power, it can be sell this surplus of energy. After this, an economic feasibility study will be done where, quantitatively, we will know that which of all the solutions proposed is the most successful or which of them are more profitable.



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TÍTULO:

**Análisis y optimización de la configuración de instalaciones
fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife**

Memoria

Alumno:

Abel Cué Pérez

Tutores:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objeto	1
1.3. Emplazamiento	2
1.4. Alcance	3
1.5. Antecedentes	3
1.5.1. Bases	3
1.5.2. Producción de energía fotovoltaica: Polígono de Güimar	4
1.5.3. Perfiles de consumo	5
1.5.4. Obra a ejecutar	6
2. Normas y referencias	7
2.1. Normas aplicadas	7
2.1.1. Normas de carácter estatal	7
2.1.2. Normas de carácter autonómico	8
2.1.3. Normas UNE	8
2.2. Programas de calculo	8
2.3. Bibliografía	9
2.4. Otras referencias	9
3. Definiciones y abreviaturas	11
3.1. Radiación Solar.	11
3.2. Instalación	11
3.3. Módulos	12
3.4. Integración arquitectónica	13
3.5. Datos de funcionamiento	13
4. Requisitos de diseño	15
5. Resultados finales	17
5.1. Elementos comunes entre instalaciones	17
5.1.1. Cuarto de los inversores	17
5.1.2. Módulos fotovoltaicos	17
5.2. Instalación Producción - Óptima	19
5.2.1. Estructura para los módulos	19
5.2.2. Inversores	19
5.2.3. Contador eléctrico	21
5.2.4. Cableado	21
5.2.5. Protecciones Eléctricas	23

5.2.6. Puesta a tierra	24
6. Planificación	25
7. Presupuesto	27

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

Es bien sabido, la importancia que tiene el impulsar el uso de energías renovables para combatir los efectos de los gases invernadero, que producen, entre otras cosas, fenómenos como el tan conocido 'cambio climático'. Para ello, en la última Cumbre sobre el Cambio Climático, celebrada este Diciembre de 2015 en París, se ha propuesto limitar el aumento de la temperatura global en menos de 2°C. Una contribución, tanto económica como ecológica, es el uso de paneles fotovoltaicos, tanto a niveles domésticos como industriales, ya que a la par que disminuimos nuestra factura de la luz, disminuimos nuestra dependencia a los combustibles fósiles, como el diésel, que es quemado en las centrales térmicas. En el caso de la isla de Tenerife, solo el 6,7 % de la energía bruta es de origen renovable, el 93,4 % restante es de origen térmico.

1.2. Objeto

La premisa inicial de este proyecto es definir los beneficios económicos, a niveles industriales, de la instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta de naves / edificios industriales, respecto a la inversión inicial realizada y el régimen de operación. Por tanto, se busca determinar si la cantidad de paneles instalados está relacionada directamente con la rentabilidad de la empresa y, para ello, será necesario conocer el perfil eléctrico de consumo y la producción de energía fotovoltaica.

Se analizan dos tipos de consumo eléctrico, correspondiente a dos naturalizas diferentes de empresa, de tal manera que se intenten englobar a la mayor cantidad de tipos de producción posible:

1. Consumo de producción industrial: las grandes producciones industriales donde el consumo es muy elevado, poseen picos de consumo.
2. Consumo de venta y distribución: es el caso de empresas con grandes sectores de oficinas, las cuales tienen un consumo muy irregular durante todo el día.

Por otro lado, se observará una diferencia principal entre configuraciones de instalaciones de paneles fotovoltaicos:

1. Instalación óptima de los paneles: donde se asegura la máxima cantidad de energía por panel, dentro de un presupuesto, cumplimiento de la normativa y resoluciones de problemas lo más adecuados posibles.
2. Integración arquitectónica: donde seguirá habiendo un afán de mantener una cierta optimización, pero siempre que continúe con las líneas de la nave/edificio. Ésto como consecuencia tiene que las mayores pérdidas serán debidas a la orientación y a la inclinación.

Queda fuera del objeto de este proyecto:

- Los requerimientos específicos de la instalación de transformación a la que debe conectarse, en caso de llevarse a cabo el proyecto. Por tanto, se considerará que posee un centro de transformación diseñado para su correcto funcionamiento.
- Los ajustes estructurales de la nave industrial, tomando como adecuada la estructura del tejado para la carga que se le incorporará, la instalación (paneles fotovoltaicos, estructura de soporte de los paneles, canales y cableado).
- Los aspectos administrativos quedan fuera del proyecto, pero el mismo cumplirá con la normativa vigente.
- El uso de almacenamiento de energía. Debido a los continuos cambios en la normativa y a la opacidad de la misma, se ha optado por no tomar en cuenta esta opción para el diseño.

1.3. Emplazamiento

La ubicación se corresponde al Polígono de Güimar, perteneciente al municipio de Güimar. Es una parcela en zona industrial del mar, conectado por la Autopista del Sur.

Empleando los recursos informáticos proporcionados por Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias (IDE Canarias), en concreto el visor GRAFCAN, podemos ubicar la parcela objeto del proyecto, así como sus coordenadas espaciales, latitud y longitud, su topografía, y características orográficas.

A continuación se muestra la imagen extraída de dicho recurso:



Figura 1.1: Emplazamiento

1.4. Alcance

El alcance de este proyecto se recoge en los siguientes puntos:

1. El cálculo de una distribución óptima de los módulos sobre la cubierta para aprovechar al máximo su superficie.
2. El cálculo de la distribución óptima de los módulos teniendo como criterio que se trata de una integración arquitectónica.
3. Repercusión de diferentes tipo de carga eléctrica en la instalación y sus consecuencias.
4. Cálculos de pérdidas por sombras, que constituyen una comprobación importante dentro del proyecto.
5. El cálculo de aspectos eléctricos (secciones de los cables, inversor, controlador dinámico de potencia, contador, etc.), junto a las protecciones necesarias para la puesta en funcionamiento de la instalación.
6. No se contemplarán los pasos necesarios para la canalización subterránea hasta el centro de transformación elegido para la inyección a la red de distribución.
7. El alcance del proyecto no tiene por objeto determinar la sobrecarga que tendrá que soportar la cubierta debido a la instalación de la planta fotovoltaica.
8. Se realizará un estudio de salud y seguridad.

1.5. Antecedentes

1.5.1. Bases

La preocupación por el medio ambiente y la búsqueda de la pérdida de dependencia de los combustibles fósiles, son unos de los principales objetivos que hay a nivel internacional. Debido a esta preocupación surgió el protocolo de Kyoto, el cual es un acuerdo internacional en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), adoptado en Kyoto el 11 de diciembre de 1997 y que entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Surge como instrumento internacional para combatir el cambio climático y promover el desarrollo sostenible.

Al igual que muchos países, desde un punto visto energético, España se caracteriza por presentar una estructura de consumo que basa su modelo de producción en energías fósiles a partir de combustibles tales como carbón, petróleo y gas natural. Este modelo de consumo es doblemente perjudicial ya que, además del gran impacto ambiental que esto genera debido a la necesidad de medios para poder obtener las materias primas hasta la propia explotación, tiene un gran esfuerzo económico para el gobierno español debido a los costes de importación como consecuencia de ser un país donde tales combustibles no existen (dependencia elevada del exterior, que supone un 80 % de la energía que se consume en el país).

Un gran factor positivo que tiene España es que es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol, a lo que se unen los compromisos europeos en instalación de energías renovables así como la conveniencia estratégica de disminuir la gran dependencia energética

exterior y aumentar la autonomía energética, ya que el sector de las energías es un pilar fundamental para el desarrollo de una sociedad competitiva a nivel internacional.

La medida más eficaz de cumplir todos estos objetivos, es la inversión y el desarrollo de las energías renovables. Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las principales se cuentan la eólica, geotérmica, mareomotriz, solar, la biomasa y los biocombustibles.

En concreto, dentro del estado español, Canarias tiene una mayor cantidad de horas de sol con respecto al resto del país, por tanto presenta más oportunidades en sector de la generación de la energía solar fotovoltaica. Además, la reciente modificación de la normativa en el sector, beneficia la inversión en las islas ya que están exentas de los cargos transitorios por energía autoconsumida de aplicación a los sistemas eléctricos aislados.

En el siguiente apartado se presentará la producción de energía fotovoltaica gracias a la radiación solar recibida en el Polígono de Güimar.

1.5.2. Producción de energía fotovoltaica: Polígono de Güimar

La cantidad de energía recibida del Sol, radiación solar, es uno de los factores que marca la pauta a la hora de diseñar un sistema solar fotovoltaico. Es por ello, que la situación geográfica de Canarias, debido a su favorable climatología, permite que en las Islas la aplicación de las energías solar térmica y fotovoltaica sean superiores al del resto de España. A continuación, se presenta una imagen con la irradiación solar recibida en España.

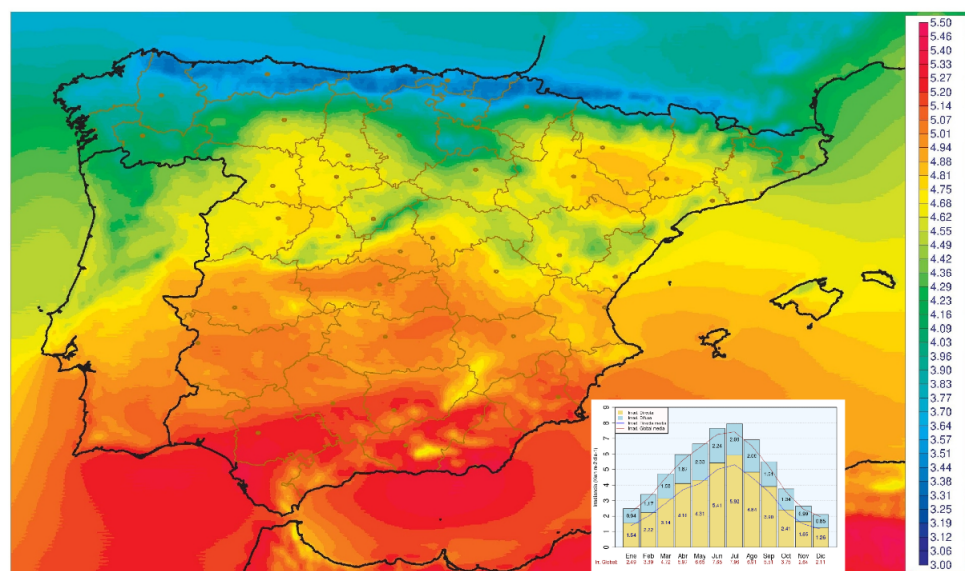


Figura 1.2: Radiación solar en la Península

No obstante, para la obtención de la irradiación solar en la ubicación este proyecto se ha apoyado en la plataforma GRAFCAN, desarrollada por la empresa pública Cartográfica de Canarias, S.A., adscrita a la Consejería de Política Territorial, Sostenibilidad y Seguridad del Gobierno de Canarias.

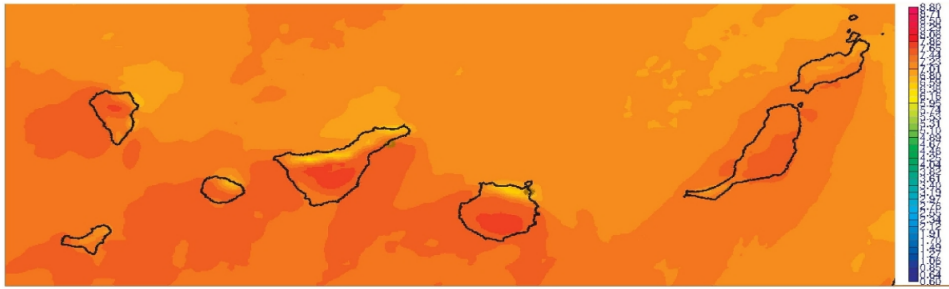


Figura 1.3: Radiación solar en Canarias

Este servicio interactivo de información aporta todos los datos de irradiación de cualquier lugar de Canarias.

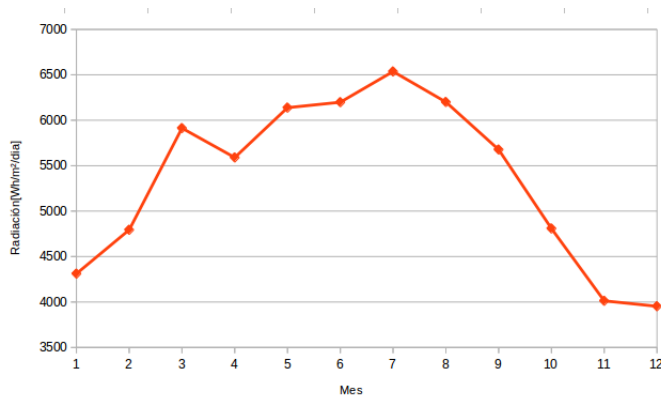


Figura 1.4: Radiación solar en el emplazamiento

Además, se ha utilizado el organismo PVGIS (sistema de información geográfica sobre energía fotovoltaica), desarrollado por el servicio científico interno de la Comisión Europea, el Centro Común de Investigación, el cual permite a los usuarios calcular el rendimiento de los sistemas de energía solar en un punto dado de Europa.

Otra fuente consultada ha sido AgroCabildo organismo de asesoramiento del Cabildo de Tenerife que proporciona información del sector agrario y medio ambiental muy detallada, desde parámetros de humedad y temperatura hasta radiación y precipitaciones.

Debido a la diferencia entre los datos aportados de radiación por las diferentes plataformas, se ha optado por utilizar la del PVGIS, ya que esta plataforma permite calcular la radiación exacta que recibirán las placas en su posición final de instalación. Por tanto, ésto nos permite realizar un diseño lo más óptimo posible. Esta función no existe en el resto de plataformas, por esta razón quedan descartadas. Además, se usará esta misma plataforma para realizar los cálculos de pérdidas por sombra de la instalación.

1.5.3. Perfiles de consumo

La plataforma que se utilizará para definir los posibles perfiles de consumo será SMA Sunny Design Web, donde se aportan unos perfiles de consumo estándares según la actividad de la em-

presa. Esta aplicación de diseño de instalaciones fotovoltaicas online esta respaldada por SMA Solar Technology.

SMA Solar Technology es el fabricante de inversores para energía solar fotovoltaica con mayor facturación a nivel mundial y el más conocido en Alemania para instalaciones fotovoltaicas con suministro de energía a la red, alimentación independiente de la red y servicios "backup". La empresa tiene su sede central en la ciudad de Niestetal y cuenta con 16 sucursales en cuatro continentes.

Como se comentó anteriormente, en el proyecto se contemplarán dos perfiles de consumo:

- a) El perfil de carga de un negocio comercial de venta y distribución, se caracteriza por el elevado consumo de energía, fundamentalmente durante las horas de apertura comercial.
- b) El perfil de carga de un negocio comercial de producción, se caracteriza por el elevado consumo de energía en días laborables de 8 de la mañana a 6 de la tarde.

1.5.4. Obra a ejecutar

Se trata de un edificio industrial previamente fabricado, en el cual se va realizar una ampliación y remodelación de la instalación eléctrica, para poder instalar unos módulos fotovoltaicos en el tejado de la misma. Esto irá acompañado de la construcción de un cuarto donde se localizarán los inversores, la aparamenta y los sistemas de medida de la instalación fotovoltaica, y las canalizaciones pertinentes para la conexión con el resto de la instalación y la red.

Capítulo 2

Normas y referencias

2.1. Normas aplicadas

Para la ejecución de las instalaciones, se tendrán en cuenta las siguientes normas y reglamentos

2.1.1. Normas de carácter estatal

- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y modificaciones posteriores.
- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de Seguridad y Salud en el trabajo
- Real Decreto 773/97, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección personal
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la Seguridad y Salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- Real Decreto 647/2011, de 9 de Mayo, por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento Electrotécnico para baja tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDEA, de julio de 2011.

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

2.1.2. Normas de carácter autonómico

- Real Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se regula la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario
- Decreto 161/2006, de 8 de noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.

2.1.3. Normas UNE

- UNE 21.1002: Cables de tensión asignada hasta 450/750V con aislamiento de compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.
- UNE-EN-50.102: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE 21144-3-2: Cables eléctricos. Cálculos de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia
- UNE 15007:2014: Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico

2.2. Programas de calculo

Los programas utilizados utilizados para el desarrollo del proyecto son:

1. \LaTeX : es un sistema de composición de textos, orientado a la creación de documentos escritos.
2. Texmaker: plataforma que utiliza el sistema \LaTeX y permite su uso de una manera más sencilla.
3. SMA Sunny Design Web: Programa online gratuito que permite hacer cálculos para la estimación de la rentabilidad de una instalación, lo que permite hacerse una idea aproximada de la envergadura del proyecto. Cuenta con una amplia base de datos de equipos y perfiles de consumo que otorga una gran versatilidad del programa.
4. Grafcan: Sistemas de información geográfica, geodesia, cartografía básica y temática, fotogrametría, topografía, catastro, tratamiento de imágenes y vigilancia de bases, utilizado para cálculos de la oleografía del terreno y de la nave industrial.

5. AutoCad: Programa de diseño asistido por ordenador utilizado para el diseño de la instalación.
6. Excel: Programa de cálculo utilizado para la definición de las dimensiones de la instalación y de algunos componentes.

2.3. Bibliografía

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE.
- Guía fotovoltaica del Gobierno de Canarias
- Solar electricity. Engineering of photovoltaic systems. Eduardo Lorenzo.
- Anuario Energético de Canarias 2011; Consejería de Empleo, Industria y Comercio; Gobierno de Canarias

2.4. Otras referencias

<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>, julio 2016.

<http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html/seccion21>, julio 2016

<http://es.climate-data.org/location/48155/>, julio 2016

Capítulo 3

Definiciones y abreviaturas

3.1. Radiación Solar.

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en KW/m^2 .

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en KWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

3.2. Instalación

Instalación fotovoltaica: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicas para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite se pare la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Protecciones de corriente continua: estas protecciones se sitúan dentro de los cuadros de protección, en los que se encuentran los fusibles y seccionadores necesarios para la protección de esta parte de la instalación.

Estructura soporte: sirven para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Protecciones de corriente alterna: estas protecciones se sitúan dentro de los cuadros de protección, en los que se encuentran los interruptores automáticos magnetotérmicos y diferenciales.

Cableado: son los conductores necesarios para unir las distintas partes de la instalación. Se calculan en función de la intensidad que vaya a pasar a través de ellos, por tanto, tendrán la sección adecuada para dicha corriente.

Tubos protectores: son los tubos necesarios donde se albergan los cables tanto de continua como de alterna. Su elección se hace en función del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y en particular, de su ITC-BT-21. La sección de éstos será la adecuada para el número y la sección de los cables.

3.3. Módulos

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: $1000W/m^2$.
- Distribución espectral: QM 1.5 G.
- Temperatura de célula: 25°C.

Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1.5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.5. Datos de funcionamiento

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

Cuota de autoconsumo: Porcentaje de energía consumida en relación a la energía generada por la instalación.

Cuota autárquica: Porcentaje de suministro energético utilizado sin necesidad de ser consumido de la red, es el grado de independencia energética de la instalación.

Capítulo 4

Requisitos de diseño

Esta instalación estará basada en el concepto de autoconsumo. La estacionalidad y la irregularidad de algunos recursos renovables, en este caso la luz solar, provocan que, en ocasiones, no toda la energía producida se consuma instantáneamente. Las instalaciones de una producción menor a 100kW tendrán un consumo instantáneo, por tanto no verterán energía a la red, en cambio, las que estén por encima de este límite vendrán la energía excedente.

Los requisitos principales tomados como referencia para la elaboración del proyecto son:

- Reducir el consumo que la nave obtiene de la red.
- Potencia pico inferior a la máxima para la que se ha diseñado la nave.
- Al no conocer el material ni tener datos de las vigas de la nave se considerará la cubierta como ideal, pudiendo soportar el peso de los paneles y no será un impedimento en la colocación de las estructuras soporte.
- Adaptarse a la normativa vigente.
- Plantear la instalación para que no sea necesario el uso de acumuladores.
- Cumplir con las condiciones particulares de la empresa suministradora, Endesa.
- Diseñar el sistema generador, se tendrá en cuenta dos posibilidades:
 1. Según la potencia anual que consuma la nave industrial.
 2. Según la superficie disponible para esta actividad

Capítulo 5

Resultados finales

Nos encontramos con una nave industrial con una superficie en el tejado de $2505.9 m^2$, que según la configuración instalada será o no suficiente para poder instalar todos los paneles necesarios, para cubrir el consumo de energía de la propia nave industrial.

Dadas las características previas que se han definido 4 instalaciones diferentes:

Diseño	Óptimo	Integración arquitectónica	Consumo
Venta y distribución	1	2	20 MWh al año
Producción	3	4	500 MWh al año

Estas cuatro instalaciones son las que se definirán como propuestas a desarrollar en este proyecto.

5.1. Elementos comunes entre instalaciones

Este apartado engloba todos los componentes y elementos de las distintas instalaciones, que son comunes y poseen una resolución de diseño igual en todos los casos presentados, con el fin de sintetizar lo máximo posible la información.

5.1.1. Cuarto de los inversores

Toda esta energía se centralizará en una única zona de operación donde se encontrará toda la aparataje y con el fin de tener localizado de manera clara los equipos de la instalación.

Un punto importante en este aspecto es que la instalación no contará con sistema de almacenamiento, es por ello que se plantea el uso de un cuarto sin ventilación forzada.

Su localización se definirá en los planos, siendo componentes importantes de su lugar de incorporación: la reducción del cableado de las placas a los inversores, el fácil acceso a los operarios y su independencia con el resto de la instalación.

5.1.2. Módulos fotovoltaicos

Un factor determinante para elegir el modelo de panel solar que se va a instalar, se ha tenido en cuenta el rendimiento de los mismos. Por ello, el silicio amorfo se descarta por su bajo rendimiento. Se barajó la posibilidad de instalar placas de silicio monocristalino o policristalino. Se

optó por el uso de placas de silicio policristalino aunque con menor rendimiento pero a mucho menor coste, aunque debido al avance tecnológico estos pueden llegar a un alto rendimiento.

El módulo solar utilizado es el modelo AMS 310 de 310 W, del fabricante Amerisolar. Posee el marcado CE y garantía de calidad de 30 años. Permiten un rápido montaje gracias a una conexión sencilla de los cables eléctricos.

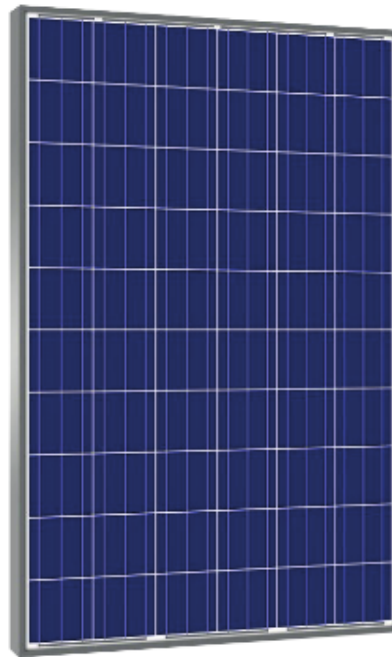


Figura 5.1: AMS 310

Está formado por 72 células de silicio policristalino de alto rendimiento. A continuación, se adjuntan las características técnicas del módulo solar utilizado:

Características físicas	
Número de células	6 x 12
Tipo de células	Policristalino
Dimensiones	1956 x 992 x 50 mm
Características eléctricas	
Potencia nominal	310 W
Eficiencia del módulo	15.98 %
Corriente Punto de Máxima Potencia(I_{mp})	8.41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia(V_{mp})	36.9 V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	8.85 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	48.85 V
Temperatura de trabajo(T_{ONC})	45°C

Todos los datos eléctricos están medidos para condiciones estándar: 1000 W/m^2 de radiación y 25 °C de temperatura de célula.

Los paneles fotovoltaicos van a ser posicionados con un mismo ángulo de inclinación y orientación durante todo el año. Estarán sujetos por estructuras estructura fija en el tejado de la nave industrial.

5.2. Instalación Producción - Óptima

Esta ha sido la única instalación viable de las cuatro propuesta, es por ello que es la vamos a desarrollar.

5.2.1. Estructura para los módulos

Es importante destacar que el diseño de las estructuras no entra dentro del objeto de este proyecto. Con esta premisa, en esta instalación se han definido el uso de estructuras fijas, debido a su menor coste en comparación a las regulable, instaladas en el suelo del tejado de la nave industrial.

El fabricante, SunferEnergy, aseguran que los soportes aguantarán las cargas debidas al propio peso de los módulos y las cargas de viento características de la zona. Además, estas estructuras deberán satisfacer las especificaciones mínimas que establece el IDEA para este apartado. Además las estructuras de este fabricante tienen una garantía de 10 años, además de ser producidas y diseñadas en España.

El modelo CVE915 permite la instalación de módulos fotovoltaicos en una variedad de inclinaciones estandarizadas, otro aspecto determinante es le tamaño de los módulos fotovoltaicos que se pueden instalar en esta estructura que es de 60 células. Debido a las inclinaciones existentes en el tejado se han escogido de este modelo las estructuras de 25° y 30° de inclinación, la justificación de esta selección queda reflejado en el anexo cálculos.

En el tejado se instalarán 191 paneles en las zona con una pendiente de 3° de inclinación del tejado, es por ello que serán necesarias 191 estructuras de 25°, y 222 paneles en las zona con una pendiente de 3° de inclinación del tejado, es por ello que serán necesarias 222 estructuras de 30°, tal y como se reflejan en los planos.

5.2.2. Inversores

Al tratarse de una instalación tan grande se han escogido 3 modelos de la línea SUNNY TRIPOWER de la compañía SMA Solar Technology: el SUNNY TRIPOWER 15000TL-10 de 15 kW, el SUNNY TRIPOWER 20000TL-30 de 20 kW y el SUNNY TRIPOWER 25000TL-30 de 25 kW. Se conectan por un lado al conjunto de paneles fotovoltaicos de los que reciben la energía eléctrica en forma de tensión continua y, por otro lado, al cuadro de protección de corriente alterna. Los inversores SUNNY TRIPOWER presenta las siguientes características:

Datos Técnicos de los inversores			
Entrada en corriente continua			
	STP15000TL-10	STP20000TL-30	STP25000TL-30
$P_{Max}CC$	15340 W	20440 W	25550 W
Tensión entrada Máx	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP	360 V a 800 V	320 V a 800V	390 V a 800V
Tensión nominal	600 V	600 V	600 V
Tensión arranque	188 V	188 V	188 V
Corriente Máx de entrada string	33,0 A	33,0 A	33,0 A
Nº de strings por entrada	A:5 y B:1	A:3 y B:3	A:3 y B:3
Salida en corriente alterna			
Potencia asignada (a 230V, 50Hz)	15000 W	20000 W	25000 W

Además los inversores vienen equipados con un ventilador inferior que evacua $40 \text{ m}^3/\text{h}$.

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Nº de placas	92	119	130	72
P_{GFV}	28520	36890	40300	22320
STP25000TL-30	0	0	0	1
STP20000TL-30	0	2	2	0
STP15000TL-10	2	0	0	0

Obteniendo una potencia instalada de 145 kW en la instalación.

Monitorización y comunicaciones

Los inversores permiten la comunicación vía puerto serie RS-485, estos serán conectados en cascada tal y como nos ofrece guía técnica específica para la conexión de los inversores del fabricante SMA. Mediante este serial se conectará al Control Dinámico de Potencia (CDP), que será el encargado de gestionar la comunicación de la planta. Además, también se podrá transmitir las principales variables de funcionamiento de los inversores. Para más información, ver anexo, cálculos.

El sistema CDP se conectará mediante bus de comunicaciones RS-485 a el inversor y al analizador de redes CVM-Mini. El CDP detecta cuando el usuario inicia el consumo y manda un aviso a los inversores para que éstos maximicen la producción energética. Si la energía que proporcionan los inversores es insuficiente para satisfacer el consumo del usuario, abrirá el paso a la red eléctrica para completar la demanda del usuario. Si, por el contrario, no se está consumiendo energía, el CDP se encargará de cerrar la red eléctrica para que la producción fotovoltaica no sea inyectada a la red.

Se utilizará el control dinámico de potencia CDP-G del fabricante CIRCUTOR. Los equipos CDP permiten regular el nivel de generación del inversor en función del consumo del usuario.

Salida de los inversores

La salida de los inversores se llevará hasta un cuadro de protección de alterna situado en el mismo cuarto de los inversores. Además a la salida de esta caja, se llevará a cabo la conexión de los inversores con la red eléctrica mediante un contador trifásico bidireccional situado fuera de la nave industrial.

5.2.3. Contador eléctrico

Se dispondrá de un contador de producción de forma que se contabilice la energía que produce la instalación fotovoltaica. Estará ubicado en la CGP de la nave industrial, que se encuentra fuera de la misma. Estará a una altura de 1 metro con respecto al suelo.

Debido a la instalación objeto de estudio, y sus características eléctricas, se instalará un contador bidireccional, completamente independiente del contador existente, situado en el último tramo de la instalación, es decir en la zona de corriente alterna, y de forma que tenga fácil acceso para el personal de la empresa suministradora (Endesa). Será bidireccional para garantizar la medición tanto de la salida de energía eléctrica.

Para ello, se ha elegido el contador bidireccional CIRWATT B 140D de la marca CIRCUTOR, para aplicaciones trifásicas.

Características del contador	
Tensión nominal	2x230 (400) V
Consumo	< 2W
Frecuencia	50 - 60 Hz

5.2.4. Cableado

Se deben dimensionar bien las secciones de los cables ya que según la ITC-BT-40, la caída de tensión permitida desde los generadores hasta el punto de conexión con la red de distribución no debe ser superior al 1,5 %.

Placas solares – caja de protección de continua

Esta parte de la instalación trabaja con corriente continua. Para determinar la sección del cableado, se tiene en cuenta la corriente máxima producida por los módulos fotovoltaicos, la caída de tensión máxima permitida y la longitud de cada tramo. Para unir los módulos con las cajas de continua se utilizará el cable -40/+120°+UV 0,6/1kV - TECHNO SUN, con aislamiento de PVC y cubierta de misma material. Este tramo estará formado por cables de secciones de 6, 10 y 16 mm² para los generadores estos irán fijados a la pared o sobre el tejado cuando proceda. El diámetro de los tubos será de 16, 20 y 25 mm respectivamente, dichas canalizaciones llevarán una línea únicamente cada una obteniendo:

Producción - Óptima										
Zona 1										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	16	4960	384	12.92	61.19	67.31	9.76	10	3	0.78 %
L1A2	15	4650	360	12.92	65.04	71.54	11.06	16	1.99	0.55 %
L1B	15	4650	360	12.92	76.58	84.24	13.03	16	2.34	0.65 %
L2A1	16	4960	384	12.92	68.89	75.78	10.99	16	2.11	0.55 %
L2A2	15	4650	360	12.92	46.36	51	7.89	10	2.27	0.63 %
L1B	15	4650	360	12.92	60.76	66.84	10.34	16	1.86	0.52 %
Zona 2										
L1A1	15	4650	360	12.92	47.84	52.62	8.14	10	2.34	0.65 %
L1A2	15	4650	360	12.92	61.29	67.42	10.43	16	1.88	0.52 %
L1B1	15	4650	360	12.92	65.09	71.6	11.07	16	1.99	0.55 %
L1B2	15	4650	360	12.92	46.91	51.601	7.98	10	2.30	0.64 %
L2A1	15	4650	360	12.92	25.52	28.07	4.34	6	2.08	0.58 %
L2A2	15	4650	360	12.92	21.17	23.29	3.6	6	1.73	0.48 %
L2B1	15	4650	360	12.92	17.19	18.91	2.92	6	1.4	0.39 %
L2B2	14	4340	336	12.92	31.59	34.75	5.76	6	2.58	0.77 %

Zona 3										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	13	4030	312	12.92	13.03	14.33	2.56	6	1.06	0.34 %
L1A2	13	4030	312	12.92	27.48	30.23	5.39	10	1.35	0.43 %
L1A3	13	4030	312	12.92	27.4	30.14	5.38	6	2.24	0.72 %
L1B1	13	4030	312	12.92	21.64	23.8	4.25	6	1.77	0.57 %
L1B2	13	4030	312	12.92	26.41	29.05	5.18	6	2.16	0.69 %
L2A1	13	4030	312	12.92	43.52	47.87	8.54	10	2.13	0.68 %
L2A2	13	4030	312	12.92	26.44	29.08	5.19	6	2.16	0.69 %
L2A3	13	4030	312	12.92	42.14	46.35	8.27	10	2.06	0.66 %
L2B1	13	4030	312	12.92	38.25	42.08	7.51	10	1.87	0.6 %
L2B2	13	4030	312	12.92	39.24	43.16	7.7	10	1.92	0.62 %
Zona 4										
L1A1	15	4650	360	12.92	43	47.3	7.32	10	2.11	0.59 %
L1A2	15	4650	360	12.92	57.89	63.68	9.85	10	2.84	0.79 %
L1A3	14	4340	336	12.92	58.86	64.75	10.73	16	1.8	0.54 %
L1B1	14	4340	336	12.92	70.4	77.44	12.83	16	2.16	0.64 %
L1B2	14	4340	336	12.92	56.52	62.17	10.30	16	1.73	0.52 %

Caja de protección de continua – inversores

En este tramo el cable utilizado será RZ1-K (AS) 0,6/1kV de cobre, flexible y con una tensión asignada de 0,6/1 kV y aislamiento de XLPE. Las salidas de las cajas de continua serán de 6 mm² de sección y estas se llevarán en tubos fijados a la pared del cuarto de inversores mediante bridas diseñadas para tal efecto. El diámetro de los tubos protectores será de 16 mm, dichas canalizaciones llevarán una línea únicamente cada una.

Inversores- cuadro de protección de alterna

Para la zona de conexión entre los inversor y el cuadro de protección de alterna se utilizará el cable unipolar RZ1-K (AS) 0,6/1kV de cobre, flexible y con una tensión asignada de 0,6/1 kV y aislamiento de XLPE y cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos. La línea resultante de la caja de protecciones de alterna se conectará con el contador eléctrico.

Producción - Óptima								
Zona 1								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
15000	400	21.65	8.43	9.27	2.47	10	0.79	0.20 %
15000	400	21.65	7.91	8.7	2.32	10	0.74	0.19 %
Zona 2								
20000	400	28.87	7.08	7.79	2.77	10	0.89	0.22 %
20000	400	28.87	5.55	6.11	2.17	10	0.69	0.17 %
Zona 3								
20000	400	28.87	4.82	5.3	1.88	10	0.6	0.15 %
20000	400	28.87	3.59	3.95	1.4	10	0.45	0.11 %
Zona 4								
25000	400	36.08	2.56	2.82	1.25	10	0.4	0.1 %

En este tramo los conductores tendrán una sección de 10 mm^2 y el diámetro del tubo protector de 32 mm.

Cuadro de protecciones de alterna - contador

El cable utilizado será RZ1-K (AS) 0,6/1kV y aislamiento de XLPE, con conductores unipolares, estos tendrán una sección de 150 mm^2 las fases, 95 mm^2 el neutro y el diámetro del tubo protector de 75 mm, se instala por la pared. La intensidad que circula por este tramo, será la suma de las salidas de los inversores.

Contador – Cuadro General de Protección

El último tramo para conseguir la conexión a red es unir la salida del contador de energía con la CGP. El cable utilizado será RZ1-K (AS) 0,6/1kV y aislamiento de XLPE, con conductores unipolares, estos tendrán una sección de 150 mm^2 las fases, 95 mm^2 el neutro y el diámetro del tubo protector de 75 mm.

5.2.5. Protecciones Eléctricas

Toda instalación eléctrica debe llevar protecciones para evitar posible accidentes producidos por la propia electricidad. Estas protecciones son diseñadas acorde con el REBT. En la presente instalación, se van a distinguir los siguientes tipos de protecciones: protecciones de corriente continua DC y protecciones de corriente alterna AC en baja tensión.

Protecciones de corriente continua

Es necesario instalar una serie de protecciones en la parte de continua, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor, con el fin de obtener un grado de protección adecuado. Estas

protecciones estarán alojadas en cajas de conexión en el cuarto de inversores.

La caja será del fabricante CAHORS, y todos los elementos irán instalados en su interior.

Los elementos que conforman cada caja son:

- 2 fusibles por línea que entre al inversor correspondiente, de 20 A cilíndrico de 10 x 38 mm y tensión asignada 1000 V
- 1 interruptor general de generador de tensión nominal 800 V y 200 A

Las dimensiones de las cajas de protección son: 500 x 400 x 200 mm y su grado de protección es IP66.

Protecciones de corriente alterna

El conjunto de protecciones referentes a corriente alterna engloba al total de las protecciones del tramo inversor-centro de transformación. La línea de los inversores hasta el cuadro de protección de alterna se protege con los siguientes dispositivos: magnetotérmicos de calibre 40 A de 4 polos y poder de corte de 10 kA. A continuación, se elegirán los interruptores diferenciales que se necesitarán. Se utilizarán interruptores diferenciales tetrapolares de 40 A y sensibilidad de 300 mA para cada circuito. Ambos serán de la marca Schneider Electric.

5.2.6. Puesta a tierra

Es imprescindible disponer de una instalación de puesta a tierra para proteger tanto a las personas como a los equipos ante un posible riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto accidental con masas puestas en tensión.

La puesta a tierra del campo fotovoltaico tiene la misión de proteger a la instalación frente a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas. La puesta a tierra del campo fotovoltaico se ha calculado en base a que la resistencia final no supere los 80 Ω . A esta tierra se conectarán todos los elementos del sistema fotovoltaico: placas solares, estructuras, inversores, etc.

La instalación de puesta a tierra se realizará en un terreno pedregoso cubierto con césped y se conseguirá gracias a 14 picas recubiertas de cobre de 2 metros de longitud conectadas en paralelo.

Capítulo 6

Planificación

En la fase de planificación del proyecto se agrupa y sintetiza la información recogida en los capítulos anteriores. Se procede a exponer un plan orientativo práctico, que servirá a las entidades ejecutoras para llevarlo a cabo.

La planificación del proyecto es concreta y específica y deberá definir los objetivos y resultados que se quieren alcanzar así como las actividades a realizar, los recursos requeridos y su visualización en el tiempo.

El calendario de actividades es una herramienta metodológica que presenta las actividades del proyecto y que identifica su secuencia lógica, así como su interdependencia.

Código	Actividad	2011				
		Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
A1	Compra del material					
A2	Transporte del material					
A3	Organización de los equipos de trabajo					
A4	Instalación de los módulos fotovoltaicos					
A5	Construcción del cuarto de contadores					
A6	Instalación del inversor					
A7	Cableado del sistema fotovoltaico					
A8	Comprobación del sistema fotovoltaico					

A continuación se describen cada una de las actividades:

A1 - Compra del material: Se deberán adquirir todos y cada uno de los componentes especificados en el presente proyecto.

A2 - Transporte del material: El material adquirido se transportará al emplazamiento con el fin de realizar la instalación

A3 - Organización de los equipos de trabajo

A4 - Instalación de los módulos fotovoltaicos: Se realizará la instalación de los módulos sobre cubierta y se realizarán las interconexiones.

A5 - Construcción del cuarto de contadores

A6 - Instalación del inversor: Se realizará la instalación del inversor.

A7 - Cableado del sistema fotovoltaico: Se realizará la interconexión entre los diferentes tramos del sistema fotovoltaico, utilizando los cables con la sección oportuna, tal y como se indica en el proyecto.

A8 - Comprobación del sistema fotovoltaico: Se comprobará que todos los componentes del sistema fotovoltaico funcionan correctamente. En el caso de que haya errores, se identificarán y solucionarán los fallos antes de continuar con la instalación

Capítulo 7

Presupuesto

A continuación se presenta el resumen del presupuesto de la instalación, que se encuentra detallado y desglosado en el Tomo Presupuestos.

Presupuesto ejecución material	
Secciones	Total €
Instalación eléctrica	151672.17 €
Material eléctrico	168953.08 €
Canalizaciones	2285.52 €
Obra civil	24965.75 €
Total	347876.52 €
Presupuesto de ejecución por contrata	
Presupuesto ejecución material	347876.52 €
6 % Beneficio industrial	20872.59 €
14 % Gastos generales	48702.71 €
Total	417451.82 €
Presupuesto ejecución material	
Presupuesto de ejecución por contrata	417451.82 €
7 % IGIC	29221.63 €
Total	446673.45 €

El presupuesto de ejecución general y, por tanto, presupuesto del proyecto asciende a una cantidad total de:

446673.45 €

**CUATROCIENTOS CUARENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS SETENTA Y TRES
EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS**



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TÍTULO:

**Análisis y optimización de la configuración de instalaciones
fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife**

Anexos

Alumno:

Abel Cué Pérez

Tutores:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Índice general

1. Documentación de partida	1
1.1. Emplazamiento	1
1.2. Disposición de los módulos solares	1
1.2.1. Pérdidas por orientación e inclinación	4
1.2.2. Pérdidas de radiación por sombra	10
1.3. Estimación del consumo	12
1.4. Radiación solar disponible	14
2. Cálculos	17
2.1. Selección de los módulos fotovoltaicos	17
2.2. Cálculo de pérdidas	18
2.2.1. Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos	19
2.2.2. Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas	19
2.2.3. Pérdidas debida a la acumulación de suciedad en los módulos	20
2.2.4. Pérdidas por sombreado y por orientación e inclinación	20
2.2.5. Pérdidas por degradación de los módulos	20
2.2.6. Pérdidas eléctricas	20
2.2.7. Pérdidas por reflectancia	21
2.2.8. Rendimiento del inversor	21
2.3. Performance ratio (PR)	21
2.4. Número de módulos solares	21
2.5. Distancia entre los paneles	22
2.5.1. Sombra generada por las paneles fotovoltaicos:	22
2.5.2. Sombra generada por las claraboyas:	24
2.6. Cálculo del inversor	24
2.6.1. Venta y distribución - Óptima	25
2.6.2. Venta y distribución - Integración Arquitectónica	26
2.6.3. Producción - Óptima	27
2.6.4. Producción - Integración Arquitectónica	29
2.7. Cálculo instalación eléctrica	31
2.7.1. Cálculo del cableado de continua	31
2.7.2. Cálculo del cableado de alterna	38
2.7.3. Puesta a tierra	44
2.7.4. Canalización	45
2.8. Comunicaciones	51
3. Componentes de la instalación	53

4. Estudio de viabilidad	81
4.1. Objetivo	81
4.2. Análisis DAFO	81
4.2.1. Debilidades	81
4.2.2. Amenazas	82
4.2.3. Fortalezas	82
4.2.4. Oportunidades	82
4.3. Estudio Económico	83
4.3.1. Venta y distribución - Óptima	83
4.3.2. Venta y distribución - Integración Arquitectónica	84
4.3.3. Producción - Óptima	85
4.3.4. Producción - Integración Arquitectónica	87
4.4. Conclusión	88
5. Estudio básico de impacto ambiental	89
5.1. Objeto	89
5.2. Impacto ambiental de una instalación solar fotovoltaica conectada a red	89
5.2.1. Ruidos	89
5.2.2. Emisiones gaseosas a la atmósfera	89
5.2.3. Destrucción de flora y fauna	89
5.2.4. Residuos tóxicos y vertidos peligrosos	90
5.3. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica	90
6. Estudio básico de seguridad y salud	93
6.1. Introducción	93
6.2. Objeto del estudio básico de seguridad y salud	93
6.3. Normativa de seguridad y salud aplicable	94
6.4. Medios de auxilio	94
6.4.1. Medios de auxilio en obra	95
6.5. Identificación de riesgos y medidas preventivas a adoptar	95
6.6. Planificación de la acción preventiva	97
6.6.1. Medidas preventivas	97
6.6.2. Equipos de protección individual	98
6.6.3. Durante los trabajos previos a la ejecución de la obra	99
6.6.4. Durante las fases de ejecución de la obra	101
6.6.5. Durante la utilización de medios auxiliares	103
6.6.6. Durante la utilización de maquinaria y herramientas	105
6.6.7. Identificación de los riesgos laborales evitables	107
6.6.8. Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse	109
6.6.9. Condiciones de seguridad y salud, en trabajos posteriores de reparación y mantenimiento	110
6.6.10. Trabajos que implican riesgos especiales	111
6.6.11. Medidas en caso de emergencia	111
6.6.12. Presencia de los recursos preventivos del contratista	111
6.7. Coordinador en materia de seguridad y salud	112
6.8. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra	112
6.9. Presupuesto de seguridad y salud	113
6.10. Libro de incidentes	113

6.11. Obligaciones de los trabajadores	114
6.12. Obligaciones y derechos del empresario	114
7. Manual de mantenimiento	117
7.1. Objeto	117
7.2. Generalidades	117
7.3. Planes de mantenimiento más comunes	118
7.3.1. Mantenimiento correctivo	118
7.3.2. Mantenimiento preventivo	118
7.3.3. Mantenimiento predictivo	119
7.4. Mantenimiento de la instalación fotovoltaica	119
7.4.1. Plan de mantenimiento preventivo	119
7.4.2. Plan de mantenimiento correctivo	128

Capítulo 1

Documentación de partida

1.1. Emplazamiento

La nave industrial donde se desarrolla el proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo eléctrico, se encuentra en un terreno industrial, situado en el término municipal de Güimar (cabildo de Tenerife, España), según lo definen las siguientes coordenadas:

- Coordenadas Geográficas (DMS): 28°19'27,00" Norte; 16°22'35,66" Oeste.
- Coordenadas Decimales: 28,32416693 Latitud; -16,37657338 Longitud



Figura 1.1: Emplazamiento

1.2. Disposición de los módulos solares

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. Lo ideal es emplear módulos con seguimiento solar que permiten en todo momento orientar los paneles fotovoltaicos hacia el sol, lo que garantiza el máximo uso de la radiación. Se estima en un 40 % el incremento de la potencia entregada por aquellos módulos que emplean un sistema de seguimiento respecto a los paneles instalados fijos. No obstante, en este proyecto se hará uso de módulos solares fijos, mucho más económicos y simples de instalar, para lo cual habrá que definir su orientación e inclinación para que

resulten lo más eficientes posible.

La nave posee un techo ondulado, el cual provoca que la instalación tenga una estructuras

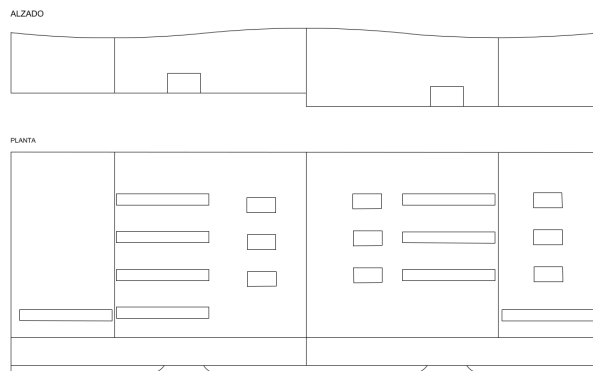


Figura 1.2: Plano de la nave industrial

adaptada a estas curvaturas, dichas curvas son relativamente suaves. Por otro lado, la orientación de la nave de manera longitudinal es de 15° Azimut. Por la forma del mismo, el tejado se definirán 4 pendientes diferenciadas cada una de ellas con su pendiente. Por ello, mediante la aproximación mediante triángulos, se calcula el ángulo de inclinación de cada tramo en orden de sur a norte:

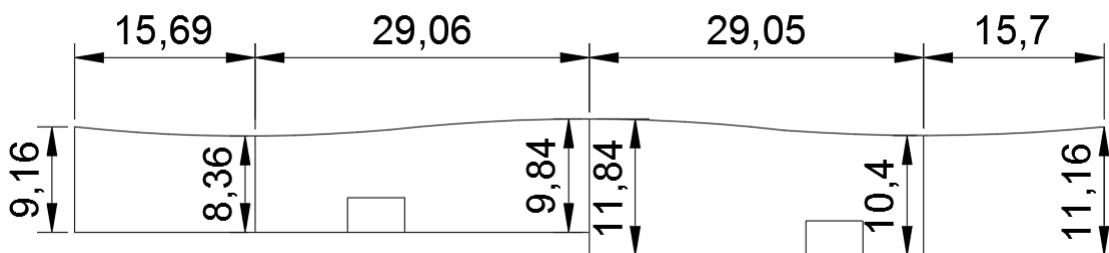


Figura 1.3: Medidas de la nave industrial. Alzado

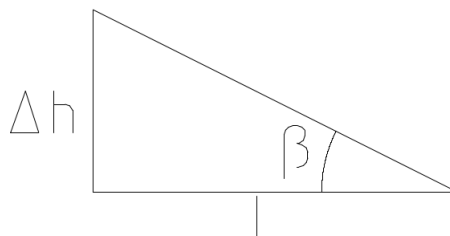


Figura 1.4: Simplificación en triángulo del tejado

$$\begin{aligned} \text{Zona1} : \Delta h &= \sin(\beta) * L \\ \sin(\beta) &= \frac{\Delta h}{L} \end{aligned}$$

$$\beta = \sin^{-1}\left(\frac{\Delta h}{L}\right) = 2,92^\circ$$

$$\text{Zona2} : \beta = \sin^{-1}\left(\frac{\Delta h}{L}\right) = 2,91^\circ$$

$$\text{Zona3} : \beta = \sin^{-1}\left(\frac{\Delta h}{L}\right) = 2,83^\circ$$

$$\text{Zona4} : \beta = \sin^{-1}\left(\frac{\Delta h}{L}\right) = 2,77^\circ$$

Con los resultados obtenidos se pueden redondear las pendientes a 3° en todos los casos, quedando sus inclinaciones con respecto al sur: el tramo 1 y 3 a -3° y, el 2 y 4 a 3° de inclinación.

Como se observa en la figura, la estructura está en posición diagonal, con el fin de obtener la

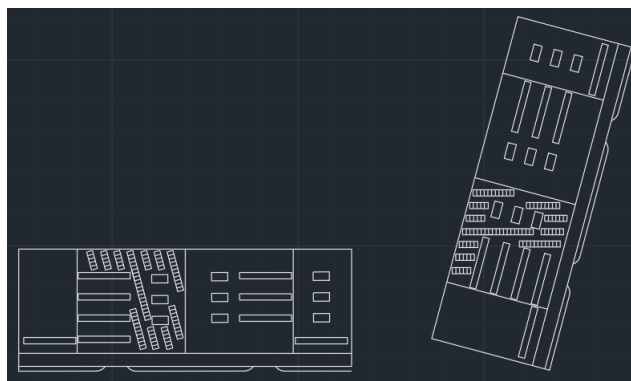


Figura 1.5: Distribución en diagonal de los paneles

mejor orientación de las placas. Esta disposición genera un problema mayor, que es la propia estructura en sí, ya que ésta tiene que adaptarse a la ondulación del techo, haciendo de ésta una estructura demasiado compleja, es por ello que esta propuesta es descartada. Con el fin de obtener un ángulo de azimut igual a 0° se plantea la siguiente configuración:

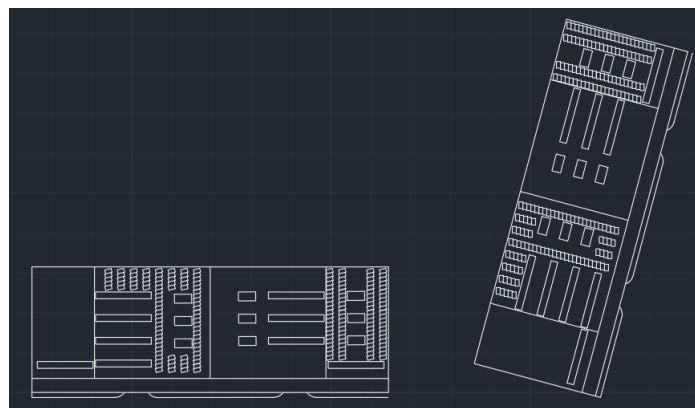


Figura 1.6: Propuesta de azimut 0°

Por último se propone que la distribución de los paneles siga la orientación del edificio permitiendo así la mayor rapidez de la instalación.

