



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1. Memoria
2. Anexos
 - 2.1 Anexo 1. Cálculos.
 - 2.2 Anexo 2. Estudio básico de seguridad y salud.
 - 2.3 Anexo 3. Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
 - 2.4 Anexo 4. Estudio del balance neto y rentabilidad.
 - 2.5 Anexo 5. Catálogos de los elementos constitutivos del objeto del proyecto.
3. Planos
4. Pliego de condiciones
5. Mediciones
6. Presupuesto



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

MEMORIA

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez
Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.1	Abstract	2
1.2	Objeto.....	3
1.3	Alcance	3
1.4	Antecedentes	4
1.5	Normas y referencias	4
1.5.1	Disposiciones legales y normas aplicadas.....	4
1.5.2	Programas de cálculo	7
1.5.3	Plan de gestión de la calidad aplicado durante la redacción del proyecto.....	8
1.5.4	Bibliografía	9
1.6	Definiciones y abreviaturas.....	10
1.7	Requisitos de diseño	11
1.7.1	Peticionario.	11
1.7.2	Alumno y redactor.....	11
1.7.3	Situación y emplazamiento.	12
1.7.4	Descripción del emplazamiento.....	13
1.7.5	Condiciones definidas por el edificio.	14
1.7.6	Punto de conexión.....	15
1.7.7	Condiciones definidas por la instalación.....	18
1.8	Análisis de soluciones.....	18
1.9	Resultados finales.....	23
1.10	Planificación	32
1.11	Orden de prioridad entre los documentos	35
1.12	Conclusions.	35

1.1 Abstract

This document analyzes and calculates a solar photovoltaic installation in an institute located in Candelaria, in the south of Tenerife.

For the writing of this document it was necessary to know the power consumed by the installation to choose an appropriate photovoltaic installation. Two options were considered: a photovoltaic solar installation self-consumption grid and a solar photovoltaic installation connected to the electricity grid. This document presents the different options and was chosen among them, so that the chosen option is that of a networked installation. To choose one of the options, the destination of the installation is analyzed, so that the installation is to be used, and budgets are also used to compare the options.

A photovoltaic installation of 100.5 kW of power is proposed with the use of 300 photovoltaic modules SUNPOWER X21-335-BLK of 335 Wp and 5 inverters STP 25000TL-30.

Both the photovoltaic modules and the inverters will be placed outdoors in the roofs of the institute that have been raised in this project. One of them will be used for two of the investors without making any modification in it, another of the roofs will be used for two other investors and will have to be built in the field of the institute since it does not have a suitable structure for the placement thereof. And, finally, an investor will be placed in one of the ceilings of the institute to which a structure has to be constructed that elevates the floor of the ceiling to avoid shadows in the panels.

The inclination of the panels was taken into account so that the proper inclination was 24 degrees. As for the shadows and distances between the modules was also calculated during the drafting of this project being 1.05 meters between panel and panel, and between panel wall.

Then the calculation of the electrical installation, calculating the sections of the cables and the suitable protections to avoid to burn cables or failures in the devices. For the DC section, ie the wiring from the panels to the inverters, we have a cable section of 16 square meters in diameter and channels of 25 mm outside diameter. And, for the AC section, the wiring from the inverters to the point of connection of the network, we have a cable section of 25 square meters in diameter and pipes of 20 mm outside diameter. In this case, watertight boxes are used each time the cable changes direction.

The electrical installation has to calculate the protections, differential, magnetothermal, fuses (DC), and counters that are required in the installation.

Finally, a study is carried out to ensure the feasibility and profitability of the project and its planning.

1.2 Objeto

El objeto de este proyecto es el análisis y diseño de una instalación fotovoltaica para un laboratorio de tecnología de un instituto en Candelaria.

El instituto dónde vamos a proyectar la instalación fotovoltaica es el Instituto Santa Ana ubicado en Calle Santa Ana número 23, Candelaria, Santa Cruz de Tenerife.

Primero vamos a analizar el consumo total de la instalación eléctrica existente en este laboratorio, compuesto por luminaria, ordenadores, proyectores y tomas de corriente en general, dónde se conecta el pequeño instrumental electrónico.

Una vez obtenido el consumo del laboratorio, se calculará la instalación fotovoltaica adecuada para estos consumos, proponiendo varias posibles instalaciones y eligiendo la más adecuada.

Para ello se hará un estudio de rentabilidad del proyecto, para de esta manera poder elegir la mejor solución posible para nuestro proyecto.

Para conocer el número máximo de placas fotovoltaicas posibles y la forma en la que se van a distribuir en el edificio se hará uso del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

1.3 Alcance

En el proyecto se observan las diferentes posibilidades que se tratan en una instalación fotovoltaica. Los módulos fotovoltaicos estarán montados sobre el techo del Instituto Santa Ana aprovechando las características del emplazamiento, teniendo en cuenta en todo momento las consideraciones técnicas de los dispositivos a utilizar.

El proyecto se ha redactado de manera que cumpla con las normativas de aplicación, incluidas en el pliego de condiciones técnicas para instalación conectada a red de la IDAE.

Además, se adjuntan los planos y los esquemas eléctricos necesarios para la ejecución del proyecto. También se adjuntan los cálculos justificativos que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento con los requerimientos de la normativa vigente.

1.4 Antecedentes

Para la elaboración del proyecto se han utilizado los planos proporcionados por el instituto donde se encuentra el laboratorio de estudio. El laboratorio consta de dos plantas y una azotea.

La infraestructura de la instalación fotovoltaica se va a situar en los distintos techos de todo el instituto, debido a la gran cantidad de módulos fotovoltaicos, ya que se plantea un proyecto con el que además de utilizar la energía solar para alimentar dicho laboratorio, utilizar el resto de energía que nos proporcionará la instalación para venderla y así en un periodo de tiempo, después de recuperar la inversión inicial, recibir compensación y poder utilizarla en los proyectos escolares del edificio.

En la primera planta del laboratorio tenemos dos salas diferenciadas, una sala dónde se encuentran 16 ordenadores dispuestos en distintas mesas para el uso escolar, y otra sala dónde se encuentra los aparatos eléctricos utilizados para la enseñanza. En la segunda planta existe un aula de teoría, con un ordenador y una pizarra digital para uso exclusivo del profesor.

La instalación solo se realizará en el aula destinada a la tecnología del instituto para que los alumnos que impartan esta asignatura tengan una infraestructura con la que aprender.

Los inversores necesarios para la instalación solar fotovoltaica se colocarán al aire libre en cada uno de los techos de los que se disponen para la disposición de los paneles solares.

1.5 Normas y referencias

1.5.1 Disposiciones legales y normas aplicadas.

- Instalación eléctrica.

Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE número 285 de 28/11/1977).

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Regula los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica en general (Título VIII).

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión y sus correspondientes actualizaciones.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. (Actualizado a modificaciones posteriores a este RD y, aunque se trate de una instalación fotovoltaica conectada a red con inyección cero, se ha tenido en cuenta esta normativa con el fin de cumplir la legislación vigente).

LEY 2/2011, de 26 de enero, por la que se modifican la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