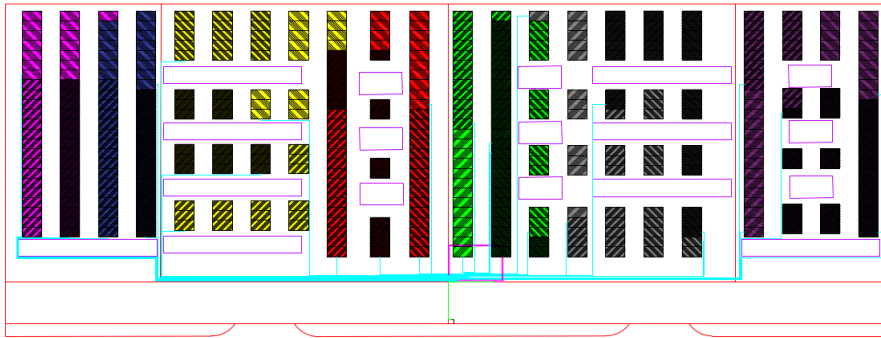


Figura 1.7: Propuesta de azimut 15°

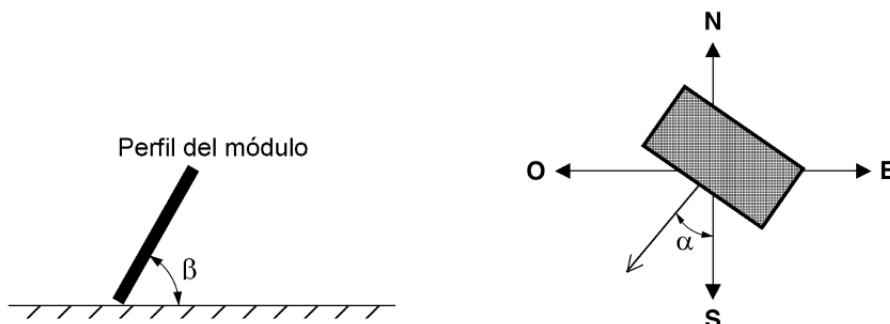
1.2.1. Pérdidas por orientación e inclinación

Tras haber concretado donde se realizará la instalación, se determinan las pérdidas por orientación e inclinación, que representan un factor determinante en el diseño de este tipo de instalaciones. Para instalaciones que se realizan en el hemisferio norte, como es el caso, la orientación óptima de las placas sería aquella que apunte hacia el sur. En la mayoría de los casos esta distribución de las placas puede resultar poco atractiva debido a que plantea más problemas que ventajas. El desplazamiento resultante con respecto al sur, conocido como azimut, genera unas pérdidas en el sistema.

A simple vista la instalación no tendría que tener problemas para ajustarse a este criterio de orientación hacia el sur, ya que está desplazado unos 15° azimut, que podría corregirse con cierta facilidad.

Se definen los ángulos de inclinación y azimut según el IDAE:

- Ángulo de inclinación (β), se define como el ángulo que se forma entre la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura).
- Ángulo azimut (α), se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal, a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura).



Según el Código Técnico de la Edificación (CTE), en su sección HE 5-2, se considera como orientación óptima el sur, y como inclinación óptima de los paneles la latitud del lugar menos 10°. Por tanto, la inclinación óptima de las placas será de 18°, que en la práctica se redondea a 20° para usar una cifra más cómoda.

Se divide este cálculo en dos grupos: instalación óptima e integración arquitectónica. Para conocer la cantidad de energía generada por panel, se tomaran en cuenta las variaciones de inclinación dentro de cada grupo con el fin de obtener los resultados lo mas precisos posibles. Mediante el PVGIS se conoce la orientación óptima en el emplazamiento:

Mes	I_{op}
Enero	55
Febrero	46
Marzo	32
Abril	16
Mayo	2
Junio	-5
Julio	-3
Agosto	10
Septiembre	26
Octubre	41
Noviembre	52
Diciembre	57
Año	26

Siendo I_{op} la inclinación óptima del panel.

Para el cálculo de las pérdidas por orientación de los módulos, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE establece tres supuestos:

	Orientación e Inclinación (OI)	Sombras(S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración Arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Para esta aplicación fotovoltaica, se ha escogido el caso general para instalación óptima y el otro caso la integración arquitectónica, pues las placas se albergarán en una estructura específica y éstas tendrán uso exclusivo para producir energía. Por ello, las pérdidas máximas permitidas por orientación e inclinación son del 10 % y 40 %, respectivamente.

Teniendo en cuenta el rendimiento por I/O con una inclinación de 26° son de 95 % al 100 % en en rango de 30° a -30° azimut, se puede concluir que no es indispensable tener la instalación fotovoltaica con orientación sur ya que las perdidas con estas inclinaciones son prácticamente despreciables. Tras el cálculos de las inclinaciones de cada caso se usarán el diagrama aportado en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red para determinar el rendimiento final de la instalación.

Instalación óptima

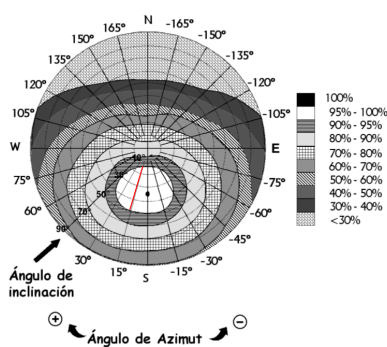
Una instalación óptima se define como la configuración que su principal objetivo es buscar el máximo rendimiento energético posible a costa del diseño del edificio o vivienda, en este caso una nave industrial. Para ello se establecerán dos situaciones: las zonas con orientación -165° este (Orientación desfavorable) y 15° oeste (Orientación favorable) .

- Orientación favorable: para cumplir los criterios de inclinación óptima se opta por el uso de una estructura de 25° de inclinación:

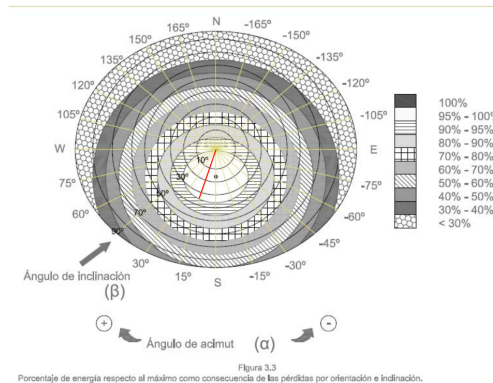
$$I_p = I_e + I_t$$

$$I_p = I_{e=25^\circ} + I_t = 25^\circ + 3^\circ = 28^\circ$$

Esta orientación queda definida como: 15° azimut y 28° de inclinación. Con el azimut, se determinan en la siguiente figura los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$.



(a) Diagrama. IDAE



(b) Diagrama referenciado en Canarias

Gráficamente se obtiene que los límites para inclinación del generador sean:

- Inclinación máxima = 50°
- Inclinación mínima = 15°

Debido a que el objetivo es obtener el máximo rendimiento posible se determina el límite de pérdidas del 5% (borde exterior de la región 95% - 100%), por debajo del 10% que permite el caso general, definido en el pliego de condiciones técnicas del IDAE. Los valores que se obtienen son para la latitud $\phi = 41^\circ$, por lo que posteriormente deben corregirse para la latitud específica.

A continuación, se procede a corregir para la latitud del emplazamiento, en este caso, $\phi = 28^\circ$:

- Inclinación máxima = Inclinación($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = 50° - ($41^\circ - 28^\circ$) = 37°
- Inclinación mínima = Inclinación($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = 15° - ($41^\circ - 28^\circ$) = 2°

Por tanto, la inclinación escogida está dentro de los límites permitidos para pérdidas inferiores al 5%. Para saber con exactitud el porcentaje de pérdidas, se utiliza la expresión que proporciona el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE:

$$\text{Pérdidas} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

Estando α , β , ϕ expresados en grados, y siendo ϕ la latitud de la instalación. Por tanto si $\phi = 28^\circ$, $\alpha = +15^\circ$ y $\beta = 28^\circ$, para este caso se obtiene:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 1,9875\%$$

Como se aprecia, está por debajo del 10 % establecido por el IDAE, por lo que las placas se pueden instalar con la orientación e inclinación escogidas.

- Orientación desfavorable: para cumplir el criterios de inclinación óptima se plantean dos opciones, o colocar una estructura de 25° de inclinación o de 30° de inclinación:

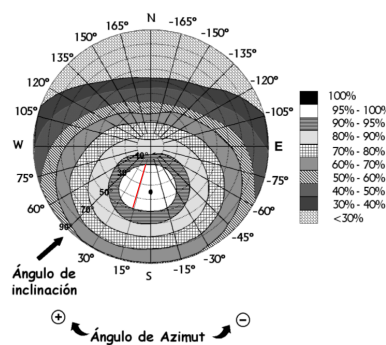
$$I_p = I_e + I_t$$

$$I_p = I_{e=25^\circ} + I_t = 25^\circ - 3^\circ = 22^\circ$$

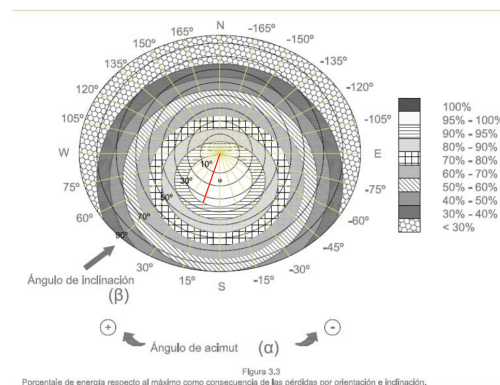
$$I_p = I_{e=30^\circ} + I_t = 30^\circ - 3^\circ = 27^\circ$$

Se escoge la inclinación de 30° debido a su menor diferencia con respecto a la inclinación óptima. Esta orientación queda definida como: 15° azimut y 27° de inclinación.

Debido a que el objetivo es obtener el máximo rendimiento posible se determina el límite de perdidas del 5 % (borde exterior de la región 95 % - 100 %), por debajo del 10 % que permite el caso general. Los valores que se obtienen son para la latitud $\phi = 41^\circ$, por lo que posteriormente deben corregirse para la latitud específica.



(c) Diagrama. IDAE



(d) Diagrama referenciado en Canarias

Gráficamente se obtiene que los límites para inclinación del generador sean:

- Inclinación máxima = 50°
- Inclinación mínima = 15°

A continuación, se procede a corregir para la latitud del emplazamiento, en este caso, $\phi = 28^\circ$:

- Inclinación máxima = Inclinación($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = 50° - ($41^\circ - 28^\circ$) = 37°
- Inclinación mínima = Inclinación($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = 15° - ($41^\circ - 28^\circ$) = 2°

Por tanto, la inclinación escogida está dentro de los límites permitidos para perdidas inferiores al 5 %. Para saber con exactitud el porcentaje de pérdidas:

$$\text{Pérdidas} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

Estando α , β , ϕ expresados en grados, y siendo ϕ la latitud de la instalación. Por tanto si $\phi = 28^\circ$, $\alpha = +15^\circ$ y $\beta = 27^\circ$, para este caso se obtiene:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 1,7595\%$$

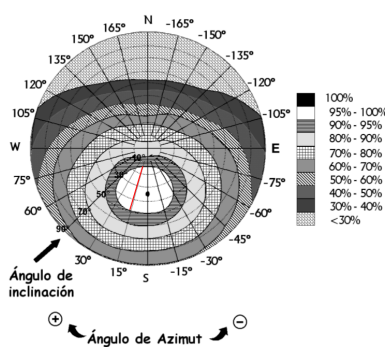
Como se aprecia, está por debajo del 10 % establecido por el IDAE, por lo que las placas se pueden instalar con la orientación e inclinación escogidas.

Instalación integración arquitectónica

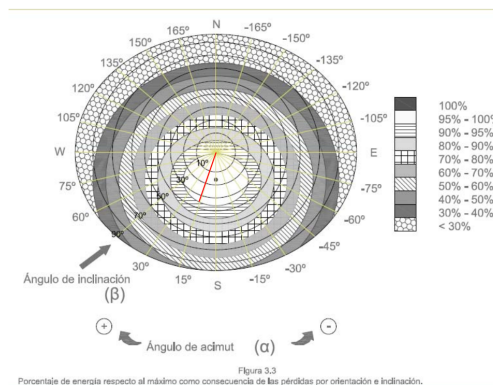
En esta configuración se tiene más en cuenta el aspecto estético del edificio, por tanto se genera una prioridad en mantener las líneas del edificio. Es por ello que la inclinación de las placas serán iguales a las calculadas anteriormente para la pendiente del tejado:

- Orientación favorable: 3° de inclinación, también expresado como, azimut 15° y 3° de inclinación.

Debido a que el objetivo es obtener el máximo rendimiento posible se determina el límite de perdidas del 5 % (borde exterior de la región 95 % - 100 %), por debajo del 40 % que permite el caso integración arquitectónica. Los valores que se obtienen son para la latitud $\phi = 41^\circ$, por lo que posteriormente deben corregirse para la latitud específica.



(e) Diagrama. IDAE



(f) Diagrama referenciado en Canarias

Gráficamente se obtiene que los límites para inclinación del generador sean:

- Inclinación máxima = 50°
- Inclinación mínima = 15°

A continuación, se procede a corregir para la latitud del emplazamiento, en este caso, $\phi = 28^\circ$:

- Inclinación máxima = Inclinación($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = $50^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 37^\circ$
- Inclinación mínima = Inclinación($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = $15^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 2^\circ$

Por tanto, la inclinación de la estructura está dentro de los límites permitidos para perdidas inferiores al 5 %. Para saber con exactitud el porcentaje de pérdidas:

$$\text{Pérdidas} = 100 * [1, 2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2]$$

para $\beta \leq 15^\circ$

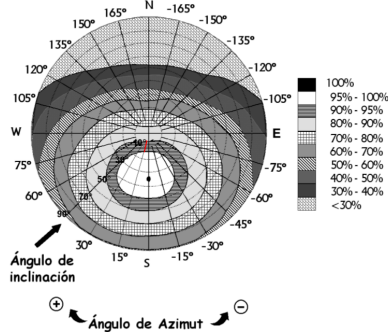
Estando α , β , ϕ expresados en grados, y siendo ϕ la latitud de la instalación. Por tanto si $\phi = 28^\circ$, $\alpha = +15^\circ$ y $\beta = 3^\circ$, para este caso se obtiene:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 2,7\%$$

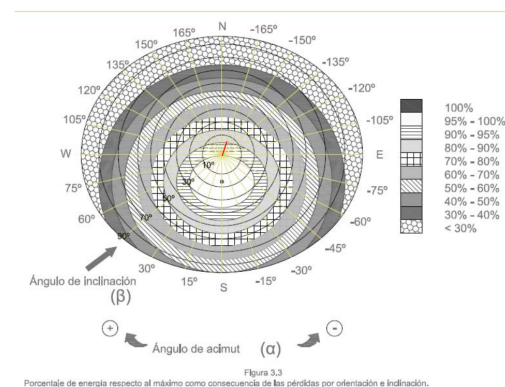
Como se aprecia, está por debajo del 40 % establecido por el IDAE, por lo que las placas se pueden instalar con la orientación e inclinación escogidas.

- Orientación desfavorable: -3° de inclinación, también expresado como, azimut -165° y 3° de inclinación.

Debido a que el objetivo es obtener el máximo rendimiento posible se determina el límite de perdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 % - 95 %), por debajo del 40 % que permite el caso integración arquitectónica. Los valores que se obtienen son para la latitud $\phi = 41^\circ$, por lo que posteriormente deben corregirse para la latitud específica.



(g) Diagrama. IDAE



(h) Diagrama referenciado en Canarias

Gráficamente se obtiene que los límites para inclinación del generador sean:

- Inclinación máxima = 15°
- Inclinación mínima = 5°

A continuación, se procede a corregir para la latitud del emplazamiento, en este caso, $\phi = 28^\circ$:

- Inclinación máxima = $\text{Inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi) = 15^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 2^\circ$
- Inclinación mínima = $\text{Inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi) = 5^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = -8^\circ$, es decir, la inclinación mínima es 0° .

Por tanto, la inclinación de la estructura está dentro de los límites permitidos para pérdidas inferiores al 10 %. Para saber con exactitud el porcentaje de pérdidas:

$$\text{Pérdidas} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2]$$

para $\beta \leq 15^\circ$

Estando α , β , ϕ expresados en grados, y siendo ϕ la latitud de la instalación. Por tanto si $\phi = 28^\circ$, $\alpha = -165^\circ$ y $\beta = 3^\circ$, para este caso se obtiene:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 2,7\%$$

Como se aprecia, está por debajo del 40 % establecido por el IDAE, por lo que las placas se pueden instalar con la orientación e inclinación escogidas.

1.2.2. Pérdidas de radiación por sombra

Cuando una célula solar queda en sombra deja de producir energía, por lo que el sombreado de los paneles es un factor determinante de las instalaciones fotovoltaicas. Cuando una de las células solares dentro de un módulo recibe sombra, ésta es la que determina la intensidad de la corriente y, por tanto, la potencia de toda la cadena. Con las actuales células solares, cualquier impureza que se encuentre en el panel, puede reducir claramente el rendimiento del panel solar. Para ello hemos realizado el diagrama de trayectoria del Sol con el fin de obtener las pérdidas ya nombradas, queda reflejado en las siguientes figuras: Las porciones sombreadas son:

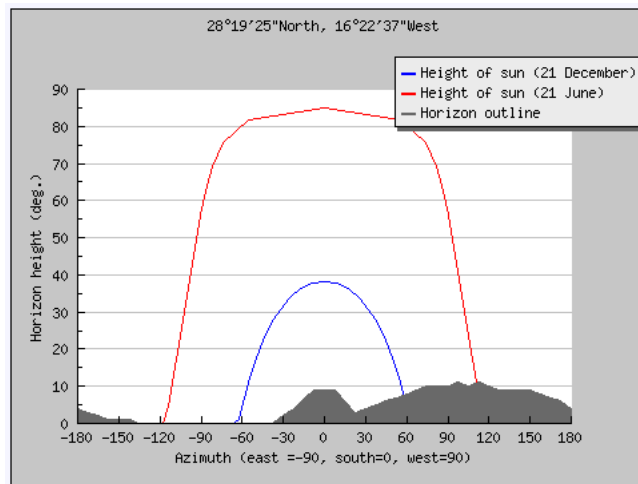


Figura 1.8: Diagrama de trayectorias del Sol.

- A10 = 0.75
- B12 = 1
- C12 = 0.5
- D14 = 0.75

A continuación se procederá a obtener el valor asociado en las tablas de referencia adjuntadas en el pliego de condiciones de la IDAE, en nuestro caso se dividirán en dos casos, resuelto de igual manera que en las pérdidas por orientación e inclinación:

Instalación óptima

Sabiendo las características de la instalación y tomando en cuenta que tiene configuraciones de placas diferente, $\alpha = +15^\circ$ y $\beta = 28^\circ$, y $\alpha = +15^\circ$ y $\beta = 27^\circ$ se aproxima a los valores reflejados en las tablas $\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 35^\circ$:

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0.00	0.02	0.10	0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.02

Conociendo su factor de llenado y el valor de la porción con el que se relaciona, se puede comenzar a realizar el cálculo de de las pérdidas por sombreado:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas por sombreado (\%)} &= 0,75 * A_{10} + B_{12} + 0,5 * C_{12} + 0,75 * D_{14} = \\ &= 0,75 * 0,11 + 0,02 + 0,5 * 0,10 + 0,75 * 0,02 = 0,1675 \% \end{aligned}$$

Por tanto se puede considerar que las pérdidas en este apartado son despreciables, ya que no llegan a un 1 %.

Se observa que el diseño cumple con las especificaciones indicadas, ya que la suma de las pérdidas son inferiores al 15 %, utilizando la configuración más desfavorable:

$$\text{Pérdidas totales} = P_{OI} + P_S = 1,9875 + 0 = 1,9875 \% < 15 \%$$

Instalación integración arquitectónica

Sabiendo las características de la instalación y tomando en cuenta que tiene configuraciones de placas diferentes, $\alpha = +15^\circ$ y $\beta = 3^\circ$, y, $\alpha = -165^\circ$ y $\beta = 3^\circ$ se aproxima a los valores reflejados en las tablas $\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 0^\circ$:

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.18
11	0.00	0.01	0.18	1.05
9	0.05	0.32	0.70	2.23
7	0.52	0.77	1.32	3.56
5	1.11	1.26	1.85	4.66
3	1.75	1.60	2.20	5.44
1	2.10	1.81	2.40	5.78
2	2.11	1.80	2.30	5.73
4	1.75	1.61	2.00	5.19
6	1.09	1.26	1.65	4.37
8	0.51	0.82	1.11	3.28
10	0.05	0.33	0.57	1.98
12	0.00	0.02	0.15	0.96
14	0.00	0.00	0.00	0.17

Conociendo su factor de llenado y el valor de la porción con el que se relaciona, se puede comenzar a realizar el cálculo de de las pérdidas por sombreado:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas por sombreado (\%)} &= 0,75 * A_{10} + B_{12} + 0,5 * C_{12} + 0,75 * D_{14} = \\ &= 0,75 * 0,05 + 0,02 + 0,5 * 0,15 + 0,75 * 0,17 = 0,26 \% \end{aligned}$$

Por tanto se puede considerar que las pérdidas en este apartado son despreciables, ya que no llegan a un 1 %.

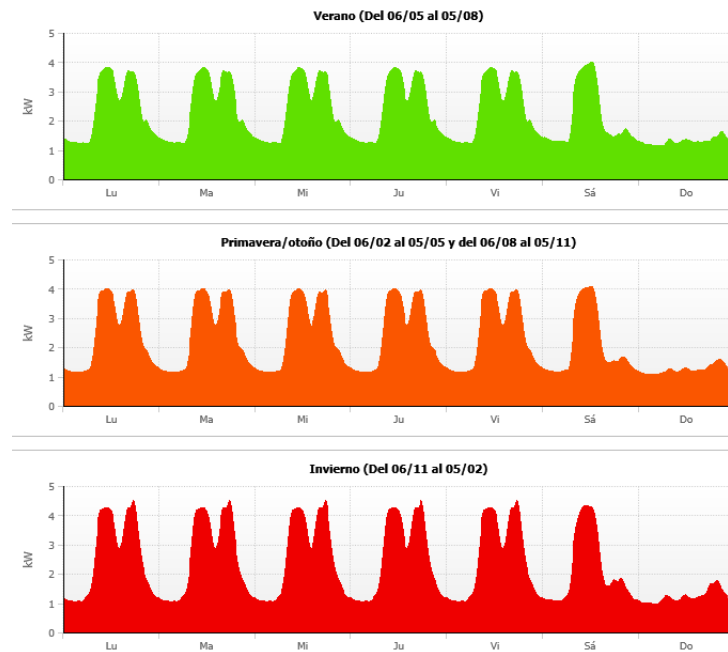
Observamos que el diseño cumple con las especificaciones indicadas, ya que la suma de las pérdidas son inferiores al 50 %:

$$\text{Pérdidas totales} = P_{OI} + P_S = 2,7 + 0 = 2,7 \% < 50 \%$$

1.3. Estimación del consumo

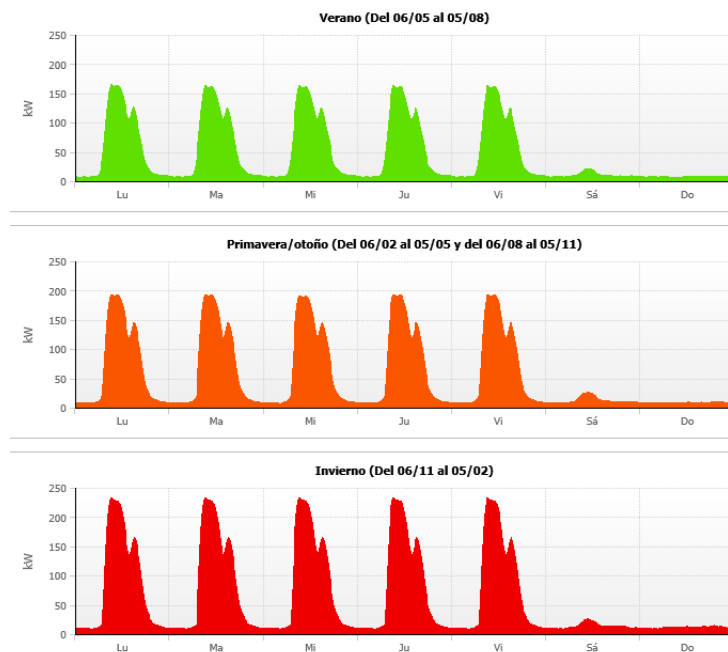
En este caso, el uso de SMA sunny design aporta una extensa base de datos de consumo típico según la naturaleza de la empresa, por el que podemos definir dos posibles consumos típicos para esta instalación los cuales son:

- Consumo de una empresa de venta y distribución: 20MWh al año.



Por tanto el consumo diario será: 57.79kWh al día, se estima que la cantidad de placas necesarias para suplir este nivel de consumo será suficiente con una única zona del tejado.

- Consumo de una empresa de producción: 500MWh al año.



Por tanto el consumo diario será: 1369kWh al día, pero al ser tanta la cantidad de energía ésta lo mas probable se tenga que repartir entre los sectores del tejado de la instalación.

1.4. Radiación solar disponible

El conocimiento de la radiación solar que se produce en el lugar donde se va a realizar la instalación es determinante, tanto para conocer la energía disponible, como para analizar el comportamiento de los componentes del sistema.

Habitualmente se utilizan los términos de irradiación e irradiancia para definir la radiación solar disponible. La irradiación ($\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$) se define como la energía incidente por unidad de superficie durante un determinado periodo de tiempo, mientras que la irradiancia (W/m^2) se refiere a la potencia instantánea recibida por unidad de superficie o, dicho de otro modo, la energía incidente por unidad de superficie y unidad de tiempo.

Para el diseño de instalaciones fotovoltaicas, y con el fin de poder evaluar la energía que puede producir la instalación en cada mes del año, se define el concepto de número de horas de sol pico (HSP) del lugar en cuestión, y que representa las horas de sol disponibles a una hipotética irradiancia solar constante de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

A continuación se adjuntarán en cada caso las radiaciones solares anuales en las diferentes inclinaciones que consta cada parte la instalación:

Mes	H(28)	H(27)	H(3)	H(-3)
Enero	5450	5400	4020	3600
Febrero	6060	6020	4880	4490
Marzo	6860	6860	6190	5900
Abril	6810	6830	6800	6650
Mayo	6890	6940	7470	7460
Junio	6960	7020	7880	7940
Julio	7270	7330	8120	8150
Agosto	7230	7260	7470	7370
Septiembre	6560	6560	6140	5910
Octubre	6350	6330	5340	4990
Noviembre	5320	5290	4070	3680
Diciembre	4900	4860	3560	3160

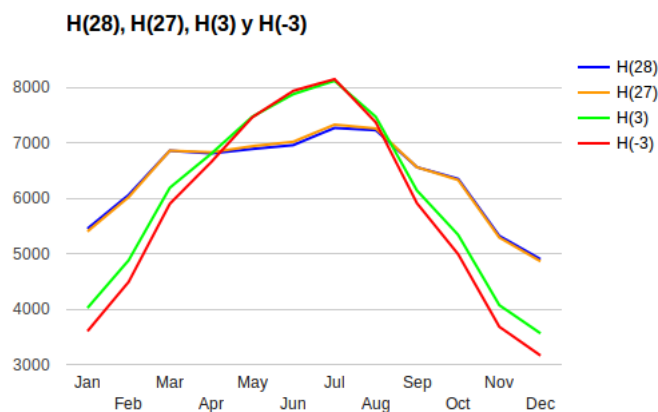


Figura 1.9: Relación de las diferentes inclinaciones

Siendo:

$H(x)$: la irradiación a una orientación x , ($W * h/m^2$).

Para poder obtener posteriormente el número de paneles necesarios será indispensable conocer la irradiación crítica en cada situación:

Mes	H(28)	H(27)	H(3)	H(-3)
Diciembre	4900	4860	3560	3160
HSP_{crit}	4.9	4.86	3.56	3.16

Capítulo 2

Cálculos

2.1. Selección de los módulos fotovoltaicos

El elemento base que definirá la instalación será el generador, en este caso el módulo fotovoltaico, dos factores que definirán nuestra selección serán el rendimiento y el precio de los módulos.

Se ha optado por hacer 2 propuestas:

1. LG NeON 2:

Características físicas	
Número de células	6 x 10
Tipo de células	Monocrystalino / tipo-N
Dimensiones	1640 x 1000 x 40 mm
Características eléctricas	
Potencia nominal	320 W
Eficiencia del módulo	19.5 %
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp})	9.53 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp})	33.6 V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	10.05 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	40.9 V
Temperatura de trabajo (T_{ONC})	46°C
Precio	380 €

2. AMS 310:

Características físicas	
Número de células	6 x 12
Tipo de células	Policristalino
Dimensiones	1956 x 992 x 50 mm
Características eléctricas	
Potencia nominal	310 W
Eficiencia del módulo	15.98 %
Corriente Punto de Máxima Potencia(I_{mp})	8.41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia(V_{mp})	36.9 V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	8.85 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	48.85 V
Temperatura de trabajo(T_{ONC})	45°C
Precio	255 €

Finalmente se opta por el AMS 310 ya que aunque tenga un peor rendimiento el rendimiento sea entorno a un 18 % inferior al LG NeON 2, su precio es inferior al 32 %. Es por ello que lo se toma como la opción más viable.

Para conocer las demás características de los módulos fotovoltaicos, se adjuntaran las hojas de datos en el documento Anexos.

2.2. Cálculo de pérdidas

Cualquier sistema de producción energética está sometido a un conjunto de pérdidas en las diferentes etapas de transporte de la energía que afectan al global de la energía producida.

Para un correcto diseño de la instalación fotovoltaica se deberán tener en cuenta el ratio de trabajo o "Performance Ratio"(PR), donde se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas
- Pérdidas debida a la acumulación de suciedad en los módulos
- Pérdidas por sombras
- Pérdidas por degradación de los módulos
- Pérdidas eléctricas
- Pérdidas por reflectancia

A continuación, se valorarán las distintas pérdidas mencionadas anteriormente con objeto de poder estimar el "Performance Ratio"(PR) de la instalación.

2.2.1. Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos

La potencia que pueden desarrollar los módulos no es exactamente la misma, y por lo tanto tampoco lo son ni su intensidad ni su tensión de máxima potencia. De este modo, cuando se constituye un sistema generador, formado por varios paneles o módulos conectados en serie, induce a que se produzca una pérdida de potencia debido a que el valor de la intensidad de corriente de paso será igual a la de menor valor de los paneles colocados en serie.

Para minimizar este efecto, los módulos se clasifican por su intensidad de manera que se puede escoger los paneles similares a la hora de armar las series durante la instalación.

En esta ocasión, y según se puede consultar en el catálogo de propiedades técnicas suministrado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos seleccionados, la tolerancia de potencia ($\%P_{\text{máx}}$) del módulo seleccionado es de $0/+3\%$, por lo que las posibles pérdidas por dispersión de potencia se pueden estimar en un 3% .

2.2.2. Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como por la parte posterior de los módulos. No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura ambiente exterior.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T), se suele emplear la siguiente expresión:

$$P_T = K_T * (T_c - 25^\circ C)$$

Siendo:

K_T , el coeficiente de temperatura, medido en $^\circ C^{-1}$. Generalmente este valor viene dado por el fabricante de la placa solar, aunque si este dato no lo proporcionara el fabricante se puede tomar por defecto el valor de $0,0035\ ^\circ C^{-1}$.

T_c , es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura, T_c , se suele emplear la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ C) * E}{800}$$

Siendo:

T_{amb} , la temperatura ambiente media mensual o crítica del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. En este caso, para la localidad de Polígono de Güimar (Tenerife, España), lugar elegido para realizar la instalación, la temperatura media para el mes de diciembre es de $18.85^\circ C$.

T_{onc} , es la temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de $800W/m^2$ con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20\text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s . Este dato también es suministrado por el fabricante del módulo solar, siendo el valor en este caso $T_{onc} = 45^\circ\text{C}$.

E , es la radiación media en un día soleado del mes en cuestión, que en este caso es para el mes de diciembre en la localidad de Güimar (Tenerife).

Sustituyendo los valores en la expresión anterior, resulta que la temperatura media mensual (T_c) a la que trabajan las placas fotovoltaicas resulta ser de:

Temperatura media según la inclinación				
$I(\beta)$	27°	28°	-3°	3°
E	489.82	493.67	322.49	362.62
T_c	34.16	34.27	28.93	30.18

Por lo que el factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T) resulta ser:

Perdidas debidas a la temperatura según la inclinación				
$I(\beta)$	27°	28°	-3°	3°
P_T	$0.0321 = 3.21\%$	$0.0324 = 3.24\%$	$0.0138 = 1.38\%$	$0.0181 = 1.81\%$

2.2.3. Pérdidas debida a la acumulación de suciedad en los módulos

En unas condiciones normales de emplazamiento y realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3% .

2.2.4. Pérdidas por sombreado y por orientación e inclinación

Estas pérdidas fueron definidas en los datos de partida obteniendo como resultado:

Perdidas por orientación e inclinación	
28°	1.9875%
27°	1.7595%
3°	2.7%
-3°	2.7%

2.2.5. Pérdidas por degradación de los módulos

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1% .

2.2.6. Pérdidas eléctricas

La instalación eléctrica y el conexionado entre módulos, y de éstos con los demás componentes de la instalación fotovoltaica, se deberá realizar según las recomendaciones recogidas en el

Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, donde se indica que la caída de tensión no podrá superar el 3 % (1,5 % para la parte de corriente continua o directa y del 2 % para los conductores de la parte de corriente alterna). Por tanto, teniendo en cuenta estas consideraciones, se estiman que las pérdidas eléctricas serán del 3 %.

2.2.7. Pérdidas por reflectancia

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, fueron estimadas por la Universidad de Ginebra y deben considerarse en un 2,9 %.

2.2.8. Rendimiento del inversor

El inversor se caracteriza por tener un elevado rendimiento, como se puede observar en la hoja de datos del mismo. Para nuestra aplicación se utilizara el rendimiento europeo (98,1 %), pues es el valor de funcionamiento habitual de las instalaciones fotovoltaicas.

2.3. Performance ratio (PR)

Finalmente, contabilizando todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio"(PR) o rendimiento energético de la instalación, definido por la siguiente función:

$$PR = 100 \% - \text{Pérdidas calculadas}$$

Basándonos en esta ecuación obtenemos:

Performance ratio según la inclinación				
$I(\beta)$	27°	28°	-3°	3°
PR	80.23 % = 0.8023	79.97 % = 0.7997	81.12 % = 0.8112	80.69 % = 0.8069

2.4. Número de módulos solares

Para el cálculo del número de paneles solares necesarios para satisfacer la demanda eléctrica prevista en la nave, se empleará la expresión siguiente en función del emplazamiento y tipo de panel solar que se vaya a instalar:

$$N_{mod} = \frac{C_{ed}}{P_{MP} * HSP_{crit} * PR}$$

Siendo:

C_{ed} , el consumo diario estimado, ($\frac{kW * h}{dia}$).

P_{MP} , es la potencia pico del módulo AMS310W, seleccionado en condiciones estándar de medida de valor 310 W.

HSP_{crit} , es el valor de las horas de sol pico del mes crítico (en este caso diciembre).

PR, es el "Performance Ratio" de la instalación o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

Se obtienen los siguientes resultados:

Empresa	Venta y distribución - Óptima	Venta y distribución - Integración arquitectónica
$I(\beta)$	28°	3°
C_{ed}	57.79	57.79
HSP_{crit}	4.9	3.56
PR	79.97 % = 0.7997	80.69 % = 0.8069
N_{mod}	47,57 \simeq 48	65,27 \simeq 66
E_{PF}	1.215	0.890
E_{GFV}	58.320	58.772
P_{GFV}	14.880	20.460

Empresa	Producción - Óptima		Producción - Integración arquitectónica	
	27°	28°	-3°	3°
C_{ed}	684.5	684.5	684.5	684.5
HSP_{crit}	4.86	4.9	3.16	3.56
PR	80.23 % = 0.8023	79.97 % = 0.7997	81.12 % = 0.8112	80.69 % = 0.8069
N_{mod}	566,29 \simeq 567	563,49 \simeq 564	861,38 \simeq 862	768,67 \simeq 769
E_{PF}	1.208	1.215	0.795	0.890
E_{GFV}	685.697	685.176	685.115	684.764
P_{GFV}	176.960	176000	268.160	239.360

Siendo:

E_{PF} , Energía producida por un panel durante un día, $(\frac{kW * h}{dia})$

E_{GFV} , Energía del generador fotovoltaico en un día, $(\frac{kW * h}{dia})$

P_{GFV} , Potencia del generador fotovoltaico, (kW)

Se optó por definir el consumo a la mitad ya que prácticamente la suma de las áreas del tejado de cada inclinación es casi la misma, por tanto cada inclinación tendrá como objetivo de producir la mitad de la energía.

2.5. Distancia entre los paneles

Para evitar que unos paneles le hagan sombra unos a otros, se calculará la distancia que como mínimo debe haber entre cada los elementos y los módulos. Para ello, se dividen los cálculos en dos casos: la sombra generada por las claraboyas y la generada por los paneles fotovoltaicos. Además, es necesario tomar en cuenta que se trata de un tejado ondulado, que por tanto no sigue las normas del techo plano. Será llevar a cabo una aproximación, tomando el techo como una superficie inclinada, con pendiente constante.

2.5.1. Sombra generada por las paneles fotovoltaicos:

Debido a las características ya mencionadas, se procede a realizar el estudio geométrico del tejado obteniendo:

$$d = 1,25 * L * \left(\frac{\text{sen}(\alpha-i)}{\text{tg}(h+i)} + \cos(\alpha-i) \right)$$

Siendo:

- L: longitud de la placa, en este caso la placa escogido AMS310W tiene una longitud de 1.956 m.
- α : inclinación de la placa respecto a la horizontal
- i: inclinación de la superficie
- h: altura solar
- d: es la distancia mínima para que no se proyecten sombras en el día más desfavorable del mes más desfavorable. Sin embargo, algunos autores recomiendan ampliar esta distancia un 1,25 para evitar o reducir las sombras en diciembre y a primeros de enero durante las primeras y últimas horas del día.

La altura solar h depende de la latitud del lugar y la declinación solar. Ésta se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$h = (90^\circ - \phi + \delta)$$

Siendo:

- ϕ : Latitud del emplazamiento
- δ : Declinación solar (ángulo entre la línea Sol-Tierra y el plano ecuatorial celeste)

La declinación solar varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano ($\delta = 23,45^\circ$) y mínimos en invierno ($\delta = -23,45^\circ$), y valores nulos en los equinoccios ($\delta = 0^\circ$). Aunque la declinación varía, se puede suponer que permanece constante a lo largo de un día.

En este caso, el valor que conviene hallar es la declinación solar del día más desfavorable, pues será el día donde la radiación solar incida sobre la superficie con el menor ángulo en el hemisferio norte, que es el solsticio de invierno (21 de diciembre) y cuyo valor es $-23,45^\circ$. Aplicando la fórmula se obtiene:

$$h = (90^\circ - \phi + \delta) = (90^\circ - 28,32^\circ - 23,45^\circ) = 38,23^\circ$$

Ahora se aplica la fórmula de la distancia mínima obteniendo:

α		27°	28°
i		-3°	3°
d =	$1,25 * L * \left(\frac{\text{sen}(\alpha-i)}{\text{tg}(h+i)} + \cos(\alpha-i) \right)$	3.849	3.395
d1 =	$1,25 * L * \frac{\text{sen}(\alpha-i)}{\text{tg}(h+i)}$	1.731	1.179
d2 =	$1,25 * L * \cos(\alpha-i)$	2.117	2.216

Siendo:

- d1: distancia de la sombra directa del módulo fotovoltaico.
- d2: distancia máxima de sombra generada a partir del módulo fotovoltaico.

De manera general, se puede definir que la distancia mínima segura de los paneles es de 2.25 metros ya que como se puede observar en los cálculos la distancia máxima que se calculó es de 2.216 metros. Sabiendo que la longitud del tejado es de 88 metros, por tanto aproximadamente la mitad tiene una pendiente de 3° y otra mitad de -3°. Se calcularán diferentes valores de las distancias mínimas de las placas para el diseño, teniendo en cuenta que es necesario dejar margen suficiente debido a que hay canales para el agua en el tejado y estas tienen que estar libres.

d2	Número de filas -3°	Número de filas 3°
2.216	11.15	12.96
2.22	11.14	12.94
2.25	11.05	12.83

Por a la comodidad que aporta y para mantener todas las especificaciones, se ha optado por establecer la distancia mínima en 2.25 metros con el fin de solventar todos los posibles problemas de diseño.

2.5.2. Sombra generada por las claraboyas:

Las claraboyas tienen una altura de 0.6 m, y éstas están situadas en todos y cada uno de los tramos del tejado. El dato a calcular es **d2**, que es la distancia mínima entre las placas fotovoltaicas y las claraboyas. En función de los cálculos realizados en el apartado anterior se llega a la ecuación:

$$d2 = 1,25 * L * \cos(\alpha - i) = 1,25 * \frac{z}{\cos(i)}$$

Siendo z el valor de la altura de la claraboya. Aplicando la fórmula se obtiene que la distancia mínima en el tejado es de 0.75 metros.

2.6. Cálculo del inversor

Para calcular el número de inversores que hacen falta para la potencia pico del generador, en primer lugar, se elige un inversor. Para escoger los inversores necesarios se especifican las características energéticas de cada configuración de la instalación.

Potencias pico de las diferentes configuraciones de la instalación fotovoltaica			
Venta y distr. - Óptimo	Venta y distr. - Integ. arq.	Producción - Óptimo	Producción - Integ. arq.
14.88 kWp	20.15 kWp	128.03 kWp	223.2 kWp

Tomando en cuenta estos datos se ha optado por el uso y combinación de 3 inversores diferentes, que son: STP 15000TL-10, STP 20000TL-30 y STP 25000TL-30. A continuación, se muestran unas tablas reflejando las características eléctricas de estos componentes. Se adjuntarán las hojas de datos en el documento Anexos.

Datos Técnicos de los inversores			
Entrada en corriente continua			
	STP15000TL-10	STP20000TL-30	STP25000TL-30
$P_{Max}CC$	15340 W	20440 W	25550 W
Tensión entrada Máx	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP	360 V a 800 V	320 V a 800V	390 V a 800V
Tensión nominal	600 V	600 V	600 V
Tensión arranque	188 V	188 V	188 V
Corriente Máx de entrada string	33,0 A	33,0 A	33,0 A
Nº de strings por entrada	A:5 y B:1	A:3 y B:3	A:3 y B:3
Salida en corriente alterna			
Potencia asignada (a 230V, 50Hz)	15000 W	20000 W	25000 W

Conociendo estos datos, se realizarán diferentes propuestas de en cada caso, con el fin de obtener la mejor configuración teniendo como requerimiento indispensable la búsqueda de la mayor rentabilidad económica y energética. Por tanto, se optará por el menor número de inversores posibles, pero teniendo en cuenta que cada inclinación requerirá de diferentes inversores.

2.6.1. Venta y distribución - Óptima

En este caso, la instalación cuenta con 48 paneles repartidos por el tejado tal y como queda reflejado en los planos. Sabiendo la potencia del generador fotovoltaico y que uno de los inversores escogidos es de 15kW, es posible calcular el número de inversores que necesitaremos:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P_{GFV}}{\text{Potencia inversor}} = \frac{14,88}{15} = 0,992 \simeq 1 \text{ inversor}$$

Por tanto, la potencia nominal de la instalación es de 15kW. Este modelo de inversor dispone de dos entradas, A y B. La entradas A permite conectar hasta 5 strings de módulos conectados en series y la entrada B permite conectar un string de módulos conectados en serie. Para saber cuántos módulos se pueden conectar en serie, se necesita saber el rango de tensiones de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto (que es el caso más desfavorable en el que puede trabajar la placa).

Rango de tensiones entrada inversor	360 V - 800V
Tensión circuito abierto panel	48.85 V

Primero se calcula el número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie a la entrada del inversor:

$$N_{PSmin} = \frac{V_{Imin}}{V_{OC}} = \frac{360V}{48,85V} = 7,37 \simeq 8 \text{ paneles}$$

A continuación, se calcula el número máximo de paneles que se permiten según la tensión máxima de entrada del inversor:

$$N_{PSmax} = \frac{V_{Imax}}{V_{OC}} = \frac{800V}{48,85V} = 16,38 \simeq 16 \text{ paneles}$$

Como se puede apreciar, cada string puede estar formado entre 8 y 16 paneles. A la hora de seleccionar el número de paneles por serie, se pretende que los strings estén lo más compensados posible. La limitación del número de paneles en este caso es la potencia de CC de entrada, que

es de 15340 W.

Se comienza rellenando la entrada A del inversor con dos strings formados cada uno de ellos por 16 módulos. Por tanto, 2 strings de 16 paneles es un total de 9920 W, por lo que aun faltan 4960 W. Por consiguiente, en la entrada B del inversor se utilizará el string disponible, conectando en serie 16 paneles. Este string tendrá un total 4960 W.

En resumen, el inversor estará formado por una entrada A con 2 strings de 16 paneles en serie, y una entrada B de 1 string de 16 paneles en serie.

2.6.2. Venta y distribución - Integración Arquitectónica

En este caso, los cálculos obtenidos del número de paneles, definidos en el apartado 2.4, determinan que la instalación debe tener 66 paneles, el problema surge en que la potencia que generan estos es mayor que la potencia máxima admisible por inversor.

$$P_{max} CC STP20000TL - 30 = 20440W < P_{GFV} = 66 * 310 = 20460$$

Es por ello que se opta por prescindir de un panel obteniendo 65 paneles repartidos por el tejado tal y como queda reflejado en los planos. Conociendo la potencia del generador fotovoltaico y que uno de los inversores escogidos es de 20kW, podemos calcular el número de inversores que son necesarios:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P_{GFV}}{\text{Potencia inversor}} = \frac{20,150}{20} = 1,007 \simeq 1 \text{ inversor}$$

Por tanto, la potencia nominal de la instalación es de 20kW. Este modelo de inversor dispone de dos entradas, A y B. La entrada A permite conectar hasta 3 strings de módulos conectados en series y la entrada B permite conectar otros 3 string de módulos conectados en serie. Para saber cuántos módulos se pueden conectar en serie, se necesario conocer el rango de tensiones de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto (que es el caso más desfavorable en el que puede trabajar la placa).

Rango de tensiones entrada inversor	320 V - 800V
Tensión circuito abierto panel	48.85 V

Primero se calcula el número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie a la entrada del inversor:

$$N_{PSmin} = \frac{V_{Imin}}{V_{OC}} = \frac{320V}{48,85V} = 6,55 \simeq 7 \text{ paneles}$$

A continuación, se calcula el número máximo de paneles que se permiten según la tensión máxima de entrada del inversor:

$$N_{PSmax} = \frac{V_{Imax}}{V_{OC}} = \frac{800V}{48,85V} = 16,38 \simeq 16 \text{ paneles}$$

Como se puede apreciar, cada string puede estar formado por entre 7 y 16 paneles. A la hora de seleccionar el número de paneles por serie, se pretende que los strings estén lo más compensados posible. La limitación del número de paneles en este caso es la potencia de CC de entrada, que es de 20440 W.

Se comienza relleno la entrada A del inversor con tres strings formados cada uno de ellos por 13 módulos. Por tanto, 3 strings de 13 paneles es un total de 12090 W, por lo que aun faltan 8060 W. Por consiguiente, en la entrada B del inversor se utilizarán 2 strings conectados en serie 13 paneles, estos strings tendrán un total 8060 W

En resumen, el inversor estará formado por una entrada A con 3 strings de 13 paneles en serie, y una entrada B de 2 strings de 13 paneles en serie.

2.6.3. Producción - Óptima

Esta instalación se ve definida por las diferentes inclinaciones del tejado, que en total posee 414 paneles repartidos por todo el tejado, estas placas se dividirán por zonas:

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Inclinación del tejado	-3°	3°	-3°	3°
Inclinación de las placas	27°	28°	27°	28°
Nº de placas	92	119	130	72

De esta manera se analizan, en cada zona, los inversores necesarios para la instalación. Conociendo la potencia del generador fotovoltaico y la potencia de los inversores escogidos, es posible calcular el número de inversores que necesarios con la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P_{GFV}}{\text{Potencia inversor}}$$

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Nº de placas	92	119	130	72
P_{GFV}	28520	36890	40300	22320
STP25000TL-30	0	0	0	1
STP20000TL-30	0	2	2	0
STP15000TL-10	2	0	0	0

Estos modelos de inversores dispone de dos entradas, A y B, estas poseen diferentes configuraciones de strings por entrada, que quedan recogidas en la siguiente tabla.

Inversor	Entrada A	Entrada B
STP25000TL-30	3	3
STP20000TL-30	3	3
STP15000TL-10	5	1

Para saber cuántos módulos se pueden conectar en serie, es necesario conocer el rango de tensiones de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto (que es el caso más desfavorable en el que puede trabajar la placa).

Inversor	Rango de tensiones entrada inversor	Tensión circuito abierto panel
STP25000TL-30	390 V a 800 V	48.85 V
STP20000TL-30	320 V a 800 V	48.85 V
STP15000TL-10	360 V a 800 V	48.85 V

Primero se calcula el número máximo de paneles que se permiten según la tensión máxima de entrada del inversor:

$$N_{PSmax} = \frac{V_{I_{max}}}{V_{OC}}$$

Siendo:

N_{PSmax} , número máximo de paneles en serie.

$V_{I_{max}}$, tensión máxima de entrada al inversor.

V_{OC} , tensión de circuito abierto del módulo.

A continuación, se calcula el número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie a la entrada del inversor:

$$N_{PSmin} = \frac{V_{I_{min}}}{V_{OC}}$$

Siendo:

N_{PSmin} , número mínimo de paneles en serie.

$V_{I_{min}}$, tensión mínima de entrada al inversor.

V_{OC} , tensión de circuito abierto del módulo.

Obteniendo los siguientes resultados:

Inversor	N_{PSmax}	N_{PSmin}	P_{MaxCC}
STP25000TL-30	16,38 \simeq 16	7,98 \simeq 8	25550 W
STP20000TL-30	16,38 \simeq 16	6,55 \simeq 7	20440 W
STP15000TL-10	16,38 \simeq 16	7,37 \simeq 8	15340 W

A la hora de seleccionar el número de paneles por serie, se pretende que los strings estén lo más compensados posible. Para organizar los datos se colocarán las distribuciones de los strings de cada inversor con sus números de módulos en serie, en cada zona de la nave industrial.

Zona 1				Zona 2				
Inversor	A(1)	A(2)	B(1)	Inversor	A(1)	A(2)	B(1)	B(2)
STP15000TL-10 1	16	15	15	STP20000TL-30 1	15	15	15	15
P_N 1	4960	4650	4650	P_N 1	4650	4650	4650	4650
STP15000TL-10 2	16	15	15	STP20000TL-30 2	15	15	15	14
P_N 2	4960	4650	4650	P_N 2	4650	4650	4650	4340
P_N T1	14260			P_N T1	18600			
P_N T2	14260			P_N T2	18290			
P_N T	28520			P_N T	36890			

Zona 3					
Inversor	A(1)	A(2)	A(3)	B(1)	B(2)
STP20000TL-30 1	13	13	13	13	13
P_N 1	4030	4030	4030	4030	4030
STP20000TL-30 2	13	13	13	13	13
P_N 2	4030	4030	4030	4030	4030
P_N T1				20150	
P_N T2				20150	
P_N T				40300	

Zona 4					
Inversor	A(1)	A(2)	A(3)	B(1)	B(2)
STP25000TL-30	15	15	14	14	14
P_N	4650	4650	4340	4340	4340
P_N T				22320	

2.6.4. Producción - Integración Arquitectónica

La instalación se encuentra definida por las diferentes inclinaciones del tejado que en total posee 720 paneles repartidos por todo el tejado, estas placas se dividirán por zonas:

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Inclinación del tejado	-3°	3°	-3°	3°
N° de placas	161	219	228	112

De esta manera se analizarán en cada zona los inversores necesarios para la instalación. Conociendo la potencia del generador fotovoltaico y la potencia de los inversores escogidos, es posible calcular el número de inversores necesarios con la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P_{GFV}}{\text{Potencia inversor}}$$

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
N° de placas	161	219	228	112
P_{GFV}	49910	67890	70680	34720
STP25000TL-30	2	2	2	0
STP20000TL-30	0	1	1	1
STP15000TL-10	0	0	0	1

Estos modelos de inversores dispone de dos entradas, A y B. Estas poseen diferentes configuraciones de strings por entrada, que se muestran en la siguiente tabla.

Inversor	Entrada A	Entrada B
STP25000TL-30	3	3
STP20000TL-30	3	3
STP15000TL-10	5	1

Para conocer el número de módulos que se pueden conectar en serie, se necesita saber el rango de tensiones de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto (que es el caso más desfavorable en el que puede trabajar la placa).

Inversor	Rango de tensiones entrada inversor	Tensión circuito abierto panel
STP25000TL-30	390 V a 800 V	48.85 V
STP20000TL-30	320 V a 800 V	48.85 V
STP15000TL-10	360 V a 800 V	48.85 V

Primero se calcula el número máximo de paneles que se permiten según la tensión máxima de entrada del inversor:

$$N_{PSmax} = \frac{V_{I_{max}}}{V_{OC}}$$

A continuación, se calcula el número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie a la entrada del inversor:

$$N_{PSmin} = \frac{V_{I_{min}}}{V_{OC}}$$

Obteniendo los siguientes resultados:

Inversor	N_{PSmax}	N_{PSmin}
STP25000TL-30	16,38 \simeq 16	7,98 \simeq 8
STP20000TL-30	16,38 \simeq 16	6,55 \simeq 7
STP15000TL-10	16,38 \simeq 16	7,37 \simeq 8

A la hora de seleccionar el número de paneles por serie, se pretende que los strings estén lo más compensados posible. Para organizar los datos se colocarán las distribuciones de los strings de cada inversor con sus números de módulos en serie, en cada zona de la nave industrial.

Zona 1						
Inversor	A(1)	A(2)	A(3)	B(1)	B(2)	B(3)
STP25000TL-30 1	14	14	14	13	13	13
P_N 1	4340	4340	4340	4030	4030	4030
STP25000TL-30 2	14	14	13	13	13	13
P_N 2	4340	4340	4030	4030	4030	4030
P_N T1	25110					
P_N T2	24800					
P_N T	49910					

Zona 2					
Inversor	A(1)	A(2)	A(3)	B(1)	B(2)
STP25000TL-30 1	16	16	16	15	15
P_N 1	4960	4960	4960	4650	4650
STP25000TL-30 2	16	16	16	15	15
P_N 2	4960	4960	4960	4650	4650
STP20000TL-30 3	16	16	16	15	0
P_N 3	4960	4960	4960	4650	0
P_N T1	24180				
P_N T2	24180				
P_N T3	19530				
P_N T	67890				

Zona 3						
Inversor	A(1)	A(2)	A(3)	B(1)	B(2)	B(3)
STP25000TL-30 1	14	14	14	14	13	13
P_N 1	4340	4340	4340	4430	4030	4030
STP25000TL-30 2	14	14	14	13	13	13
P_N 2	4340	4340	4340	4030	4030	4030
STP20000TL-30 3	13	13	13	13	13	0
P_N 3	4030	4030	4030	4030	4030	0
P_N T1	25420					
P_N T2	25110					
P_N T3	20150					
P_N T	67890					

Zona 4				
Inversor	A(1)	A(2)	B(1)	B(2)
STP20000TL-30 1	16	16	16	16
P_N 1	4960	4960	4960	4960
STP15000TL-10 2	16	16	16	0
P_N 2	4960	4960	4960	0
P_N T1	19840			
P_N T2	14880			
P_N T	34720			

2.7. Cálculo instalación eléctrica

Para el dimensionado de todos los conductores se han seguido todas las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Además, también es de aplicación lo dispuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Las distancias que figuran en cada una de las tablas, se han medido en los planos correspondientes del AUTOCAD. Además, a este valor medido se le ha sumado un 10 % de seguridad, para evitar que a la hora de llevar a cabo el proyecto los cables no queden tensos o falte cable que no se haya proyectado.

2.7.1. Cálculo del cableado de continua

A continuación, se procede a dimensionar la parte del cableado que une los paneles con los inversores, en cumplimiento con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

Esta parte del cable, se divide en dos secciones. Una primera etapa que es la que une las series de los paneles solares con la caja de protección de continua. El segundo tramo correspondería al que va desde la caja de protección de continua hasta las entradas de los inversores.

Módulos fotovoltaicos - Caja de protección de continua

Es el tramo que une los paneles fotovoltaicos con las cajas de protección de continua. El cable utilizado será de cobre, flexible y con una tensión asignada de 0,6/1 kV de aislamiento. Se

utilizará -40/+120°+UV 0,6/1kV - TECHNO SUN específicamente diseñado para instalaciones solares.

El cableado va a la vista protegido por un tubo de PVC, desde los paneles hasta la caja de protecciones de continua, este estará instalado sobre el tejado. Seguidamente, bajarán por el interior del edificio mediante canalizaciones de PVC hasta el cuarto de inversores. La ITC-BT-07 establece que la caída de tensión máxima en el tramo de corriente continua es de 1,5 %. Para el dimensionado del cableado se han tenido en cuenta dos criterios: el de caída de tensión y el de calentamiento.

- **Cálculo por calentamiento** Las intensidades de cada tramo deben estar dimensionadas para el 125 % de la intensidad máxima del generador según la ITC-BT-40. En este primer tramo, se toma como criterio que cada línea que vaya a un mismo inversor vaya todo por el mismo mismo tubo, por tanto, será necesario aplicar diferentes factores de corrección, escogidos de la siguiente tabla de la Norma UNE 20 460-5-523: El criterio general es que

Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos o varios cables multiconductores. Grupos homogéneos de cables cargados por igual
Norma UNE 20 460-5-523

DISPOSICIÓN DE LOS CABLES CONTIGUOS	Nº de circuitos o cables multiconductores								
	1	2	3	4	5	9	12	16	20
Empotrados o embutidos. Métodos A1/A2 y B1/B2	1,00	0,80	0,70	0,70	0,58	0,50	0,45	0,40	0,40
Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas. Método C	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	.	.	.
Capa única en el techo. Método C	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	.	.	.
Capa única sobre bandejas perforadas. Métodos E y F .	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	.	.	.
Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc Métodos E y F .	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	.	.	.

Figura 2.1: Factores de reducción por agrupamiento

todas las líneas de una misma zona vayan por el mismo tubo, y por tanto en contacto. Pero hasta un máximo de 15, por tanto el factor de corrección será como máximo:

$$I = \frac{13,3}{0,40} = 33,25A$$

De esta tabla de la norma UNE 20460-5-523:2004 se puede observar que dos cables unipolares en un único circuito cargado, aislados en un tubo, tendrán una sección como mínimo de 6 mm^2 con una intensidad admisible de $I_Z = 36 \text{ A}$. Por tanto, se establece esta sección como nuestra sección mínima en dicha parte del circuito, ya que poner una sección inferior no soportaría la intensidad que circula por el cable.

- **Cálculo por caída de tensión:**

$$\Delta U = \frac{2 * I * L}{\gamma * S} * 100 \%$$

Donde:

- ΔU : caída de tensión en voltios (V)

Intensidades máximas admisibles (A) en instalaciones interiores, conductores de COBRE , temperatura ambiente 40 °C													
Norma UNE 20 460-5-523:2004													
Conductores aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A1.	PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2							
Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A2.	PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2							
Conductores aislados en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B1.				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
Cables multiconductores en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B2.			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
Cables multiconductores directamente sobre la pared o en bandeja no perforada. Método C.					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2			
Cables multiconductores al aire libre o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a 0,3 D (diámetro del cable). Método E.						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
Cables unipolares en contacto mutuo o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a D. Método F.							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Conductor	mm ²												
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35		77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50		94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70				149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95				180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120				208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150				236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185				268	297	317	341	368	391	415	464	500
240				315	350	374	401	435	468	490	552	590	

Figura 2.2: Tabla Intensidades máximas admisibles

- I: intensidad de la línea (A)
- L: longitud de la línea (m)
- γ : resistividad del conductor a 40° ($\frac{m}{\Omega * mm^2}$)
- S: sección del conductor (mm^2)

La caída de tensión en el cableado de continua no puede ser mayor al 1,5 %, por tanto, en este tramo la caída de tensión se ha diseñado para que sea menor del 1 %.

Venta y distribución - Óptima										
Zona 2										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	16	4960	384	12.92	23.74	26.11	3.79	6	1.94	0.50 %
L1A2	16	4960	384	12.92	19.33	21.26	3.08	6	1.58	0.41 %
L1B	16	4960	384	12.92	14.93	16.42	2.38	6	1.22	0.32 %

Venta y distribución - Integración arquitectónica										
Zona 2										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	13	4030	312	12.92	21.7	23.87	4.26	6	1.77	0.57 %
L1A2	13	4030	312	12.92	23.85	26.24	4.68	6	1.95	0.62 %
L1A3	13	4030	312	12.92	15.63	17.19	3.07	6	1.28	0.41 %
L1B1	13	4030	312	12.92	26.26	28.89	5.15	6	2.14	0.69 %
L1B2	13	4030	312	12.92	35.8	39.38	7.03	10	1.75	0.56 %

Producción - Óptima										
Zona 1										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	16	4960	384	12.92	61.19	67.31	9.76	10	3	0.78 %
L1A2	15	4650	360	12.92	65.04	71.54	11.06	16	1.99	0.55 %
L1B	15	4650	360	12.92	76.58	84.24	13.03	16	2.34	0.65 %
L2A1	16	4960	384	12.92	68.89	75.78	10.99	16	2.11	0.55 %
L2A2	15	4650	360	12.92	46.36	51	7.89	10	2.27	0.63 %
L1B	15	4650	360	12.92	60.76	66.84	10.34	16	1.86	0.52 %
Zona 2										
L1A1	15	4650	360	12.92	47.84	52.62	8.14	10	2.34	0.65 %
L1A2	15	4650	360	12.92	61.29	67.42	10.43	16	1.88	0.52 %
L1B1	15	4650	360	12.92	65.09	71.6	11.07	16	1.99	0.55 %
L1B2	15	4650	360	12.92	46.91	51.601	7.98	10	2.30	0.64 %
L2A1	15	4650	360	12.92	25.52	28.07	4.34	6	2.08	0.58 %
L2A2	15	4650	360	12.92	21.17	23.29	3.6	6	1.73	0.48 %
L2B1	15	4650	360	12.92	17.19	18.91	2.92	6	1.4	0.39 %
L2B2	14	4340	336	12.92	31.59	34.75	5.76	6	2.58	0.77 %

Zona 3										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	13	4030	312	12.92	13.03	14.33	2.56	6	1.06	0.34 %
L1A2	13	4030	312	12.92	27.48	30.23	5.39	10	1.35	0.43 %
L1A3	13	4030	312	12.92	27.4	30.14	5.38	6	2.24	0.72 %
L1B1	13	4030	312	12.92	21.64	23.8	4.25	6	1.77	0.57 %
L1B2	13	4030	312	12.92	26.41	29.05	5.18	6	2.16	0.69 %
L2A1	13	4030	312	12.92	43.52	47.87	8.54	10	2.13	0.68 %
L2A2	13	4030	312	12.92	26.44	29.08	5.19	6	2.16	0.69 %
L2A3	13	4030	312	12.92	42.14	46.35	8.27	10	2.06	0.66 %
L2B1	13	4030	312	12.92	38.25	42.08	7.51	10	1.87	0.6 %
L2B2	13	4030	312	12.92	39.24	43.16	7.7	10	1.92	0.62 %
Zona 4										
L1A1	15	4650	360	12.92	43	47.3	7.32	10	2.11	0.59 %
L1A2	15	4650	360	12.92	57.89	63.68	9.85	10	2.84	0.79 %
L1A3	14	4340	336	12.92	58.86	64.75	10.73	16	1.8	0.54 %
L1B1	14	4340	336	12.92	70.4	77.44	12.83	16	2.16	0.64 %
L1B2	14	4340	336	12.92	56.52	62.17	10.30	16	1.73	0.52 %

Producción - Integración arquitectónica										
Zona 1										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	14	4340	336	12.9	61.24	67.36	11.16	16	1.88	0.56 %
L1A2	14	4340	336	12.9	75.13	82.64	13.69	16	2.3	0.68 %
L1A3	14	4340	336	12.9	63.05	69.36	11.49	16	1.93	0.57 %
L1B1	13	4030	312	12.9	62.06	68.266	12.18	16	1.9	0.61 %
L1B2	13	4030	312	12.9	71.16	78.28	13.97	16	2.18	0.7 %
L1B3	13	4030	312	12.9	67.71	74.48	13.29	16	2.07	0.66 %
L2A1	14	4340	336	12.9	79.71	87.68	14.53	16	2.44	0.73 %
L2A2	14	4340	336	12.9	75.82	83.4	13.82	16	2.32	0.69 %
L2A3	13	4030	312	12.9	74.83	82.31	14.69	16	2.29	0.73 %
L2B1	13	4030	312	12.9	78.97	86.87	15.5	16	2.42	0.78 %
L2B2	13	4030	312	12.9	59	64.9	11.58	16	1.81	0.58 %
L2B3	13	4030	312	12.9	46.1	50.71	9.05	10	2.26	0.72 %
Zona 2										
L1A1	16	4960	384	12.9	33.27	36.6	5.31	6	2.72	0.71 %
L1A2	16	4960	384	12.9	31.11	34.22	4.96	6	2.54	0.66 %
L1A3	16	4960	384	12.9	22.49	24.74	3.59	6	1.84	0.48 %
L1B1	15	4650	360	12.9	54.87	60.36	9.33	10	2.69	0.75 %
L1B2	15	4650	360	12.9	65.65	72.22	11.17	16	2.01	0.56 %
L2A1	16	4960	384	12.9	66.56	73.22	10.62	16	2.04	0.53 %
L2A2	16	4960	384	12.9	77.34	85.07	12.33	16	2.37	0.62 %
L2A3	16	4960	384	12.9	114.08	125.49	18.19	20	2.79	0.73 %
L2B1	15	4650	360	12.9	96.06	105.67	16.34	20	2.35	0.65 %
L2B2	15	4650	360	12.9	89.59	98.55	45.24	16	2.74	0.76 %
L3A1	16	4960	384	12.9	32.46	35.71	5.18	6	2.65	0.69 %
L3A2	16	4960	384	12.9	25.47	28.02	4.06	6	2.08	0.54 %
L3A3	16	4960	384	12.9	24.82	27.3	3.96	6	2.03	0.53 %
L3B	15	4650	360	12.9	16.03	17.63	2.73	6	1.31	0.36 %

Zona 3										
Línea	Paneles	P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	ΔU %
L1A1	14	4340	336	12.9	24.08	26.49	4.39	6	1.97	0.59 %
L1A2	14	4340	336	12.9	17.6	19.36	3.21	6	1.44	0.43 %
L1A3	14	4340	336	12.9	15.45	17	2.82	6	1.26	0.38 %
L1B1	14	4340	336	12.9	20.17	22.19	3.68	6	1.65	0.49 %
L1B2	13	4030	312	12.9	27.11	29.82	5.32	6	2.21	0.71 %
L1B3	13	4030	312	12.9	42.79	47.07	8.4	10	2.1	0.67 %
L2A1	14	4340	336	12.9	26.24	28.86	4.78	6	2.14	0.64 %
L2A2	14	4340	336	12.9	34.86	38.35	6.35	10	1.71	0.51 %
L2A3	14	4340	336	12.9	37.02	40.72	6.75	10	1.81	0.54 %
L2B1	13	4030	312	12.9	27.63	30.39	5.42	6	2.26	0.72 %
L2B2	13	4030	312	12.9	25.47	28.02	5	6	2.08	0.67 %
L2B3	13	4030	312	12.9	38.76	42.64	7.61	10	1.9	0.61 %
L3A1	13	4030	312	12.9	61.16	67.28	12.01	16	1.87	0.60 %
L3A2	13	4030	312	12.9	62.15	68.37	12.2	16	1.9	0.61 %
L3A3	13	4030	312	12.9	66.08	72.69	12.97	16	2.02	0.65 %
L3B1	13	4030	312	12.9	70.39	77.43	13.82	16	2.16	0.69 %
L3B2	13	4030	312	12.9	82.07	90.28	16.11	20	2.01	0.64 %
Zona 4										
L1A1	16	4960	384	12.9	47.2	51.92	7.53	10	2.31	0.6 %
L1A2	16	4960	384	12.9	50.89	55.98	8.12	10	2.49	0.65 %
L1B1	16	4960	384	12.9	63.72	70.1	10.16	16	1.95	0.51 %
L1B2	16	4960	384	12.9	49.35	54.29	7.87	10	2.42	0.63 %
L2A1	16	4960	384	12.9	55.3	60.83	8.82	10	2.71	0.71 %
L2A2	16	4960	384	12.9	69.67	76.64	11.11	16	2.13	0.56 %
L2B	16	4960	384	12.9	62.24	68.46	9.93	16	1.91	0.5 %

Caja de protección de continua - Inversor

Es el tramo que une las cajas de protección de continua con los inversores. El cable utilizado será de cobre, flexible y con una tensión asignada de 0,6/1 kV y aislamiento de XLPE. La instalación de los cables se hará en tubos en montaje superficial en las paredes del cuarto de los inversores. Este tramo se ha diseñado para que la caída de tensión máxima sea del 0,5 %.

Nuestra caja de protección estará instalada justo encima de cada inversor, por tanto se puede asegurar que no habrá caída de tensión, ya que el inversor y la caja de protección de continua correspondiente se encuentra justo encima del inversor. De la tabla de la norma UNE 20460-5-523:2004 se puede observar que dos cables unipolares en un único circuito cargado, aislados en un tubo, tendrán una sección como mínimo de 6 mm^2 , con una intensidad admisible de $I_Z = 36 \text{ A}$. Por tanto, se establecerá esta sección como la sección mínima en esta parte del circuito, ya que poner una sección inferior no soportaría la intensidad que circula por el cable.

Cálculo de protecciones

Estas protecciones irán colocadas en la caja de protección de continua, situada en el cuarto de los inversores. Se dispondrán de una caja de continua por inversor. Cada una de ellas dispone de entradas de corriente continua según la cantidad de strings que disponga el mismo.

El modelo de las cajas de continua es el ARF1, del fabricante CAHORS, especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas.

- Protección del generador: los módulos se encuentran en paralelo, por lo que es necesaria una protección contra corrientes inversas en cada rama. Como la caja de conexiones del generador fotovoltaico es de fácil acceso para mantenimiento, se opta por fusibles en bases portafusibles seccionables:
 - Calibre de los fusibles: $I_F = (1,5\dots,2) * I_{SC}$
 I_F : intensidad del fusible (A)
 I_{SC} : intensidad de cortocircuito de la placa (A)
 $I_F = 13.275 - 17.7$ A
 - Se ha elegido un cartucho fusible de 15 A cilíndrico de 10 x 38 mm
 - Su tensión asignada debe ser: $U_N \geq 1,2 * U_{Goc}$
 U_N : tensión nominal del fusible
 U_{Goc} : tensión de circuito abierto del generador
 $U_N = 48.85$ V por módulo fotovoltaico, en el string con mayor número de módulos, 16, es 937.92 V
 La tensión asignada del fusible elegido es de 1000 V, ya que es necesario tomar en cuenta el voltaje máximo en el peor de los casos.
- Interruptor general del generador fotovoltaico: se pondrá un interruptor en cada una de las cajas que cumpla las siguientes características.
 - Intensidad nominal: $I_N \geq I_{Gsc}$
 I_{Gsc} : intensidad de cortocircuito de generador fotovoltaico.
 - Tensión nominal: $U_N \geq U_{Goc}$
 U_{Goc} : tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

Protecciones interruptor de maniobra				
Paneles	I_{Gsc}	U_{Goc}	I_N	U_N
13	115.05	635.05	125	700
14	123.9	683.9	160	700
15	132.75	732.75	160	800
16	141.6	781.6	160	800

Además, el inversor dispone de las siguientes protecciones en el lado de corriente continua: punto de desconexión en el lado de entrada, descargador de sobretensión y protección contra polarización inversa de corriente continua.

2.7.2. Cálculo del cableado de alterna

El tramo de alterna comprende la conexión de la salida de los inversores con la caja de protección (situada en el cuarto de los inversores), y su posterior conexión a la red.

Inversores - Cuadro de protección salida de los inversores

La salida de los inversores será trifásica, por tanto, de tensión 400 V. El cable utilizado será RZ1-K (AS) 0,6/1kV y aislamiento de XLPE, con conductores unipolares. La caída de tensión máxima en el cable de corriente alterna es del 1 %.

Los conductores de este tramo discurrirán por tubos fijados a la pared. Para hallar las secciones y caídas de tensión en el cableado se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * I * L}{\gamma * S}$$

Donde:

- ΔU : caída de tensión en voltios (V)
- I: intensidad de la línea (A)
- L: longitud de la línea (m)
- γ : resistividad del conductor a 90° ($\frac{m}{\Omega * mm^2}$)
- S: sección del conductor (mm^2)

Para calcular la intensidad que circula por cada línea, se ha utilizado la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Donde:

- I: intensidad de la línea (A)
- P: potencia de la línea (W)
- V: tensión de la línea (V)
- $\cos(\varphi)$: factor de potencia

A la salida de los inversores se tiene una señal con un $\cos(\varphi)$ igual a 1, obteniendo:

Intensidad por inversor		
STP 15000TL10	STP 20000TL30	STP 25000TL30
21.65 A	28.87 A	36.08 A

El criterio general es que todas las líneas de los inversores de una misma zona e igual intensidad vayan por el mismo tubo, y por tanto en contacto, al cuadro de protección de la salida de los inversores. Existen dos circunstancias muy desfavorables: 3 líneas del inversor STP 25000TL30 y 4 líneas del inversor STP 15000TL10.

$$I_{25} = \frac{36,1}{0,70} = 51,57 A$$

$$I_{15} = \frac{21,7}{0,70} = 31 A$$

Siendo el peor caso las líneas de los inversores STP 25000TL30, con una intensidad de 51.57 A, se recurrirá a la tabla de la norma UNE 20460-5-523:2004 para buscar tres cables unipolares en un único circuito cargado, aislados en un tubo, con una intensidad admisible mayor a esta encontrando la sección de 10 mm^2 , con una intensidad admisible de $I_Z = 54 \text{ A}$. Por tanto, establecerá esta sección como la sección mínima en esta parte del circuito, ya que poner una sección inferior no soportaría la intensidad que circula por el cable.

Teniendo como base el REBT, las secciones de los conductores deben dimensionarse para soportar un 125 % de la intensidad nominal de la línea. Para este tramo, se han dimensionado las líneas para que tengan una caída máxima del 1 % y se ha utilizado cable de cobre, con una conductividad de $44 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}$.

Venta y distribución - Óptima								
Zona 3								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
15000	400	21.65	0.5	0.55	0.15	10	0.05	0.01 %

Venta y distribución - Integración arquitectónica								
Zona 3								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
20000	400	28.87	0.5	0.55	0.20	10	0.06	0.02 %

Producción - Óptima								
Zona 1								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
15000	400	21.65	8.43	9.27	2.47	10	0.79	0.20 %
15000	400	21.65	7.91	8.7	2.32	10	0.74	0.19 %
Zona 2								
20000	400	28.87	7.08	7.79	2.77	10	0.89	0.22 %
20000	400	28.87	5.55	6.11	2.17	10	0.69	0.17 %
Zona 3								
20000	400	28.87	4.82	5.3	1.88	10	0.6	0.15 %
20000	400	28.87	3.59	3.95	1.4	10	0.45	0.11 %
Zona 4								
25000	400	36.08	2.56	2.82	1.25	10	0.4	0.1 %

Producción - Integración arquitectónica								
Zona 1								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
25000	400	36.08	11.63	12.79	5.68	10	1.82	0.45 %
25000	400	36.08	10.71	11.78	5.23	10	1.67	0.42 %
Zona 2								
25000	400	36.08	9.79	10.77	4.78	10	1.53	0.38 %
25000	400	36.08	8.37	9.21	4.09	10	1.31	0.33 %
20000	400	28.87	7.45	8.2	2.91	10	0.93	0.23 %
Zona 3								
25000	400	36.08	6.53	7.18	3.19	10	1.02	0.26 %
25000	400	36.08	5.61	6.17	2.74	10	0.88	0.22 %
20000	400	28.87	4.69	5.16	1.83	10	0.59	0.15 %
Zona 4								
20000	400	28.87	3.77	4.15	1.47	10	0.47	0.12 %
15000	400	21.65	2.85	3.14	0.83	10	0.27	0.07 %

Por último, se calcula la intensidad de cortocircuito para poder determinar el poder de corte de las protecciones:

$$R_{cc} = \frac{2 * \rho * L}{S}; \quad I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}}$$

Donde:

- R_{cc} : resistencia de cortocircuito (Ω)
- I_{cc} : intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado (kA)
- V: tensión de la línea (V)
- ρ : resistividad del cobre a 20°C ($0,018 \Omega * mm^2/m$)
- L: longitud de la línea (m)
- S: sección de la línea (mm^2)

Venta y distribución - Óptima					
Zona 3					
P	V	L+10 %	Sf	R_{cc}	I_{cc}
15000	400	0.55	10	0.002	20.2

Venta y distribución - Integración arquitectónica					
Zona 3					
P	V	L+10 %	Sf	R_{cc}	I_{cc}
20000	400	0.55	10	0.002	20.2

Producción - Óptima					
Zona 1					
P	V	L+10 %	Sf	R_{cc}	I_{cc}
15000	400	9.27	10	0.03336	12.0
15000	400	8.7	10	0.03132	12.8
Zona 2					
20000	400	7.79	10	0.02804	14.3
20000	400	6.11	10	0.02198	18.2
Zona 3					
20000	400	5.3	10	0.0191	21.0
20000	400	3.95	10	0.0142	28.1
Zona 4					
25000	400	2.82	10	0.0101	39.5

Producción - Integración arquitectónica					
Zona 1					
P	V	L+10 %	Sf	R_{cc}	I_{cc}
25000	400	12.79	10	0.0461	8.7
25000	400	11.78	10	0.0424	9.4
Zona 2					
25000	400	10.77	10	0.0388	10.3
25000	400	9.21	10	0.0332	12.1
20000	400	8.2	10	0.0295	13.6
Zona 3					
25000	400	7.18	10	0.0259	15.5
25000	400	6.17	10	0.0222	18
20000	400	5.16	10	0.0186	21.5
Zona 4					
20000	400	4.15	10	0.0149	26.8
15000	400	3.14	10	0.0113	35.4

Protecciones cuadro de protección salida de inversores

Dado que la corriente de cada circuito de los inversores llega a la caja general de baja tensión, se dispondrá de protección en cada uno de los circuitos. Para dimensionar estos dispositivos, se utilizarán las intensidades que circularán por estos cables, estas ya quedaron definidas en el apartado anterior.

Para dimensionar los interruptores magnetotérmicos se deben cumplir las siguientes relaciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F = 1,45 * I_Z$$

Donde:

- I_B : corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de carga hecha (A)

- I_N : calibre asignado al dispositivo de protección (A)
- I_Z : corriente admisible para el cable en función del sistema de instalación utilizado (A)
- I_F : intensidad de funcionamiento (A)

Por tanto, para todos los circuitos se cumplirá que:

$$36,1A \leq 40A \leq 54A$$

En este caso, los inversores estarán protegidos por magnetotérmicos de calibre 40 A y poder de corte de 10 kA. A continuación, se elegirán los interruptores diferenciales que se necesitarán. Se utilizarán interruptores diferenciales tetrapolares de 40 A y sensibilidad de 300 mA para cada circuito.

Cuadro de protección salida de los inversores - Contador

El cable utilizado será TECHNO SUN cable solar -40+120+UV 0,6/1KV y aislamiento de XLPE, con conductores unipolares. La intensidad que circula por este tramo, será la suma de las salidas de los inversores. Sabemos que por esta línea pasarán altas intensidades, es por ello que se realizará el cálculo de la sección primeramente según esta característica, recurriendo a la tabla de la norma UNE 20460-5-523:2004:

Venta y distribución - Óptima			Venta y distribución - Integración arquitectónica		
I	Sc	I_Z	I	Sc	I_Z
21.65	10	44	28.87	10	44

Producción - Óptima				Producción - Integración arquitectónica			
I	Sc	Sc_N	I_Z	I	Sc	Sc_N	I_Z
194.9	150	95	236	324.8	300	150	360

Teniendo como base el REBT, las secciones de los conductores deben dimensionarse para soportar un 125 % de la intensidad nominal de la línea. Para este tramo, se han dimensionado las líneas para que tengan una caída máxima del 1 %, se ha utilizado cable de cobre, con una conductividad de $44 \frac{m}{\Omega * mm^2}$, y que el $\cos(\varphi)$ es 1, obtenemos:

Venta y distribución - Óptima								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
15000	400	21.65	4.57	5.03	1.34	10	0.43	0.11 %

Venta y distribución - Integración arquitectónica								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
20000	400	28.87	4.57	5.03	1.79	10	0.57	0.14 %

Producción - Óptima								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
135000	400	194.9	10.33	11.36	27.24	150	0.58	0.15 %

Producción - Integración arquitectónica								
P	V	I	L	L+10 %	Sc	Sf	ΔU	$\Delta U \%$
225000	400	324.8	13.83	15.21	60.78	300	0.65	0.16 %

Contador – Cuadro general de protección

Al estar el contador al lado del cuadro general de protección (menos de 1 metro), es posible determinar que las secciones serán las mismas que en el cableado del cuadro de protección de los inversores al contar.

2.7.3. Puesta a tierra

El cálculo de la puesta a tierra se realizará de acuerdo con la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Según el Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, del IDAE, se indica que todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como la de alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Características del suelo

Como se ha podido observar en el terreno, la tierra se instalará en un suelo pedregoso cubierto de césped, cuya resistividad según el REBT está comprendida entre 1500 y 3.000 $\Omega * m$. Se cogerá para los cálculos el valor medio de 2250 $\Omega * m$.

Cálculo de la puesta a tierra

La toma a tierra estará conformada por picas verticales de 2 metros de longitud. Las picas se instalarán en paralelo y estarán enterradas a una profundidad de 0.5 metros.

A estas picas se instalarán todos los elementos metálicos englobados dentro del campo fotovoltaico (estructuras metálicas de los paneles solares). La única consideración que se va a tener en cuenta a la hora de diseñar la tierra del campo fotovoltaico es que la resistencia de dicha tierra sea inferior a un valor que asegure la eficacia de la misma. El sistema de puesta a tierra se dimensionará de forma que su resistencia de puesta a tierra no sea superior al valor especificado para ello. Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en locales húmedos o emplazamiento del conductor
- 50 V en los demás casos

La protección diferencial que protege la instalación es de 300 mA, y si se considera esta instalación como local húmedo, la resistencia de puesta a tierra máxima es:

$$R = \frac{V}{I} = \frac{24V}{300 * 10^{-3}} = 80 \Omega$$

A continuación, la resistencia de puesta a tierra se calcula a partir de la siguiente expresión que es proporcionada por el REBT:

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- ρ : resistividad del terreno ($\Omega * m$)
- L: longitud de la pica (m)

$$R = \frac{2250 \Omega * m}{2 m} = 1125 \Omega$$

Para poder conocer el número total de picas que se deben conectar, es necesario hallar el valor de la resistencia de las picas mediante la siguiente expresión:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_P}$$

Donde:

- R_T : resistencia total
- R_C : resistencia del conductor enterrado
- R_P : resistencia de las picas

$$\frac{1}{80} = \frac{1}{1125} + \frac{1}{R_P}$$

Obteniendo una resistencia de las picas es de 86.12Ω , tras esto se calcula el número de picas con la siguiente expresión:

$$R_P = \frac{\rho}{N_P * L}; \quad N_P = \frac{\rho}{R_P * L}$$

Siendo:

- ρ : resistividad del terreno
- R_P : resistencia de las picas
- L : longitud de la pica
- N_P : número de picas

Teniendo como resultado 13.06 picas, es decir, 14 picas ya que cuanto mayor número de picas menor la resistencia de la puesta a tierra.

2.7.4. Canalización

Las canalizaciones en todos los casos se han elegido en función del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y su ITC-BT-21. Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los conductores o cables aislados.

Se emplearán las canalizaciones fijas en superficie para aquellas líneas que irán a la vista sobre pared, muros, etc., ya que toda la instalación queda dentro del solar de la nave industrial, la cual esta cerrada por muros, por lo que habría ningún tipo de riesgo para las personas.

Líneas de los módulos fotovoltaicos a las cajas de continua

Se ha planteado hacer toda la canalización de este tramo usando el tubo rígido de PVC fijado en pared mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. Se calcularán las canalizaciones utilizada usando la siguiente expresión descrita en la ITC-BT-21:

$$D_T = \sum(S) * 2,5$$

Donde:

- S: sección de cada conductor que pase por la canalización (mm^2)
- D_T : diámetro exterior de la canalización (mm)

Se establecerá como criterio que las líneas de un mismo inversor se agruparán en cajas de derivación exterior y de ahí irán hasta su correspondiente caja de protección de continua. Antes de llegar a la caja de derivación, las líneas irán en tubos de PVC rígido fijado en tejado mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas de: 16 mm de diámetro exterior en secciones de 6 mm^2 , 20 mm de diámetro exterior en secciones de 10 mm^2 y 25 mm de diámetro exterior en secciones de 16 mm^2 . A partir de la caja de derivación exterior irán en una única canalización siendo esta:

Venta y distribución - Óptima			
Zona 3			
Línea	Sf	D_T	D
L1A1	6	90	90
L1A2	6		
L1B	6		

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 90 mm para instalar las canalizaciones. Este resultado lleva a pensar en otra alternativa que permita proteger el cableado pero ocupando menos espacio. Sabiendo que las canalizaciones tal y como define la ITC-BT-21 son de: 16 mm de diámetro exterior en secciones de 6 mm^2 , 20 mm de diámetro exterior en secciones de 10 mm^2 y 25 mm de diámetro exterior en secciones de 16 mm^2 . Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 48 mm.

Venta y distribución - Integración arquitectónica			
Zona 3			
Línea	Sf	D_T	D
L1A1	6	90	90
L1A2	6		
L1A3	6		
L1B1	6	90	90
L1B2	10		

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 180 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, comprobando que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 84 mm.

Producción - Óptima							
Zona 1				Zona 2			
Línea	Sf	D_T	D	Línea	Sf	D_T	D
L1A1	10	210	250	L1A1	10	130	140
L1A2	16			L1A2	16		
L1B	16			L1B1	16	130	140
				L1B2	10		
L2A1	16	210	250	L2A1	6	120	125
L2A2	10			L2A2	6		
L2B	16			L2B1	6		
				L2B2	6		
Zona 3				Zona 4			
L1A1	6	110	110	L1A1	10	180	180
L1A2	10			L1A2	10		
L1A3	6			L1A3	16		
L1B1	6	20	20	L1B1	16	160	160
L1B2	6			L1B2	16		
L2A1	10	130	140				
L2A2	6						
L2A3	10						
L2B1	10	32	32				
L2B2	10						

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 1547 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 589 mm.

Producción - Integración arquitectónica							
Zona 1				Zona 2			
Línea	Sf	D_T	D	Línea	Sf	D_T	D
L1A1	16	240	250	L1A1	6	90	90
L1A2	16			L1A2	6		
L1A3	16			L1A3	6		
L1B1	16	240	250	L1B1	10	130	140
L1B2	16			L1B2	16		
L1B3	16						
L2A1	16	240	250	L2A1	16	285	315
L2A2	16			L2A2	16		
L2A3	16			L2A3	25		
L2B1	16	210	225	L2B1	25	205	225
L2B2	16			L2B2	16		
L2B3	10						
				L3A1	6	190	200
				L3A2	6		
				L3A3	6		
				L3B	6		
Zona 3				Zona 4			
L1A1	6	90	90	L1A1	10	230	250
L1A2	6			L1A2	10		
L1A3	6			L1B1	16		
L1B1	6	110	110	L1B2	10		
L1B2	6						
L1B3	10						
L2A1	6	130	140	L2A1	10	210	225
L2A2	10			L2A2	16		
L2A3	10			L2B	16		
L2B1	6	110	110				
L2B2	6						
L2B3	10						
L3A1	16	240	250				
L3A2	16						
L3A3	16						
L3B1	16	205	225				
L3B2	25						

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 3350 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 1066 mm.

Por tanto, se escoge el criterio de que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida ya que, como se ha comprobado, permite usar canalizaciones que requieren menos espacio para instalarse.

Líneas desde las cajas de continua hasta los inversores

Se sabe que todo el cableado de este tramo es de 6 mm^2 , por tanto se tomará el criterio de una tubería por inversor. Las líneas irán en tubos rígido con aislamiento de XLPE fijado en pared mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas, obteniendo:

Venta y distribución - Óptima			
Zona 3			
Línea	Sf	D_T	D
3	6	90	90

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 90 mm para instalar las canalizaciones, este resultado lleva a pensar en otra alternativa que permita proteger el cableado pero ocupando menos espacio. Sabiendo que las canalizaciones tal y como define la ITC-BT-21 son de: 16 mm de diámetro exterior en secciones de 6 mm^2 . Estableciendo como criterio de que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 48 mm.

Venta y distribución - Integración arquitectónica			
Zona 2			
Líneas	Sf	D_T	D
5	6	150	160

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 160 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 80 mm.

Producción - Óptima							
Zona 1				Zona 2			
Líneas	Sf	D_T	D	Líneas	Sf	D_T	D
3	6	90	90	4	6	120	125
3	6	90	90	4	6	120	125
Zona 3				Zona 4			
5	6	150	160	5	6	150	160
5	6	150	160				

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 910 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 464 mm.

Producción - Integración arquitectónica							
Zona 1				Zona 2			
Líneas	Sf	D_T	D	Líneas	Sf	D_T	D
6	6	180	180	5	6	150	160
6	6	180	180	5	6	150	160
				4	6	120	125
Zona 3				Zona 4			
6	6	180	180	4	6	120	125
6	6	180	180	3	6	90	90
5	6	150	160				

Se observa que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen que como mínimo necesario 1540 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de PVC rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 800 mm.

Líneas trifásicas desde los inversores hasta el cuadro de protección de los inversores

Sabemos que todo el cableado de este tramo es de 10 mm^2 , por tanto se tomará el criterio de que todas las líneas de los inversores de una misma zona e igual intensidad vayan por el mismo tubo. Estas irán en tubos rígido con aislamiento de XLPE fijado en pared mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas, obteniendo:

Venta y distribución - Óptima				
Zona 3				
Inversor	I	Sf	D_T	D
1	21.65	10	32	32

Venta y distribución - Integración arquitectónica				
Zona 2				
Inversor	I	Sf	D_T	D
1	28.87	10	32	32

Producción - Óptima									
Zona 1					Zona 2				
Inversor	I	Sf	D_T	D	Inversor	I	Sf	D_T	D
1	21.65	10	200	200	3	28.87	10	200	200
2	21.65	10			4	28.87	10		
Zona 3					Zona 4				
5	28.87	10	200	200	7	36.08	10	32	32
6	28.87	10							

Se puede observar que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obtienen como mínimo necesario 632 mm para instalar las canalizaciones, este resultado lleva a pensar en otra alternativa que permita proteger el cableado, pero ocupando menos espacio.

Sabiendo que las canalizaciones tal y como define la ITC-BT-21 son de: 32 mm de diámetro exterior en secciones de 10 mm^2 . Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de XLPE rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 224 mm.

Producción - Integración arquitectónica									
Zona 1					Zona 2				
Inversor	I	Sf	D_T	D	Inversor	I	Sf	D_T	D
1	36.08	10	200	200	3	36.08	10	200	200
2	36.08	10			4	36.08	10		
					5	28.87	10	32	32
Zona 3					Zona 4				
6	36.08	10	200	200	9	28.87	10	32	32
7	36.08	10			10	21.65	10	32	32
8	28.87	10	32	32					

Se puede observar que el espacio acumulado por las canalizaciones que se han calculado obteniendo como mínimo necesario 728 mm para instalar las canalizaciones. Estableciendo como criterio que cada línea va protegida independientemente por una canalización de XLPE rígida, se comprueba que para la misma instalación el espacio mínimo que ocupará las canalizaciones es 320 mm.

Por tanto, se llega a la conclusión de que la mejor manera de montar estas canalizaciones es colocar una por línea, usando canalizaciones de 32 mm de diámetro exterior ya que, como se ha comprobado, permite usar canalizaciones que requieren menos espacio para instalarse.

Líneas trifásicas desde el cuadro de protección de los inversores hasta el contador

Esta línea irá en tubo rígido de PVC fijado en pared mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas.

Venta y distribución - Óptima				Venta y distribución - Integración arquitectónica			
I	Sf	D_T	D	I	Sf	D_T	D
21.65	10	32	32	28.87	10	32	32

Producción - Óptima					Producción - Integración arquitectónica				
I	Sf	Sf_N	D_T	D	I	Sf	Sf_N	D_T	D
194.9	150	95	75	75	324.8	300		75	75
						300		75	75
						300		75	75
							150	50	50

2.8. Comunicaciones

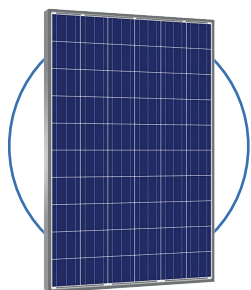
La gestión de la potencia de los inversores irá a cargo del Control Dinámico de Potencia (CDP) y para ello, hará también uso del estándar RS-485 que viene habilitado de serie. Para conocer si son necesarias las resistencias de terminación de línea, se realizan las medidas oportunas. Se conectarán entre sí los inversores, uno tras otro, y el último será llevado al centro de transformación donde conectará con el CDP.

Como se puede observar en los planos, los inversores se encuentran todos en el cuarto de inversores y la CDP se encuentra en dicho cuarto; por tanto, se encuentran por debajo de los 100-200 metros que se establecen como máximo para no ser requeridas las resistencias de terminación de línea; por tanto, no serán necesarias en estas líneas.

Capítulo 3

Componentes de la instalación

1. Módulo fotovoltaico 310W
2. Estructura de los módulos fotovoltaicos inclinada 25° y 30°
3. Estructura de los módulos fotovoltaicos integrada
4. Inversor STP 15000TL 10
5. Inversores STP 20000TL 30 y STP 20000TL 30
6. Caja de protección de continua
7. CDP-G
8. Contador bidireccional
9. Tubería rígida PVC
10. Tubería rígida XLPE
11. Cable PVC
12. Cable XLPE
13. Caja de protección salida del inversor



Módulo fotovoltaico AMS 310W

Amerisolar, empresa ubicada en Estados Unidos, tiene una trayectoria y experiencia en la fabricación de módulos de 19 años. Sus módulos, gracias a los más estrictos estándares de calidad y control, ofrecen una alta eficiencia de hasta 16,29% y la mejor garantía frente a cualquier otro módulo del mercado: 12 años de garantía de producto y una garantía de potencia lineal de hasta 30 años.

Los módulos Amerisolar disponen de certificados UL, TUV, KTL, MCS, CEC, ISO9001, ISO14001, OHSMS18001.



Alta eficiencia

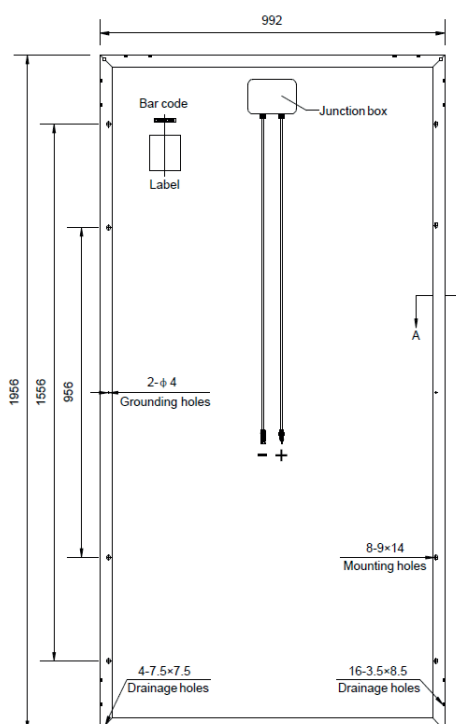
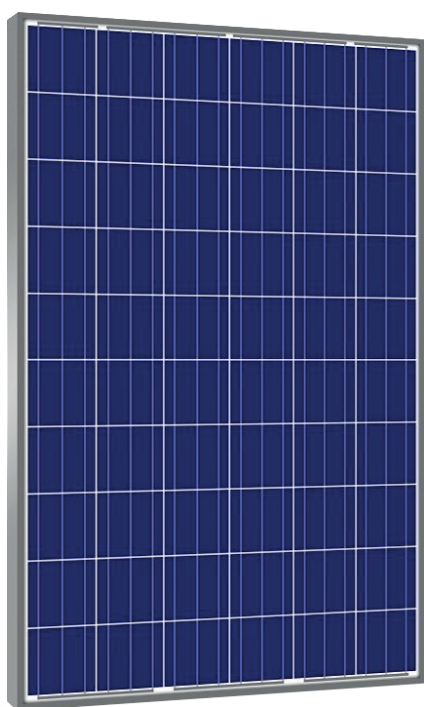


Tolerancia 0+3%



30 años de garantía

Visualización



Características técnicas

Medida	AMS310
Potencia máxima (Pmax) [w]	310
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	36.9
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8.41
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	48.85
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	8.85
Eficiencia del módulo	15.98

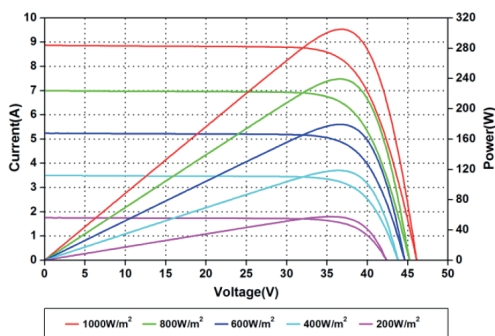
Módulos

Características mecánicas

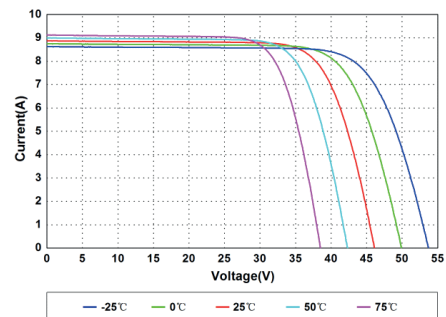
Medida	AMS310
Celulas	72=6x12 policristalinas
Conectores	MC4 o MC4 Compatible
Cableado	Longitud 1000mm
Dimensión	1956x992x50 mm
Peso	27kg

Características de temperatura

Medida	AMS310
NOCT**	45+/- 2°C
Coeficiente de temperatura Pmax	-0.43% / °C
Coeficiente de temperatura Voc	-0.33% / °C
Coeficiente de temperatura Isc	+0.056% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C



Curvas de Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje a diferentes irradiancias



Curvas de Corriente-Voltaje a diferentes temperaturas

Embalaje

Tipo	AMS310
Palet	21 uds.
Contenedor	462 uds./ 40ft.

Certificaciones



Capacidad

De 1 a 20 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 1 fila en vertical



Inclinación del módulo

Estándar 10° - 15° - 20° - 25° - 30° - 35 °

Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería - Acero Inoxidable



Tamaño del módulo

Para módulos de hasta 60 células - CVE915
Para módulos de hasta 72 células - CVE915XL

Instalaciones recomendadas

Cubiertas metálicas, cubiertas de hormigón, cubiertas de teja*, suelo mediante contrapesos o zapatas



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

Capacidad

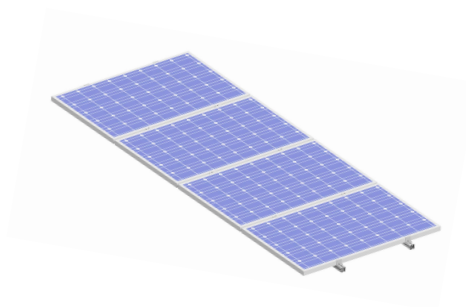
De 1 a 20 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 1 fila

Inclinación del módulo

Instalación integrada en la cubierta
Mantiene la inclinación existente

Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería - Acero Inoxidable



Tamaño del módulo

Soporte válido para módulos de hasta 72 células
Altura libre del módulo- 60 o 130 mm, a elegir

Instalaciones recomendadas

Cubiertas metálicas



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada



NUEVO: Con innovadoras funciones de gestión de red

Rentable

- Rendimiento máximo del 98,2%
- Mejor rendimiento de adaptación con la regulación del MPP OptiTrac Global Peak de SMA

Seguro

- Triple protección gracias a Optiprotect: fusible de string electrónico, detección de fallos de string autodidacta, descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de instalaciones perfecto gracias a Optiflex

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

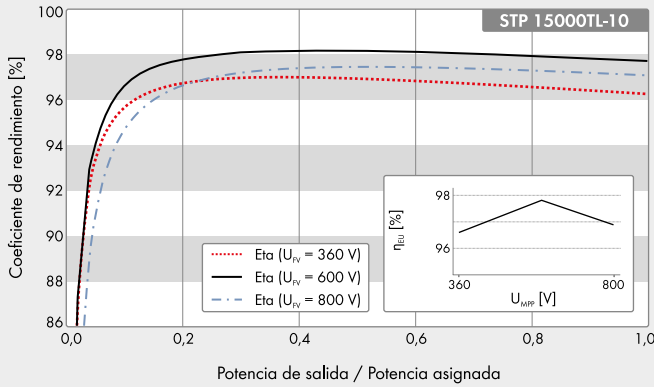
SUNNY TRIPOWER 15000TL

El trifásico que facilita la planificación del sistema

El Sunny Tripower 15000TL convence con sus nuevas características con visión de futuro: la integración de funciones de gestión de la red como, por ejemplo, el Integrated Plant Control permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor. De esta forma es posible prescindir de unidades de control de orden superior y se reducen los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las innovaciones que ofrece.

La tecnología Optiflex y el sistema de seguridad Optiprotect continúan siendo estándares garantizados: con las dos entradas del MPP en combinación con un rango amplio de tensión de entrada, Optiflex flexibiliza el diseño en gran medida y para prácticamente todas las configuraciones de módulos. El sistema de seguridad Optiprotect, con la detección de fallos autodidacta, el fusible de string electrónico y el descargador de sobretensión de CC del tipo II integrable, permite la mayor disponibilidad.

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entrada A y B
DC_SPD_KIT_2-10



Interfaz de Speedwire/Web-
connect SWDM-10



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional — No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizado: enero de 2016

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./tensión de entrada de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas A/B
Corriente máx. de entrada por string, entradas A ¹ /B ¹
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA
Rango de tensión de CA
Frecuencia de red de CA/rango
Frecuencia/tensión asignadas de red
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida
Factor de potencia con potencia asignada/ Factor de desfase ajustable
THD
Fases de inyección/conexión

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo III/DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal/monitorización de la corriente de string electrónica
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisiones de ruido típicas
Autoalimentación nocturna
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento/función

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24-7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20/25 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

¹ Para tener en cuenta en caso de cortocircuito del fusible de string electrónico
² No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Modelo comercial

Sunny Tripower 15000TL

15340 W/15340 W
1000 V
360 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/11 A
40 A/12,5 A
50 A/17 A
2/A:5; B:1

15000 W
15000 VA
3/N/PE; 220/380 V
3/N/PE; 230/400 V
3/N/PE; 240/415 V
160 V a 280 V
50 Hz/44 Hz a 55 Hz
60 Hz/54 Hz a 65 Hz
50 Hz/230 V
24 A/24 A
1/0 inductivo a 0 capacitivo
≤ 3 %
3/3

98,2%/97,8 %

●
●/●
●/○
●/●/—
●/●
1 / AC: III; DC: II

665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)
59 kg (130,07 lb)
-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
51 dB(A)
1 W
Sin transformador/OptiCool
IP65
4K4H
100 %

SUNCLIX/borne de conexión por resorte

Gráfica
○/●/○
○/○
○/○
●/●/●
●/●
●/○/○/○/○

AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438², G59/3, IEC 60068-2, IEC 61727, MEA 2013, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014

STP 15000TL-10



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

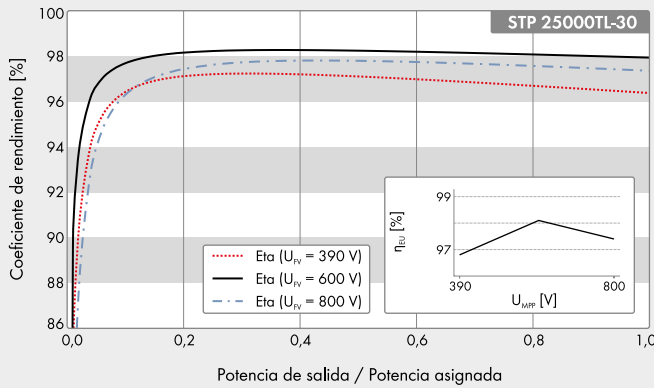
SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower 20000TL/25000TL es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

Curva de rendimiento



Accesorios



● De serie ○ Opcional – No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizado: enero de 2016

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC
 Tensión de entrada máx.
 Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
 Tensión de entrada mín./de inicio
 Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
 Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
 Potencia máx. aparente de CA
 Tensión nominal de CA
 Rango de tensión de CA
 Frecuencia de red de CA/rango
 Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red
 Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida
 Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable
 THD

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
 Monitorización de toma a tierra/de red
 Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
 Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
 Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
 Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
 Peso
 Rango de temperatura de servicio
 Emisión sonora, típica
 Autoconsumo nocturno
 Topología/principio de refrigeración
 Tipo de protección (según IEC 60529)
 Clase climática (según IEC 60721-3-4)
 Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
 Pantalla
 Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
 Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
 Relé multifunción/Power Control Module
 OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
 Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
 Garantía: 5/10/15/20/25 años
 Certificados y autorizaciones (otros a petición)

* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Sunny Tripower 20000TL

20440 W/20440 W
 1000 V
 320 V a 800 V/600 V
 150 V/188 V
 33 A/33 A
 2/A:3; B:3

20000 W
 20000 VA

3 / N / PE; 220 V / 380 V
 3 / N / PE; 230 V / 400 V
 3 / N / PE; 240 V / 415 V
 180 V a 280 V
 50 Hz/44 Hz a 55 Hz
 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
 50 Hz/230 V

29 A/29 A
 1/0 inductivo a 0 capacitivo

≤ 3%
 3/3

98,4%/98,0%

●
 ● / ●
 ○
 ● / ● / –
 ●
 I / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
 61 kg (134,48 lb)

–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)
 51 dB(A)

1 W
 Sin transformador/OptiCool

IP65
 4K4H

100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte

○
 ○ / ●
 ● / ●
 ○ / ○
 ● / ● / ●
 ● / ●
 ● / ○ / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

Modelo comercial

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

Ficha Técnica: ARF1 - IP66 -

Equipo diseñado para proteger eléctricamente los paneles fotovoltaicos de posibles sobretensiones y sobrintensidades. Viene provisto de un Interruptor de Corte en Carga, que permite cortar la línea del grupo de paneles y así realizar tareas correctivas o preventivas en dicha zona. El Equipo viene con fusibles (1000 Vdc), que protegen los 2 polos (+ y -) de posibles sobrintensidades. Todos los equipos de Nivel 1, vienen con protectores de sobretensión, pues es frecuente que en zonas donde se ubican las instalaciones fotovoltaicas (Campos, zonas rurales, etc.), se produzcan sobretensiones causadas por los relámpagos.

Características particulares:

- Envolvente ARINTER
- Grado de Protección IP66 s/n UNE 20324 / IEC 60529
- IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262
- Interruptor de Seccionamiento para 900-1000Vdc
- Protector Sobretensiones con descargador de 40 kA de descarga.
- Bases Fusibles hasta 20A - 900-1000 Vdc



Características Técnicas

- Fabricados en poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Tapas fabricadas en policarbonato estabilizado a los rayos ultravioleta (UV).
- Resistente al calor anormal o fuego según UNE EN 60 695-2-1/0
- Grado de protección contra polvo y agua IP66
- Grado de protección impactos IK10 (IK07 con puerta transparente)
- Gran resistencia a la corrosión y a los rayos ultravioletas.
- Materiales no higroscópicos. Absorción de humedad prácticamente nula.
- Excelente comportamiento a los agentes climáticos y a las temperaturas extremas.
- Resistencia a la corrosión, sin necesidad de acabado especial.
- Resistente hasta 70°C en funcionamiento continuo (temperaturas de pico de hasta 150° C).
- Autoextinguible y exento de halógenos.
- Tensión nominal de aislamiento $U_i = 1000V$.

Directivas

- Protección contra polvo/agua IP s/n UNE 20 324
- Protección contra impactos IK s/n UNE EN 50 102
- Clase Térmica s/n UNE 21 305
- Resistencia al calor o Fuego s/n UNE EN 60 695-2-1/0
- Doble Aislamiento s/n IEC 60439-1
- Directiva Material Eléctrico (B.T.) 73/23/CEE Modificación Directiva (73/23/ CEE) 93/68/CEE
- Directiva compatibilidad electromagnética 89/336 CEE Modificación Directiva (89/336/ CEE) 92/31 CEE Modificación Directiva (89/336/ CEE) 93/98 CEE

Tabla Selección

Referencia	Dimensiones *	N Strings	In FUS	In INT	S.T.
------------	---------------	-----------	--------	--------	------

0471043-001	400x300x200	3	10 A	40 A	SI
0471043-002	400x300x200	4	10 A	40 A	SI
0471054-005	500x600x230	5	10 A	125 A	SI
0471065-007	500x600x230	6	10 A	125 A	SI
0471065-009	500x600x230	7	10 A	125 A	SI
0471065-008	500x600x230	8	10 A	125 A	SI
0471065-006	500x600x230	9	10 A	125 A	SI
0471065-001	500x600x230	10	10 A	125 A	SI
0471065-003	500x600x230	11	10 A	125 A	SI
0471086-002	600x800x300	12	10 A	125 A	SI
0471086-004	600x800x300	13	10 A	125 A	SI
0471086-005	600x800x300	14	10 A	125 A	SI
0471086-006	600x800x300	15	10 A	125 A	SI

*dimensiones: (alto x ancho x profundidad) mm

S.T:Protector Sobre Tensiones

CDP-G

Controlador dinámico de potencia con gestión de la demanda



Descripción

El **CDP-G** es el controlador dinámico de potencia de **CIRCUTOR** destinado a aplicaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo, que permite aprovechar al máximo los excedentes de generación fotovoltaica. La gama de dispositivos **CDP** son los encargados de regular la producción de los inversores solares para garantizar, en cualquier instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo, la inyección cero a red, o bien, la inyección controlada.

El **CDP-G** incorpora **todas** las prestaciones del modelo **CDP-0** y además, dispone de 3 salidas de relé que tienen como función utilizar los excedentes de producción fotovoltaica. La conexión de cargas no críticas en horas de elevada insolación, permite tener una menor dependencia de la red eléctrica y una reducción de los costes energéticos. Asignando un consumo a cada carga y una prioridad, el **CDP-G** es capaz de calcular y conectar automáticamente la carga adecuada a cada momento, en función del excedente disponible. Además, el **CDP-G** permite asignar un porcentaje de contribución de la red eléctrica para optimizar aún más la utilización de la instalación fotovoltaica.

Algunas de las principales características del **CDP-G** son:

- Gestión de hasta 3 cargas
- Aprovechamiento de excedentes de producción fotovoltaica
- Gestionar las principales marcas de inversores* y varios inversores por instalación
- Monitorización vía web (Smartphone, Tablet o PC)
- *Datalogger* y descarga de fichero .csv con datos históricos de consumos vía web
- Múltiples opciones de regulación vía web
- Pantalla con información de consumo, producción FV y consumo de red
- Comunicaciones Modbus/TCP para integración en aplicaciones SCADA.

Aplicaciones

- Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo (con o sin inyección a red) que requieran un gestor energético para optimizar excedentes de producción fotovoltaica.
- Sistema remoto de monitorización y registro de balance energético (con o sin inyección a red).
- Gestión de bombas de calor (aeroterminas o geotermias)
- Calentamiento de agua mediante la utilización de termo-acumuladores (piscinas, viviendas)
- Bombeo de agua y aplicaciones de riego
- Producción de aire comprimido

Características técnicas

Circuito alimentación	Tensión nominal (Tolerancia)	230 Vc.a. (80...115%)
	Frecuencia	50...60 Hz
	Consumo	6 VA / 6 W
Circuito de medida de tensión	Tensión nominal	12 Vc.c.
	Margen de medida	10...300 Vc.a.
	Frecuencia	50...60 Hz
Circuito de medida de corriente	Corriente nominal	.../250 mA
	Corriente máxima	.../300 mA
Clase de precisión	Potencia	0,5%
	Energía	1,0%
Salidas de relé	Número	4
	Tipo	Libre de potencial
	Corriente máxima de maniobra	6 A
Comunicaciones	Interfaz de usuario	Ethernet
	Comunicación con inversores	RS-232, RS-485, RS-422
	Comunicación con analizadores	RS-485
Características mecánicas	Dimensiones	6 módulos DIN
	Material	Plástico UL94 - V0 Autoextinguible
	Peso	250 gr
Condiciones ambientales	Temperatura de trabajo	-25...+70 °C
	Humedad relativa	95% sin condensación
Normas	IEC 61010-1:2010, IEC 61000-6-2:2005, y IEC 61000-6-4:2011	

* Consultar en la página web la lista actual de inversores gestionados.

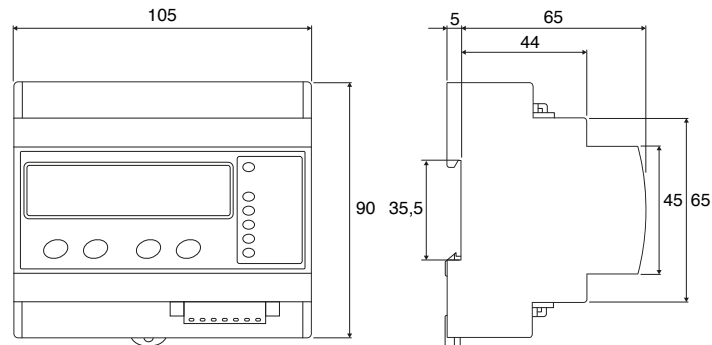
CDP-G

Controlador dinámico de potencia con gestión de la demanda

Referencias

Tipo	Código	Descripción
CDP-G	E52001	Controlador Dinámico de Potencia con gestión de la demanda

Dimensiones



Visualización Web



13:58:20
2014/10/09

6450 W 86%

4296 W

6720 W

2433 W

De 09/10/2014 A 09/10/2014

Download

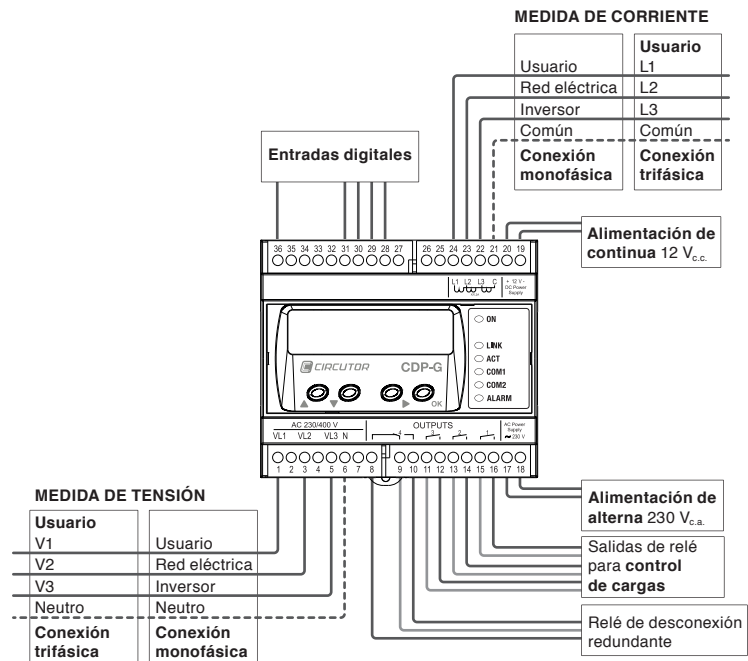
Relay 1

Relay 2

Relay 3

Dynamic

Conexiones



CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Descripción

CIRWATT B 410D es un contador trifásico directo, idóneo para aplicaciones trifásicas industriales. Instalación sencilla, larga durabilidad y gran precisión en la medida son algunas de sus principales características.

CIRWATT B 410D es un contador clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21, con disponibilidad de múltiples opciones de comunicaciones y módulos de expansión que le permiten adaptarse a cualquier tipo de instalación.

Aplicación

CIRWATT B 410D es el equipo adecuado para aplicaciones en baja tensión (para corrientes hasta 100 o 120 A), adaptándose a las nuevas necesidades del mercado con una gran versatilidad en sus opciones de comunicación y módulos de expansión. Disponible en 2 cuadrantes para consumos de energía o 4 cuadrantes para las plantas fotovoltaicas (generación y consumo de energía).

Características

Alimentación	
Tensión nominal	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
Tolerancia	80 % ... 115 % U_n
Consumo	< 2 W; < 10 V·A
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Medida de tensión	
Conexionado	Asimétrico
Tensión de referencia	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V *
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Consumo circuito tensión	< 2 W; 10 V·A
Medida de corriente	
Corriente nominal de referencia I_{ref} (I_{max})	5 (100) A ó 10 (100) A ó 10 (120) A ó 15 (120) A *
Corriente de arranque I_{st}	< 0,04 x I_{tr}
Corriente mínima I_{min}	< 0,5 x I_{tr}
Consumo circuito corriente	< 0,1 V·A
Clase de precisión	
Precisión medida de energía activa	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21 (Clase 1)
Precisión medida de energía reactiva	IEC 62053-23 (Clase 2)
Memoria	
Datos	Memoria no-volátil
Setup y eventos	Serial flash
Batería	
Tipo	Litio
Vida	> 20 años a 30 °C
Reloj	
Tipo	Calendario Gregoriano
Fuente	Oscilador compensado en temperatura
Precisión (EN 61038)	< 0,5 s/día a 23 °C
Influencias del entorno	
Rango de temperatura de trabajo	-40 ... +70 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 ... +85 °C
Coefficiente de temperatura	< 15 ppm/K
Humedad	95 % máx.
Aislamiento	
Tensión aislamiento	4 kV a 50 Hz durante 1 min
Tensión de impulso 1,2/50µs - IEC 62052-11	6 kV
Índice de protección (IEC 62052-11)	II
Display	
Tipo	LCD
Número de dígitos de datos	Hasta 8
Tamaño dígitos de datos	8 mm
Lectura del display en ausencia de tensión	SI

* Consultar otras configuraciones

CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Características

Interfaz de comunicación óptico

Tipo	Serie; bi-direccional
Hardware	IEC 62056-21
Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102

Detector de intrusismo

Detección	Apertura tapa cubrebornes
Tipo	Micro interruptor
Función	Detecta intrusismo en ausencia de tensión

Características mecánicas

Conexión	Asimétrica
Dimensiones externas	DIN 43857
Características envoltorio	DIN 43859
Grado IP (IEC 60529)	IP 51

PLC

Sistema de modulación	DSCK con sistema de repetidores
Hardware	CENELEC A o CENELEC B
Protocolo	CirPLC y PEP (PLC Encapsulated Protocol)

Programación tarifas

Número de jornadas	12
Tipos de días	10
Contratos	3
Número de tarifas	9
Discriminación	1 hora
Días festivos	30
Días especiales	12

Curva de carga

Numero de curvas de carga	2
Tiempo de integración	Programable: 1 ... 253 min
Profundidad de registro	4000

Eventos

Número de eventos	200
-------------------	-----

Cierres de facturación

Número de cierres	12 por contrato
Tipo	Deshabilitado / Fecha y hora programable

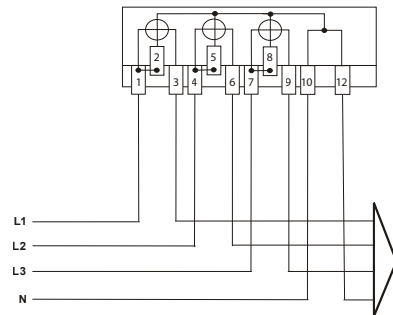
Otras características

Comunicaciones *	Tarjetas de expansión *
RS-232 / PLC	Sin entradas / salidas
RS-485 / PLC	4 salidas relé (Indicador de Tarifa)
RS-232 / RS-232	2 entradas relé / 4 salidas impulsos
RS-485 / RS-485	4 entradas de impulsos
RS-232 / RS-485	Medida de corriente diferencial
RS-232 / Ethernet	2 salidas relé / 2 salidas de impulsos / 2 entradas de impulsos
R-485 / Ethernet	

* Consultar otras configuraciones

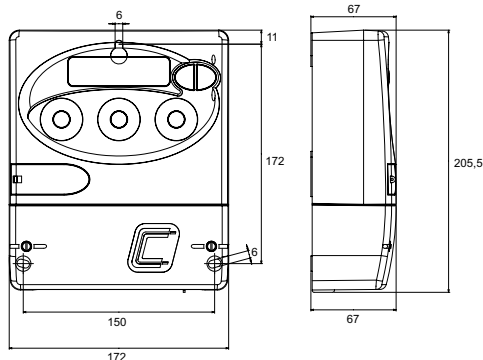
Conexiones

CIRWATT B 410D con conexión directa

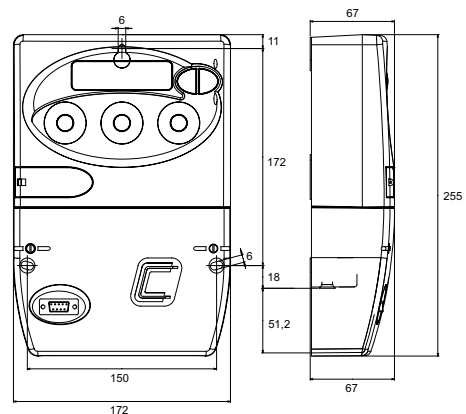


Dimensiones

Opción con cubrebornes



Opción con cubrehilos



CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Referencias

Tipo consumidor	Clase (activa/reactiva)	Cuadrantes	Frecuencia (Hz)	Rango medida V	Rango medida A	Comunicacion COM1	Comunicacion COM2	TIPO	Código
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	RS232	CIRWATT B 410-QD1A-70B10	QB4A0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS485	RS485	CIRWATT B 410-QD1A-80B10	QB4E0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	RS485	CIRWATT B 410-QD1A-90B10	QB4B0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	ETHERNET	CIRWATT B 410-QD1A-A0B10	QB4C0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS485	ETHERNET	CIRWATT B 410-QD1A-D0B10	QB4D0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	RS232	CIRWATT B 410-ND1A-70B10	QB740
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS485	RS485	CIRWATT B 410-ND1A-80B10	QB7E0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	RS485	CIRWATT B 410-ND1A-90B10	QB7B0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	ETHERNET	CIRWATT B 410-ND1A-A0B10	QB7C0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS485	ETHERNET	CIRWATT B 410-ND1A-D0B10	QB7D0



ESPECIFICACIÓN DE PRODUCTO

AISCAN BGE

TIPO	COMPOSICIÓN	Ø EXT mm	TOL. mm	Ø INT. MIN. mm	LONG TIRA m	TOLER. mm	MANG. TIRA	ETIQ CENT	TUBO MAZO	Nº ATAD
AISCAN-BGE-16	PVC RIGIDO	16	+0 -0,3	10,5	3000	+10 -5	1	1	19	3
AISCAN-BGE-20	PVC RIGIDO	20	+0 -0,3	14	3000	+10 -5	1	1	19	3
AISCAN-BGE-25	PVC RIGIDO	25	+0 -0,4	18	3000	+10 -5	1	1	19	3
AISCAN-BGE-32	PVC RIGIDO	32	+0 -0,4	24,5	3000	+10 -5	1	1	10	3
AISCAN-BGE-40	PVC RÍGIDO	40	+0 -0,4	31,5	3000	+10 -5	1	1	10	3
AISCAN-BGE-50	PVC RÍGIDO	50	+0 -0,5	40,5	3000	+10 -5	1	1	5	3
AISCAN-BGE-63	PVC RÍGIDO	63	+0 -0,6	52	3000	+10 -5	1	1	5	3
FECHA DE EDICIÓN	Nº DE EDICIÓN	Nº DE FICHA								
2007/12	3	EP-BGEM								

CARACTERÍSTICAS SEGUN NORMA UNE-EN 61386-21	
CODIGO:	432112540010
RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN:	>1250 N
RESISTENCIA AL IMPACTO:	>2J a -5°C
TEMPERATURA MÍN. Y MÁX. DE UTILIZACION:	-5+60°C
RÍGIDO	SI
RIGIDEZ DIELECTRICA:	>2000 V
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO:	>100 MOhm
INFLUENCIAS EXTERNAS:	IP54
PROPAGADOR DE LA LLAMA:	NO
COLOR:	GRIS RAL. 7035

CARACTERÍSTICAS DE ETIQUETADO
<i>Cada mazo lleva etiqueta indicativa de:</i>
Tipo, nominal, cantidad de metros, norma aplicable, Marcado "CE", Instrucciones de manipulación y almacenamiento, Código de barras EAN-13, fecha, nº de control y línea de fabricación.
EN CADA TIRA SE ESPECIFICA: tipo, nominal, norma aplicable, código, fecha, hora y línea de fabricación y marcado "CE"

ACCESORIOS A UTILIZAR
TIPO "AISCAN-B" ENCHUFABLES C/GRIS

CARACTERÍSTICAS DE INSTALACIÓN
LA INSTALACIÓN DE ESTE PRODUCTO SE REALIZARÁ SEGÚN INSTRUCCIONES DEL R.B.T

- COPIA NO CONTROLADA. ESTA INFORMACIÓN PUEDE SER MODIFICADA POR AISCAN SIN PREVIO AVISO -



ESPECIFICACIÓN DE PRODUCTO

AISCAN EHF

TIPO	COMPOSICIÓN	Ø EXT mm	TOL. mm	Ø INT. MIN. mm	LONG TIRA m	TOLER. mm	MANG. TIRA	ETIQ CENT	TUBO MAZO	Nº ATAD
AISCAN-EHF-16	TERMOPLÁSTICO EXENTO HALÓGENOS	16	+0 -0,3	11,8	3000	+10 -5	1	1	19	3
AISCAN-EHF-20	“	20	+0 -0,3	15,7	3000	+10 -5	1	1	19	3
AISCAN-EHF-25	“	25	+0 -0,4	20,1	3000	+10 -5	1	1	19	3
AISCAN-EHF-32	“	32	+0 -0,4	26,5	3000	+10 -5	1	1	10	3
AISCAN-EHF-40	“	40	+0 -0,4	34,5	3000	+10 -5	1	1	10	3
AISCAN-EHF-50	“	50	+0 -0,5	42,9	3000	+10 -5	1	1	5	3
AISCAN-EHF-63	“	63	+0 -0,6	56,2	3000	+10 -5	1	1	5	3
FECHA DE EDICIÓN	Nº DE EDICIÓN	Nº DE FICHA								
2012/05	4	EP-EHF								

CARACTERÍSTICAS SEGUN NORMA UNE-EN 61386-21	
CODIGO:	442112540010
RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN:	>1250 N
RESISTENCIA AL IMPACTO:	>6J a -5°C
TEMPERATURA MÍN. Y MÁX. DE UTILIZACIÓN:	-5+60°C
RÍGIDO	SI
RIGIDEZ DIELECTRICA:	>2000 V
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO:	>100 MOhm
INFLUENCIAS EXTERNAS:	IP54
PROPAGADOR DE LA LLAMA:	NO
COLOR:	GRIS RAL. 7035

CARACTERÍSTICAS DE ETIQUETADO
<i>Cada mazo lleva etiqueta indicativa de:</i>
Tipo, nominal, cantidad de metros, norma aplicable, Marcado "CE", Instrucciones de manipulación y almacenamiento, Código de barras EAN-13, fecha, nº de control y línea de fabricación.
EN CADA TIRA SE ESPECIFICA: tipo, nominal, norma aplicable, código, fecha, hora y línea de fabricación y marcado "CE"

ACCESORIOS A UTILIZAR
TIPO "AISCAN-HF" ENCHUFABLE. Libre de halógenos

CARACTERÍSTICAS DE INSTALACIÓN
LA INSTALACIÓN DE ESTE PRODUCTO SE REALIZARÁ SEGUN INSTRUCCIONES DEL R.B.T

CUMPLE CON LA NORMA UNE-EN 50267-2-2 [Antigua UNE-21-147(2)/IEC-754(2)] sobre "Determinación del grado de acidez de gases de los materiales por medida del pH y conductividad".
 CUMPLE CON LA NORMA UNE-EN 21031-15:2008 "Determinación de halógenos. Ensayo elemental".

- COPIA NO CONTROLADA. ESTA INFORMACIÓN PUEDE SER MODIFICADA POR AISCAN SIN PREVIO AVISO -

TECHNOSUN

CONECTORES SOLARES, CABLE SOLAR Y COMPLEMENTOS
PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS



Multicontact MC T3 - T4 | Compatibles T3 - T4 | TYCO | Radox | Cable solar | Crimpadoras

Conectores compatibles tipo T3

Descripción

Conectores genéricos compatibles con modelos Multicontact T3 para módulos fotovoltaicos.

Datos técnicos

- Corriente de cálculo | 20 A (2,5 - 4,0 mm²) | 30 A (6,0 mm²)
- Tensión de cálculo | 1.000 V (IEC / CEI) | 600 V (UL)
- Tensión de ensayo | 6 KV (50 Hz, 1 min)
- Resistencia de contacto | < 0,5 mΩ
- Material de contacto | MS estañado
- Tipo de contacto | contacto torneado, laminillas de contacto
- Material del agarre
- Grado de protección | IP67
- Clase de seguridad | II
- Sistema de bloqueo | laminillas de contacto
- Combustibilidad UL | UL94-HB/UL94-V0
- Fuerza de enchufe / fuerza de extracción | ≤ 50 N / ≥ 50 Nm
- Gama de temperatura permitida | -40 bis +90 °C (IEC / CEI / conforme)
- Temperatura límite superior | 105 °C (IEC / CEI)



Características			
Sección ø mm ²	Cubierta exterior ø mm	Modelo	Referencia
2.5 - 4.0	3.2 - 6.0	Techno Sun Conector Generico T3 macho 2-4mm	59011011
2.5 - 4.0	3.2 - 6.0	Techno Sun Conector Generico T3 hembra 2-4mm	59011012
6.0	6.0	Techno Sun Conector Generico T3 macho 6mm	59011002
6.0	6.0	Techno Sun Conector Generico T3 hembra 6mm	59011001

Conectores compatibles tipo T4

Descripción

Conectores genéricos compatibles con modelos Multicontact T4 para módulos fotovoltaicos.

Datos técnicos

- Corriente de cálculo | 36 A (2,5 mm²) | 45 A (4,0 mm²) | 52 A (6,0 mm²)
- Contacto de cálculo | 1.000 V (IEC / CEI) | 600 V (UL)
- Resistencia de contacto | 0,25 mΩ
- Material de contacto | MS estañado
- Material aislante | PBT
- Sistema de bloqueo | snap lock
- Grado de protección | IP68
- Material aislante / clase de llama | UL94-V0
- Descarga de tracción del cable conforme a | DIN V VDE 0126-3
- Gama de temperatura permitida | -40 bis +90 °C (IEC)
- Contacto pinzado | Amphenol RADSOK®



Características			
Sección ø mm ²	Cubierta exterior ø mm	Modelo	Referencia
6.0	4.5 - 7.8	Techno Sun Conector Generico T4 macho 6mm	634.07.02.T4M6MM
6.0	4.5 - 7.8	Techno Sun Conector Generico T4 hembra 6mm	634.07.02.T4H6MM

Conectores Multicontact MC3

Descripción

Conectores Multicontact MC3 para módulos fotovoltaicos.

Datos técnicos

- Corriente de cálculo | 20 A (2,5 hasta 4 mm²) | 30 A (6 mm²)
- Tensión de cálculo | 1.000 V (IEC / CEI) | 600 V (UL)
- Tensión de ensayo | 6 kV (50 Hz, 1 min.)
- Cat. de sobretensión / Nivel de suciedad. | CATII / 2
- Resistencia de contacto del conector | 0,5 mΩ
- Material de contacto | MS estañado
- Sistema de contacto | MC laminillas de contacto
- Gama de temperatura del ambiente | -40 bis +90 °C (IEC / CEI)
- Material aislante | TPE/PA
- Grado de protección | IP67
- Clase de protección | II
- Clase de llama | UL94-HB / UL94-V0
- Fuerza de enchufe / fuerza de extracción | ≤ 50N / ≥ 50 N
- Tipo de conexión | Conector de engarzado
- Temperatura límite superior | 105 °C (IEC / CEI)



Características			
Sección ø mm ²	Cubierta exterior ø mm	Modelo	Referencia
4.0	4.9 - 7.1	Multicontact Conector MC T3 macho 4mm	25613009
4.0	4.9 - 7.1	Multicontact Conector MC T3 hembra 4mm	25613010
6.0	4.9 - 7.1	Multicontact Conector MC T3 macho 6mm	25613001
6.0	4.9 - 7.1	Multicontact Conector MC T3 hembra 6mm	25613002
2.5 - 4.0 - 6.0	-	Multicontact Conector MC T3 1 macho 2 hembras paralelo	25613006
2.5 - 4.0 - 6.0	-	Multicontact Conector MC T3 1 hembra 2 machos paralelo	25613005

Conectores Multicontact MC4

Descripción

Conectores Multicontact MC4 para módulos fotovoltaicos.

Datos técnicos

- Corriente de cálculo 22 A (2,5 mm²) | 30 A (4,0 hasta 6,0 mm²)
- Tensión de cálculo | 1.000 V (IEC / CEI) | 600 V (UL)
- Tensión de ensayo | 6 kV (50 Hz, 1 min.)
- Cat. de sobretensión / Nivel de suciedad. | CATII / 2
- Resistencia de contacto del conector | 0,5 mΩ
- Material de contacto | MS estañado
- Material aislante | PC / PA
- Gama de temperatura del ambiente | -40 hasta +90 °C (IEC / CEI) -40 bis +75 °C (UL)
- Sistema de contacto | MC laminillas de contacto
- Sistema de bloqueo | snap in
- Grado de protección, enchufado | IP67
- Clase de protección | II
- Clase de llama | UL94-V0
- Descarga de tracción del cable conforme a | DIN V VDE 0126-3
- Temperatura límite superior | 105 °C (IEC / CEI)



Características			
Sección ø mm ²	Cubierta exterior ø mm	Modelo	Referencia
4.0 -6.0	3.0 - 6.0	Multicontact Conector MC T4macho 4-6mm	25613011
4.0 -6.0	3.0 - 6.0	Multicontact Conector MC T4 hembra 4-6mm	25613012

Conectores Tyco

Descripción

Conectores Tyco para módulos fotovoltaicos.

Datos técnicos

- Rigidez dieléctrica | 1.000 V CC
- Conducción de la corriente | hasta 25 A
- Resistencia de paso | 1 mΩ
- Clase de protección | II
- Temperatura de servicio | -40 hasta +105°C
- Grado de protección (extendido) | IP 67
- Contactos | plateados
- Fuerza de extracción | 30 – 40 N
- Otras características | protección de contacto
- Conector con tecnología de crimpado
- Seguridad de conexión gracias a carcasas codificadas



Características			
Sección \varnothing mm ²	Cubierta exterior \varnothing mm	Modelo	Referencia
6.0	4.5 - 6.9	Conector Tyco macho (+) 6mm	59011004
6.0	4.5 - 6.9	Conector Tyco macho (-) 6mm	59011003
6.0	4.5 - 6.9	Conector Tyco hembra (+) 6mm	59011006
6.0	4.5 - 6.9	Conector Tyco hembra (-) 6mm	59011005
6.0	4.5 - 6.9	Conector Tyco hembra neutral 6mm	59011007

Conectores Radox

Descripción

Conectores H&S tipo Radox con cierre giratorio para módulos fotovoltaicos.

Datos técnicos

- Tensión de cálculo | 1.000 V / CC
- Resistencia de paso | $\leq 4,0$ mΩ
- Intensidad de corriente máxima admisible | 28 A a 85 °C (2,5 mm²)
38 A a + 85 °C (4,0 mm², 6,0 mm²)
- Grado de protección | IP67, conectado
- Clase de protección | II
- Material de contacto | latón estañado
- Fuerza de extracción en estado conectado | ~55 N
- Temperatura del ambiente | -40 hasta +110 °C
- Homologación | TÜV
- Resistencia al ozono y a la radiación UV



Características			
Sección \varnothing mm ²	Cubierta exterior \varnothing mm	Modelo	Referencia
4.0	5.8	Conector H&S Radox macho 4 mm con cierre giratorio	256.07.02.H/S4M
4.0	5.8	Conector H&S Radox hembra 4 mm con cierre giratorio	256.07.02.H/S-4
6.0	6.9	Conector H&S Radox macho 6 mm con cierre giratorio	256.07.02.H/S-6M
6.0	6.9	Conector H&S Radox hembra 6 mm con cierre giratorio	256.07.02.H/S-6H

Cable solar, especial para instalaciones de energía solar fotovoltaica

Descripción

Los cables solares de Techno Sun para instalaciones fotovoltaicas aisladas o conectadas a la red cumplen las normas DKE (TÜV / VDE) y /o UL. Están libres de halógenos, con doble aislamiento, de reticulación química, resistentes a la radiación UV y que se ajustan a los requisitos de la DKE.

Datos técnicos

- Rango de temperatura dinámico | -25 hasta +125 °C | -25 hasta +125 °C
- Rango de temperatura estático | -50 hasta +150 °C | -40 hasta +90 °C, +120 °C
- Tensión nominal | U0/U CA 600/1.000 V, CC 900/1500 V | U0/U CA 600/1.000 V, CC 1.800 V
- Voltaje alternativo de ensayo | 5.000 V, 50 Hz | 4.000 V, 50 Hz
- Radio mínimo de curvatura dinámico | aprox. 10 × Ø del cable
- Radio mínimo de curvatura estático | aprox. 5 × Ø del cable / aprox. 4 × Ø del cable
- Filamento | Cobre estañado DIN EN 60228 clase 5
- Aprobado por | DKE (PV1-F), TÜV, VDE
- Estructura: Doble aislamiento, compuesto especial de reticulación química
- Resistente a la radiación UV, al ozono y a la intemperie, buena resistencia a la abrasión, robusto
- Retardante a las llamas, libre de halógenos, resistente a la hidrólisis
- A prueba de cortocircuitos hasta los 200 °C gracias a su doble aislamiento
- Altamente flexibles frente a tensiones mecánicas
- Conformes a RoHS y REACH
- Colores de la cubierta: negro / rojo (bajo pedido)
- Garantía de 25 años desde fecha de entrega, aplicable en caso de uso, instalación y funcionamiento a cargo de profesionales especializados



Características					
Sección cable Nº conductores x sección (mm²)	Diámetro ext. apróx. (± 0.2mm)	Modelo, sección y características de temperatura	Cantidad de cobre kg/km	Peso apróx. kg/km	Referencia
1 x 4.0	5.2	Cable solar 4mm -40/+120+UV 0,6/1KV	38.4	59	59013002
1 x 6.0	5.9	Cable solar 6mm -40/+120+UV 0,6/1KV	57.6	81	59013001

Características		
Sección cable	Modelo	Referencia
2,5mm	2,5mm Bobina cable solar 500m 2,5mm -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	59011010
4mm	4mm Bobina cable solar 1000 4mm -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	59013009
4mm	4mm Bobina cable solar 500m 4mm -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	59013004
6mm	6mm Bobina cable solar 500m 6mm -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	59013003
6mm	6mm Bobina cable solar 500m 6mm -40+120+UV 0,6/1KV - Rojo	59013007
10mm	10mm Bobina cable solar 500m 10mm -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	59013005

Complementos

Características		
Sección ø mm²	Modelo	Referencia
2-4-6mm	Multicontact ensamblador de conectores T3 MC	25613004
2-4-6mm	Techno Sun ensamblador de conectores T3 MC	590.07.06.PV-RWZ3
0-50mm	Techno Sun cortacables hasta 50mm	13802084
2,5/4/6mm	Crimpador para conectores genéricos T3 y T4 y Multicontact MC3	590.07.06.PEW12194
2,5/4/6mm	Crimpador Multicontact para conectores T4	25613003
1,5 a 6mm	Crimpador para conectores Tyco	59011009
1,5 a 6mm	Crimpador Solarlok para conectores Tyco	59011008
4 a 6mm	Crimpadora para sistema PEW12205 Huber & Suhner	256.07.02.PEW12205

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV



Descripción

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV son adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores.

Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV se fabrican con cubierta de color verde según la UNE 21123.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la IEC 60502.

Nuestros cables se encuentran certificados tanto para la norma UNE 21123 como para la IEC 60502.

Normas de Referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Polioléfina termoplástica tipo DMZ-E según UNE 21123 y UNE-HD 603-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Otras características

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24

Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754

Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	4,80	34
1x2,5	7,98	5,00	42
1x4	4,95	5,60	58
1x6	3,3	6,20	78
1x10	1,91	7,20	121
1x16	1,21	8,25	172
1x25	0,78	9,75	253
1x35	0,554	10,90	343
1x50	0,386	12,30	474
1x70	0,272	14,30	657
1x95	0,206	16,70	872
1x120	0,161	18,80	1.107
1x150	0,129	20,80	1.365
1x185	0,106	23,00	1.661
1x240	0,0801	25,90	2.185
1x300	0,0641	28,50	2.759
1x400	0,0486	34,30	3.635
1x500	0,0384	36,90	4.653
1x630	0,0287	43,00	6.195
2x1,5	13,3	7,50	79
2x2,5	7,98	8,35	106
2x4	4,95	9,55	146
2x6	3,3	10,30	188
2x10	1,91	11,90	282
2x16	1,21	14,40	419
2x25	0,78	18,10	682
2x35	0,554	22,05	921
2x50	0,386	25,70	1.316
2x70	0,272	29,35	1.798

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
2x95	0,206	33,80	2.399
3x1,5	13,3	8,10	94
3G1,5	13,3	8,10	94
3G2,5	7,98	8,80	127
3G4	4,95	10,00	182
3G6	3,3	11,20	243
3G10	1,91	13,00	372
3x16	1,21	15,35	551
3x25	0,78	18,90	845
3x35	0,554	21,95	1.195
3x50	0,386	27,30	1.703
3x70	0,272	30,75	2.365
3x95	0,206	35,90	3.121
3x120	0,161	43,50	3.983
3x150	0,129	44,75	4.920
3x185	0,106	50,70	6.083
3x240	0,0801	54,35	8.045
4G1,5	13,3	8,70	114
4G2,5	7,98	9,70	157
4G4	4,95	11,15	226
4G6	3,3	12,35	307
4G10	1,91	14,40	470
4x16	1,21	16,85	690
4x25	0,78	21,15	1.105
4x35	0,554	24,20	1.504
4x50	0,386	29,60	2.276
4x70	0,272	35,80	3.055
4x95	0,206	41,20	4.003
4G95	0,206	41,20	4.003

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
4x120	0,161	46,20	5.126
4x150	0,129	51,50	6.341
4x185	0,106	55,30	8.098
5G1,5	13,3	9,55	135
5G2,5	7,98	10,50	194
5G4	4,95	12,25	271
5G6	3,3	13,50	368
5G10	1,91	15,95	572
5G16	1,21	18,80	848
5G25	0,78	23,30	1.302
5G35	0,554	26,40	1.768
5G50	0,386	33,25	2.705
5G70	0,272	39,20	3.742
5G95	0,206	43,20	4.860
5G120	0,161	48,15	6.176
5G150	0,129	52,95	7.632
6G1,5	13,3	10,60	162
6G2,5	7,98	11,80	224
6G4	4,95	13,80	330
7G1,5	13,3	10,60	177
7G2,5	7,98	12,00	253
7G4	4,95	14,90	404
7G6	3,3	16,40	537
7G10	1,91	18,30	790
7G16	1,21	21,30	1.171

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
8G1,5	13,3	11,70	206
8G2,5	7,98	13,10	305
10G1,5	13,3	13,25	265
10G2,5	7,98	14,95	375
12G1,5	13,3	13,30	286
12G2,5	7,98	14,95	404
14G1,5	13,3	15,00	345
14G2,5	7,98	15,90	452
14G4	4,95	18,35	671
14G6	3,3	20,80	938
14G10	1,91	24,40	1.493
16G1,5	13,3	15,20	365
16G2,5	7,98	17,00	513
18G4	4,95	20,50	824
19G1,5	13,3	16,60	433
19G2,5	7,98	17,85	585
24G1,5	13,3	18,20	523
24G2,5	7,98	19,75	719
27G1,5	13,3	18,50	552
30G1,5	13,3	20,00	635
32G1,5	13,3	20,20	650
37G1,5	13,3	21,05	725
37G2,5	7,98	23,60	1.051
44G1,5	13,3	22,75	854

Ficha Técnica: PCA con Rearme Automático

Equipo de Protección en Corriente Eléctrica (PCA). Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del Inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica. Como característica fundamental, es un equipo que lleva incorporado un elemento de actuación de Rearme automático, que en caso de fuga, el elemento busca si persiste la fuga y en caso de no persistir se rearma automáticamente. Equipo que dispone de un interruptor Magnetotérmico desde 20A hasta 630A un Interruptor diferencial con sensibilidades de 30 mA o 300 mA o Relé diferencial programable y rearmable. (CAHORS ESPAÑOLA S.A recomienda instalar un protector sobretensiones)



Características Técnicas

- Envoltente poliéster reforzado con fibra de vidrio.
- Tapas de policarbonato estabilizado a los rayos ultravioleta.
- Grado de protección contra polvo y agua IP43 y contra impactos IK09 en envoltentes sin junta.
- Grado de protección contra agua y polvo IP55 y contra impactos IK10 en envoltentes con junta.
- Gran resistencia a la corrosión y a los álcalis.
- Autoventilación por convección natural sin reducir el grado IP.
- Ventanillas fabricadas en PC estabilizado a los rayos U.V.
- Puerta con bisagras, de apertura superior a 100°.
- Materiales no higroscópicos (no absorción de humedad).
- Rigidez dieléctrica > 5kV y Resistencia de aislamiento >5M?
- Excelente comportamiento a agentes climáticos.

Directivas

- Protección contra polvo/agua IP s/n UNE 20 324
- Protección contra impactos IK s/n UNE EN 50 102
- Clase Térmica s/n UNE 21 305
- Resistencia al calor o fuego s/n UNE EN 60 695-2-1/0
- Resistencia al fuego s/n UNE EN 20672
- Doble Aislamiento s/n IEC 60439-1
- Directiva Material Eléctrico (B.T.) 73/23/CEE Modificación Directiva (73/23/ CEE) 93/68/CEE
- Directiva compatibilidad electromagnética 89/336 CEE Modificación Directiva (89/336/ CEE) 92/31 CEE Modificación Directiva (89/336/ CEE) 93/98 CEE

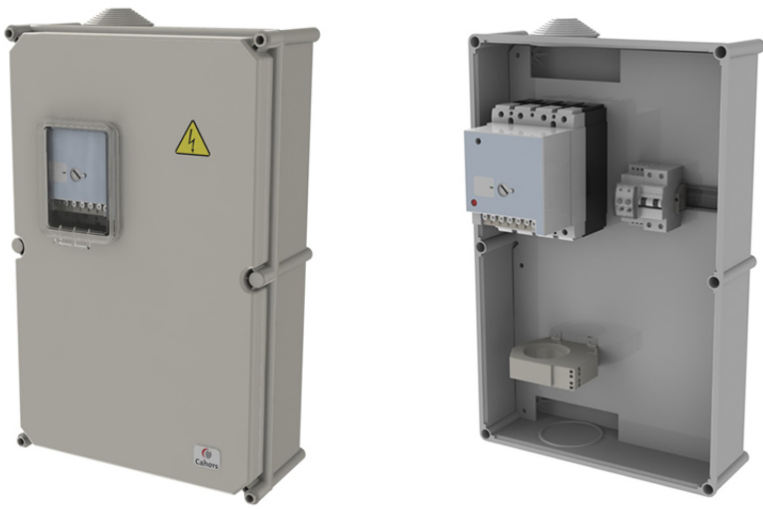


Tabla Selección

Referencia	Designaci	Dimensiones (mm)	In (A)	S.T.
0235783-007	UNPCA-063A-RA	270x540x171	63 A	NO
0235783-008	UNPCA-160A-RA	630x540x171	160 A	NO
0235783-009	UNPCA-250A-RA	630x540x171	250 A	NO
0235783-007ST	UNPCA-063RA-ST	270x270x171	63 A	SI
0235783-008ST	UNPCA-160RA-ST	630x540x171	160 A	SI
0235783-009ST	UNPCA-250RA-ST	630x540x171	250 A	SI

*dimensiones: (alto x ancho x profundidad) mm

S.T: Protector Sobre Tensiones

Capítulo 4

Estudio de viabilidad

4.1. Objetivo

El objeto del estudio de viabilidad es determinar la capacidad de materializar las diferentes alternativas que se plantean en el proyecto con una instalación solar fotovoltaica, concretamente de autoconsumo, cuyo cometido es producir la mayor cantidad de energía posible para no tener que comprar esta energía a empresas distribuidoras.

Para dicho estudio se calcula la radiación solar incidente y se estiman los ingresos anuales que se obtienen con el ahorro por la energía generada por la instalación. También se analizan los gastos en los que se incurren, como son los de vigilancia de la instalación, mantenimiento y reparación de la instalación.

En el análisis económico se estudia la financiación necesaria para llevar a cabo la instalación y para determinar la rentabilidad se utiliza un estudio del VAN y el TIR y se completa con un cálculo del período de recuperación.

4.2. Análisis DAFO

El Análisis DAFO es una metodología de estudio de la situación de una empresa o un proyecto, analizando sus características internas (Debilidades y Fortalezas) y su situación externa (Amenazas y Oportunidades) en una matriz cuadrada. Es la herramienta por excelencia para conocer la situación real en que se encuentra una organización, empresa o proyecto, y planificar una estrategia de futuro.

Antes de tomar cualquier decisión estratégica, es imprescindible realizar un diagnóstico del proyecto. El análisis DAFO es un método sencillo y eficaz para tomar las decisiones necesarias sobre el futuro y ayuda a plantear las acciones que deberíamos tener en cuenta a la hora de poner en marcha el proyecto.

El principal objetivo consiste en ayudar a aprovechar las oportunidades detectadas y a prepararse contra las amenazas teniendo conciencia de las debilidades y fortalezas.

4.2.1. Debilidades

- Alta inversión inicial

- Escasa capacidad de generación frente a otras energías
- Falta de uniformidad en las Comunidades Autónomas (ayudas, normas...)
- No existe una gran mentalidad medioambiental
- Procedimientos administrativos largos y complejos
- Dependencia de materiales como el silicio
- Limitación de aplicación del potencial de este sector por normativas innecesarias e ineficientes.

4.2.2. Amenazas

- Situación económica actual
- Exceso de solicitudes de puntos de conexión y permisos
- Restricción de las instalaciones fotovoltaicas por razones medioambientales: impacto en el paisaje, zonas protegidas...
- Restricción de las instalaciones fotovoltaicas por razones administrativas: conexión a las distribuidoras eléctricas, requisitos CCAA y ayuntamientos...

4.2.3. Fortalezas

- Proyecto rentable con poco riesgo
- Fuente de energía gratuita, inagotable y respetuosa con el medioambiente, larga vida
- España: alta media de horas solares, excelente climatología y posición geográfica
- Canarias: la zona con mayor capacidad de producción de España
- Se reduce la dependencia energética del exterior
- Reducción de emisión de gases de efecto invernadero

4.2.4. Oportunidades

- Concienciación en relación al cambio climático
- Auge de las energías renovables: el potencial solar de España es el más elevado de Europa
- Impulso por parte de la EU para facilitar la utilización de este tipo de energías y su instalación.
- Disponibilidad de terrenos
- La paridad de red y el autoconsumo
- Los objetivos de la EU para 2020: el 20 % de la energía primaria debe ser de origen renovable

4.3. Estudio Económico

Como ya se comprobó en el documento presupuesto, donde se desglosa y se calcula el precio total de las 4 instalaciones. A este precio hay que sumarle un 20 % en concepto de gastos de mantenimiento y un 20 % en concepto de beneficios que se quiere obtener de la instalación.

Con estos datos, se calcula el coste del kW-h de la instalación fotovoltaica en un margen de 20 años. Mediante la plataforma Sunny Design Web se determinan ciertos aspectos del aspecto tanto funcional como económico para este estudio, ahora se determinarán los de carácter general y posteriormente cuando se analice cada caso se señalarán los datos de cada propuesta aportada, que son:

- Precio del consumo eléctrico: 0.11 €/ kWh
- La inflación eléctrica anual: 3,0 %

Además, se tiene que tener en cuenta que las instalaciones de potencias superiores a 100kW el excedente de energía se venderá, esta energía se venderá a un precio de 0.042 €/ kWh, este valor viene definido de media por el mercado.

4.3.1. Venta y distribución - Óptima

Primero, se realiza un cálculo de producción y consumo energético de la instalación

Mes	Emes(KWh/mes)	Cmes(KWh/mes)
Jan	2010.43	1699.54
Feb	2019.11	1535.07
Mar	2530.56	1699.54
Apr	2431.08	1644.72
May	2541.62	1699.54
Jun	2484.62	1644.72
Jul	2681.80	1699.54
Aug	2667.04	1699.54
Sep	2341.83	1644.72
Oct	2342.42	1699.54
Nov	1899.17	1644.72
Dec	1807.54	1699.54
Total	332959.73	20010.76

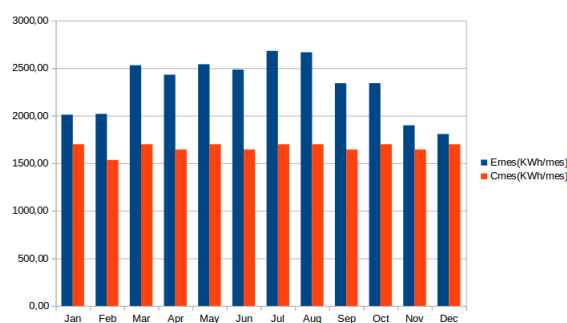


Figura 4.1: Relación de energía generada por la instalación fotovoltaica y energía consumida

Tras esto, se utilizará los datos aportados por la plataforma Sunny Design Web del modelo realizado en el mismo. Como se trata de un modelo aproximado y puede llevar a error, es por esto que se ha optado por calcular todos los datos posibles fuera de esta. La plataforma hace una buena estimación de la energía que consume de la red durante un año teniendo hecha la instalación, que es 9333 KWh/año.

Conociendo este dato se puede determinar la siguiente información:

- La energía total autoconsumida es 10677.76 KWh/año.
- La cuota de autoconsumo es de un 38.47 %.
- La cuota autárquica es de un 53.36 %.
- Aporta un ahorro energético de 1174.55 € anuales.

Para saber si esta propuesta es viable es necesario calcular tanto el VAN como el TIR, y en caso de tener un resultado favorable determinar el plazo de recuperación de la inversión.

Es necesario determinar la inversión inicial de la propuesta como definimos anteriormente se le añadirá al presupuesto final calculado en el Tomo Presupuesto de esta propuesta un 20 % en concepto de gastos de mantenimiento y un 20 % en concepto de beneficios que se quiere obtener de la instalación.

$$\text{Inversión Inicial} = 54516.62 \text{ €} + 40 \% = 76323.26 \text{ €}$$

Sabiendo que el flujo de caja anual son 1174.55 €.

- Valor Actual Neto (VAN): -51957.67 € en un periodo de 20 años.

Por tanto, no es viable ya que en 20 años no se puede pagar ni la mitad de la inversión inicial realizada.

4.3.2. Venta y distribución - Integración Arquitectónica

Primero, se realiza un calculo de producción y consumo energético de la instalación

Mes	Emes(KWh/mes)	Cmes(KWh/mes)
Jan	2008.12	1699.54
Feb	2201.81	1535.07
Mar	3092.11	1699.54
Apr	3287.25	1644.72
May	3731.51	1699.54
Jun	3809.34	1644.72
Jul	4056.20	1699.54
Aug	3731.51	1699.54
Sep	2968.19	1644.72
Oct	2667.50	1699.54
Nov	1967.51	1644.72
Dec	1778.34	1699.54
Total	35299.39	20010.76

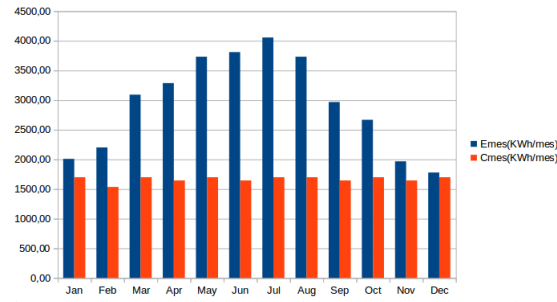


Figura 4.2: Relación de energía generada por la instalación fotovoltaica y energía consumida

La plataforma Sunny Design Web hace una buena estimación de la energía que consume de la red durante un año teniendo hecha la instalación, que es 8814 KWh/año.

Conociendo este dato se puede determinar la siguiente información:

- La energía total autoconsumida es 11196.76 KWh/año.
- La cuota de autoconsumo es de un 31.72 %.
- La cuota autárquica es de un 55.95 %.
- Aporta un ahorro energético de 1231.64 € anuales.

Para saber si esta propuesta es viable es necesario calcular tanto el VAN como el TIR, y en caso de tener un resultado favorable determinar el plazo de recuperación de la inversión.

Es necesario determinar la inversión inicial de la propuesta como definimos anteriormente se le añadirá al presupuesto final calculado en el Tomo Presupuesto de esta propuesta un 20 % en concepto de gastos de mantenimiento y un 20 % en concepto de beneficios que se quiere obtener de la instalación.

$$\text{Inversión Inicial} = 71402.52 \text{ €} + 40 \% = 99963.53 \text{ €}$$

Sabiendo que el flujo de caja anual son 1231.64 €.

- Valor Actual Neto (VAN): -73833.13 € en un periodo de 20 años.

Por tanto, no es viable ya que en 20 años no se puede pagar ni la mitad de la inversión inicial realizada.

4.3.3. Producción - Óptima

Primero, se realiza un calculo de producción y consumo energético de la instalación

Mes	E_{28} (KWh/mes)	E_{27} (KWh/mes)	E_{mes} (KWh/mes)	C_{mes} (KWh/mes)
Jan	7999.82	9242.87	17242.69	42465.75
Feb	8034.39	9306.92	17341.31	38356.16
Mar	10069.50	11741.87	21811.37	42465.75
Apr	9673.65	11313.41	20987.06	41095.89
May	10113.54	11878.80	21992.34	42465.75
Jun	9886.73	11628.13	21514.86	41095.89
Jul	10671.32	12546.34	23217.67	42465.75
Aug	10612.61	12426.53	23039.14	42465.75
Sep	9318.53	10866.17	20184.70	41095.89
Oct	9320.89	10834.70	20155.59	42465.75
Nov	7557.10	8762.51	16319.61	41095.89
Dec	7192.50	8318.58	15511.09	42465.75
Año	110450.58	128866.83	239317.41	500000.00

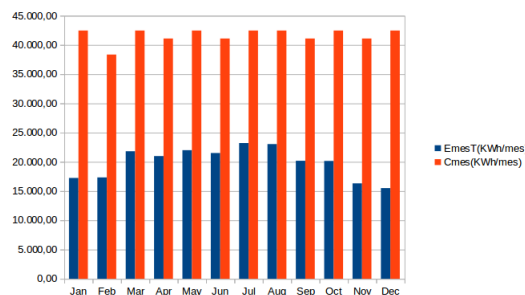


Figura 4.3: Relación de energía generada por la instalación fotovoltaica y energía consumida

La plataforma Sunny Design Web hace una buena estimación de la energía que consume de la red durante un año teniendo hecha la instalación, que es 303000 KWh/año.

Conociendo este dato se puede determinar la siguiente información:

- La energía total autoconsumida es 197000 KWh/año.
- La cuota de autoconsumo es de un 82.32 %.
- La cuota autárquica es de un 39.40 %.
- Aporta un ahorro energético de 21670 €anuales.
- La venta del excedente de energía genera 12726 €anuales.

Para saber si esta propuesta es viable es necesario calcular tanto el VAN como el TIR, y en caso de tener un resultado favorable determinar el plazo de recuperación de la inversión.

Es necesario determinar la inversión inicial de la propuesta como definimos anteriormente se le añadirá al presupuesto final calculado en el Tomo Presupuesto de esta propuesta un 20 % en concepto de gastos de mantenimiento y un 20 % en concepto de beneficios que se quiere obtener de la instalación.

$$\text{Inversión Inicial} = 446673.45 \text{ €} + 40 \% = 625342.83 \text{ €}$$

Sabiendo que el flujo de caja anual son 34396 €.

- Valor Actual Neto (VAN): 41301.61 € en un periodo de 20 años.
- Tasa Interna de Retorno: 0.93 %, por tanto, esta propuesta es viable.
- Plazo de Recuperación de la Inversión: 19 años

4.3.4. Producción - Integración Arquitectónica

Primero, se realiza un calculo de producción y consumo energético de la instalación

Mes	Emes(KWh/mes)	EmesT(KWh/mes)	EmesT(KWh/mes)	Cmes(KWh/mes)
Jan	14439.62	16903.75	31343.37	42465.75
Feb	14502.01	17020.88	31522.90	38356.16
Mar	18175.38	21474.02	39649.40	42465.75
Apr	17460.88	20690.43	38151.31	41095.89
May	18254.86	21724.44	39979.31	42465.75
Jun	17845.48	21266.00	39111.48	41095.89
Jul	19261.66	22945.27	42206.93	42465.75
Aug	19155.68	22726.15	41881.83	42465.75
Sep	16819.88	19872.51	36692.38	41095.89
Oct	16824.15	19814.95	36639.10	42465.75
Nov	13640.51	16025.24	29665.75	41095.89
Dec	12982.41	15213.37	28195.79	42465.75
Total	199362.53	235677.00	435039.54	500000.00

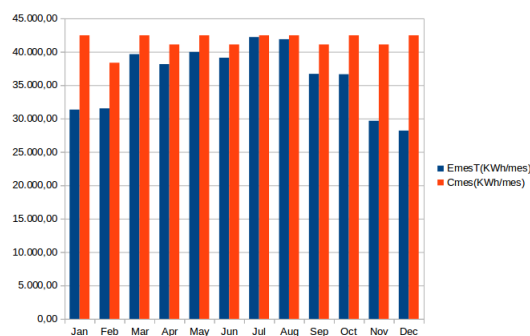


Figura 4.4: Relación de energía generada por la instalación fotovoltaica y energía consumida

La plataforma Sunny Design Web hace una buena estimación de la energía que consume de la red durante un año teniendo hecha la instalación, que es 242000 KWh/año.

Conociendo este dato se puede determinar la siguiente información:

- La energía total autoconsumida es 258000 KWh/año.
- La cuota de autoconsumo es de un 59.30 %.
- La cuota autárquica es de un 51.60 %.

- Aporta un ahorro energético de 28380 € anuales.
- La venta del excedente de energía genera 10164 € anuales.

Para saber si esta propuesta es viable es necesario calcular tanto el VAN como el TIR, y en caso de tener un resultado favorable determinar el plazo de recuperación de la inversión.

Es necesario determinar la inversión inicial de la propuesta como definimos anteriormente se le añadirá al presupuesto final calculado en el Tomo Presupuesto de esta propuesta un 20 % en concepto de gastos de mantenimiento y un 20 % en concepto de beneficios que se quiere obtener de la instalación.

$$\text{Inversión Inicial} = 1087435.50 \text{ €} + 40 \% = 1522409.70 \text{ €}$$

Sabiendo que el flujo de caja anual son 38544 €.

- Valor Actual Neto (VAN): -751439.34 € en un periodo de 20 años.

Por tanto, no es viable ya que en 20 años no se puede pagar ni la mitad de la inversión inicial realizada.

4.4. Conclusión

La única propuesta con un margen de un 20 % de beneficio por la realización de la instalación, es la propuesta de una nave industrial con un consumo de producción industrial y que la instalación tenga una configuración óptima, con un sistema de autoconsumo instantáneo y venta del excedente de energía a la red.

Capítulo 5

Estudio básico de impacto ambiental

5.1. Objeto

El objeto del presente anexo es realizar un análisis de los principales efectos ambientales que la instalación fotovoltaica tendrá en el emplazamiento escogido. Se analizarán diferentes factores, como son el ruido o las emisiones gaseosas, entre otras. Además, también se pretende demostrar que la inversión en las energías renovables tiene una repercusión positiva sobre el medio ambiente.

5.2. Impacto ambiental de una instalación solar fotovoltaica conectada a red

Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red tienen un impacto medioambiental prácticamente nulo. Analizando diferentes factores (ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos) se puede comprobar que su impacto ambiental, solo se limita a la fabricación de todos los componentes de la instalación más que a su propio funcionamiento.

A continuación, se analizarán uno a uno los factores mencionados anteriormente:

5.2.1. Ruidos

Los módulos fotovoltaicos generan la energía fotovoltaica mediante un proceso completamente silencioso.

5.2.2. Emisiones gaseosas a la atmósfera

Al tratarse de una energía limpia que proviene del sol, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, por tanto, no emite gases a la atmósfera.

5.2.3. Destrucción de flora y fauna

No se produce destrucción alguna de la flora y fauna de la zona.

5.2.4. Residuos tóxicos y vertidos peligrosos

Los equipos de la instalación fotovoltaica no vierten ningún residuo tóxico.

5.3. Emisiones evitadas por la instalación fotovoltaica

La producción de energía en las centrales térmicas genera una serie de emisiones de gases contaminantes y que favorecen el efecto invernadero. Entre estas emisiones, se encuentran componentes tan nocivos como los óxidos de azufre o los anhídridos carbónicos, causantes del calentamiento global.

Estos contaminantes se generan principalmente por la quema de combustibles fósiles como el carbón o el fuel, que producen cenizas y humos, entre los que se encuentran los contaminantes anteriormente mencionados.

Al utilizar energías limpias, como en este caso es la energía fotovoltaica, se evita la emisión de estos gases en las centrales de producción de energía con medios no renovables. Por tanto, cuantas más energías limpias se empleen para la generación de energía, menor cantidad de contaminantes se verterán a la atmósfera.

Según la WWF (WorldWildlifeFund), en su estudio anual sobre la generación de electricidad, establece las siguientes emisiones por kW·h generado en una central eléctrica:

Por 1 kW·h de energía generada, se emiten:	0.210 kg de dióxido de carbono 0,391 g de dióxido de azufre 0,299 g de óxidos de nitrógeno
--	--

Por tanto, para saber la cantidad de vertidos que se hacen a la atmósfera, primero debemos saber la energía que produce las instalaciones al año. Para ello, se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{GFV} = P_{MP} * HSP_{crit} * PR$$

Siendo:

E_{GFV} , Energía del generador fotovoltaico en un día, $[\frac{kW * h}{día}]$

P_{MP} , es la potencia pico del módulo fotovoltaico

HSP_{crit} , es el valor de las horas de sol pico del mes crítico (en este caso diciembre).

PR, es el "Performance Ratio"

N_{mod} , número de paneles

E_{GFVano} Energía del generador fotovoltaico en un año, $[\frac{MW * h}{ano}]$

Con la expresión arriba indicada, se procede a calcular la energía anual que genera el sistema fotovoltaico en cada caso.

Empresa	Venta y distribución - Óptima	Venta y distribución - Integración arquitectónica
$I(\beta)$	28°	3°
HSP_{crit}	4.9	3.56
PR	79.97 % = 0.7997	80.69 % = 0.8069
N_{mod}	48	65
E_{GFV}	58.307	57.882

Empresa	Producción - Óptima		Producción - Integración arquitectónica	
$I(\beta)$	27°	28°	-3°	3°
HSP_{crit}	4.86	4.9	3.16	3.56
PR	80.23 % = 0.8023	79.97 % = 0.7997	81.12 % = 0.8112	80.69 % = 0.8069
N_{mod}	192	222	389	331
E_{GFV}	232.08	269.67	309.12	294.75
E_{TGFV}	471.75		603.87	

Tipo de instalación	E_{GFV}	$E_{GFV_{ano}}$
Venta y distribución - Óptima	58.307	21.282
Venta y distribución - Integración arquitectónica	57.882	21.126
Producción - Óptima	471.75	172.788
Producción - Integración arquitectónica	603.87	220.413

Por tanto, con estos datos, es posible calcular las emisiones a la atmósfera que se van a evitar. A continuación, se adjuntan los resultados finales de las emisiones:

Venta y distribución - Óptima	Emisiones evitadas de 1 año	Emisiones evitadas de 25 año
CO2	4.47 Tn	111.75 Tn
Dióxido de azufre	8.32 Tn	208 Tn
Dióxido de nitrógeno	6.36 Tn	159 Tn

Venta y distribución - Integración arq.	Emisiones evitadas de 1 año	Emisiones evitadas de 25 año
CO2	4.44 Tn	111 Tn
Dióxido de azufre	8.26 Tn	206.5 Tn
Dióxido de nitrógeno	6.32 Tn	155.75 Tn

Producción - Óptima	Emisiones evitadas de 1 año	Emisiones evitadas de 25 año
CO2	36.29 Tn	907.25 Tn
Dióxido de azufre	67.56 Tn	1689 Tn
Dióxido de nitrógeno	51.66 Tn	1291.5 Tn

Producción - Integración arq.	Emisiones evitadas de 1 año	Emisiones evitadas de 25 año
CO2	46.29 Tn	1157.25 Tn
Dióxido de azufre	86.18 Tn	2154.5 Tn
Dióxido de nitrógeno	65.9 Tn	1647.5 Tn

Capítulo 6

Estudio básico de seguridad y salud

6.1. Introducción

En cumplimiento de la normativa descrita en el Artículo 4 Obligatoriedad del estudio de seguridad y salud o del estudio básico de seguridad y salud en las obras del Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, al verificarse que:

- a) El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 450.760,00 euros
- b) No se cumple que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) El volumen estimado de mano de obra, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, no es superior a 500 días.
- d) No se trata de una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Al no tener ninguna de estas situaciones en la propuesta viable, definido en el Anexo: Estudio de viabilidad, es posible establecer que será necesaria la redacción de un estudio básico de seguridad y salud.

6.2. Objeto del estudio básico de seguridad y salud

En el presente documento se precisan las normas de seguridad y salud que son aplicables a la obra. Se procede a la identificación de riesgos laborales que deben ser evitados, indicando posteriormente las medidas técnicas necesarias para ello. Los riesgos laborales que no puedan eliminarse precisarán de una serie de medidas preventivas con el objetivo de controlarlos y reducirlos.

Además, se contemplan las previsiones y las informaciones útiles necesarias para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores. Cumpliendo así lo dispuesto en el artículo 6 ap.3 del Real Decreto 1627/97.

6.3. Normativa de seguridad y salud aplicable

- Ley 31/1995 de 8 de Noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- REAL DECRETO 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención. BOE núm. 27 de 31 enero.
- Real Decreto 1.627/1.997 de 24 de Octubre por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- REAL DECRETO 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. BOE núm. 127 del viernes 29 de mayo de 2006.
- REAL DECRETO 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. BOE núm. 148 de 21 de junio de 2001.
- Real Decreto 486/97 de 14 de Abril (B.O.E. nº97 de 23/4/1.997) sobre Disposiciones mínimas en materia de Señalización y Seguridad y Salud de los lugares de Trabajo.
- Real Decreto 485/97 de 14 de Abril (B.O.E. nº97 de 23/4/1.997) sobre Disposiciones mínimas en materia de Señalización y Seguridad y Salud en el Trabajo.
- REAL DECRETO 1215/1997, de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo. BOE núm. 188 de 7 de agosto.
- REAL DECRETO 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura. BOE núm. 274 de 13 noviembre.
- Real Decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre maquinas. BOE núm.297 de 11 de diciembre.
- Real Decreto 56/1995, de 20 de enero, por el que se modifica el real decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, relativo a las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE, sobre máquinas. BOE núm. 33 de 8 de febrero.

6.4. Medios de auxilio

La evacuación de heridos a los centros sanitarios se llevará a cabo exclusivamente por personal especializado, en ambulancia. Tan solo los heridos leves podrán trasladarse por otros medios, siempre con el consentimiento y bajo la supervisión del responsable de emergencias de la obra. Se dispondrá en lugar visible de la obra un cartel con los teléfonos de urgencias y de los centros sanitarios más próximos.

6.4.1. Medios de auxilio en obra

En la obra se dispondrá de un armario botiquín portátil modelo B con destino a empresas de 5 a 25 trabajadores, en un lugar accesible a los operarios y debidamente equipado, según la Orden TAS/2947/2007, de 8 de Octubre, por la que se establece el suministro a las empresas de botiquines con material de primeros auxilios en caso de accidente de trabajo.

Su contenido se limitará, como mínimo, al establecido en el anexo VI. A). 3 del Real Decreto 486/97, de 14 de Abril:

- Desinfectantes y antisépticos autorizados
- Gasas estériles
- Algodón hidrófilo
- Vendas
- Esparadrapo
- Apósitos adhesivos
- Tijeras
- Pinzas y guantes desechables

El responsable de emergencias revisará periódicamente el material de primeros auxilios, reponiendo los elementos utilizados y sustituyendo los productos caducados.

6.5. Identificación de riesgos y medidas preventivas a adoptar

Identificar los factores de riesgo, los riesgos de accidente de trabajo y/o enfermedad profesional derivados de los mismos, procediendo a su posterior evaluación, de manera que sirva de base a la posterior planificación de la acción preventiva en la cual se determinarán las medidas y acciones necesarias para su corrección (Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales).

Tras el análisis de las características de la instalación y del personal expuesto a los riesgos se han determinado los riesgos que afectan al conjunto de la obra, a los trabajadores de una sección o zona de la obra y a los de un puesto de trabajo determinado.

En la identificación de los riesgos se ha utilizado la lista de Riesgos de accidente y enfermedad profesional”, basada en la clasificación oficial de formas de accidente y en el cuadro de enfermedades profesionales de la Seguridad Social.

Para la evaluación de los riesgos se utiliza el concepto”Grado de Riesgo.”obtenido de la valoración conjunta de la probabilidad de que se produzca el daño y la severidad de las consecuencias del mismo.

Se han establecido cinco niveles de grado de riesgo de las diferentes combinaciones de la probabilidad y severidad, las cuales se indican en la tabla siguiente:

Grado de Riesgo Probabilidad	Severidad		
	Alta	Media	Baja
Alta	Muy Alto	Alto	Moderado
Media	Alto	Moderado	Bajo
Baja	Moderado	Bajo	Muy Bajo

La probabilidad valora la frecuencia con la que se prevé que ocurrirá el accidente o enfermedad, mientras que la severidad se valora en base a las más probables consecuencias de accidente o enfermedad profesional.

Los niveles bajo, medio y alto de severidad pueden asemejarse a la clasificación A, B y C de los peligros, muy utilizada en las inspecciones generales:

- Peligro Clase A: condición o práctica capaz de causar incapacidad permanente, pérdida de la vida y/o una pérdida material muy grave.
- Peligro Clase B: condición o práctica capaz de causar incapacidades transitorias y/o pérdida material grave.
- Peligro Clase C: condición o práctica capaz de causar lesiones leves no incapacitantes, y/o una pérdida material leve.

Los niveles de probabilidad con la que puede ocurrir el daño son:

- Alta: Cuando la frecuencia posible estimada del daño es elevada.
- Media: Cuando la frecuencia posible estimada es ocasional.
- Baja: Cuando la ocurrencia es rara. Se estima que puede suceder el daño pero es difícil que ocurra.

En la siguiente tabla se exponen los riesgos considerados tanto en el transcurso de las obras de instalación como en el desarrollo de la actividad de producción de la carpintería. Atendiendo a los criterios anteriormente expuestos se ha realizado una evaluación de cada riesgo como resultado de una combinación de la probabilidad y la severidad:

Riesgo	Probabilidad				Severidad			Evaluación
	A	M	B	NP	A	M	B	
01.- Caídas de personas a distinto nivel		X			X			Alto
02.- Caídas de personas al mismo nivel	X					X		Alto
03.- Caídas de objetos en manipulación	X						X	Moderado
04.- Caídas de objetos desprendidos		X			X			Alto
05.- Pisadas sobre objetos		X					X	Bajo
06.- Choque contra objetos inmóviles		X					X	Bajo
07.- Choque contra objetos móviles			X			X		Bajo
08.- Golpes por objetos y herramientas	X						X	Moderado
09.- Proyección de fragmentos o partículas	X					X		Alto
10.- Atrapamiento por o entre objetos			X		X			Moderado
11.- Atrapamiento por vuelco de máquinas, tractores o vehículos.			X		X			Moderado
12.- Sobreesfuerzos	X					X		Alto
13.- Exposición a temperaturas ambientales extremas			X		X			Moderado
14.- Contactos térmicos		X				X		Moderado
15.- Exposición a contactos eléctricos		X			X			Alto
16.- Exposición a sustancias nocivas			X			X		Bajo
17.- Contactos sustancias cáusticas y/o corrosivas			X			X		Bajo
18.- Explosiones			X		X			Moderado

Tabla de evaluación de riesgos en función de la probabilidad y severidad.

Leyenda:

A: alto

B: bajo

M: moderado

NP: no tiene probabilidad

6.6. Planificación de la acción preventiva**6.6.1. Medidas preventivas**

Una vez realizada la identificación de los riesgos que acontecen derivados de las obras y actividades del presente proyecto, y evaluados dichos riesgos en función de la probabilidad y severidad se procede a planificar acciones de prevención que permitan reducir el foco de emisión de los riesgos o, en su defecto, proteger la integridad física del trabajador expuesto a dicho riesgo.

- Uso de andamios, escalerillas y arnés de seguridad
- La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada

- Se colocarán carteles indicativos de las medidas de seguridad en lugares visibles de la obra
- Se prohibirá la entrada a toda persona ajena a la obra
- Los recursos preventivos de la obra tendrán presencia permanente en aquellos trabajos que entrañen mayores riesgos, en cumplimiento de los supuestos regulados por el Real Decreto 604/06 que exigen su presencia. Las operaciones que entrañen riesgos especiales se realizarán bajo la supervisión de una persona cualificada, debidamente instruida
- Se suspenderán los trabajos en caso de tormenta y cuando llueva con intensidad o la velocidad del viento sea superior a 50 km/h
- Cuando las temperaturas sean extremas, se evitará, en la medida de lo posible, trabajar durante las horas de mayor insolación
- La carga y descarga de materiales se realizará con precaución y cautela, preferentemente por medios mecánicos, evitando movimientos bruscos que provoquen su caída
- La manipulación de los elementos pesados se realizará por personal cualificado, utilizando medios mecánicos o palancas, para evitar sobreesfuerzos innecesarios
- Ante la existencia de líneas eléctricas aéreas, se guardarán las distancias mínimas preventivas, en función de su intensidad y voltaje
- No se realizará ningún trabajo dentro del radio de acción de las máquinas o vehículos
- Los operarios no desarrollarán trabajos, ni permanecerán, debajo de cargas suspendidas
- Se evitarán o reducirán al máximo los trabajos en altura
- Los huecos horizontales y los bordes de los forjados se protegerán mediante la colocación de barandillas o redes homologadas
- Dentro del recinto de la obra, los vehículos y máquinas circularán a una velocidad reducida, inferior a 20 km / h

6.6.2. Equipos de protección individual

Se dispondrán de un conjunto de equipos de protección individual para los trabajadores que realicen las operaciones de mantenimiento o cualquier otro trabajo en la nave. El suministro de los diferentes E.P.I.S. correrá a cargo del empresario en cumplimiento de sus obligaciones en materia de Seguridad y Salud en el trabajo.

Cada empleado tendrá a su disposición el conjunto de EPIs considerado para la protección en los distintos procesos. Será responsabilidad de cada uno el correcto uso y mantenimiento de los distintos equipos de protección individual. Así mismo cada empleado deberá realizar comprobaciones periódicas del buen estado de los equipos, comunicándole al empresario cualquier tipo de desperfecto que disminuya su acción protectora, para que este proceda a su inmediata sustitución por otro nuevo.

Debido a las características del trabajo a realizar se han incluido en la partida presupuestaria un conjunto de E.P.I.S. que son los siguientes:

- Casco de seguridad homologado
- Casco de seguridad con barboquejo
- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaída
- Cinturón portaherramientas
- Guantes goma
- Guantes de cuero
- Guantes aislantes
- Calzado con puntera reforzada
- Calzado de seguridad con suela aislante y anticlavos
- Botas de caña alta de goma
- Mascarilla con filtro mecánico para el corte de ladrillos con sierra
- Ropa de trabajo impermeable
- Faja antilumbago
- Gafas de seguridad antiimpactos
- Protectores auditivos

6.6.3. Durante los trabajos previos a la ejecución de la obra

Se expone la relación de los riesgos más frecuentes que pueden surgir en los trabajos previos a la ejecución de la obra, con las medidas preventivas, protecciones colectivas y equipos de protección individual (EPI), específicos para dichos trabajos.

Instalación eléctrica provisional

Riesgos más frecuentes:

- Electrocuciiones por contacto directo o indirecto
- Cortes y heridas con objetos punzantes
- Proyección de partículas en los ojos
- Incendios

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Prevención de posibles contactos eléctricos indirectos, mediante el sistema de protección de puesta a tierra y dispositivos de corte (interruptores diferenciales)
- Se respetará una distancia mínima a las líneas de alta tensión de 6 m para las líneas aéreas y de 2 m para las líneas enterradas

- Se comprobará que el trazado de la línea eléctrica no coincide con el del suministro de agua
- Se ubicarán los cuadros eléctricos en lugares accesibles, dentro de cajas prefabricadas homologadas, con su toma de tierra independiente, protegidas de la intemperie y provistas de puerta, llave y visera
- Se utilizarán solamente conducciones eléctricas antihumedad y conexiones estancas
- En caso de tender líneas eléctricas sobre zonas de paso, se situarán a una altura mínima de 2,2 m si se ha dispuesto algún elemento para impedir el paso de vehículos y de 5,0 m en caso contrario
- Los cables enterrados estarán perfectamente señalizados y protegidos con tubos rígidos, a una profundidad superior a 0,4 m
- Las tomas de corriente se realizarán a través de clavijas blindadas normalizadas
- Quedan terminantemente prohibidas las conexiones triples (ladrones) y el empleo de fusibles caseros, empleándose una toma de corriente independiente para cada aparato o herramienta

Equipos de protección individual (EPI):

- Calzado aislante para electricistas
- Guantes dieléctricos
- Banquetas aislantes de la electricidad
- Comprobadores de tensión
- Herramientas aislantes
- Ropa de trabajo impermeable
- Ropa de trabajo reflectante

Vallado de obra**Riesgos más frecuentes:**

- Cortes y heridas con objetos punzantes
- Proyección de fragmentos o de partículas
- Exposición a temperaturas ambientales extremas
- Exposición a vibraciones y ruido

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Se prohibirá el aparcamiento en la zona destinada a la entrada de vehículos a la obra

Equipos de protección individual (EPI):

- Calzado con puntera reforzada
- Guantes de cuero
- Ropa de trabajo reflectante

6.6.4. Durante las fases de ejecución de la obra

Estructura

Riesgos más frecuentes:

- Desprendimientos de los materiales de encofrado por apilado incorrecto
- Caída del encofrado al vacío durante las operaciones de desencofrado
- Cortes al utilizar la sierra circular de mesa o las sierras de mano

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Se protegerá la vía pública con una visera de protección formada por ménsula y entablado
- Los huecos horizontales y los bordes de los forjados se protegerán mediante la colocación de barandillas o redes homologada

Equipos de protección individual (EPI):

- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaída
- Guantes de cuero para la manipulación de las armaduras
- Botas de seguridad con plantillas de acero y antideslizantes

Cerramientos y revestimiento exterior

Riesgos más frecuentes:

- Caída de objetos o materiales desde distinto nivel
- Exposición a temperaturas ambientales extremas
- Afecciones cutáneas por contacto con morteros, yeso, escayola o materiales aislantes

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Marquesinas para la protección frente a la caída de objetos
- No retirada de las barandillas antes de la ejecución del cerramiento

Equipos de protección individual (EPI):

- Uso de mascarilla con filtro mecánico para el corte de ladrillos con sierra

Cubierta

Riesgos más frecuentes:

- Caída por los bordes de cubierta o deslizamiento por los faldones

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- El acopio de los materiales de cubierta se realizará en zonas alejadas de los bordes o aleros, y fuera de las zonas de circulación, preferentemente sobre vigas o soportes
- El acceso a la cubierta se realizará mediante escaleras de mano homologadas, ubicadas en huecos protegidos y apoyadas sobre superficies horizontales, sobrepasando 1,0 m la altura de desembarque
- Se instalarán anclajes en la cumbrera para amarrar los cables y/o los cinturones de seguridad

Equipos de protección individual (EPI):

- Calzado con suela antideslizante
- Ropa de trabajo impermeable
- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaída

Instalaciones en general

Riesgos más frecuentes:

- Electrocuciiones por contacto directo o indirecto
- Quemaduras producidas por descargas eléctricas
- Intoxicación por vapores procedentes de la soldadura
- Incendios y explosiones

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- El personal encargado de realizar trabajos en instalaciones estará formado y adiestrado en el empleo del material de seguridad y de los equipos y herramientas específicas para cada labor
- Se utilizarán solamente lámparas portátiles homologadas, con manguera antihumedad y clavija de conexión normalizada, alimentadas a 24 voltios
- Se utilizarán herramientas portátiles con doble aislamiento

Equipos de protección individual (EPI):

- Guantes aislantes en pruebas de tensión
- Calzado con suela aislante ante contactos eléctricos
- Banquetas aislantes de la electricidad
- Comprobadores de tensión
- Herramientas aislantes

6.6.5. Durante la utilización de medios auxiliares

La prevención de los riesgos derivados de la utilización de los medios auxiliares de la obra se realizará atendiendo a las prescripciones de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y a la Ordenanza de Trabajo en la Construcción, Vidrio y cerámica (Orden de 28 de Agosto de 1970), prestando especial atención a la Sección 3ª “Seguridad en el trabajo en las industrias de la Construcción y Obras Públicas” Subsección 2ª “Andamios en general”.

En ningún caso se admitirá la utilización de andamios o escaleras de mano que no estén normalizados y cumplan con la normativa vigente. En el caso de las plataformas de descarga de materiales, sólo se utilizarán modelos normalizados, disponiendo de barandillas homologadas y enganches para cinturón de seguridad, entre otros elementos.

Relación de medios auxiliares previstos en la obra con sus respectivas medidas preventivas y protecciones colectivas:

Puntales

- No se retirarán los puntales, ni se modificará su disposición una vez hayan entrado en carga, respetándose el periodo estricto de desencofrado
- Los puntales no quedarán dispersos por la obra, evitando su apoyo en posición inclinada sobre los paramentos verticales, acopiándose siempre cuando dejen de utilizarse
- Los puntales telescópicos se transportarán con los mecanismos de extensión bloqueados

Torre de hormigonado

- Se colocará, en un lugar visible al pie de la torre de hormigonado, un cartel que indique “Prohibido el acceso a toda persona no autorizada”
- Las torres de hormigonado permanecerán protegidas perimetralmente mediante barandillas homologadas, con rodapié, con una altura igual o superior a 0,9 m
- No se permitirá la presencia de personas ni de objetos sobre las plataformas de las torres de hormigonado durante sus cambios de posición
- En el hormigonado de los pilares de esquina, las torres de hormigonado se ubicarán con la cara de trabajo situada perpendicularmente a la diagonal interna del pilar, con el fin de lograr la posición más segura y eficaz

Escalera de mano

- Se revisará periódicamente el estado de conservación de las escaleras. Dispondrán de zapatas antideslizantes o elementos de fijación en la parte superior o inferior de los largueros
- Se transportarán con el extremo delantero elevado, para evitar golpes a otros objetos o a personas
- Se apoyarán sobre superficies horizontales, con la planeidad adecuada para que sean estables e inmóviles, quedando prohibido el uso como cuña de cascotes, ladrillos, bovedillas o elementos similares

- Los travesaños quedarán en posición horizontal y la inclinación de la escalera será inferior al 75 % respecto al plano horizontal
- El extremo superior de la escalera sobresaldrá 1,0 m de la altura de desembarque, medido en la dirección vertical
- El operario realizará el ascenso y descenso por la escalera en posición frontal (mirando los peldaños), sujetándose firmemente con las dos manos en los peldaños, no en los largueros
- Se evitará el ascenso o descenso simultáneo de dos o más personas
- Cuando se requiera trabajar sobre la escalera en alturas superiores a 3,5 m, se utilizará siempre cinturón de seguridad con dispositivo anticaída.

Visera de protección

- La visera sobre el acceso a obra se construirá por personal cualificado, con suficiente resistencia y estabilidad, para evitar los riesgos más frecuentes
- Los soportes de la visera se apoyarán sobre durmientes perfectamente nivelados
- Los elementos que denoten algún fallo técnico o mal comportamiento se desmontarán de forma inmediata para su reparación o sustitución

Plataforma de descarga

- Se utilizarán plataformas homologadas, no admitiéndose su construcción “in situ”
- Las características resistentes de la plataforma serán adecuadas a las cargas a soportar, disponiendo un cartel indicativo de la carga máxima de la plataforma
- Dispondrá de un mecanismo de protección frontal cuando no esté en uso, para que quede perfectamente protegido el frente de descarga
- La superficie de la plataforma será de material antideslizante
- Se conservará en perfecto estado de mantenimiento, realizándose inspecciones en la fase de instalación y cada 6 meses

Andamio europeo

- Dispondrán del marcado CE, cumpliendo estrictamente las instrucciones específicas del fabricante, proveedor o suministrador en relación al montaje, la utilización y el desmontaje de los equipos
- Sus dimensiones serán adecuadas para el número de trabajadores que vayan a utilizarlos simultáneamente
- Se proyectarán, montarán y mantendrán de manera que se evite su desplome o desplazamiento accidental
- Las dimensiones, la forma y la disposición de las plataformas del andamio serán apropiadas y adecuadas para el tipo de trabajo que se realice y a las cargas previstas, permitiendo que se pueda trabajar con holgura y se circule con seguridad

- No existirá ningún vacío peligroso entre los componentes de las plataformas y los dispositivos verticales de protección colectiva contra caídas
- Las plataformas de trabajo, las pasarelas y las escaleras de los andamios deberán dimensionarse, construirse, protegerse y utilizarse de modo que se evite que las personas puedan caer o estar expuestas a caídas de objetos

6.6.6. Durante la utilización de maquinaria y herramientas

Las medidas preventivas a adoptar y las protecciones a emplear para el control y la reducción de riesgos debidos a la utilización de maquinaria y herramientas durante la ejecución de la obra se desarrollarán en el correspondiente Plan de Seguridad y Salud, conforme a los siguientes criterios:

- a) Todas las máquinas y herramientas que se utilicen en la obra dispondrán de su correspondiente manual de instrucciones, en el que estarán especificados claramente tanto los riesgos que entrañan para los trabajadores como los procedimientos para su utilización con la debida seguridad.
- b) La maquinaria cumplirá las prescripciones contenidas en el vigente Reglamento de Seguridad en las Máquinas, las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) y las especificaciones de los fabricantes.
- c) No se aceptará la utilización de ninguna máquina, mecanismo o artificio mecánico sin reglamentación específica.

Relación de máquinas y herramientas que está previsto utilizar en la obra, con sus correspondientes medidas preventivas y protecciones colectivas:

Camión de caja basculante

- Las maniobras del camión serán dirigidas por un señalista de tráfico
- Se comprobará que el freno de mano está activado antes de la puesta en marcha del motor, al abandonar el vehículo y durante las operaciones de carga y descarga
- No se circulará con la caja izada después de la descarga

Camión para transporte

- Las maniobras del camión serán dirigidas por un señalista de tráfico
- Las cargas se repartirán uniformemente en la caja, evitando acopios con pendientes superiores al 5 % y protegiendo los materiales sueltos con una lona
- Antes de proceder a las operaciones de carga y descarga, se colocará el freno en posición de frenado y, en caso de estar situado en pendiente, calzos de inmovilización debajo de las ruedas
- En las operaciones de carga y descarga se evitarán movimientos bruscos que provoquen la pérdida de estabilidad, permaneciendo siempre el conductor fuera de la cabina

Hormigonera

- Las operaciones de mantenimiento serán realizadas por personal especializado, previa desconexión de la energía eléctrica
- La hormigonera tendrá un grado de protección IP-55
- Su uso estará restringido sólo a personas autorizadas
- Dispondrá de freno de basculamiento del bombo
- Los conductos de alimentación eléctrica de la hormigonera estarán conectados a tierra, asociados a un disyuntor diferencial
- Las partes móviles del aparato deberán permanecer siempre protegidas mediante carcasas conectadas a tierra
- No se ubicarán a distancias inferiores a tres metros de los bordes de excavación y/o de los bordes de los forjados

Vibrador

- La operación de vibrado se realizará siempre desde una posición estable
- La manguera de alimentación desde el cuadro eléctrico estará protegida cuando discurra por zonas de paso
- Tanto el cable de alimentación como su conexión al transformador estarán en perfectas condiciones de estanqueidad y aislamiento
- Los operarios no efectuarán el arrastre del cable de alimentación colocándolo alrededor del cuerpo. Si es necesario, esta operación se realizará entre dos operarios
- El vibrado del hormigón se realizará desde plataformas de trabajo seguras, no permaneciendo en ningún momento el operario sobre el encofrado ni sobre elementos inestables
- Nunca se abandonará el vibrador en funcionamiento, ni se desplazará tirando de los cables
- Para las vibraciones transmitidas al sistema mano-brazo, el valor de exposición diaria normalizado para un período de referencia de ocho horas, no superará $2,5 \text{ m/s}^2$, siendo el valor límite de 5 m/s^2

Martillo picador

- Las mangueras de aire comprimido deben estar situadas de forma que no dificulten ni el trabajo de los operarios ni el paso del personal
- No se realizarán ni esfuerzos de palanca ni operaciones similares con el martillo en marcha
- Se verificará el perfecto estado de los acoplamientos de las mangueras
- Se cerrará el paso del aire antes de desarmar un martillo

Equipo de soldadura

- No habrá materiales inflamables ni explosivos a menos de 10 metros de la zona de trabajo de soldadura
- Antes de soldar se eliminarán las pinturas y recubrimientos del soporte
- Durante los trabajos de soldadura se dispondrá siempre de un extintor de polvo químico en perfecto estado y condiciones de uso, en un lugar próximo y accesible
- En los locales cerrados en los que no se pueda garantizar una correcta renovación del aire se instalarán extractores, preferentemente sistemas de aspiración localizada
- Se paralizarán los trabajos de soldadura en altura ante la presencia de personas bajo el área de trabajo
- Tanto los soldadores como los trabajadores que se encuentren en las inmediaciones dispondrán de protección visual adecuada, no permaneciendo en ningún caso con los ojos al descubierto

Herramientas manuales diversas

- La alimentación de las herramientas se realizará a 24 V cuando se trabaje en ambientes húmedos o las herramientas no dispongan de doble aislamiento
- El acceso a las herramientas y su uso estará permitido únicamente a las personas autorizadas
- No se retirarán de las herramientas las protecciones diseñadas por el fabricante
- Se prohibirá, durante el trabajo con herramientas, el uso de pulseras, relojes, cadenas y elementos similares
- Las herramientas eléctricas dispondrán de doble aislamiento o estarán conectadas a tierra
- En las herramientas de corte se protegerá el disco con una carcasa de antiproyección
- Las conexiones eléctricas a través de clemas se protegerán con carcasas anticontactos eléctricos
- Las herramientas se mantendrán en perfecto estado de uso, con los mangos sin grietas y limpios de residuos, manteniendo su carácter aislante para los trabajos eléctricos
- Las herramientas eléctricas estarán apagadas mientras no se estén utilizando y no se podrán usar con las manos o los pies mojados
- En los casos en que se superen los valores de exposición al ruido indicados en el artículo 51 del Real Decreto 286/06 de protección de los trabajadores frente al ruido, se establecerán las acciones correctivas oportunas, tales como el empleo de protectores auditivos

6.6.7. Identificación de los riesgos laborales evitables

En este apartado se reseña la relación de las medidas preventivas a adoptar para evitar o reducir el efecto de los riesgos más frecuentes durante la ejecución de la obra.

Caídas al mismo nivel

- La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada
- Se habilitarán y balizarán las zonas de acopio de materiales

Caídas a distinto nivel

- Se dispondrán escaleras de acceso para salvar los desniveles
- Los huecos horizontales y los bordes de los forjados se protegerán mediante barandillas y redes homologadas
- Se mantendrán en buen estado las protecciones de los huecos y de los desniveles
- Las escaleras de acceso quedarán firmemente sujetas y bien amarradas

Polvo y partículas

- Se regará periódicamente la zona de trabajo para evitar el polvo
- Se usarán gafas de protección y mascarillas antipolvo en aquellos trabajos en los que se genere polvo o partículas

Ruido

- Se evaluarán los niveles de ruido en las zonas de trabajo
- Las máquinas estarán provistas de aislamiento acústico
- Se dispondrán los medios necesarios para eliminar o amortiguar los ruidos

Esfuerzos

- Se evitará el desplazamiento manual de las cargas pesadas
- Se limitará el peso de las cargas en caso de desplazamiento manual
- Se evitarán los sobreesfuerzos o los esfuerzos repetitivos
- Se evitarán las posturas inadecuadas o forzadas en el levantamiento o desplazamiento de cargas

Incendios

- No se fumará en presencia de materiales fungibles ni en caso de existir riesgo de incendio

Intoxicación por emanaciones

- Los locales y las zonas de trabajo dispondrán de ventilación suficiente
- Se utilizarán mascarillas y filtros apropiados

6.6.8. Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse

Los riesgos que difícilmente pueden eliminarse son los que se producen por causas inesperadas (como caídas de objetos y desprendimientos, entre otras). No obstante, pueden reducirse con el adecuado uso de las protecciones individuales y colectivas, así como con el estricto cumplimiento de la normativa en materia de seguridad y salud, y de las normas de la buena construcción.

Caída de objetos

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Se montarán marquesinas en los accesos
- La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada
- Se evitará el amontonamiento de materiales u objetos sobre los andamios
- No se lanzarán cascotes ni restos de materiales desde los andamios

Equipos de protección individual (EPI):

- Casco de seguridad homologado
- Guantes y botas de seguridad
- Uso de bolsa portaherramientas

Dermatosis

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Se evitará la generación de polvo de cemento

Equipos de protección individual (EPI):

- Guantes y ropa de trabajo adecuada

Electrocuciones

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Se revisará periódicamente la instalación eléctrica
- El tendido eléctrico quedará fijado a los paramentos verticales
- Los alargadores portátiles tendrán mango aislante
- La maquinaria portátil dispondrá de protección con doble aislamiento
- Toda la maquinaria eléctrica estará provista de toma de tierra

Equipos de protección individual (EPI):

- Guantes dieléctricos
- Calzado aislante para electricistas
- Banquetas aislantes de la electricidad

Quemaduras

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada

Equipos de protección individual (EPI):

- Guantes, polainas y mandiles de cuero

Golpes y cortes en extremidades

Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada

Equipos de protección individual (EPI):

- Guantes y botas de seguridad

6.6.9. Condiciones de seguridad y salud, en trabajos posteriores de reparación y mantenimiento

En este apartado se aporta la información útil para realizar, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los futuros trabajos de conservación, reparación y mantenimiento del edificio construido que entrañan mayores riesgos.

Trabajos en cerramientos exteriores y cubiertas

Para los trabajos en cerramientos, aleros de cubierta, revestimientos de paramentos exteriores o cualquier otro que se efectúe con el riesgo de caída en altura, deberán utilizarse andamios que cumplan las condiciones especificadas en el presente estudio básico de seguridad y salud.

Durante los trabajos que puedan afectar a la vía pública, se colocará una visera de protección a la altura de la primera planta, para proteger a los transeúntes y a los vehículos de las posibles caídas de objetos.

Trabajos en instalaciones

Los trabajos correspondientes a las instalaciones de fontanería, eléctrica y de gas, deberán realizarse por personal cualificado, cumpliendo las especificaciones establecidas en su correspondiente Plan de seguridad y salud, así como en la normativa vigente en cada materia.

Antes de la ejecución de cualquier trabajo de reparación o de mantenimiento de los ascensores y montacargas, deberá elaborarse un Plan de Seguridad suscrito por un técnico competente en la materia.

6.6.10. Trabajos que implican riesgos especiales

En la obra objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud concurren los riesgos especiales referidos en los puntos 1, 2 y 10 incluidos en el Anexo II. “Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales para la seguridad y salud de los trabajadores” del R.D. 1627/97 de 24 de Octubre.

Estos riesgos especiales suelen presentarse en la ejecución de la estructura, cerramientos y cubiertas y en el propio montaje de las medidas de seguridad y de protección. Cabe destacar:

- Montaje de forjado, especialmente en los bordes perimetrales
- Ejecución de cerramientos exteriores
- Formación de los antepechos de cubierta
- Colocación de horcas y redes de protección
- Los huecos horizontales y los bordes de los forjados se protegerán mediante barandillas y redes homologadas
- Disposición de plataformas voladas
- Elevación y acople de los módulos de andamiaje para la ejecución de las fachadas

6.6.11. Medidas en caso de emergencia

El contratista deberá reflejar en el correspondiente plan de seguridad y salud las posibles situaciones de emergencia, estableciendo las medidas oportunas en caso de primeros auxilios y designando para ello a personal con formación, que se hará cargo de dichas medidas.

Los trabajadores responsables de las medidas de emergencia tienen derecho a la paralización de su actividad, debiendo estar garantizados la adecuada administración de los primeros auxilios y, cuando la situación lo requiera, el rápido traslado del operario a un centro de asistencia médica.

6.6.12. Presencia de los recursos preventivos del contratista

Dadas las características de la obra y los riesgos previstos en el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud, cada contratista deberá asignar la presencia de sus recursos preventivos en la obra, según se establece en la legislación vigente en la materia.

A tales efectos, el contratista deberá concretar los recursos preventivos asignados a la obra con capacitación suficiente, que deberán disponer de los medios necesarios para vigilar el cumplimiento de las medidas incluidas en el correspondiente plan de seguridad y salud.

Dicha vigilancia incluirá la comprobación de la eficacia de las actividades preventivas previstas en dicho Plan, así como la adecuación de tales actividades a los riesgos que pretenden prevenirse o a la aparición de riesgos no previstos y derivados de la situación que determina la necesidad de la presencia de los recursos preventivos.

Si como resultado de la vigilancia se observa un deficiente cumplimiento de las actividades

preventivas, las personas que tengan asignada la presencia harán las indicaciones necesarias para el correcto e inmediato cumplimiento de las actividades preventivas, debiendo poner tales circunstancias en conocimiento del empresario para que éste adopte las medidas oportunas para corregir las deficiencias observadas.

6.7. Coordinador en materia de seguridad y salud

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad:
 - Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.
 - Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que el contratista aplique de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere el artículo 10 del Real Decreto 1627.
- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales prevista en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

6.8. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra

Se procede a describir los principios generales aplicables durante la ejecución de la obra, los cuales aparecen recogidos en el artículo 10 del R.D 1627.

De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la obra y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.

- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

6.9. Presupuesto de seguridad y salud

Ante la ausencia de una normativa que regule el gasto que se debe realizar para aplicar el presente estudio de seguridad y salud se ha optado por reservar una partida de Seguridad y Salud del presupuesto total. Siguiendo así las recomendaciones en materia de medición y presupuesto para Seguridad y Salud que establecen entre el 1 % y el 2 % del PEM.

6.10. Libro de incidentes

Se dispondrá de un libro de incidencias según lo dispuesto por el artículo 13 del real decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

En cada centro de trabajo existirá con fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud un libro de incidencias que constará de hojas por duplicado, habilitado al efecto.

El libro de incidencias será facilitado por:

El Colegio profesional de Ingenieros Técnicos Industriales de Tenerife.

El libro de incidencias, que deberá mantenerse siempre en la obra, estará en poder del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra y desarrollo de la actividad que se ejerce en la nave industrial. A dicho libro tendrán acceso el coordinador en materia de seguridad y salud de la nave, los representantes de los trabajadores y los técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las Administraciones públicas competentes, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador en materia de seguridad

y salud, deberá notificarla al contratista y a los representantes de los trabajadores de éste. En el caso de que la anotación se refiera a cualquier incumplimiento de las advertencias u observaciones previamente anotadas en dicho libro por las personas facultadas para ello, así como en el supuesto a que se refiere el artículo siguiente, deberá remitirse una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social en el plazo de veinticuatro horas. En todo caso, deberá especificarse si la anotación efectuada supone una reiteración de una advertencia u observación anterior o si, por el contrario, se trata de una nueva observación.

6.11. Obligaciones de los trabajadores

- Cooperar con el empresario en materia de Prevención de Riesgos Laborales.
- Cumplir las medidas de prevención adoptadas en el presente documento.
- Aprovechar la formación del funcionamiento de máquinas y herramientas.
- Usar adecuadamente las máquinas, las herramientas, los útiles e instrumentos necesarios para el desempeño de su trabajo.
- Utilizar adecuadamente los equipos de protección colectiva e individual.
- Informar sobre cualquier situación de riesgo.

6.12. Obligaciones y derechos del empresario

A continuación se muestran las principales obligaciones del empresario en materia preventiva:

- Implantación de la prevención de riesgos laborales en la empresa: Establecer en el trabajo que se ejerce tanto en el interior como el exterior de la nave industrial una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo. Además de realizar una acción permanente de seguimiento de la acción preventiva.
- Planificar la prevención.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.
- Suministrar los Equipos de protección individual (EPI'S) designados en el presenta estudio.
- Información a los trabajadores: El empresario debe adoptar todas las medidas para que los trabajadores reciban toda la información relativa a prevención de riesgos laborales.
- Consulta y participación de los trabajadores: El empresario debe tomar en cuenta las diferentes propuestas realizadas por los trabajadores pues son los que se ven expuestos a diario a los riesgos derivados de los procesos de mantenimiento o instalación de maquinarias de la nave industrial.
- Formación de los trabajadores: El empresario debe garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva, tanto en el momento de su contratación como cada vez que se produzcan cambios en las tareas, se introduzcan nuevas tecnologías, etc.

- Protección de emergencia: Es obligatorio analizar las posibles situaciones de emergencia y adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios, lucha contra incendios y evacuación de los trabajadores.
- Vigilancia de la Salud: Se debe garantizar a los trabajadores un servicio de vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos del trabajo.
- Protección de los trabajadores especialmente sensibles: Se garantizará la protección de los trabajadores que por sus características sean especialmente sensibles a los riesgos del trabajo.

Además, de las enunciadas obligaciones en materia preventiva, que asume el empresario con el fin de garantizar la seguridad y salud en su centro de trabajo. El empresario tiene derechos frente a los en materia preventiva, tales como:

- Exigir a sus trabajadores el cumplimiento de las medidas de prevención establecidas.
- Exigir a sus trabajadores el uso correcto de medios y equipos de protección.
- Exigir a sus trabajadores el uso correcto de máquinas, herramientas y materiales.
- Exigir a sus trabajadores el empleo correcto de los dispositivos y elementos de seguridad.
- Exigir a sus trabajadores la transmisión de información inmediata sobre situaciones de riesgo.
- Exigir a sus trabajadores su cooperación para garantizar condiciones laborales seguras, como por ejemplo, recibir la información y formación en materia preventiva facilitada por el empresario, colaborar en la verificación de su estado de salud en los casos que la ley establece como obligatorios para los trabajadores etc.

Capítulo 7

Manual de mantenimiento

7.1. Objeto

El objeto del presente Manual de Mantenimiento es establecer una serie de actuaciones indicadas para garantizar la mayor productividad posible de la instalación solar fotovoltaica, de forma que se minimicen los tiempos de parada por avería o mal funcionamiento de la misma y costes asociados a dichas fallas.

Para la redacción del presente Manual de Mantenimiento se ha seguido distinta literatura relacionada con instalaciones solares, así como las recomendaciones de mantenimiento de los distintos fabricantes de los equipos propuestos para la instalación fotovoltaica que se proyecta, intentando siempre que la comprensión del mismo sea lo más sencilla posible.

7.2. Generalidades

Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red se caracterizan por ser instalaciones que requieren escaso mantenimiento, si están bien diseñadas, por lo que siguiendo el presente Plan de Mantenimiento no es de esperar que se produzcan averías en la instalación.

El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es de carácter preventivo y correctivo. No tiene partes móviles sometidas a desgaste, ni requiere cambio de piezas ni lubricante (excepto las instalaciones fotovoltaicas con seguidor, que no son de aplicación en el presente Proyecto).

Entre otras cuestiones, es muy recomendable realizar revisiones periódicas de las instalaciones, para asegurar que todos los componentes funcionan correctamente.

Se ha demostrado, durante este periodo de inversión en el sector de las energías renovables, que la tecnología de la energía fotovoltaica ha destacado en el aspecto de fiabilidad. Básicamente las posibles reparaciones que puedan ser necesarias son las mismas que cualquier aparato o sistema eléctrico, y que están al alcance de cualquier electricista.

A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el usuario y las que debe realizar el instalador.

- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

El mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica lo puede realizar el usuario final (a través de los operarios cualificados correspondientes), o bien una empresa externa homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, a fin de no perderla la garantía legal de los distintos equipos. Se recomienda subcontratar la labor del mantenimiento, dada la especialización de estas empresas en dichos trabajos, a que el coste que esto conlleva no suele ser elevado, y a que disponen de medios de Prevención de Riesgos (recordar que se realizan labores de trabajo en altura y trabajos con riesgo eléctrico, entre otros).

En aquellos apartados en los que esto no se expresa explícitamente, se dará por supuesto que es el personal cualificado el encargado de realizar las labores de mantenimiento.

Ante cualquier modificación en la instalación o en sus condiciones de uso, un técnico competente especialista en la materia deberá realizar un estudio previo.

Después de cada operación de mantenimiento, se generará un informe en el que se evaluará detalladamente el estado de los componentes revisados, indicando las operaciones efectuadas, sustitución de componentes y se propondrán, cuando las haya, posibles medidas de mejora o sustitución de componentes que predeciblemente no estén operativos hasta una posterior revisión.

7.3. Planes de mantenimiento más comunes

7.3.1. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción.

El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería.

Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

7.3.2. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran.

Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos

por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de fiabilidad de un equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuentes consecuencias acarreadas.

7.3.3. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, intensidades, tensiones, etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane este antes. Detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma, aunque no fácil, de evitar posibles averías en el sistema.

7.4. Mantenimiento de la instalación fotovoltaica

Se realizará este de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas, cubriendo tanto el mantenimiento preventivo, predictivo como el correctivo y el reglamentario o legal. Se dispondrá de un stock de repuestos, útiles y herramientas necesarias para cumplir con las labores de mantenimiento, acordes al tamaño de la instalación.

Se generarán informes de cada una de las tareas, según procedimientos internos, a fin de optimizar costes de mantenimiento y poder predecir futuras averías no deseadas en la instalación.

7.4.1. Plan de mantenimiento preventivo

Módulos fotovoltaicos

Por su propia configuración carente de partes móviles, los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es general y rara vez presenta problemas.

Dos aspectos a tener en cuenta primordialmente son, por un lado, asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas producidas por la suciedad pueden llegar a ser de un 5 %, y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada. El mantenimiento consiste en:

1. Limpieza periódica del panel

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia de barro u otros fenómenos meteorológicos similares.

La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano). El proceso de limpieza depen-



Figura 7.1: Limpieza de módulos fotovoltaicos

de lógicamente del proceso de ensuciado, en el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos poniendo pequeñas antenas elásticas que impidan que se posen.

2. Inspección visual de posibles degradaciones (bimensualmente)

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).

Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

3. Control de la temperatura del panel (trimestralmente)

Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

4. Control de las características eléctricas del panel (anualmente)

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.

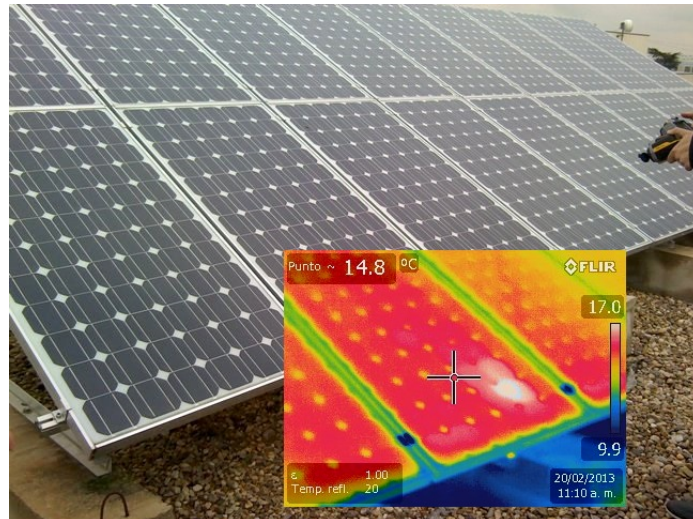


Figura 7.2: Imagen termográfica de los paneles solares

- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

Estructura soporte de los paneles

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se realizará cada seis meses y consistirá en:

Anualmente:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

Cuadro de corriente continua

Se recomienda realizar las siguientes operaciones de mantenimiento:

Anualmente:

- Comprobar el correcto anclaje de la caja a la estructura soporte correspondiente y horizontalidad de la misma, asegurándose de que la tornillería está correctamente apretada (comprobando el par de apriete si es necesario), sustituyendo algún elemento de fijación si se encuentra en mal estado.
- Comprobar que la carcasa de la caja se encuentra en correcto estado y no presenta síntomas de deterioro debido a agentes externos. Sustituirla en caso necesario.
- Comprobar la estanqueidad de la carcasa y si presenta daños.
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo. Si es así, absorber el agua que haya, comprobar la causa de la infiltración de agua y subsanar el defecto.
- Comprobar el apriete de todas las conexiones del interruptor-seccionador y de ser necesario apretarlas. Ver si el aislamiento o el interruptor presentan descoloración o alteraciones de otro tipo.
- Es recomendable comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión. Debido al

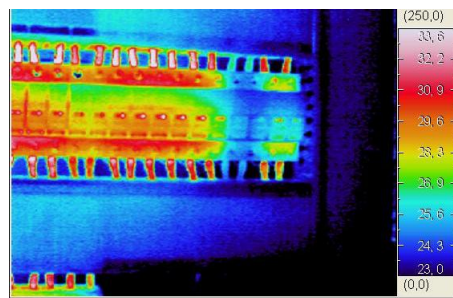


Figura 7.3: Imagen termográfica del cuadro eléctrico

peligro inminente por riesgo eléctrico, es imperativo realizar todas las operaciones de mantenimiento con las cajas desconectadas y sin tensión.

Cuadro de corriente alterna

Se recomienda realizar las siguientes operaciones de mantenimiento:

Anualmente:

- Comprobar el correcto anclaje de la caja a la estructura soporte correspondiente y horizontalidad de la misma, asegurándose de que la tornillería está correctamente apretada

(comprobando el par de apriete si es necesario), sustituyendo algún elemento de fijación si se encuentra en mal estado.

- Comprobar que la carcasa de la caja se encuentra en correcto estado y no presenta síntomas de deterioro debido a agentes externos. Sustituirla en caso necesario.
- Comprobar la estanqueidad de la carcasa y si presenta daños.
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo. Si es así, absorber el agua que haya, comprobar la causa de la infiltración de agua y subsanar el defecto.
- Comprobar en el cableado completo que está eliminada la tracción.
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo.
- Comprobar las fijaciones de las cubiertas de plexiglás situadas por encima de los fusibles String.
- Comprobar las etiquetas de advertencias de peligro tanto en el exterior como en el interior del equipo y si son ilegibles o están dañadas reponer éstas.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Es recomendable comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, es imperativo realizar todas las operaciones de mantenimiento con las cajas desconectadas y sin tensión.

Inversores

Los inversores son uno de los equipos más delicados de la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen del emplazamiento de estos y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc). Las instrucciones que a continuación se muestran son válidas para el emplazamiento en el interior de un edificio sometido a rangos de temperatura normales (0-40°C a la sombra). Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

Cada mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

Cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Cada año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.

- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento / Comprobar el funcionamiento y la señalización
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
 - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - Interruptores automáticos.
 - Interruptores de potencia.
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, las operaciones de mantenimiento se deben realizar con los inversores desconectados y sin tensión.

Sistema de monitorización de la instalación sola

En este apartado nos centraremos en los elementos que complementan al sistema de control de los inversores.

Aunque no es fundamental para el correcto funcionamiento de la instalación solar, es muy importantes para el control de la misma así como detección de averías. El mantenimiento es muy sencillo y consiste en:

Mensualmente:

- Supervisión visual de los distintos equipos a través del PC, es decir, controlar los parámetros de producción (tensión, intensidad, potencia, etc) registro de alarmas, etc.
- Comprobación del sistema de aviso de alarmas. Para ello se enviará un mensaje de prueba al dispositivo móvil o correo electrónico configurado.

Anualmente:

- Revisión de las conexiones de los distintos elementos, tarjetas, sensores, Router, PC, etc.
- Comprobación de todos los sensores, cerciorándose de que se encuentran en buen estado y no presentan síntomas de deterioro o roturas. En caso necesario, sustituir estos.

Línea eléctrica

De una buena conservación de la misma dependerá el correcto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica y de las protecciones de la misma. La parte más delicada de la línea eléctrica corresponde a la línea de CC sobre cubierta, por estar sometida a las inclemencias atmosféricas y agentes externos. El mantenimiento de la línea eléctrica consiste en:

Cada 6 meses:

- Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables, así como las protecciones mecánicas de los mismos. Si presenta algún síntoma de deterioro, sustituir el tramo completo.

Cada 2 años:

- Comprobación del estado de los bornes de abroche de la línea general de alimentación en la CGP, mediante inspección visual.
- Abrir las arquetas de registro y comprobar el estado de empalmes y conexiones (sulfatación de contactos, óxido, etc) sustituir las terminaciones en caso de síntomas de deterioro de las mismas.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento entre fases y entre cada fase y neutro. Se tendrán en cuenta todas las precauciones relacionadas en trabajos con riesgo eléctrico, debiendo desconectar los correspondientes interruptores-seccionadores de la línea a mantener. En cualquier caso estos trabajos de mantenimiento serán realizados por un profesional competente y cualificado.

Protecciones de la instalación solar fotovoltaica

Las protecciones del circuito eléctrico de la instalación solar fotovoltaica han de encontrarse siempre en perfecto estado de funcionamiento ya que de estas depende la totalidad de las condiciones de seguridad tanto de equipos como de usuarios. Las operaciones de mantenimiento que habrá que realizar son:

- a) Por el usuario

Cada 3 meses:

- Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.

Cada año:

- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante el siguiente procedimiento:
 - Acción manual sobre el botón de prueba que incluye el propio interruptor diferencial.
 - Desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo (0) de mando de conexión-desconexión.
 - Acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición de conexión (1) para recuperar el suministro eléctrico.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos. Cuando por sobreintensidad o cortocircuito saltara un interruptor magnetotérmico habría que actuar de la siguiente manera:
 - Desconexión de aquel receptor eléctrico con el que se produjo la avería o, en su caso, desconectar el correspondiente interruptor.
 - Rearme (o activado) del magnetotérmico del fallo para recuperar el suministro habitual.
 - Revisión del receptor eléctrico que ha originado el problema o, en su caso, comprobación de que su potencia es menor que la que soporta el magnetotérmico.

Cada 5 años:

- Limpieza superficial de las clavijas y receptores eléctricos, siempre con bayetas secas y en estado de desconexión.
- Limpieza superficial de los mecanismos, siempre con bayetas secas y preferiblemente con desconexión previa de la corriente eléctrica.

b) Por el personal cualificado

Cada año:

- Comprobación del funcionamiento de todos los interruptores del cuadro de mando y protección, verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado.

Cada 2 años:

- Revisión general, comprobando el estado del cuadro de mando y protección, los mecanismos alojados y conexiones.
- Comprobación mediante inspección visual del estado del interruptor de corte y de los fusibles de protección, el estado frente a la corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálico de la misma.
- Verificación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores, reparándose los defectos encontrados.

Cada 5 años:

- Comprobación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen, reparándose los defectos encontrados.
- Revisión de la rigidez dieléctrica entre los conductores.

Cada 10 años:

- Revisión general de la instalación. Todos los temas de cableado son exclusivos de la empresa autorizada.

Se tomarán todas las precauciones referidas a trabajos con inminente riesgo eléctrico.

Puesta a tierra

Es imprescindible mantener la puesta a tierra tanto de la instalación solar fotovoltaica como la de las instalaciones auxiliares de las distintas casetas ya que de esta depende el correcto funcionamiento de las protecciones que dependen de ella. Las operaciones de mantenimiento a realizar son:

Cada año:

- En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra (masas metálicas, enchufes, neutros de los equipos, etc)

Cada 2 años:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a 80Ω . En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento de la instalación interior (entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a $250,000 \Omega$). Se reparan los defectos encontrados.
- Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores. Reparación de los defectos encontrados.

7.4.2. Plan de mantenimiento correctivo

Este plan de mantenimiento se aplicará únicamente cuando por circunstancias sobrevenidas, debidas a averías en la instalación, sea necesario subsanar el defecto de la misma.

Las labores de mantenimiento correctivo serán delegadas en una empresa externa, especialista en el sector, encargada de realizar todas las reparaciones pertinentes así como suministrar los

repuestos necesarios.

Dicha empresa habrá de estar homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, en caso contrario puede dar lugar a la anulación de la garantía legal de dichos equipos, por negligencias en las labores de mantenimiento.

La empresa externa encargada de realizar las labores de mantenimiento correctivo deberá:

- Garantizar la visita a la instalación en los plazos establecidos y cada vez que el usuario lo requiera debido a cualquier incidencia en la misma. Dicha visita a la instalación tras llamada del usuario se atenderá en el plazo máximo de 24h.
- Analizar y realizar un presupuesto adecuado de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto y normal funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.
- Subsanan correctamente cualquier incidencia en un tiempo máximo de 48 horas, excepto cuando se trate de causas de fuerza mayor debidamente justificadas (por ejemplo acopio de materiales).



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TÍTULO:

**Análisis y optimización de la configuración de instalaciones
fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife**

Planos

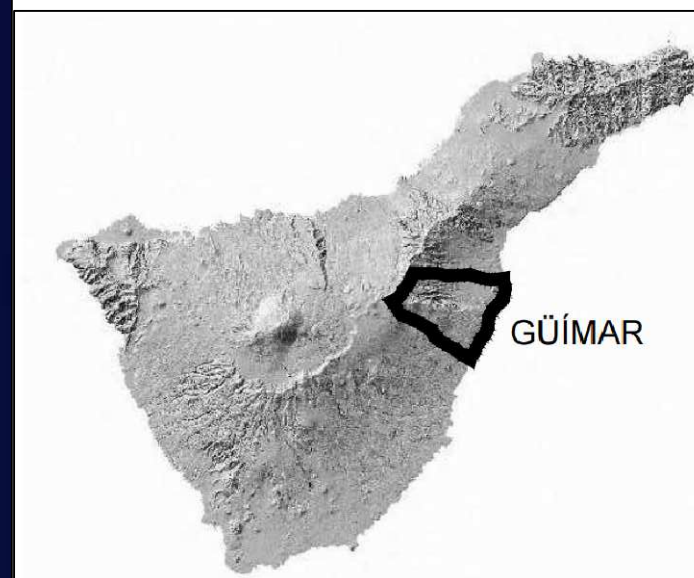
Alumno:


Abel Cué Pérez

Tutores:

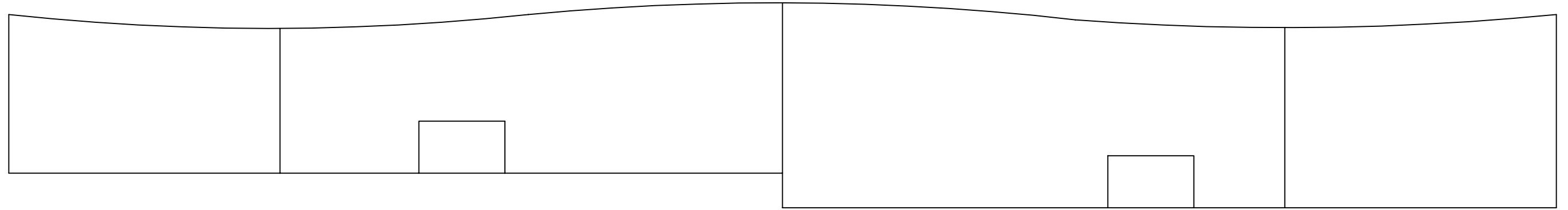
Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

- 1. Situación y emplazamiento**
- 2. Estado actual**
- 3. Plano general. Venta y distribución - óptima**
 - 3.1. Detalle zona 3. Venta y distribución - óptima**
 - 3.2. Esquema unifilar. Venta y distribución - óptima**
- 4. Plano general. Venta y distribución - integración arquitectónica**
 - 4.1. Detalle zona 2. Venta y distribución - integración arquitectónica**
 - 4.2. Esquema unifilar. Venta y distribución - integración arquitectónica**
- 5. Plano general. Producción - óptima**
 - 5.1. Detalle zona 1. Producción - óptima**
 - 5.2. Detalle zona 2. Producción - óptima**
 - 5.3. Detalle zona 3. Producción - óptima**
 - 5.4. Detalle zona 4. Producción - óptima**
 - 5.5. Esquema unifilar. Producción - óptima**
- 6. Plano general. Producción - integración arquitectónica**
 - 6.1. Detalle zona 1. Producción - integración arquitectónica**
 - 6.2. Detalle zona 2. Producción - integración arquitectónica**
 - 6.3. Detalle zona 3. Producción - integración arquitectónica**
 - 6.4. Detalle zona 4. Producción - integración arquitectónica**
 - 6.5. Esquema unifilar. Producción - integración arquitectónica**

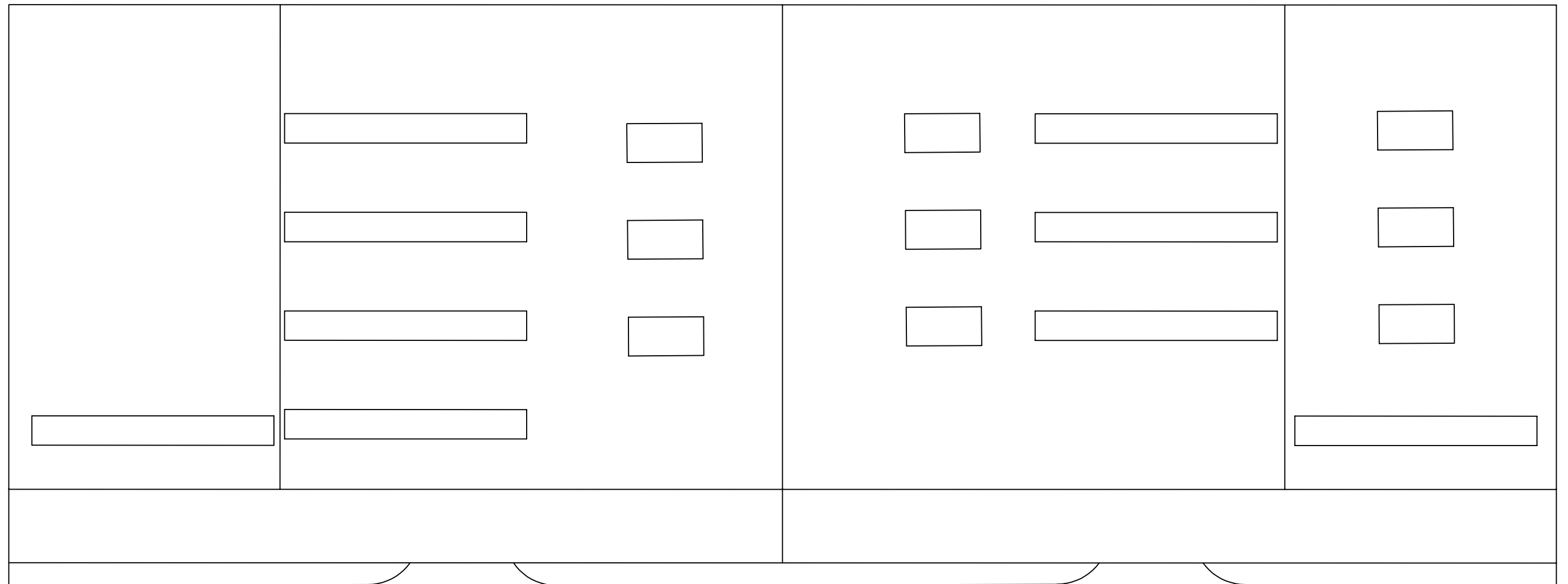



 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO N°:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	1
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		ESCALA:
SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO			-

ALZADO

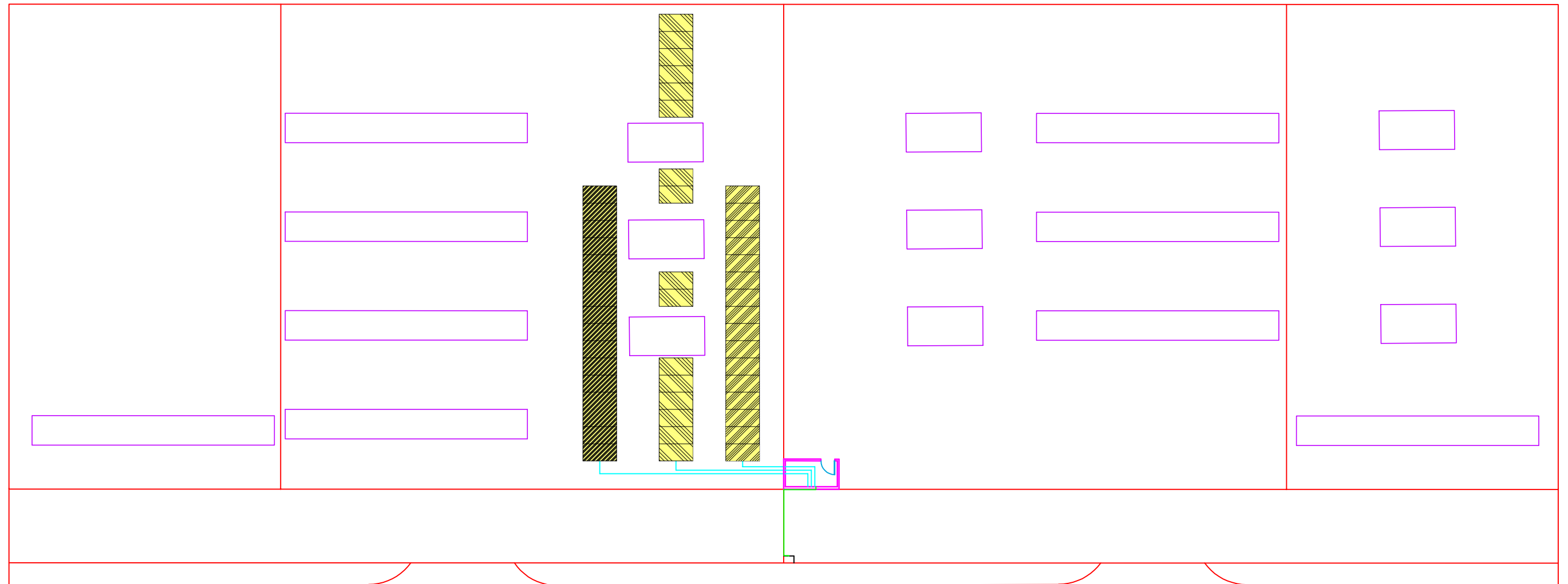


PLANTA











 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA		
	Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
TRABAJO FIN DE GRADO			
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS			
Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº: 2
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
ESTADO ACTUAL			ESCALA: 1:250

PLANTA

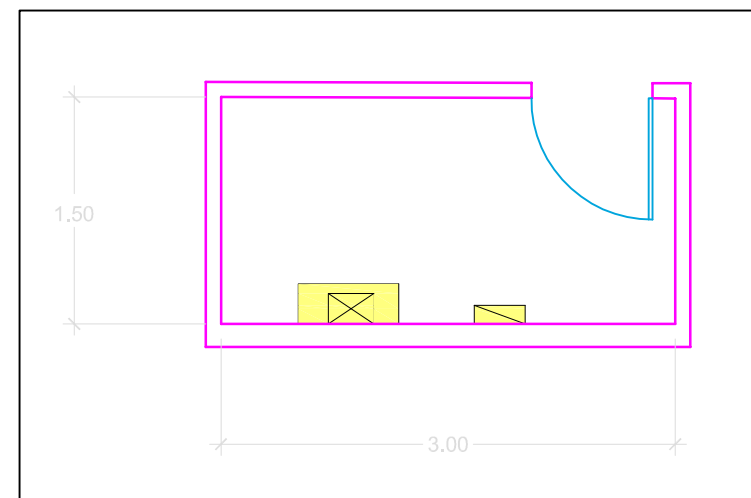



LEYENDA

	Inversor 1- A		Inversor
	Inversor 1 -B		ARF1-3/4 strings
			Pragma - IP30 - 2x13
			Línea placas - inversor
			Línea inversor - cuadro alterna
			Línea cuadro alterna - contador

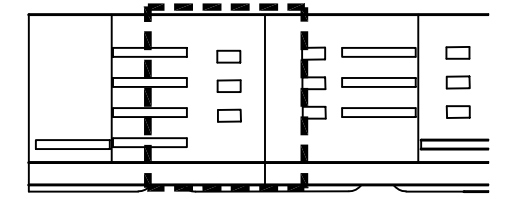
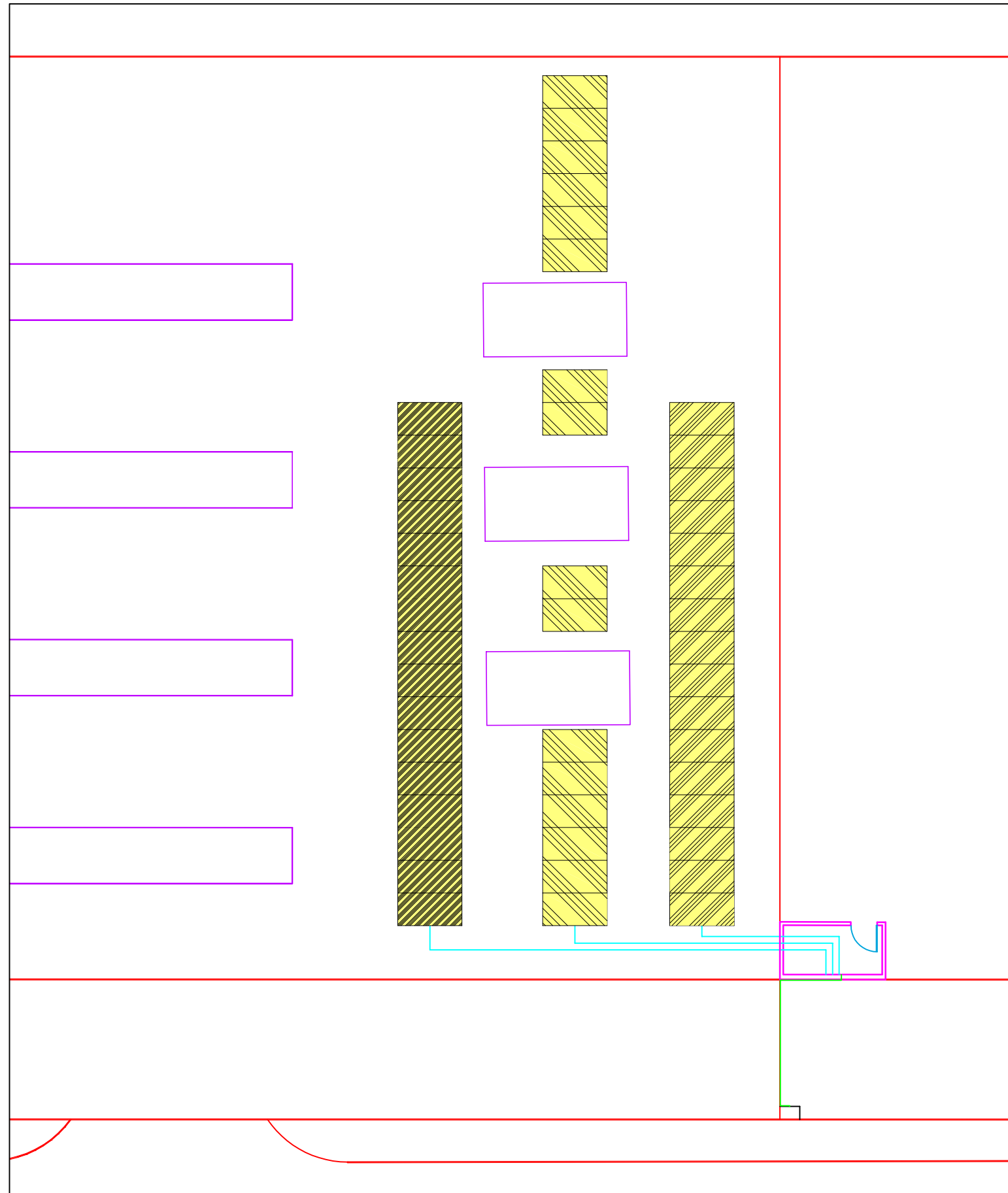
DETALLE CUARTO INVERSORES

E=1/50



 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017 Realizado: Marzo-17 Comprobado: Marzo-17 Id. s. normas	Fecha Autor Abel Cué Pérez Benjamín González Díaz UNE - EN - DIN	PLANO Nº: 3	ESCALA: 1:250
PLANO GENERAL VENTA Y DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA			

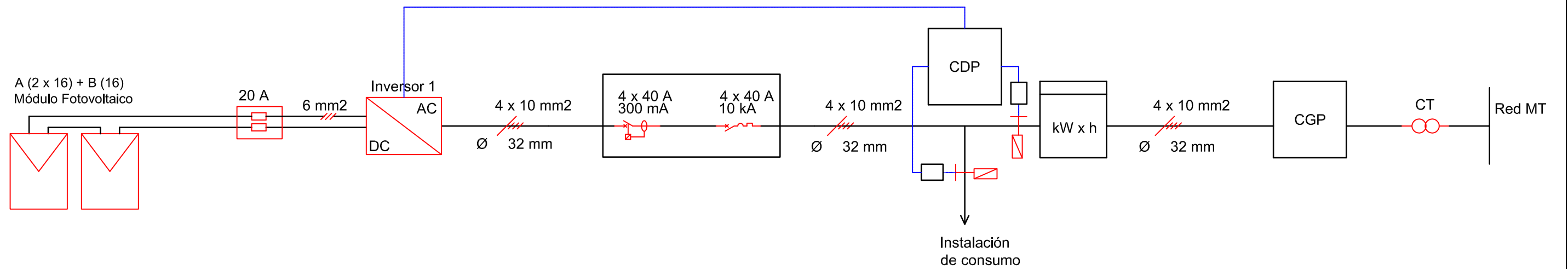
ZONA 3



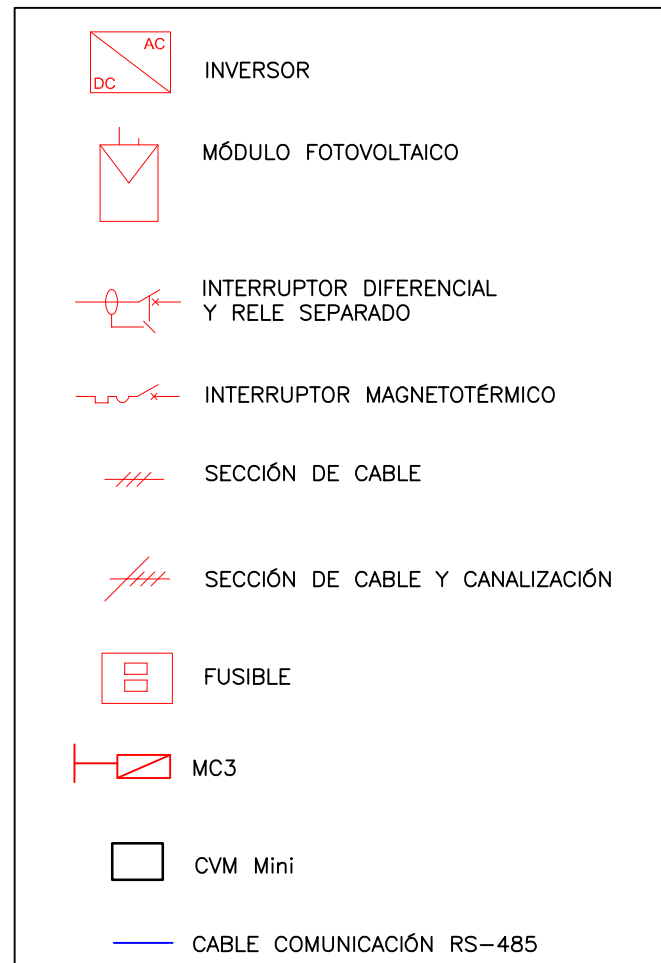
ZONA 3

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	3.1
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
VENTA Y DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA DETALLE ZONA 3			ESCALA: 1:150

ESQUEMA UNIFILAR

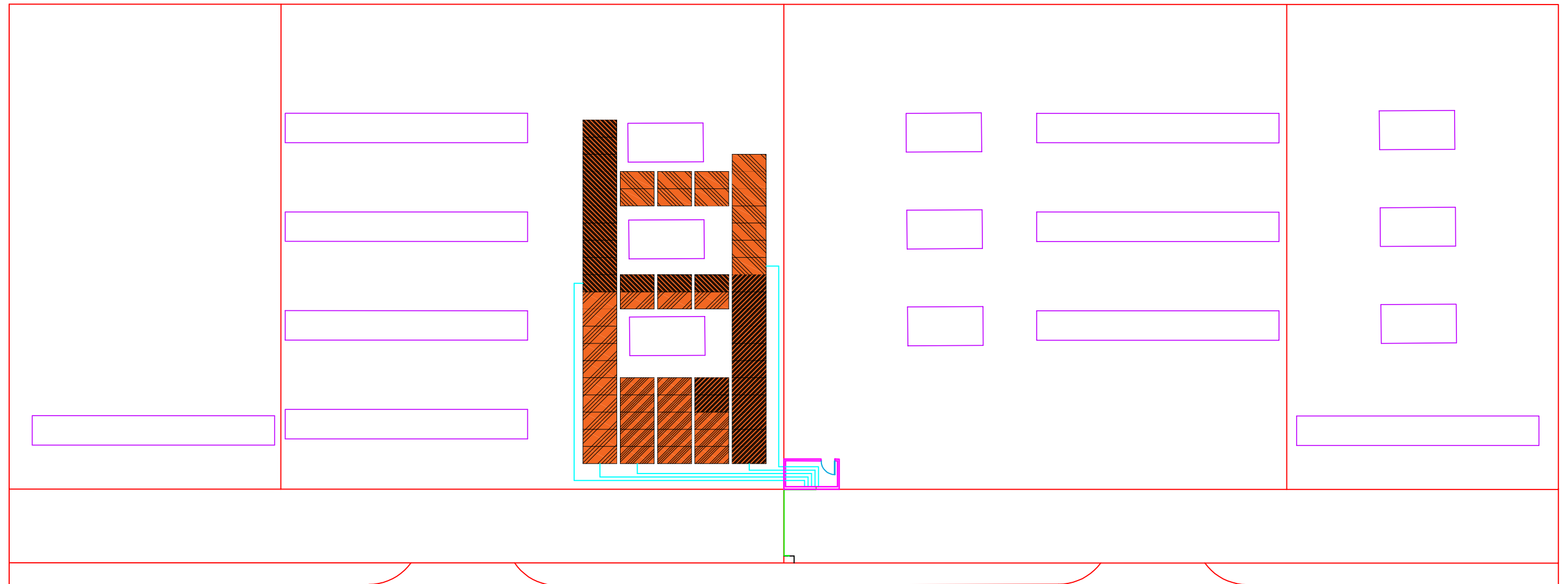


LEYENDA ESQUEMA UNIFILAR



 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017 Realizado: Marzo-17 Comprobado: Marzo-17 Id. s. normas	Fecha Autor Abel Cué Pérez Benjamín González Díaz	PLANO Nº: 3.2	ESCALA: -
VENTA Y DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA ESQUEMA UNIFILAR			

PLANTA

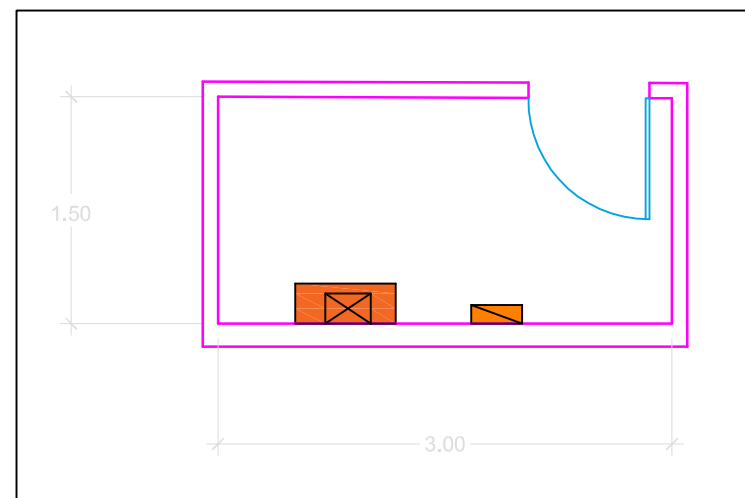


LEYENDA

	Inversor 1- A		Inversor
	Inversor 1 -B		ARF1-3/4 strings
			Pragma - IP30 - 2x13
			Línea placas - inversor
			Línea inversor - cuadro alterna
			Línea cuadro alterna - contador

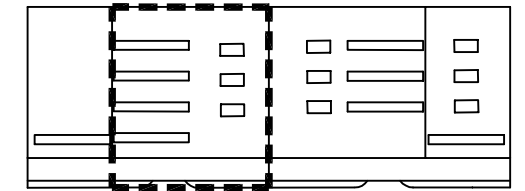
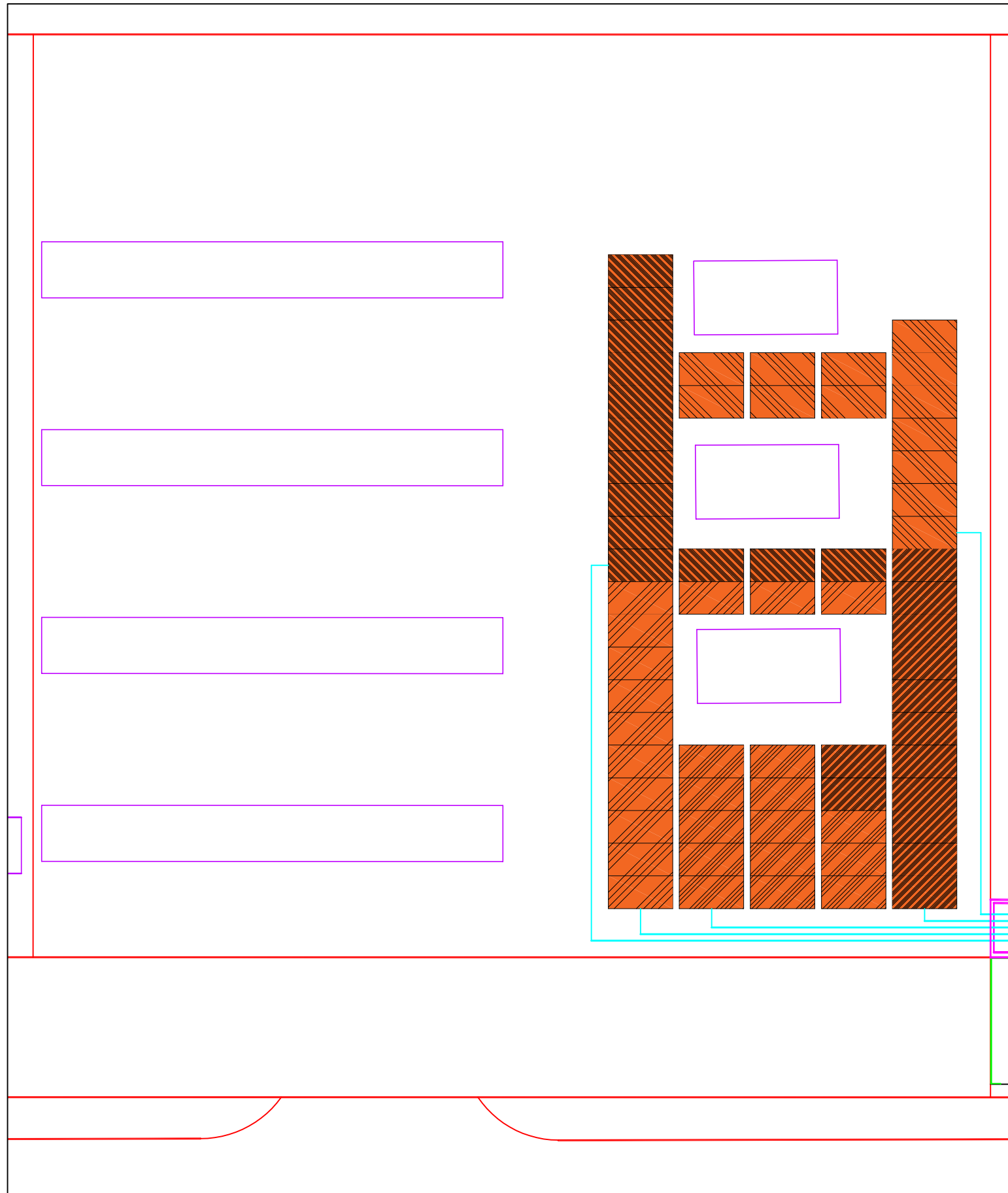
DETALLE CUARTO INVERSORES

E=1/50



 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017 Realizado:	Fecha Marzo-17	Autor Abel Cué Pérez	PLANO Nº: 4
Comprobado: Id. s. normas	Marzo-17	Benjamín González Díaz UNE - EN - DIN	
PLANO GENERAL. VENTA Y DISTRIBUCIÓN INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA			ESCALA: 1:250

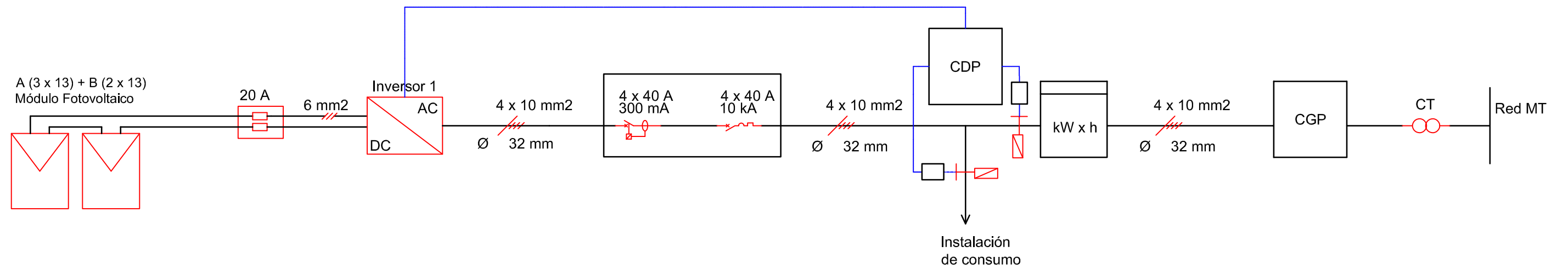
ZONA 3



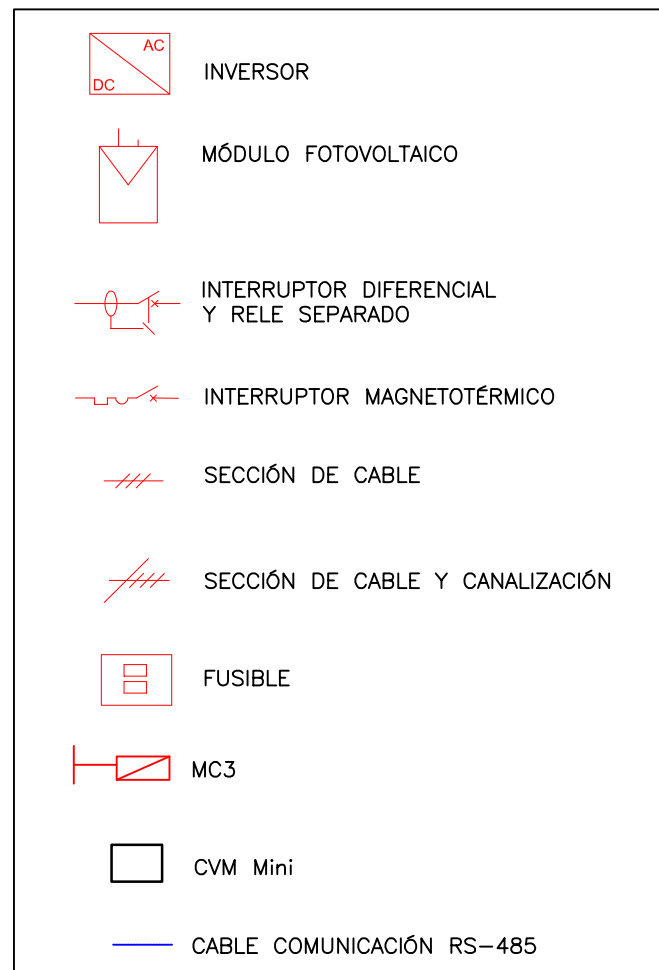
ZONA 2

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA		
	Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
TRABAJO FIN DE GRADO			
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS			
Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº: 4.1
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
VENTA Y DISTRIBUCIÓN. INTEGRACIÓN ARQ.			ESCALA:
DETALLE ZONA 2			1:150

ESQUEMA UNIFILAR

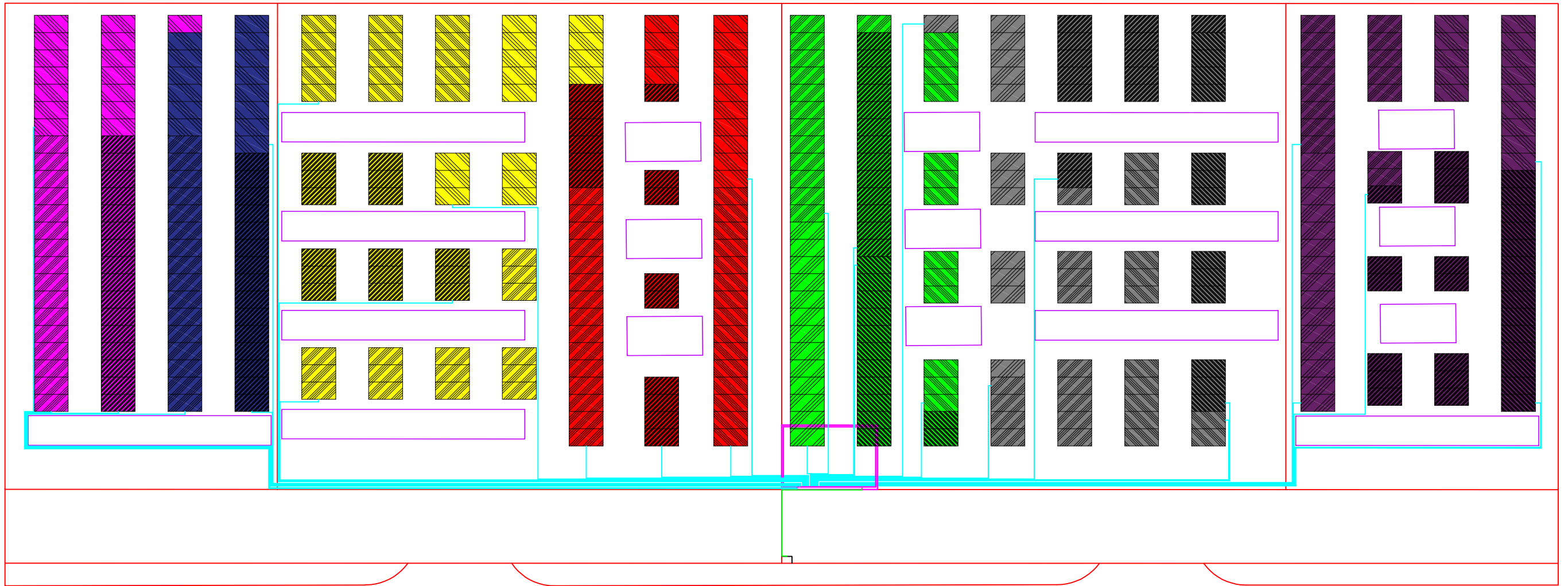


LEYENDA ESQUEMA UNIFILAR



 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017 Realizado:	Fecha Marzo-17	Autor Abel Cué Pérez	PLANO Nº: <h1>4.2</h1>
Comprobado: Id. s. normas	Marzo-17	Benjamín González Díaz UNE - EN - DIN	
VENTA Y DISTRIBUCIÓN. INTEGRACIÓN ARQ. ESQUEMA UNIFILAR			ESCALA: -

PLANTA



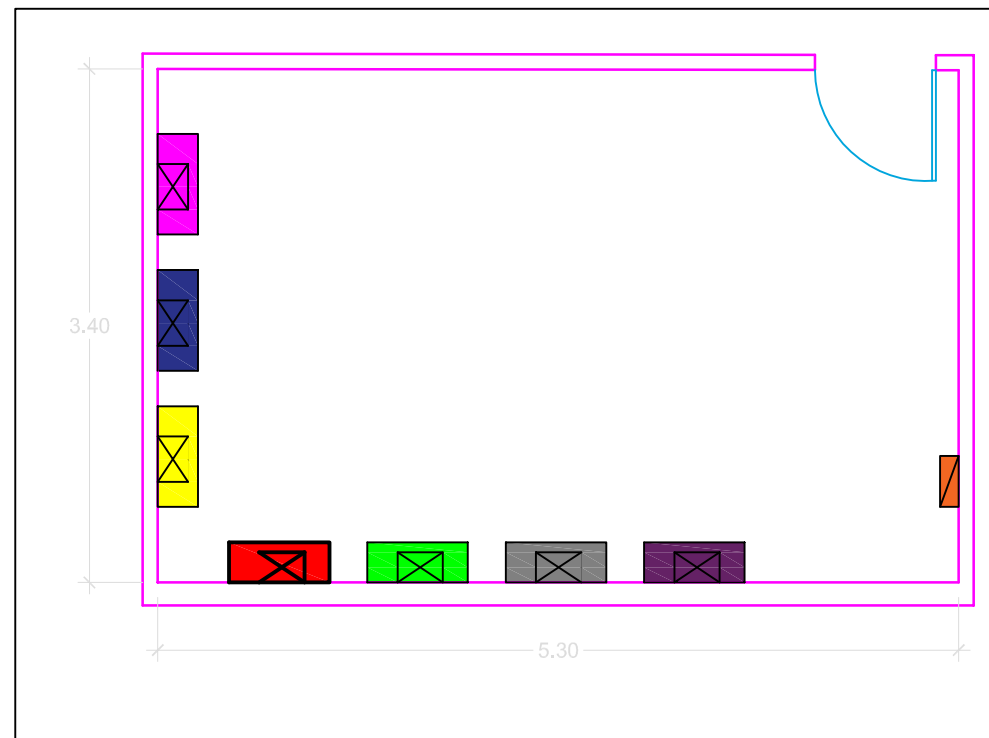
LEYENDA

	Inversor 1 - A
	Inversor 1 - B
	Inversor 2 - A
	Inversor 2 - B
	Inversor 3 - A
	Inversor 3 - B
	Inversor 4 - A
	Inversor 4 - B
	Inversor 5 - A
	Inversor 5 - B
	Inversor 6 - A
	Inversor 6 - B
	Inversor 7 - A
	Inversor 7 - B

	Inversor
	ARF1-3/4 strings
	Pragma - IP30 - 2x13
	Línea placas - inversor
	Línea inversor - cuadro alterna
	Línea cuadro alterna - contador

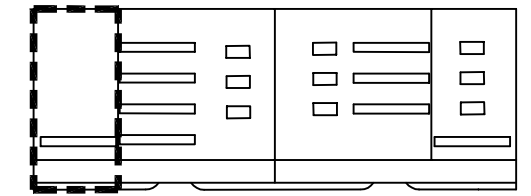
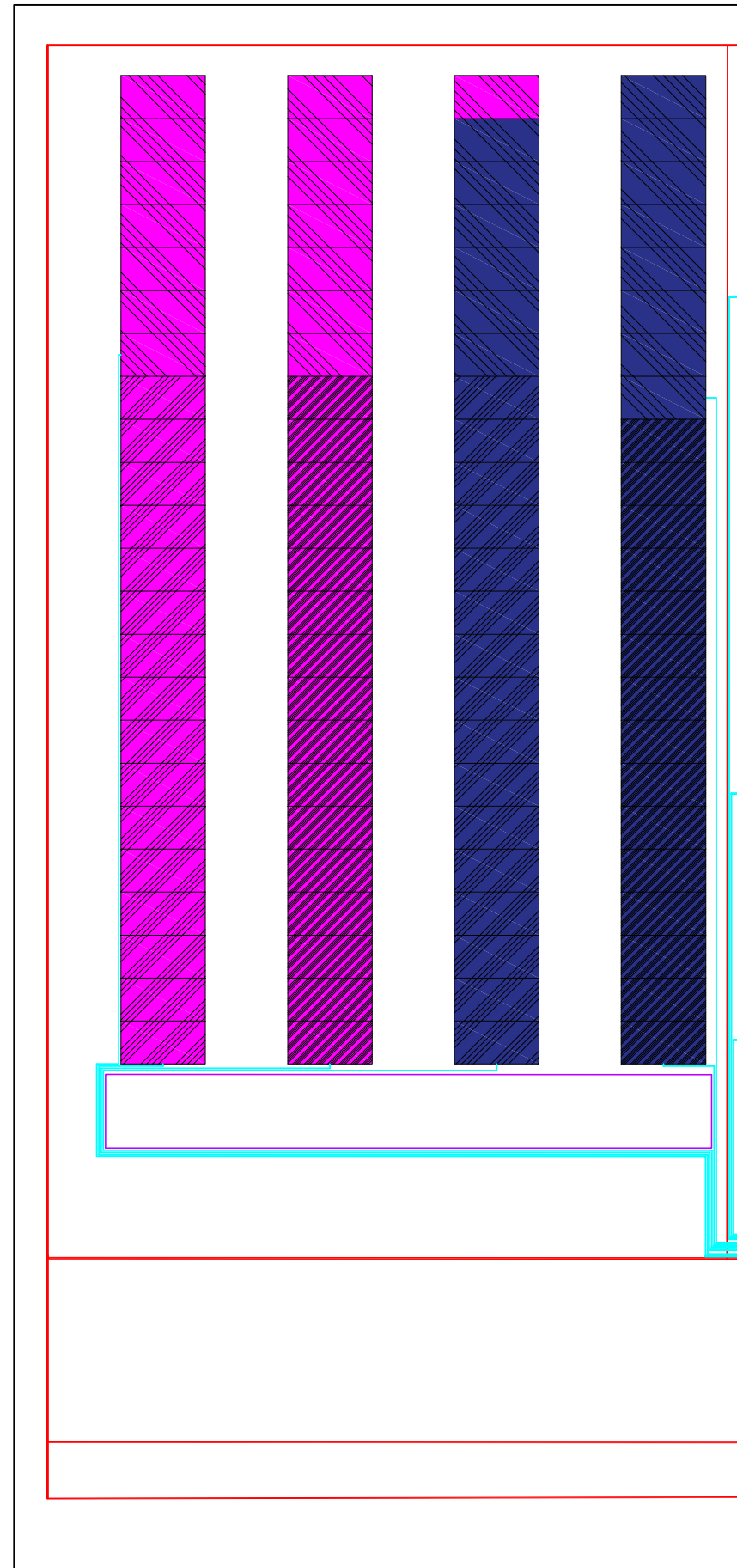
DETALLE CUARTO INVERSORES

E=1/50




<p>Universidad de La Laguna</p>	<p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA</p> <p>Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática</p> <p>TRABAJO FIN DE GRADO</p>		
	<p>ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS</p> <p>Caso práctico de Tenerife</p>		
<p>Año - 2017</p> <p>Realizado:</p> <p>Comprobado:</p> <p>Id. s. normas</p>	<p>Fecha</p> <p>Marzo-17</p> <p>Marzo-17</p> <p>UNE - EN - DIN</p>	<p>Autor</p> <p>Abel Cué Pérez</p> <p>Benjamín González Díaz</p>	<p>PLANO Nº:</p> <p>5</p>
<p>PLANO GENERAL</p> <p>PRODUCCIÓN ÓPTIMA</p>			<p>ESCALA:</p> <p>1:250</p>

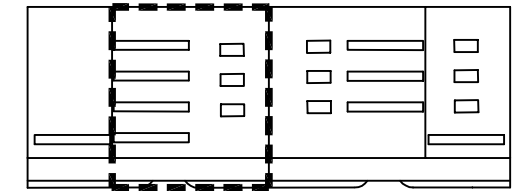
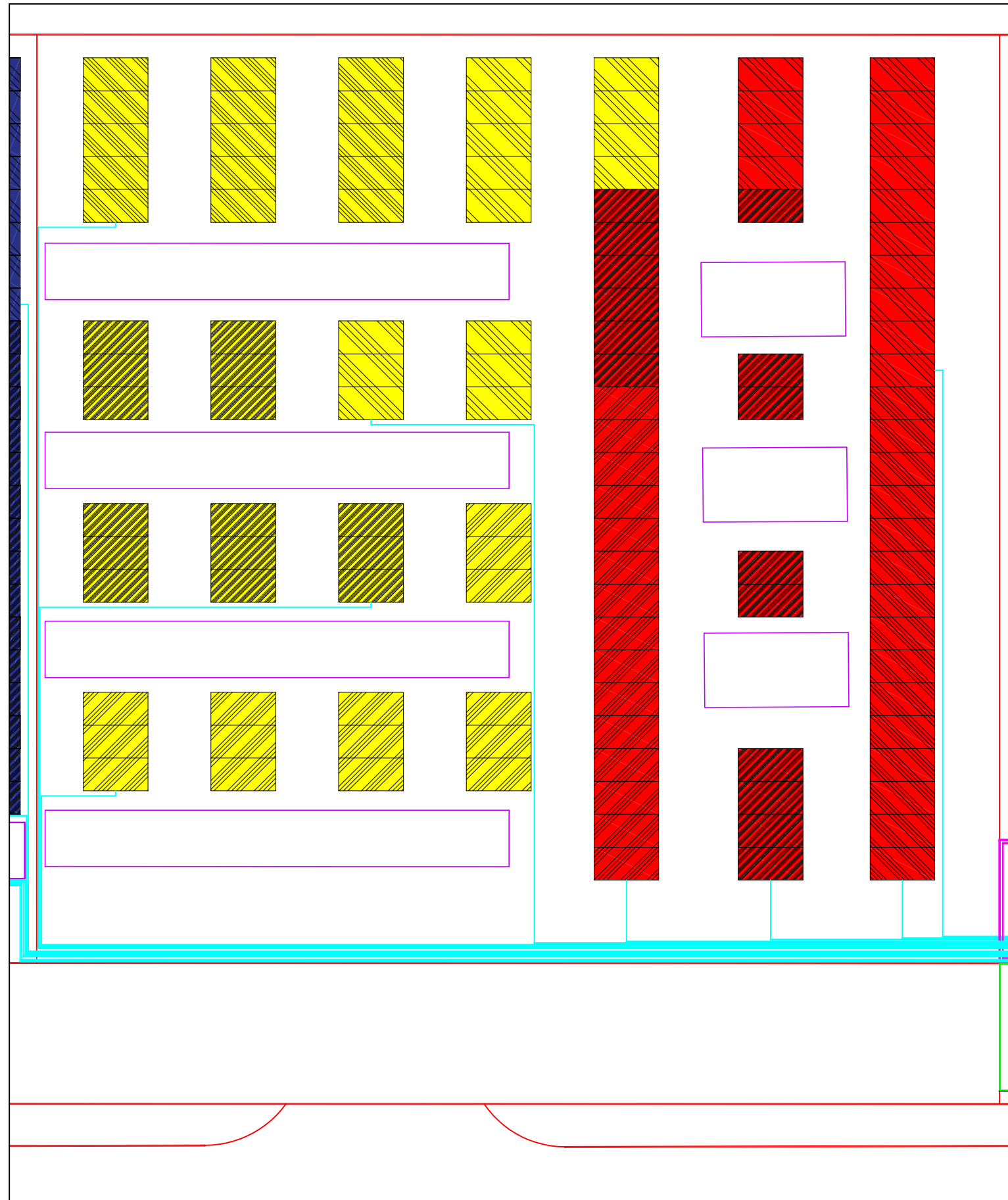
DETALLE ZONA 1




ZONA 1

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	5.1
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
PRODUCCIÓN ÓPTIMA DETALLE ZONA 1			ESCALA: 1:150

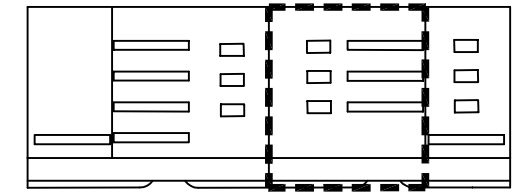
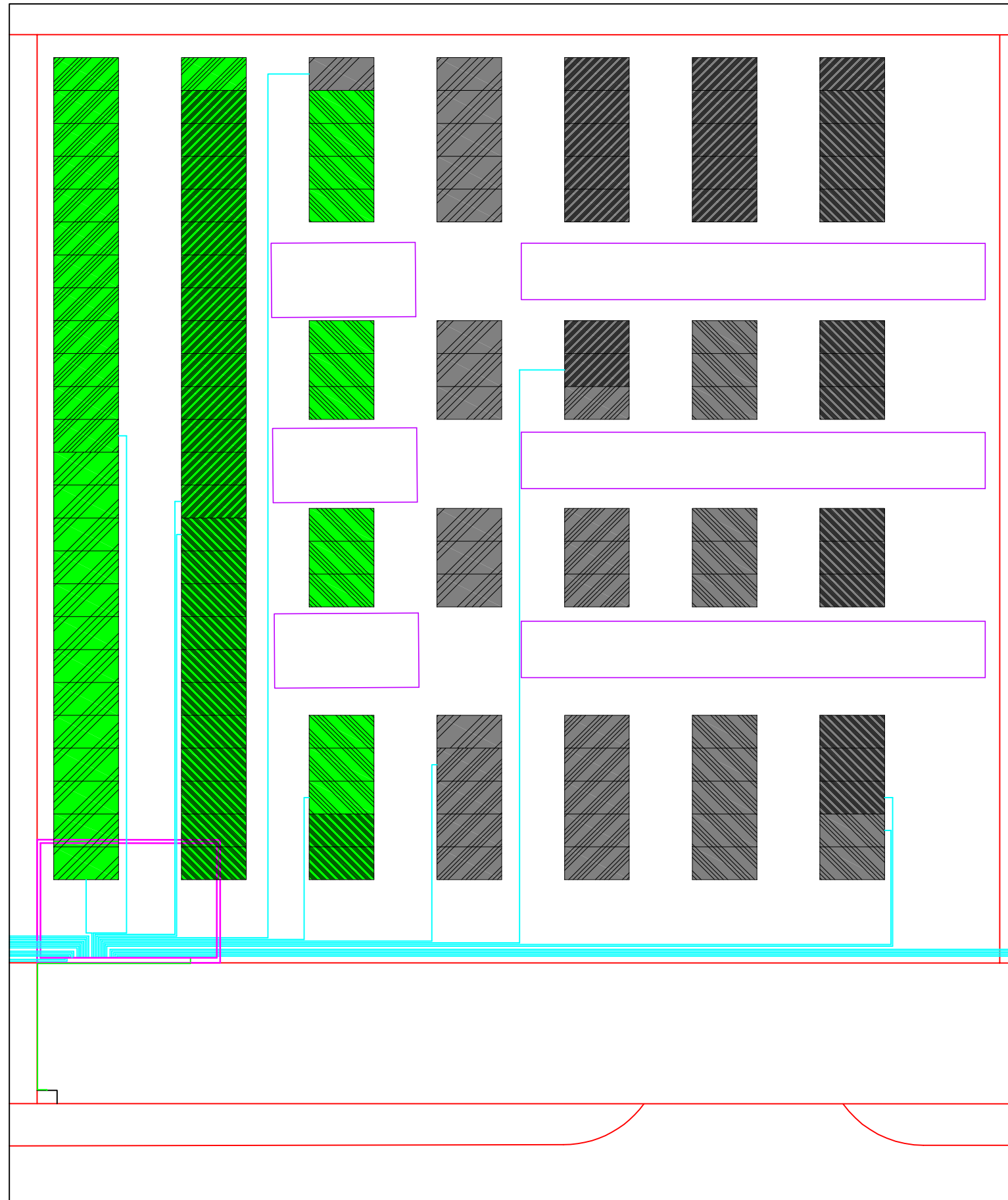
DETALLE ZONA 2




ZONA 2

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017 Realizado:	Fecha Marzo-17	Autor Abel Cué Pérez	PLANO Nº: 5.2
Comprobado: Id. s. normas	Marzo-17	Benjamín González Díaz UNE - EN - DIN	ESCALA: 1:150
PRODUCCIÓN ÓPTIMA DETALLE ZONA 2			

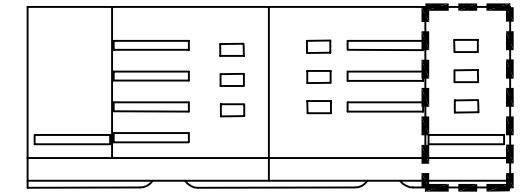
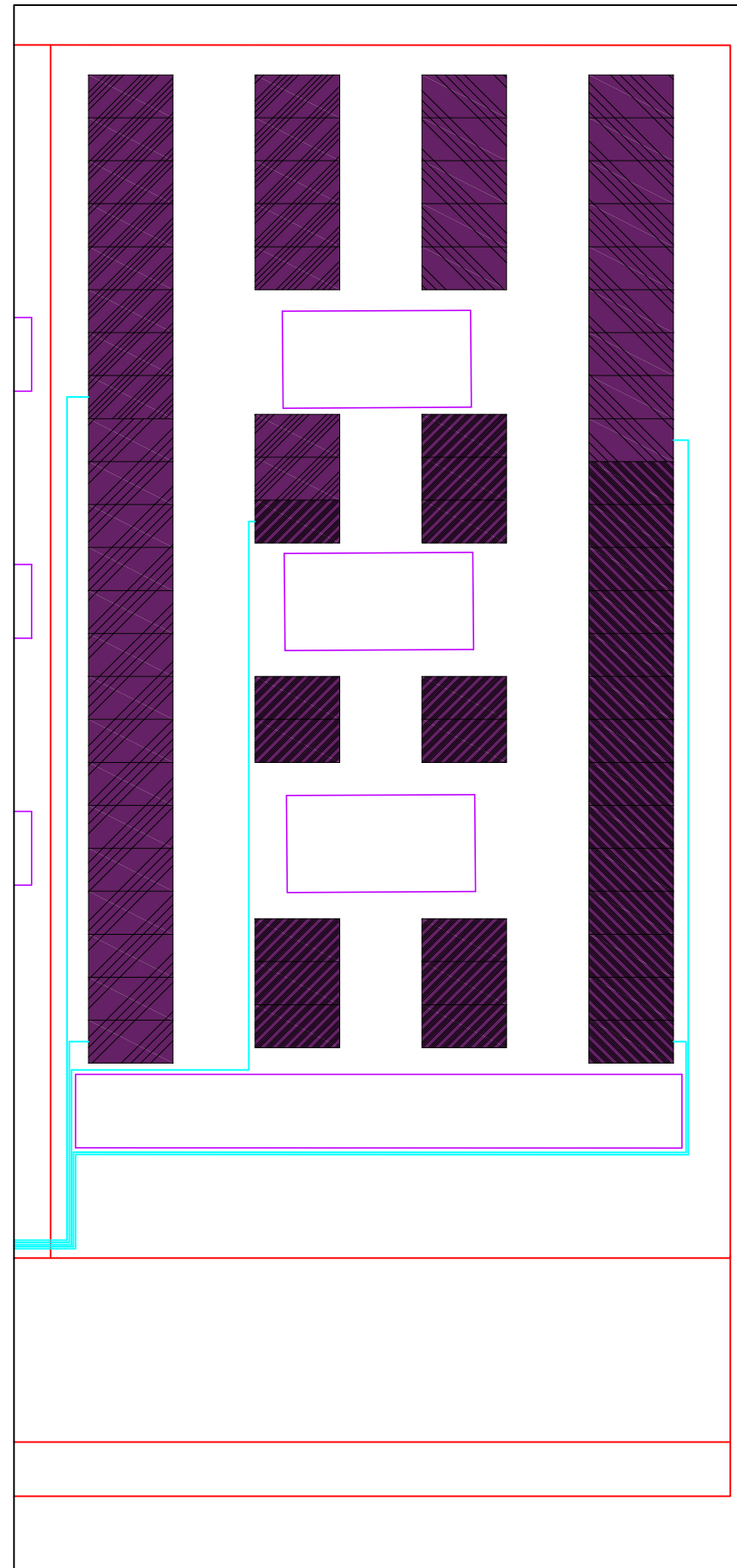
DETALLE ZONA 3




ZONA 3

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	5.3
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
PRODUCCIÓN ÓPTIMA DETALLE ZONA 3			ESCALA: 1:150

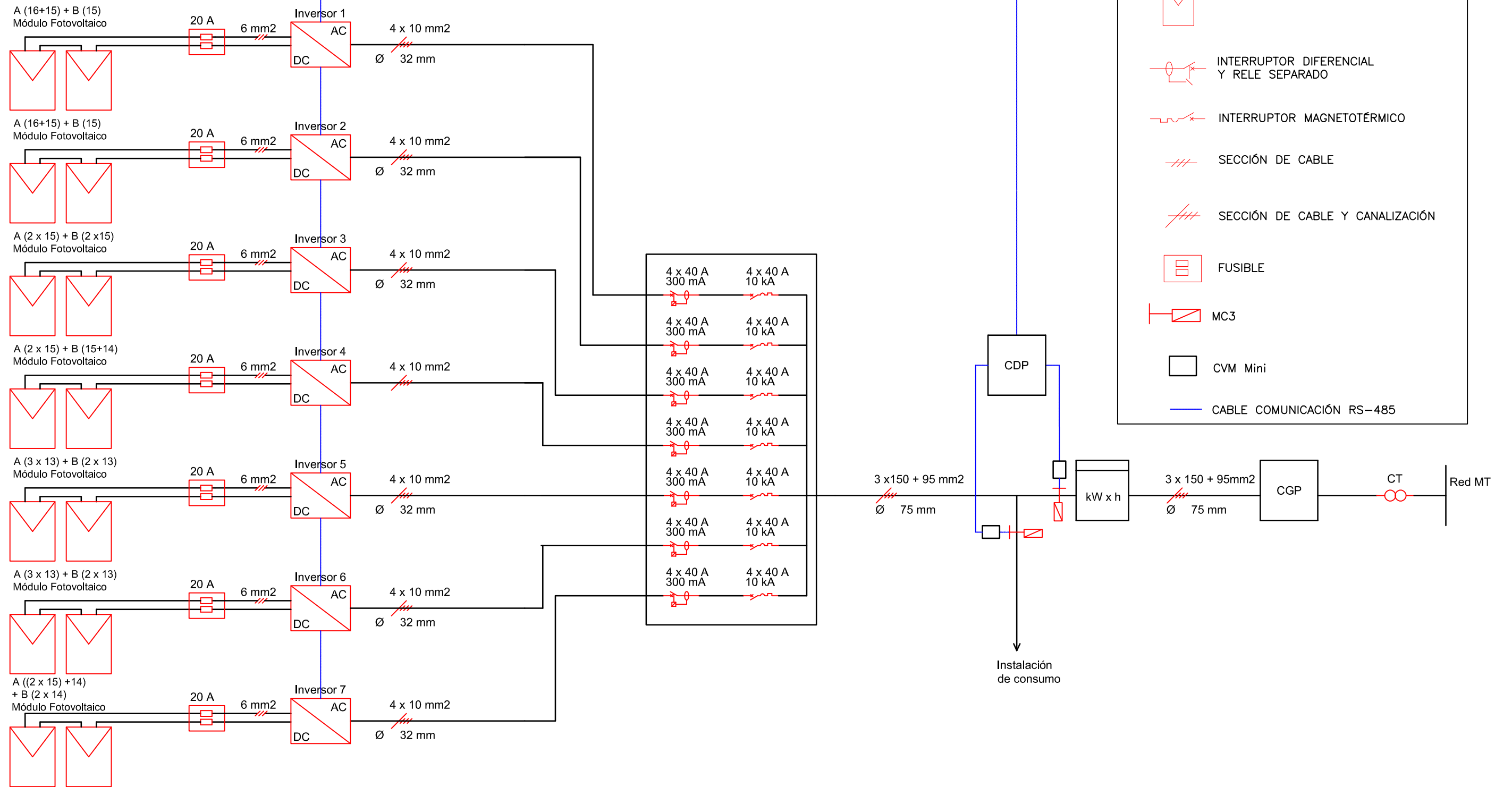
DETALLE ZONA 4



ZONA 4

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	5.4
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		ESCALA:
PRODUCCIÓN ÓPTIMA DETALLE ZONA 4			1:150

ESQUEMA UNIFILAR

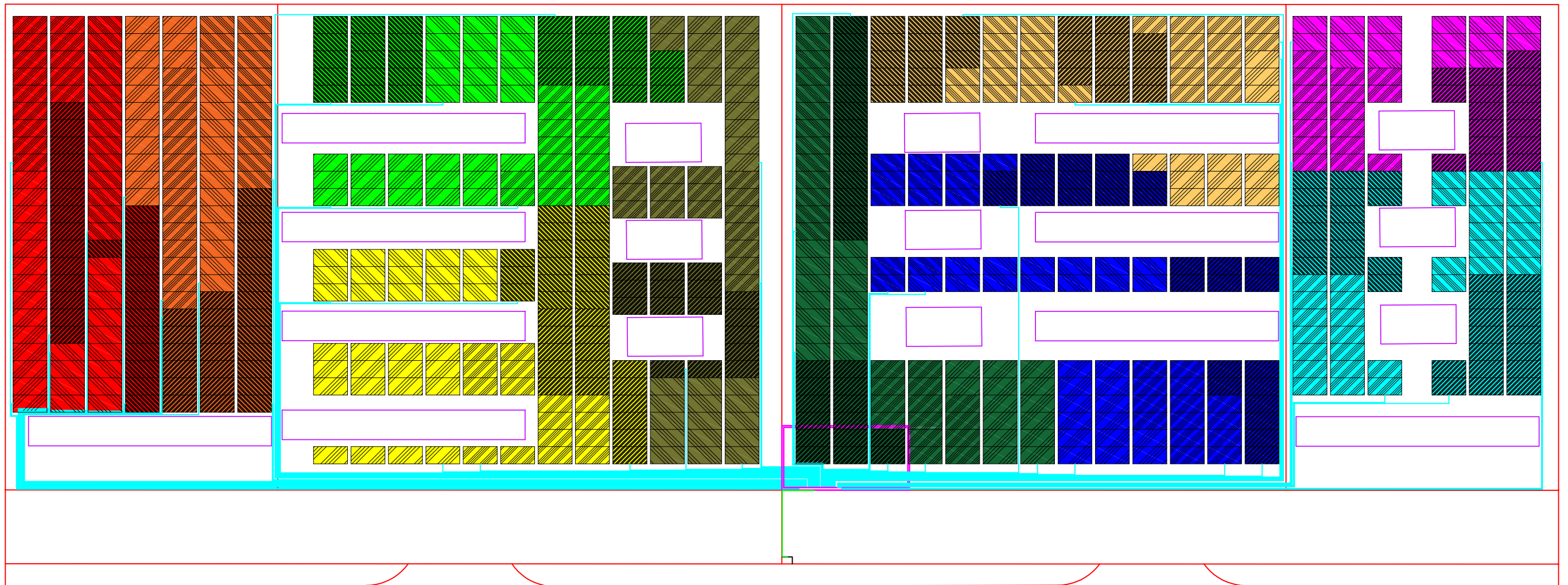


LEYENDA ESQUEMA UNIFILAR

	INVERSOR
	MÓDULO FOTOVOLTAICO
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL Y RELE SEPARADO
	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
	SECCIÓN DE CABLE
	SECCIÓN DE CABLE Y CANALIZACIÓN
	FUSIBLE
	MC3
	CVM Mini
	CABLE COMUNICACIÓN RS-485

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017 Realizado: Marzo-17 Comprobado: Marzo-17 Id. s. normas	Fecha Autor Abel Cué Pérez Benjamín González Díaz	PLANO Nº: 5.5	ESCALA: -
PRODUCCIÓN ÓPTIMA ESQUEMA UNIFILAR			

PLANTA

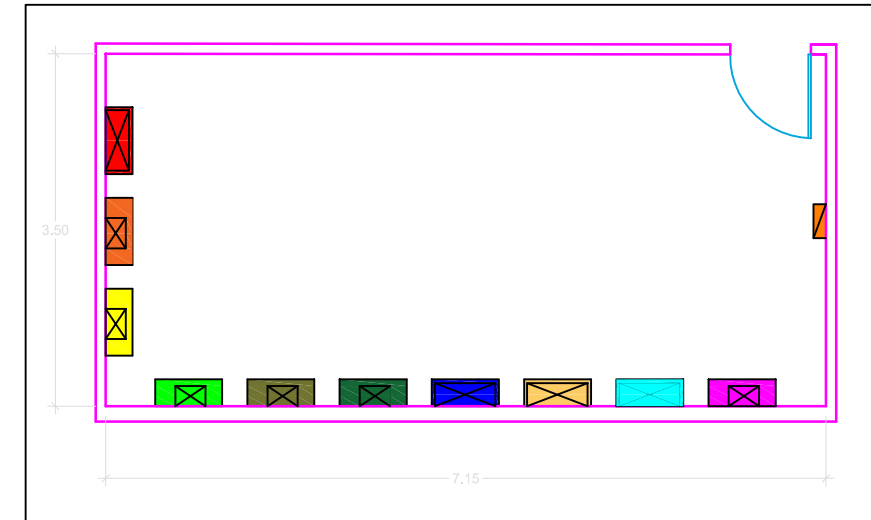


LEYENDA

	Inversor 1 - A		Inversor 8 - A		Inversor
	Inversor 1 - B		Inversor 8 - B		ARF1-3/4 strings
	Inversor 2 - A		Inversor 9 - A		ARF1-5/6 strings
	Inversor 2 - B		Inversor 9 - B		Pragma - IP30 - 2x13
	Inversor 3 - A		Inversor 10 - A		Línea placas - inversor
	Inversor 3 - B		Inversor 10 - B		Línea inversor - cuadro alterna
	Inversor 4 - A				Línea cuadro alterna - contador
	Inversor 4 - B				
	Inversor 5 - A				
	Inversor 5 - B				
	Inversor 6 - A				
	Inversor 6 - B				
	Inversor 7 - A				
	Inversor 7 - B				

DETALLE CUARTO INVERSORES

E=1/75



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA
Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
TRABAJO FIN DE GRADO

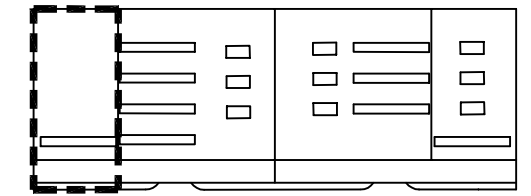
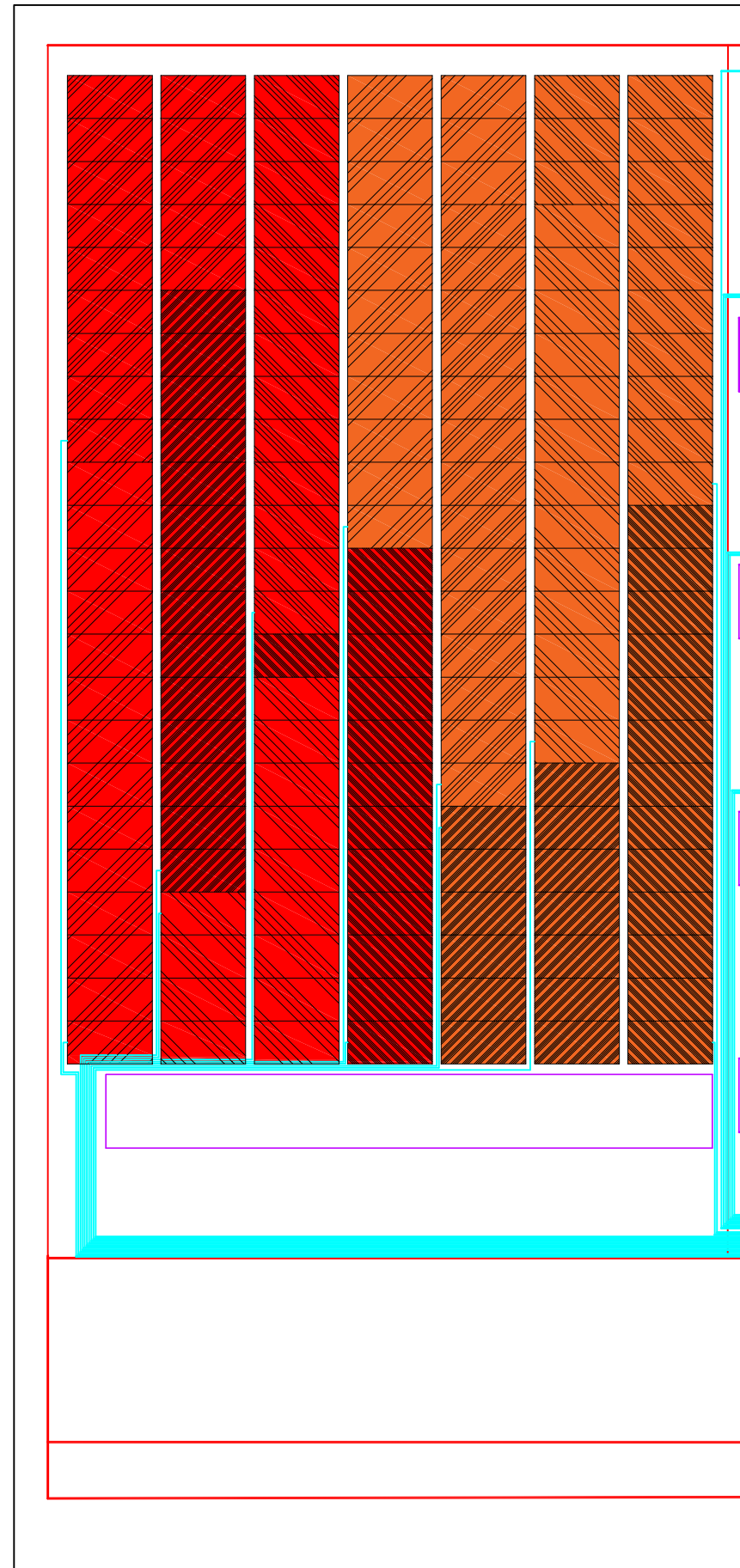
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS
Caso práctico de Tenerife

Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	6
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		

PLANO GENERAL
PRODUCCIÓN-INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

ESCALA:
1:250

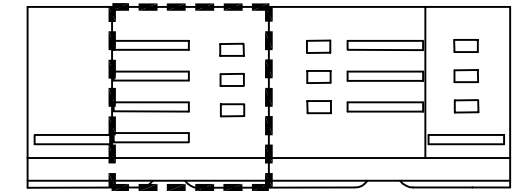
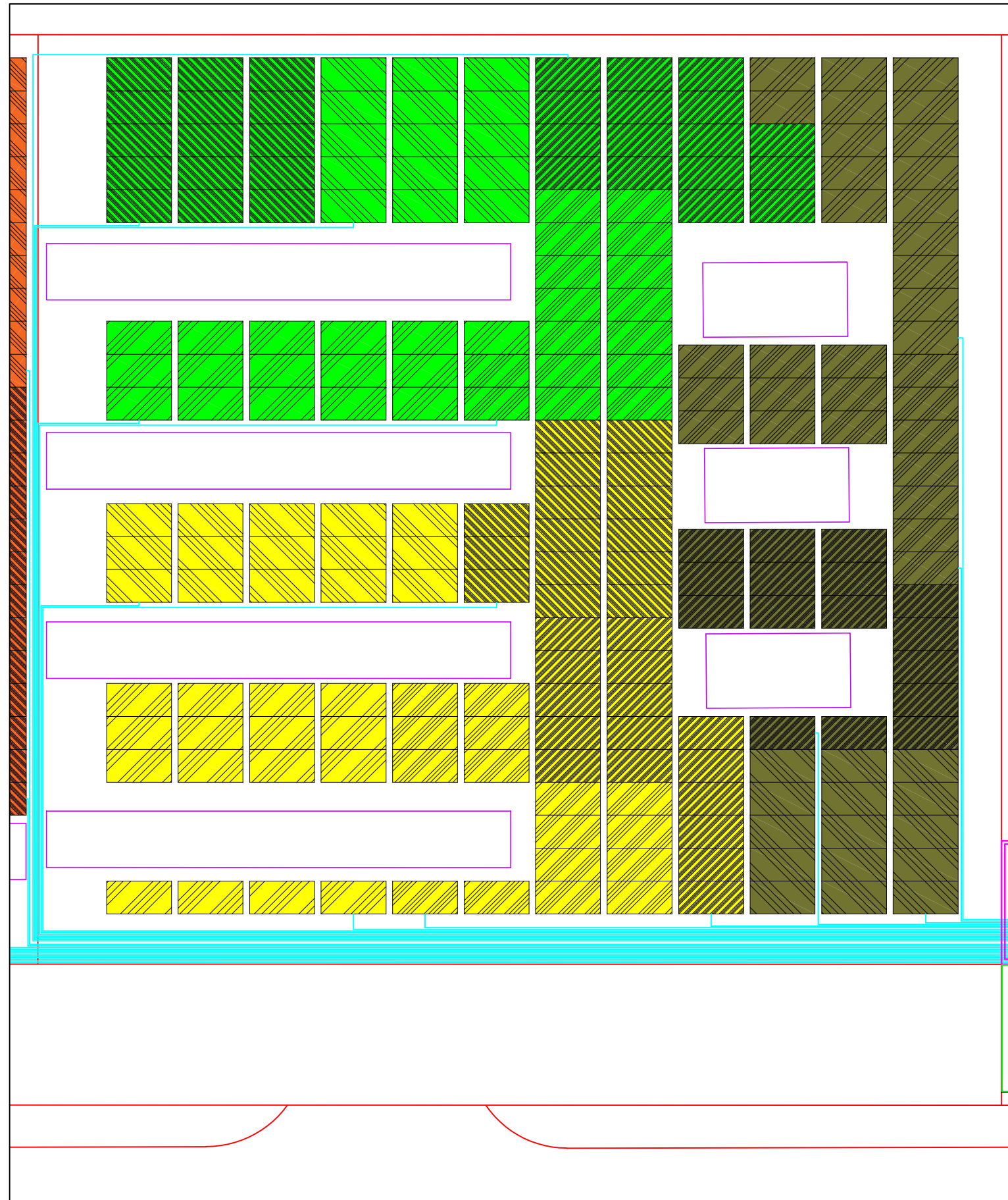
DETALLE ZONA 1




ZONA 1

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº: <h1 style="text-align: center;">6.1</h1>
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		ESCALA: 1:150
PRODUCCIÓN-INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA DETALLE ZONA 1			

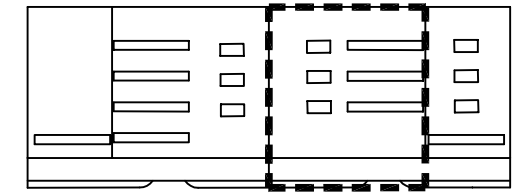
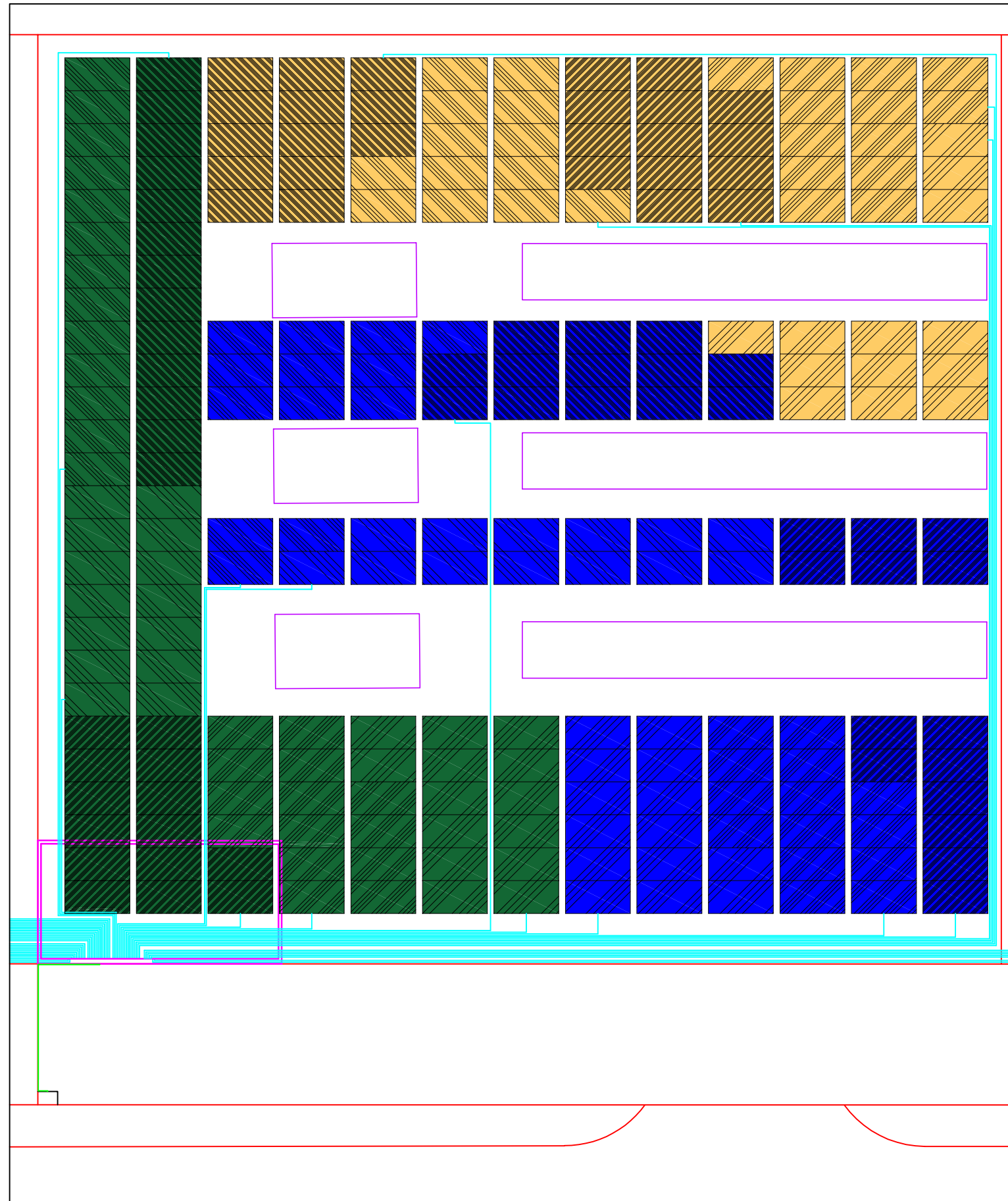
DETALLE ZONA 2



ZONA 2

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017 Realizado: Marzo-17 Comprobado: Marzo-17 Id. s. normas	Fecha Autor Abel Cué Pérez Benjamín González Díaz	PLANO Nº: 6.2	ESCALA: 1:150
PRODUCCIÓN-INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA DETALLE ZONA 2			

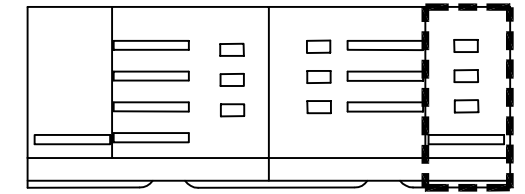
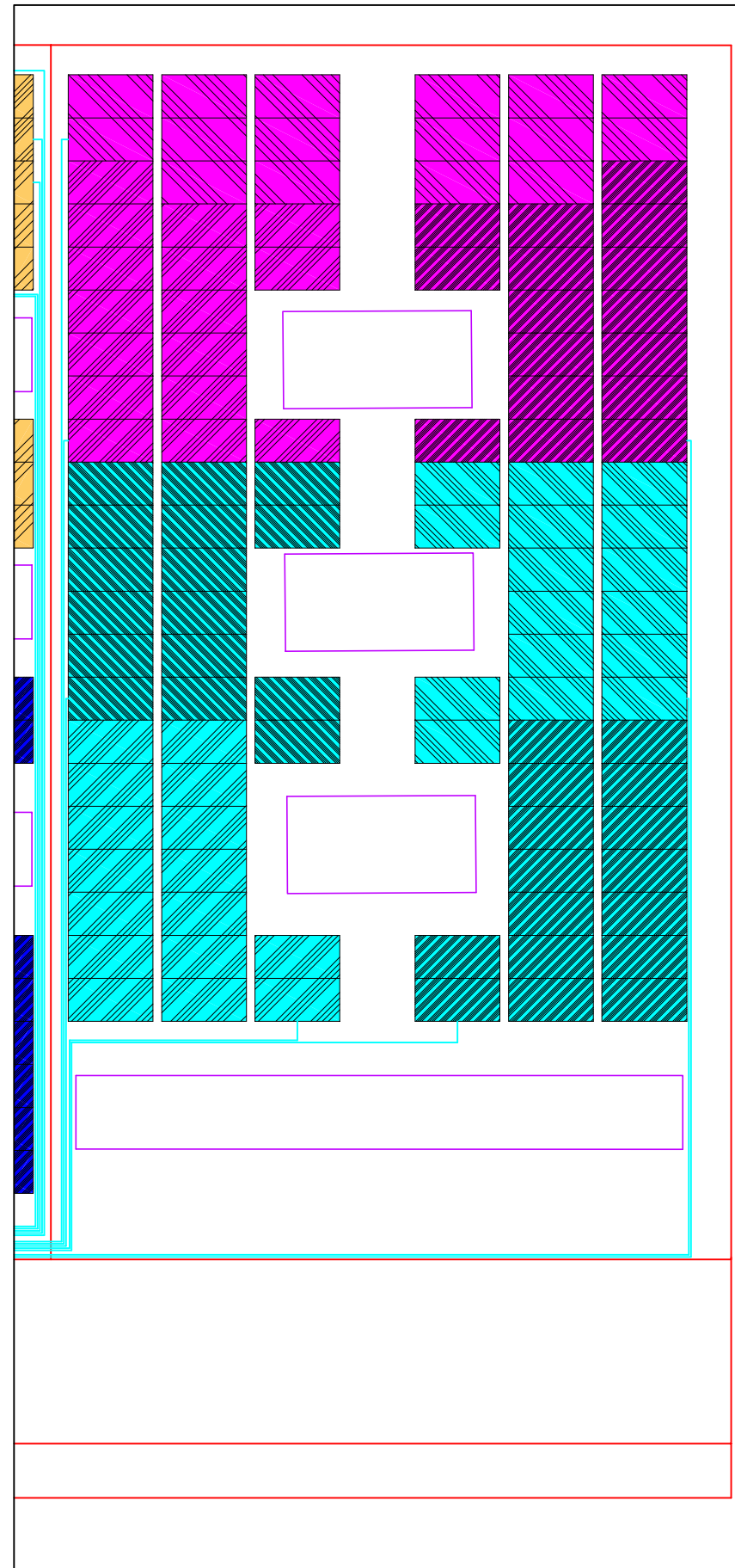
DETALLE ZONA 3



ZONA 3

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Atómica		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	6.3
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
PRODUCCIÓN-INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA DETALLE ZONA 3			ESCALA: 1:150

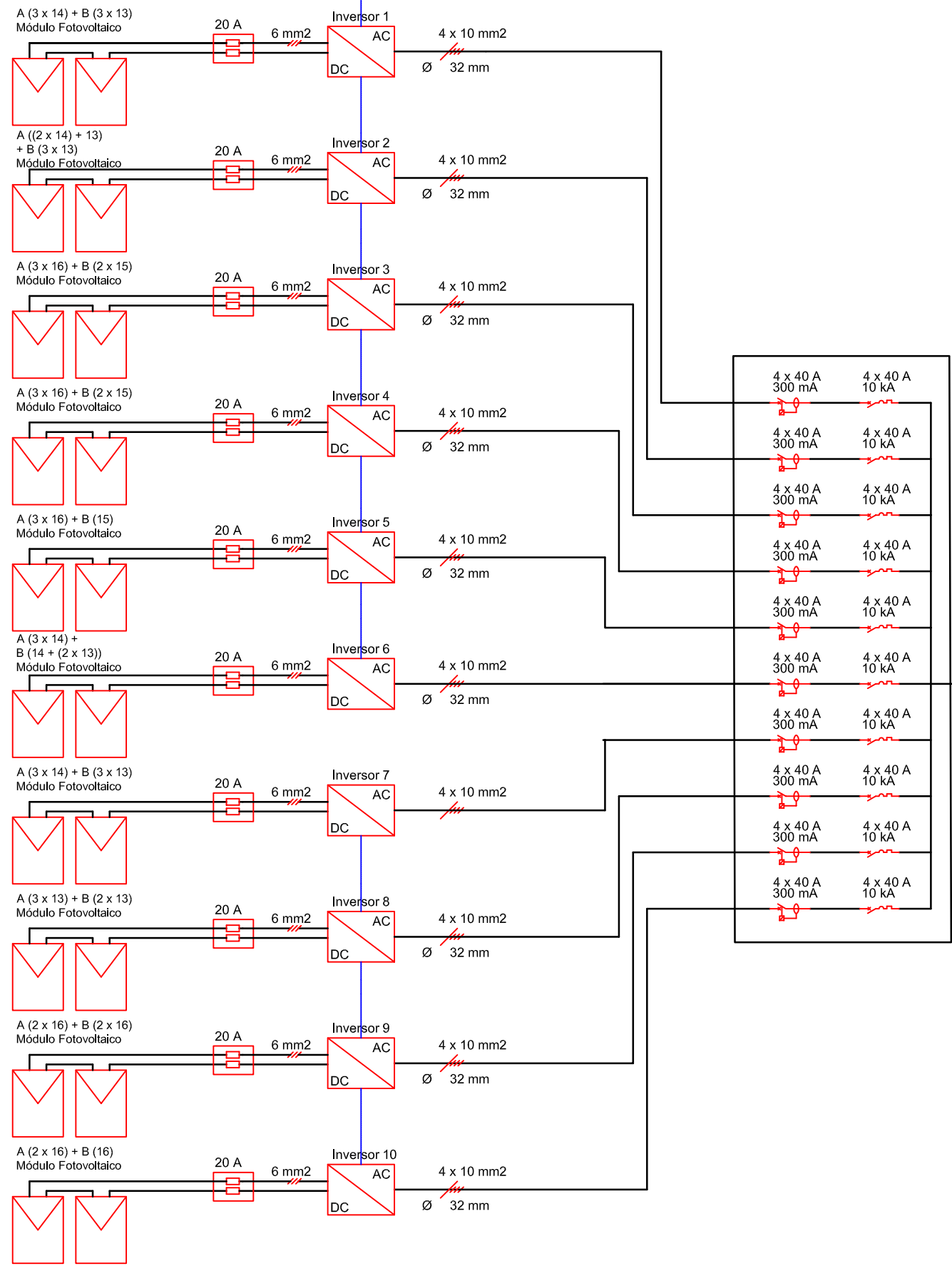
DETALLE ZONA 4



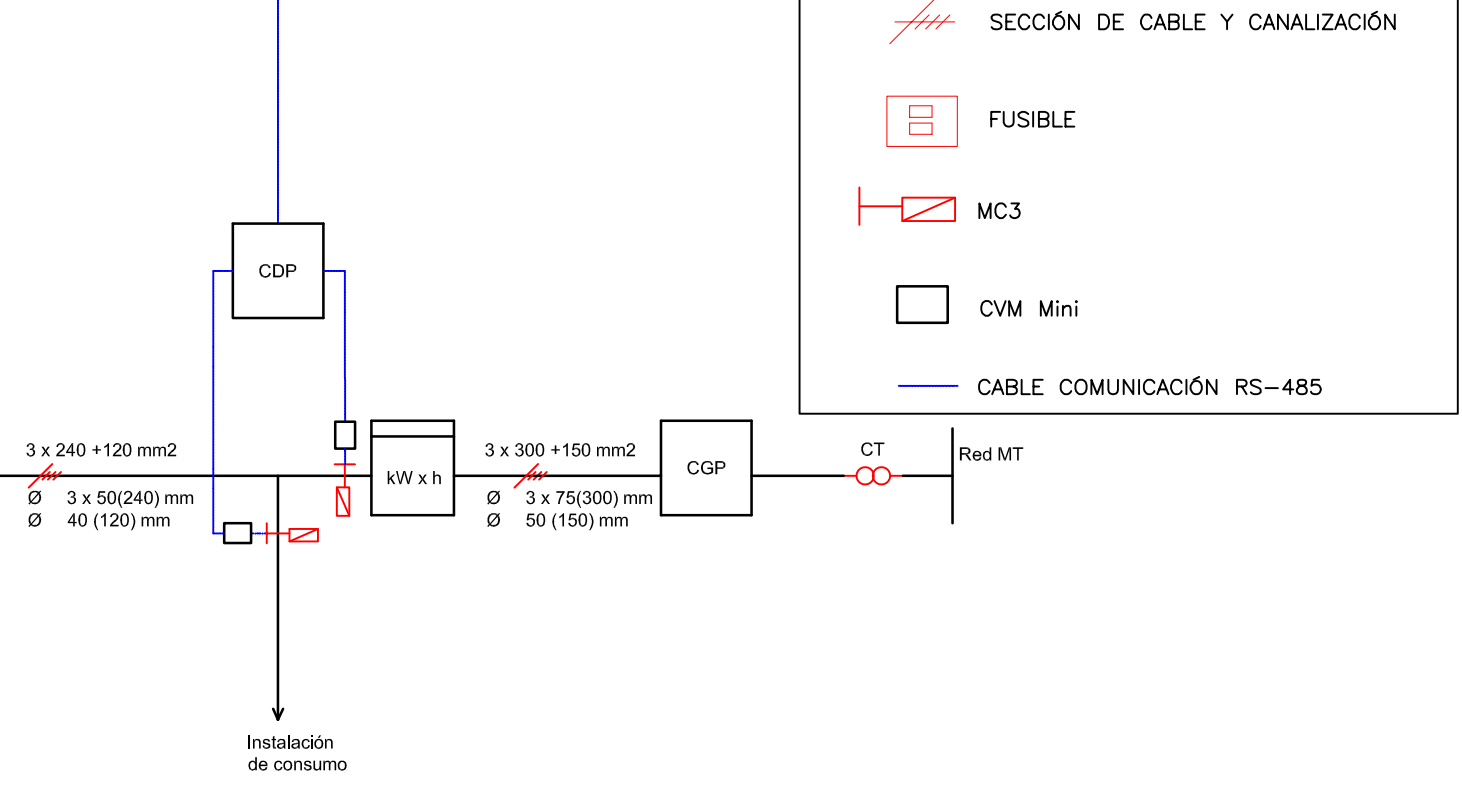
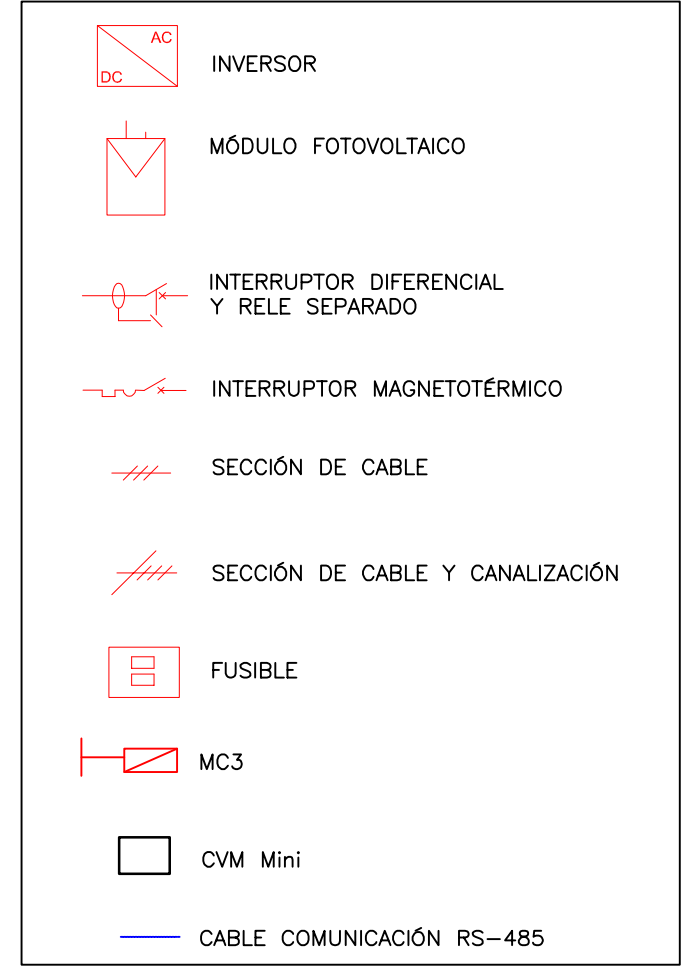
ZONA 4

 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Atómica		
	TRABAJO FIN DE GRADO		
ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife			
Año - 2017	Fecha	Autor	PLANO Nº:
Realizado:	Marzo-17	Abel Cué Pérez	6.4
Comprobado:	Marzo-17	Benjamín González Díaz	
Id. s. normas	UNE - EN - DIN		
PRODUCCIÓN-INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA DETALLE ZONA 4			ESCALA: 1:150

ESQUEMA UNIFILAR



LEYENDA ESQUEMA UNIFILAR



 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Atómica TRABAJO FIN DE GRADO		
	ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Caso práctico de Tenerife		
Año - 2017 Realizado: Marzo-17 Comprobado: Marzo-17 Id. s. normas	Fecha Autor Abel Cué Pérez Benjamín González Díaz UNE - EN - DIN	PLANO Nº: <h1 style="font-size: 2em;">6.5</h1>	ESCALA: -
PRODUCCIÓN-INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA ESQUEMA UNIFILAR			



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO:

TÍTULO:

Análisis y optimización de la configuración de instalaciones fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife

Pliego de condiciones técnicas

Alumno:

Abel Cué Pérez

Tutores:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Índice general

1. Disposiciones Generales	1
1.1. Objeto del Pliego de Condiciones	1
1.2. Condiciones Técnicas	1
1.2.1. Obras que se contratan	1
1.3. Materiales de las instalaciones	2
1.3.1. Módulos fotovoltaicos	2
1.3.2. Inversor	2
1.3.3. Puesta a tierra	3
1.3.4. Interruptores automáticos	4
1.3.5. Interruptores diferenciales	5
1.3.6. Cortacircuitos fusibles	5
1.3.7. Conductores eléctricos	6
1.3.8. Canalizaciones	6
1.4. Condiciones generales de ejecución	7
1.4.1. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales	7
1.5. Normas generales de montaje	8
1.5.1. Módulos fotovoltaicos	8
1.5.2. Inversor	8
1.5.3. CDP-G: Controlado dinámico de potencia	9
1.5.4. Protecciones y puesta a tierra	9
1.6. Garantía de los equipos de la instalación	9
1.7. Programa de mantenimiento	10
1.7.1. Mantenimiento preventivo	10
1.7.2. Mantenimiento correctivo	10
1.8. Puesta en marcha de la instalación	11

Capítulo 1

Disposiciones Generales

1.1. Objeto del Pliego de Condiciones

El pliego de condiciones que se va a desarrollar a continuación tiene por objetivo la ordenación de las condiciones técnicas, facultativas, económicas y legales que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de la instalación eléctrica que se proyecta.

Las condiciones de este pliego serán preceptivas, salvo que sean modificadas de forma expresa por el Ingeniero Director de la Obra. Así mismo, fijará las atribuciones y obligaciones que tendrán las diferentes partes implicadas en su ejecución (Propiedad, Dirección de Obra y Contratista de las Obras), y posibles diferencias entre ellas.

Por tanto, el ámbito de aplicación se extiende a todas las obras a ejecutar y que integran el presente Trabajo Fin de Grado de "Análisis y optimización de la configuración de instalaciones fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife" situado en la calle Polígono Industrial Valle de Güimar, en el municipio de Güimar, y aquellas otras obras que estime conveniente la dirección facultativa durante la ejecución de la misma.

1.2. Condiciones Técnicas

1.2.1. Obras que se contratan

Las obras que comprenden la contrata del presente proyecto son las que se especifican en los documentos adjuntos de Memoria, Anexos, Planos y Presupuesto. En las obras mencionadas, el contratista deberá ejecutar las siguientes labores:

- Todos los transportes necesarios.
- Los suministros de material que se precisen.
- Ejecución de todos los trabajos de montaje de las instalaciones, dejándolas en perfecto estado de funcionamiento.

- Obras complementarias no definidas específicamente y necesarias para la correcta ejecución de las instalaciones proyectadas.
- Medidas de señalización y seguridad necesarias

1.3. Materiales de las instalaciones

Se especifican a continuación las condiciones que deben cumplir los distintos materiales empleados en la ejecución del proyecto.

1.3.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico seleccionado LG NeON 2 de 320 W deberá satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino y estar cualificado por el CIEMAT, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante. Los paneles solares serán distribuidos en filas tal y como se indica en la memoria, para facilitar la conexión de los mismos en serie. Los módulos solares serán montados sobre la estructura soporte pertinente horizontal, fijándolos a ésta mediante la tornillería de la que está prevista la estructura. Una vez fijados se inclinarán en el ángulo seleccionado.

Se comprobará que todos los módulos posean diodos de derivación para evitar posibles averías de las células, y que los marcos laterales sean de aluminio. Antes de la instalación se comprobará que su potencia máxima y corriente de circuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo y se procederá a una inspección para comprobar que no existe ningún módulo con roturas o manchas. Se debe dejar espacio entre los grupos de módulos para el posterior mantenimiento y reparación. De lo contrario, para llegar a un módulo deberá desmontar antes “medio” generador.

La estructura de soporte para los módulos solares del generador fotovoltaico estará provista de todos los elementos de sujeción pertinentes para la instalación de los paneles y serán realizados del mismo material que el de la propia estructura.

1.3.2. Inversor

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red de baja tensión y su potencia de entrada será variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador le proporcione.

El inversor encargado de la conversión de corriente continua a corriente alterna para la inyección a la red de baja tensión de la potencia producida por el generador fotovoltaico es un dispositivo electrónico sensible que debe estar protegido contra

daños externos.

El inversor elegido posee un índice de protección IP65, lo cual indica que está suficientemente protegido frente a elementos atmosféricos adversos como puede ser lluvia, o partículas de polvo. Aún así, se instalará en el interior de una caseta, fuera de humedades excesivas, protegido de la intemperie y sin polvo o suciedad excesiva. El lugar donde esté alojado deberá estar ventilado para favorecer la refrigeración del equipo y por tanto deberá evitarse la obstrucción de entradas y salidas de ventilación del armario.

Los inversores se dispondrán en un cuarto específico para ello. Irán instalados en posición vertical a una distancia de 1 metro del suelo. Se instalarán los inversores se instalarán en la pared asegurando, que hay 500 mm entre el mismo y la pared y que hay 250 mm con el siguiente inversor. Para conseguir una temperatura de funcionamiento óptima, se debe garantizar la ventilación adecuada de los inversores. Para ello es necesario dejar una distancia inferior con respecto a cualquier objeto de 940 mm, distancia que también se respeta pues los inversores se instalan a 1 metro de altura.

Se deberá montar el inversor lo más cerca de los módulos posible para ahorrar así cableado de corriente continua. Además, a la hora de su montaje se debe tener en cuenta el procurar una accesibilidad cómoda para el mantenimiento y la reparación.

1.3.3. Puesta a tierra

Para conseguir una adecuada puesta a tierra y asegurar con ello unas condiciones mínimas de seguridad, deberá realizarse la instalación de acuerdo con las instrucciones siguientes:

La puesta a tierra se hará a través de picas de acero, recubiertas de cobre, si no se especifica lo contrario en otros documentos del proyecto.

La configuración de las mismas debe ser redonda, de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno, evitando que la pica se doble debido a la fuerza de los golpes.

Todas las picas tendrán un diámetro mínimo de 19 mm y su longitud será de dos metros.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuito son muy elevados.

Los conductores que constituyan las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección para las líneas principales a tierra, ni

de 35 mm² de sección para las líneas de enlace con tierra si son de cobre.

Los conductores desnudos enterrados en el suelo se considerarán que forman parte del electrodo de puesta a tierra.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislamiento apropiada a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

El recorrido de los conductores será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y desgaste magnético.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse ni masa ni elementos metálicos, cualesquiera que sean éstos.

Las conexiones a masa y a elementos metálicos, se efectuarán siempre por derivaciones del circuito principal.

Estos conductores tendrán un buen contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas y masa como con el electrodo. A estos efectos se dispondrá que las conexiones de los conductores se efectúen con todo cuidado, por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando una buena superficie de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de tornillos, elementos de compresión, remaches o soldaduras de alto punto de fusión.

Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como estaño, plata, etc.

1.3.4. Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos serán del tipo y denominación que se fijan en el proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, lleven impresa la marca de conformidad a Normas UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores automáticos podrán utilizarse para la protección de líneas y circuitos. Todos los interruptores automáticos deberán estar provistos de un dispositivo de sujeción a presión para que puedan fijarse rápidamente y de manera segura a un carril normalizado. Los contactos de los automáticos deberán estar fabricados con material resistente a la fusión.

Todos los tipos de interruptores mencionados deberán haber sido sometidos a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y demás ensayos, exigidos a esta clase de material en la Norma UNE 20.347. 81.

En caso de que se acepte material no nacional, éste se acompañará de documentación en la que se indique que este tipo de interruptor se ha ensayado de acuerdo con la Norma nacional que corresponde y concuerde con la CEE 19.

1.3.5. Interruptores diferenciales

Los interruptores diferenciales serán del tipo y denominación que se fijen en el Proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, cumplan la Norma UNE 20.383, lleven impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores de protección tienen como misión evitar las corrientes de derivación a tierra que puedan ser peligrosas, y que debe ser independiente de la protección magnetotérmica de circuitos y aparatos.

Reaccionarán con toda la intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del interruptor.

La capacidad de maniobra debe garantizar que se produzca una desconexión perfecta en caso de cortocircuito y simultánea derivación a tierra.

Por él deberán pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a los aparatos receptores, incluso el neutro.

1.3.6. Cortacircuitos fusibles

Todos los cortacircuitos fusibles estarán contruidos para tensiones de 700 o 800 v. La intensidad nominal del fusible será aquella que normalmente circula por el circuito en carga.

Todo este material se ajustará a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor, fusión y cortacircuitos exigido a esta clase de material en la norma UNE, especialmente los número 20.520-76; 21.095, 21.103.

Los zócalos serán de material aislante resistente a la humedad y de resistencia mecánica adecuada, no debiendo sufrir deterioro por la temperatura a que dé lugar su funcionamiento en las máximas condiciones posibles admitidas. En el zócalo irán grabadas en forma bien visible la tensión y la intensidad nominal y la marca del fabricante.

Los orificios de entrada de conductores deberán tener el tamaño suficiente para que pueda introducirse fácilmente el conductor con la envoltura de protección. Los contactos deben ser amplios y resistir sin calentamiento anormal las temperaturas que ocasionan las sobrecargas.

Las conexiones entre partes conductoras de corriente deben efectuarse de modo que no puedan aflojarse por el calentamiento natural del servicio, ni por la alteración de las materias aislantes.

Las cubiertas o tapas deben ser tales que eviten por completo la proyección del metal en caso de fusión y eviten en servicio normal que puedan ser accesibles las partes en tensión. Las distancias mínimas entre partes bajo tensión o entre estas y tierra serán las fijadas por las reglamentaciones vigentes.

Los cartuchos fusibles deberán estar contruidos de forma que no puedan ser abiertos sin herramientas y sin provocar desperfectos y los de hasta 60 A estarán contruidos de forma que sea imposible el reemplazo de un fusible de intensidad dada por otro de intensidad superior a la nominal de los zócalos.

1.3.7. Conductores eléctricos

Todos los conductores se conectarán por medio de terminales o punteras adecuados a la sección y tipo tanto del cable como del borne a conectar, de forma que quede asegurada una conexión perfecta, y la temperatura de la conexión nunca supere a la de trabajo del mismo cable en funcionamiento.

Se respetarán los radios de curvatura máximos recomendados por el fabricante del cable, y se evitará cualquier esfuerzo mecánico que lo pueda dañar.

Cables de tensión nominal 0,6/1 kV: los conductores deberán estar contruidos según la norma UNE 21.022 y serán salvo que se exprese lo contrario de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en las normas UNE 21.011 y 21.014, así como las normas sobre la rápida extinción de la llama: UNE 20-432-1, IEC 332-1, CEI-20-35, NF-C32070-C2, B5 4066-1, ME 0472-D, y de no propagación del incendio IEEE 383-74.

Los aislamientos serán de una mezcla de polietileno reticulado del tipo XLPE según designación de la norma UNE 21.123.

Siempre que los elementos de la instalación lo permitan se efectuarán las conexiones con terminales de presión y fundas termorretráctiles. En cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornes de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor sobresalga de la borne o terminal.

Los cables se fijarán a los soportes mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no se perjudique a las cubiertas de los mismos. La distancia entre dos puntos de fijación consecutivos no excederá de 0,40 metros para conductores sin armar, y 0,75 metros para conductores armados.

1.3.8. Canalizaciones

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación. Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección. Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en

los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios.

El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres. Todo el material auxiliar, codos, mangueras de conexión y derivación, etc. Que utilicen las instalaciones con tubo rígido tendrán las mismas características exigidas para los tubos. Las roscas estarán perfectamente acabadas y la unión se hará sin utilizar estopa, sino sello ardiente, asegurando la completa estanqueidad de toda la instalación.

1.4. Condiciones generales de ejecución

El contratista estará obligado a facilitar al personal material auxiliar necesario para la perfecta ejecución de las obras.

Las instalaciones se ajustarán a las condiciones establecidas en la Memoria, en los Reglamentos y Normas especificadas anteriormente y, en general, con arreglo a las normas sancionadas por la práctica para la completa y perfecta construcción y montaje, y en particular a las que se dicte la Dirección de Obra.

Todo el equipo debe estar colocado en los espacios asignados en el proyecto y se dejará un espacio razonable de acceso para su entretenimiento y reparación. El contratista debe verificar el espacio requerido para todo el equipo propuesto, tanto en el caso de que dicho espacio haya sido especificado o no.

Por lo demás, el Director de Obra deberá fijar el orden en que deben llevarse a cabo las obras, y el contratista vendrá obligado a cumplir exactamente lo que disponga sobre este particular.

1.4.1. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales

Todos los materiales empleados serán de primera calidad, desechándose los que a juicio del Director de Obra no lo sean.

Una vez adjudicada la obra definitivamente, y antes de ejecutarse, el contratista presentará al Director Técnico de la Obra los catálogos, cartas, muestras, etcétera, que estén relacionados con la recepción de los distintos materiales.

No podrán emplearse materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra. Este control no constituye una recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección Técnica aún después de colocados, si no cumplieren con las características y condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por el contratista por otras que cumplan las condiciones exigidas.

En caso de que el contratista no se mostrase conforme con los resultados de ensayo, análisis o pruebas, podrán repetirse las mismas en un laboratorio oficial, siendo de cuenta del contratista si se llega a la conclusión de que los materiales son rechazables, y de cuenta de la Propiedad en caso contrario.

1.5. Normas generales de montaje

A continuación se especificará como se conectarán los diferentes equipos presentes en la instalación.

1.5.1. Módulos fotovoltaicos

Los paneles solares se colocarán siguiendo el criterio que queda definido en los planos de esta manera puede hacerse una optimización del espacio del tejado de la nave industrial. Dichos módulos se situarán sobre la estructura soporte especificada anteriormente.

Se atornillará la estructura para anclarla al tejado de la nave y posteriormente se realizará la instalación de los módulos en la estructura.

Una vez los módulos estén fijados a la estructura soporte y ésta esté bien asegurada al tejado de la nave se comenzará la conexión de los módulos en serie.

Los string de cada ramal se llevarán por la superficie del tejado y se introducirán a la nave para conectarlos al inversor.

1.5.2. Inversor

El inversor estará situado en el interior de la nave para su mejor protección frente a condiciones meteorológicas adversas a pesar de que según las características del inversor este podría colocarse a la intemperie.

EL inversor será el encargado de realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna para la posterior inyección a la nave pasando por el CDP-G.

El inversor que se ha elegido ha sido el inversor de la marca SMA SUNNY TRIPOWER dado que es uno de los inversores que puede controlar el CDP-G.

El modelo de inversor es el IG PLUS 120 V-3 el cual posee una protección IP54 es decir una protección contra los residuos de polvo y protección frente a salpicaduras de agua y dado que la refrigeración se realiza por aire se colocará el inversor en una zona donde la circulación de aire sea continua y así evitar el calentamiento excesivo de dicho dispositivo.

Al inversor se conectará cada cable positivo y negativo que proviene de cada ramal relajándose la conexión en paralelo dentro del propio inversor sin necesidad de caja de conexión previa.

A la salida del inversor se dispondrá de una línea trifásica que se conectará al controlador dinámico de potencia junto a la red proveniente de la acometida.

1.5.3. CDP-G: Controlado dinámico de potencia

Será el elemento que se encargará de evitar la inyección de potencia a la red. El CDP-G tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía del inversor al consumo del usuario, de esta forma se consigue eliminar la inyección de potencia a la red.

Al CDP-G se conectarán tanto a línea trifásica que sale del inversor como la acometida y del CDP-G sale la potencia hacia el cuadro general con el que ya cuenta la instalación.

Además habrá un conexión entre el CVM mini, que será el encargado gracias a un transformador MC3 de medir los principales parámetros eléctricos de la red que proviene de la acometida y otra conexión entre el CDP-G y el inversor, con esas dos conexión y conocido el consumo del usuario el CDP-G realizará un desplazamiento del punto de trabajo del campo solar lo que permitirá regular el nivel de generación del inversor.

1.5.4. Protecciones y puesta a tierra

Los elementos de protección que se colocarán en esta instalación serán:

- 50 metros de cable de protección de sección similar a la de los conductores de fase.
- 6 fusibles de 20A de el cual incluirá su propio portafusible.
- 3 Interruptores seccionadores de la marca ABB modelo OTP16BA4MS con 4 polos, una tensión máxima de 1000V y capaz de interrumpir el paso de una corriente de 40A.
- 3 protectores contra sobretensiones marca SOLARTEC modelo PST25PV cuya tensión de régimen permanente máximo de 1200V y una corriente de descarga nominal de 20kA.
- 1 Interruptor magnetotérmico marca Schneider modelo iC60H con 2 polos y una tensión máxima de 1000V.

Además de colocará a la salida del inversor un relé de corriente inversa marca MULTITEK modelo M200-RP3 que se utilizará para supervisar la dirección de alimentación de los generadores de corriente alterna.

1.6. Garantía de los equipos de la instalación

En cuanto a la garantía que se adjunta en los anexos de los módulos solares que nos ofrece LG, dicha empresa garantiza que en 12 años desde la fecha de puesta en funcionamiento de la instalación los módulos no presentaran defectos de fabricación ni de materiales en condiciones normales de aplicación. Además se esperan

una pérdidas de potencia de no más del 0.4 % anual. En el caso de que durante el Periodo de Garantía los Módulos PV no cumplan con la presente Garantía Limitada, y siempre y cuando LG determine a su sola discreción que cualquier pérdida de potencia no se debe a ninguno de los supuestos excluidos LG reparará, sustituirá (nuevo o renovado) o reembolsará los Módulos PV defectuosos según lo dispuesto en la presente Garantía.

El inversor SMA cuenta con una garantía de 5 años desde la puesta en funcionamiento del mismo y en cuanto al controlador dinámico de potencia, el CDP-G cuenta con una garantía de dos años contra todo defecto de fabricación a partir de la entrega del producto.

La garantía permanecerá vigente en todos los equipos siempre y cuando se hayan manipulado de forma correcta tal y como se especifica en cada manual de instrucciones de cada equipo.

1.7. Programa de mantenimiento

Para alargar la vida útil de todos los equipos que comprenden la instalación que en el presente documento se proyecta se realizará tanto un mantenimiento preventivo como un mantenimiento correctivo de la misma.

El mantenimiento lo realizará personal cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora y todas las actividades realizada por este personal quedarán registradas en el cuaderno de mantenimiento donde constarán las actividades que se han realizado, la fecha y los operarios que las han realizado.

1.7.1. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo en esta instalación se tratará de una inspección visual de la instalación además de realizar la verificación de que todos los componentes y equipos funcionan perfectamente.

Al tratarse de una instalación fotovoltaica de una potencia pico instalada de más de 5 KWp, se debe realizar esta actividad dos veces al año como mínimo. Además se realizará una limpieza de los módulos con el fin de evitar que las capas de suciedad disminuyan la eficiencia del panel.

1.7.2. Mantenimiento correctivo

El personal encargado de los temas de mantenimiento sustituirán o arreglarán los equipos que presenten algún defecto.

Este tipo de mantenimiento no se realizará de forma periódica sino que se activa cuando se produce el fallo en la instalación. Durante el periodo de garantía como ya se explico anteriormente el coste de este mantenimiento será nulo para el usuario

si se ha utilizado el equipo tal y como se especifica en su manual de instrucciones y por tanto se cumplen las condiciones de garantía.

1.8. Puesta en marcha de la instalación

La instalación eléctrica se entenderá terminada cuando se haya puesto en marcha y probado en cargo real, es decir, alimentando los equipos mecánicos de alumbrado, maquinaria y otros dispositivos proyectados. Esta condición incluye específicamente el realizar las pruebas de puesta en marcha por vez primera no solo del alumbrado y equipos de responsabilidad y suministro 100 % del instalador electricista, sino también de los motores y equipos de otros instaladores que precisen energía de la red eléctrica. En tales equipos la puesta en marcha se hará conjuntamente con los instaladores, sin cargo alguno para la propiedad de la obra, hasta dejar los equipos funcionando satisfactoriamente con los fusibles y relés ajustados correctamente y las luces de señalización e indicadores mecánicos en orden.



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TÍTULO:

**Análisis y optimización de la configuración de instalaciones
fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife**

Mediciones

Alumno:

Abel Cué Pérez

Tutores:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Índice general

1. Instalación Venta y distribución - Óptima	1
2. Instalación Venta y distribución - Integración arquitectónica	5
3. Instalación Producción - Óptima	9
4. Instalación Producción - Integración arquitectónica	13

Capítulo 1

Instalación Venta y distribución - Óptima

Instalación eléctrica		
Artículo	Unidad	Cantidad
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	48
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie e inclinación plana e inclinación fija	Ud	48
Inversor Suuny Tripower 15000TL-10, con conexión a red trifásica	Ud	1
Materiales eléctricos		
Artículo	Unidad	Cantidad
Corriente Continua		
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	127.60
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	2
Caja tipo ARF1, envoltorio ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	1
Corriente Alterna		
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	7.81
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	7.81

RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	7.81
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	7.81
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	7.81
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparatura		
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	2
Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	2
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1
Puesta a tierra de la instalación		
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	14
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14

Cuarto de inversores		
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	54.58
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	2.41
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	2.32
Agua	m ³	0.02
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.11
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	20.35
Canalizaciones		
Artículo	Unidad	Cantidad
Tubos para la canalización superficial		
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	63.80
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	7,81
Obra civil		
Artículo	Unidad	Cantidad
Oficial de primera construcción	h	1.96
Peón ordinario construcción	h	2.66
Oficial 1ª electricista	h	30.79
Ayudante electricista	h	29.59
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	3

Capítulo 2

Instalación Venta y distribución - Integración arquitectónica

Instalación eléctrica		
Artículo	Unidad	Cantidad
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	65
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie plana e inclinación fija	Ud	65
Inversor Suuny Tripower 20000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	1
Materiales eléctricos		
Artículo	Unidad	Cantidad
Corriente Continua		
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	192.37
TECHNO SUN cable solar 10 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	78.76
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	2
Caja tipo ARF1, envoltorio ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	1
Corriente Alterna		
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	7.81
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	7.81

RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	7.81
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	7.81
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	7.81
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparatura		
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	2
Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	2
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1
Puesta a tierra de la instalación		
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	14
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14

Cuarto de inversores		
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	54.58
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	2.41
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	2.32
Agua	m ³	0.02
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.11
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	20.35
Canalizaciones		
Artículo	Unidad	Cantidad
Tubos para la canalización superficial		
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	96.18
Tubo rígido de PVC 20mm	m.l.	39.38
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	7,81
Obra civil		
Artículo	Unidad	Cantidad
Oficial de primera construcción	h	1.97
Peón ordinario construcción	h	2.66
Oficial 1 ^a electricista	h	88.67
Ayudante electricista	h	88.34
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	3.5

Capítulo 3

Instalación Producción - Óptima

Instalación eléctrica		
Artículo	Unidad	Cantidad
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	413
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie e inclinación plana e inclinación fija	Ud	413
Inversor Sunny Tripower 15000TL-10, con conexión a red trifásica	Ud	2
Inversor Sunny Tripower 20000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	4
Inversor Sunny Tripower 25000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	1
Materiales electricos		
Artículo	Unidad	Cantidad
Corriente Continua		
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	255.14
TECHNO SUN cable solar 10 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	1122.34
TECHNO SUN cable solar 16 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	1283.54
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	14
Caja tipo ARF1, envolvente ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	7

Corriente Alterna		
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	43.93
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	43.93
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	43.93
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	43.93
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	43.93
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Negro	m.l.	11.36
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Gris	m.l.	11.36
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Marrón	m.l.	11.36
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 90 mm ² Azul	m.l.	11.36
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	7
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	7
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparamenta		
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	14
Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	14
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1

Puesta a tierra de la instalación		
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	14
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14
Cuarto de inversores		
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	218.55
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	9.66
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	9.28
Agua	m ³	0.07
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.43
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	81.50
Canalizaciones		
Artículo	Unidad	Cantidad
Tubos para la canalización superficial		
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	127.57
Tubo rígido de PVC 20mm	m.l.	561.17
Tubo rígido de PVC 25mm	m.l.	641.77
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	43.93
Tubo rígido de XLPE 75mm	m.l.	11.36
Obra civil		
Artículo	Unidad	Cantidad
Oficial de primera construcción	h	7.87
Peón ordinario construcción	h	10.59
Oficial 1ª electricista	h	711
Ayudante electricista	h	742.94
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	20

Capítulo 4

Instalación Producción - Integración arquitectónica

Instalación eléctrica		
Artículo	Unidad	Cantidad
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	720
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie plana e inclinación fija	Ud	720
Inversor Sunny Tripower 15000TL-10, con conexión a red trifásica	Ud	1
Inversor Sunny Tripower 20000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	3
Inversor Sunny Tripower 25000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	6
Materiales electricos		
Artículo	Unidad	Cantidad
Corriente Continua		
TECHNO SUN cable solar 6 mm^2 -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	812.68
TECHNO SUN cable solar 10 mm^2 -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	1005.70
TECHNO SUN cable solar 16 mm^2 -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	33501.10
TECHNO SUN cable solar 25 mm^2 -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	642.86
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm^2	m.l.	20

Caja tipo ARF1, envolvente ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	10
Corriente Alterna		
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	78.54
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	78.54
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	78.54
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	78.54
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	78.54
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 300 mm ² Negro	m.l.	15.21
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 300 mm ² Gris	m.l.	15.21
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 300 mm ² Marrón	m.l.	15.21
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Azul	m.l.	15.21
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	10
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	10
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparamenta		
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	20
Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	20

Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1
Puesta a tierra de la instalación		
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	14
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14
Cuarto de inversores		
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	303.50
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	13.41
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	12.89
Agua	m ³	0.10
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.60
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	113.19
Canalizaciones		
Artículo	Unidad	Cantidad
Tubos para la canalización superficial		
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	406.34
Tubo rígido de PVC 20mm	m.l.	502.85
Tubo rígido de PVC 25mm	m.l.	16750.55
Tubo rígido de PVC 32mm	m.l.	321.43
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	78.54
Tubo rígido de XLPE 75mm	m.l.	60.84
Obra civil		
Artículo	Unidad	Cantidad
Oficial de primera construcción	h	10.94
Peón ordinario construcción	h	14.70
Oficial 1ª electricista	h	7171.16
Ayudante electricista	h	7172.05
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	50



ULL

Universidad de La Laguna

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TÍTULO:

**Análisis y optimización de la configuración de instalaciones
fotovoltaicas. Caso práctico de Tenerife**

Presupuestos

Alumno:

Abel Cué Pérez

Tutores:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Objeto	1
1.2. Cuadro de precios descompuestos	1
2. Instalación Venta y distribución - Óptima	3
3. Instalación Venta y distribución - Integración arquitectónica	7
4. Instalación Producción - Óptima	11
5. Instalación Producción - Integración arquitectónica	15

Capítulo 1

Introducción

1.1. Objeto

El objeto del anexo Presupuesto es el de realizar una previsión de costes referidos a la ejecución del proyecto de la instalación solar fotovoltaica.

Primero se expondrán los cuadros de precios descompuestos donde se indican las unidades de obra y los elementos que la componen, además de la cantidad necesaria de cada uno de ellos y el precio unitario y total.

Por último, se proporciona el presupuesto de ejecución por contrata donde se incluyen los gastos generales, el beneficio industrial, los impuestos (IGIC) y la cantidad final del presupuesto.

1.2. Cuadro de precios descompuestos

Las siguientes tablas contienen las unidades de obra, el número de unidades requeridas, unidad de medida, descripción detallada de los elementos y unidades de obra, incluyendo, si fuese necesario, la marca del producto con su modelo y referencia, precio unitario y precio final en función del número de unidades adquiridas.

Dicho desglose se dividirá en:

1. Instalación Fotovoltaica
2. Material Eléctrico
3. Canalizaciones
4. Obra Civil

Las unidades de medida utilizadas en el presupuesto son las siguientes:

- Ud: Unidad
- m.l: Metro lineal
- h: horas
- t: toneladas

Capítulo 2

Instalación Venta y distribución - Óptima

Instalación eléctrica				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	48	255€	12240€
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie e inclinación plana e inclinación fija	Ud	48	52.29€	2509.92€
Inversor Suuny Tripower 15000TL-10, con conexión a red trifásica	Ud	1	3385.95€	3385.95€
Materiales electricos				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Corriente Continua				
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	127.60	0.86€	109.74€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	2	0.96€	1.92€
Caja tipo ARF1, envoltorio ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	1	799€	799€
Corriente Alterna				
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	7.81	1.93€	15.07€

RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1	258.75€	258.75€
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1	177.79€	177.79€
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1	60.55€	60.55€
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparamenta				
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1	895€	895€
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	2	423.56€	847.12€
Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	2	54.96€	109.92€
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1	60.55€	60.55€
Puesta a tierra de la instalación				
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14	14.90€	208.60€
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14	1.3€	18.2€
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	3.5	2.81€	9.84€
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14	1€	14€
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14	46€	644€
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66	3.5€	16.32€
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14	1.15€	16.1€

Cuarto de inversores				
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	54.58	0.76€	41.48€
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	2.41	0.55€	1.27€
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	2.32	1.21€	2.92€
Agua	m ³	0.02	1.5€	0.03€
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.11	18€	1.94€
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	20.35	0.1€	2.04€
Canalizaciones				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Tubos para la canalización superficial				
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	63.80	0.85€	54.23€
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	7,81	5.94€	46.38€
Obra civil				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Oficial de primera construcción	h	1.96	17.13€	33.53€
Peón ordinario construcción	h	2.66	15.92€	42.28€
Oficial 1ª electricista	h	30.79	17.82€	548.71€
Ayudante electricista	h	29.59	16.1€	476.44€
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	3	1.48€	4.44€
Presupuesto ejecución material				
Secciones				Total €
Instalación eléctrica				18744.06 €
Material eléctrico				22508.36 €
Canalizaciones				100.61 €
Obra civil				1105.4 €
Total				42458.42 €
Presupuesto de ejecución por contrata				
Presupuesto ejecución material				42458.42 €
6 % Beneficio industrial				2547.51 €
14 % Gastos generales				5944.18 €
Total				50950.11 €
Presupuesto ejecución material				
Presupuesto de ejecución por contrata				50950.11 €
7 % IGIC				3566.51 €
Total				54513.62 €

El presupuesto de ejecución general y, por tanto, presupuesto del proyecto asciende a una cantidad total de:

54513.62 €

CINCUENTA Y CUATRO MIL QUINIENTOS TRECE EUROS CON SESENTA Y DOS CÉNTIMOS

Capítulo 3

Instalación Venta y distribución - Integración arquitectónica

Instalación eléctrica				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	65	255€	16575€
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie plana e inclinación fija	Ud	65	58.08€	3775.2€
Inversor Suuny Tripower 20000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	1	3569.9€	3569.9€
Materiales electricos				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Corriente Continua				
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	192.37	0.86€	165.44€
TECHNO SUN cable solar 10 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	78.76	1.07€	84.27€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	2	0.96€	1.92€
Caja tipo ARF1, envolvente ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	1	799€	799€
Corriente Alterna				
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	7.81	1.93€	15.07€

RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	7.81	1.93€	15.07€
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1	258.75€	258.75€
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	1	177.79€	177.79€
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1	60.55€	60.55€
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparamenta				
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1	895€	895€
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	2	423.56€	423.56€
Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	2	54.96€	109.92€
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1	60.55€	60.55€
Puesta a tierra de la instalación				
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14	14.90€	208.60€
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14	1.3€	18.2€
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	3.5	2.81€	9.84€
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14	1€	14€
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14	46€	644€
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66	3.5€	16.32€
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14	1.15€	16.1€

Cuarto de inversores				
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	54.58	0.76€	41.48€
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	2.41	0.55€	1.33€
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	2.32	1.21€	2.8€
Agua	m ³	0.02	1.5€	0.03€
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.11	18€	1.94€
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	20.35	0.1€	2.04€
Canalizaciones				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Tubos para la canalización superficial				
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	96.18	0.85€	81.76€
Tubo rígido de PVC 20mm	m.l.	39.38	1.14€	44.89€
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	7,81	5.94€	46.38€
Obra civil				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Oficial de primera construcción	h	1.97	17.24€	33.9€
Peón ordinario construcción	h	2.66	15.92€	42.28€
Oficial 1ª electricista	h	88.67	17.82€	1580.18€
Ayudante electricista	h	88.34	16.1€	1422.28€
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	3.5	1.48€	5.18€
Presupuesto ejecución material				
Secciones				Total €
Instalación eléctrica				23920.10 €
Material eléctrico				28432.5 €
Canalizaciones				173.03 €
Obra civil				3083.82 €
Total				55609.44 €
Presupuesto de ejecución por contrata				
Presupuesto ejecución material				55609.44 €
6 % Beneficio industrial				3336.57 €
14 % Gastos generales				7785.32 €
Total				66731.33 €
Presupuesto ejecución material				
Presupuesto de ejecución por contrata				66731.33 €
7 % IGIC				4671.19 €
Total				71402.52 €

El presupuesto de ejecución general y, por tanto, presupuesto del proyecto asciende a una cantidad total de:

71402.52 €

SETENTA Y UN MIL CUATROCIENTOS DOS EUROS CON CINCUENTA Y DOS CÉNTIMOS

Capítulo 4

Instalación Producción - Óptima

Instalación eléctrica				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	413	255€	105315€
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie e inclinación plana e inclinación fija	Ud	413	52.29€	21595.77€
Inversor Suuny Tripower 15000TL-10, con conexión a red trifásica	Ud	2	3385.95€	6771.9€
Inversor Suuny Tripower 2000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	4	3569.9€	314279.6€
Inversor Suuny Tripower 25000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	1	3709.9€	3709.9€
Materiales electricos				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Corriente Continua				
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	255.14	0.86€	219.42€
TECHNO SUN cable solar 10 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	1122.34	1.07€	1200.9€
TECHNO SUN cable solar 16 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	1283.54	1.28€	1642.93€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	14	0.96€	13.44€

Caja tipo ARF1, envolvente ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	7	799€	5593€
Corriente Alterna				
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	43.93	1.93€	84.78€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	43.93	1.93€	84.78€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	43.93	1.93€	84.78€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	43.93	1.93€	84.78€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	43.93	1.93€	84.78€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Negro	m.l.	11.36	18.09€	205.5€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Gris	m.l.	11.36	18.09€	205.5€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Marrón	m.l.	11.36	18.09€	205.5€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 90 mm ² Azul	m.l.	11.36	11.57€	131.44€
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	7	258.75€	1811.25€
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	7	177.79€	1244.53€
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1	60.55€	60.55€
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparata				
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1	895€	895€
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	14	423.56€	5929.84€

Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	14	54.96€	769.44€
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1	60.55€	60.55€
Puesta a tierra de la instalación				
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14	14.90€	208.60€
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14	1.3€	18.2€
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	3.5	2.81€	9.84€
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14	1€	14€
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14	46€	644€
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66	3.5€	16.32€
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14	1.15€	16.1€
Cuarto de inversores				
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	218.55	0.76€	166.1€
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	9.66	0.55€	5.31€
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	9.28	1.21€	11.23€
Agua	m ³	0.07	1.5€	0.11€
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.43	18€	7.78€
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	81.5	0.1€	8.15€
Canalizaciones				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Tubos para la canalización superficial				
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	127.57	0.85€	108.43€
Tubo rígido de PVC 20mm	m.l.	561.17	1.14€	639.73€
Tubo rígido de PVC 25mm	m.l.	641.77	1.68€	1078.17€
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	43.93	5.94€	260.94€
Tubo rígido de XLPE 75mm	m.l.	11.36	17.45€	198.23€
Obra civil				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Oficial de primera construcción	h	7.87	17.24€	135.76€
Peón ordinario construcción	h	10.59	15.92€	168.62€
Oficial 1ª electricista	h	711	17.82€	12669.98€

Ayudante electricista	h	742.94	16.1€	11961.39€
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	20	1.5€	30€
Presupuesto ejecución material				
Secciones				Total €
Instalación eléctrica				151672.17 €
Material eléctrico				168953.08 €
Canalizaciones				2285.52 €
Obra civil				24965.75 €
Total				347876.52 €
Presupuesto de ejecución por contrata				
Presupuesto ejecución material				347876.52 €
6 % Beneficio industrial				20872.59 €
14 % Gastos generales				48702.71 €
Total				417451.82 €
Presupuesto ejecución material				
Presupuesto de ejecución por contrata				417451.82 €
7 % IGIC				29221.63 €
Total				446673.45 €

El presupuesto de ejecución general y, por tanto, presupuesto del proyecto asciende a una cantidad total de:

446673.45 €

**CUATROCIENTOS CUARENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS SETENTA Y TRES
EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS**

Capítulo 5

Instalación Producción - Integración arquitectónica

Instalación eléctrica				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Módulo solar fotovoltaico de AMS 310Wp de silicio policristalino	Ud	720	255€	183600€
Estructura para 1 panel en horizontal sobre superficie plana e inclinación fija	Ud	720	58.08€	41817.6€
Inversor Suuny Tripower 15000TL-10, con conexión a red trifásica	Ud	1	3385.95€	3385.95€
Inversor Suuny Tripower 2000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	3	3569.9€	10709.70€
Inversor Suuny Tripower 25000TL-30, con conexión a red trifásica	Ud	6	3709.9€	22259.4€
Materiales eléctricos				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Corriente Continua				
TECHNO SUN cable solar 6 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	812.68	0.86€	698.9€
TECHNO SUN cable solar 10 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	1005.7	1.07€	1076.1€
TECHNO SUN cable solar 16 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	33501.1	1.28€	42881.41€
TECHNO SUN cable solar 25 mm ² -40+120+UV 0,6/1KV - Negro	m.l.	642.86	1.49€	957€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 6 mm ²	m.l.	20	0.96€	19.2€

Caja tipo ARF1, envolvente ARINTER y grado de protección IP66, de CAHORS con: Fusible cilíndrico 10x38 mm, Un=900 V e In=16 A Interruptor seccionados de 20 A y tensión nominal 1000 V	Ud.	10	799€	7990€
Corriente Alterna				
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Azul	m.l.	78.54	1.93€	151.58€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Negro	m.l.	78.54	1.93€	151.58€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Marron	m.l.	78.54	1.93€	151.58€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Gris	m.l.	78.54	1.93€	151.58€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 10 mm ² Verde-Amarillo	m.l.	78.54	1.93€	151.58€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 300 mm ² Negro	m.l.	15.21	39.91€	607.03€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 300 mm ² Gris	m.l.	15.21	39.91€	607.03€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 300 mm ² Marrón	m.l.	15.21	39.91€	607.03€
RZ1-K (AS) 0,6/1kV Polietileno reticulado (XLPE) 3,500 V C,A, +90°C 150 mm ² Azul	m.l.	15.21	18.09€	275.15€
Interruptor diferencial de 4 polos, In = 40 A y sensibilidad 300 mA, de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	10	258.75€	2587.5€
Interruptor magnetotérmico modelo iC60H de 40 A, poder de corte 10 kA, 4 polos de SCHNEIDER ELECTRICS	Ud.	10	177.79€	1777.9€
Cuadro de eléctrico de superficie PRAGMA 18 de 36 elementos.	Ud.	1	60.55€	60.55€
Control Dinámico de Potencia (CDP) y aparamenta				
CDP-G, Control Dinámico de Potencia de CIRCUTOR	Ud.	1	895€	895€
CVM-Mini, Analizador de red CVM-Mini, de CIRCUTOR	Ud.	20	423.56€	8471.2€

Toroides MC3/125 A, Transformador toroidal trifásico MC3 de 125 A de CIRCUTOR	Ud.	20	54.96€	1099.2€
Contador trifásico bidireccional CIRWATT B 410D de CIRCUTOR	Ud.	1	60.55€	60.55€
Puesta a tierra de la instalación				
Picas de puesta a tierra cubiertas de cobre de 2 metros de longitud	Ud.	14	14.90€	208.60€
Abrazadera para pica de tierra en acero bicromatado	Ud.	14	1.3€	18.2€
Conductor de cobre desnudo de 35mm ²	Ud.	3.5	2.81€	9.84€
Grapa abarcón para conexión de pica	Ud.	14	1€	14€
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	Ud.	14	46€	644€
Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	Ud.	4.66	3.5€	16.32€
Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra	Ud.	14	1.15€	16.1€
Cuarto de inversores				
Bloque de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	m ²	303.5	0.76€	230.66€
Medio bloque de hormigón, liso estándar color gris, 20x20x20 cm	Ud.	13.41	0.55€	7.38€
Bloque de esquina de hormigón, liso estándar color gris, 40x20x20 cm	Ud.	12.89	1.21€	15.59€
Agua	m ³	0.1	1.5€	0.15€
Arena de cantera, para montero preparado en obra	t	0.6	18€	10.81€
Cemento Portland CEM II/B-L, color gris	kg	113.19	0.1€	11.32€
Canalizaciones				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Tubos para la canalización superficial				
Tubo rígido de PVC 16mm	m.l.	406.34	0.85€	345.39€
Tubo rígido de PVC 20mm	m.l.	502.85	1.14€	573.25€
Tubo rígido de PVC 25mm	m.l.	16750.55	1.68€	28140.92€
Tubo rígido de PVC 32mm	m.l.	321.43	2.17€	697.5€
Tubo rígido de XLPE 32mm	m.l.	78.54	5.94€	466.53€
Tubo rígido de XLPE 75mm	m.l.	60.84	17.45€	1061.66€
Obra civil				
Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio Total (€)
Oficial de primera construcción	h	10.94	17.24€	188.54€
Peón ordinario construcción	h	14.7	15.92€	234.08€
Oficial 1ª electricista	h	7172.54	17.82€	127814.72€

Ayudante electricista	h	7173.43	16.1€	115492.23€
Material auxiliar para instalaciones eléctricas	h	50	1.5€	75€
Presupuesto ejecución material				
Secciones				Total €
Instalación eléctrica				261772.65 €
Material eléctrico				310049.91 €
Canalizaciones				31285.25 €
Obra civil				243804.57 €
Total				846912.38 €
Presupuesto de ejecución por contrata				
Presupuesto ejecución material				846912.38 €
6 % Beneficio industrial				50814.74 €
14 % Gastos generales				118567.73 €
Total				1016294.86 €
Presupuesto ejecución material				
Presupuesto de ejecución por contrata				1016294.86 €
7 % IGIC				71140.64 €
Total				1087435.5 €

El presupuesto de ejecución general y, por tanto, presupuesto del proyecto asciende a una cantidad total de:

1087435.5 €

**UN MILLÓN OCHENTA Y SIETE MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y CINCO
EUROS CON CINCUENTA CÉNTIMOS**



ULL

Universidad de La Laguna

LA LAGUNA UNIVERSITY

DEGREE IN INDUSTRIAL ELECTRONICS AND AUTOMATIC ENGINEERING

DIPLOMA WORK

TITLE:

Analysis and optimization of the configuration of photovoltaics systems. Practical case in Tenerife

Conclusions

Student:

Abel Cué Pérez

Tutors:

Benjamín J. González Díaz
Itziar Santana Méndez

Conclusion

Finally, we present the observations that have been obtained throughout the development of the project.

Firstly, we present the results obtained after the feasibility study. We note that the only viable installation is the optimal production facility, that its consumption profile is of a commercial production business, the arrangement of the panels is optimal and sells the surplus energy. The rest of the proposal are less viable while less energy.

That is why, the only installation connected to electrical grid that could run today is the optimal production facility, since it has the minimum requirement for a company to consider doing it, which is to be viable.

After the feasibility study we verified the beneficial impact of the use of photovoltaic energy in the environmental impact study. With the installation of the chosen photovoltaic station we will avoid throwing 36.29 tons of carbon dioxide into the environment in a year. If we estimate that the useful life of a photovoltaic installation is about 25 years, we will save 907.25 tons of CO₂ to the environment.

After the various installations raised, it has been proven that the renewable energy sector, as it works now, does not become so attractive to small and medium-sized companies, this entails a delay in international environmental commitments and an inability of independence of fossil fuels. This is why the incentive to this sector must be retaken.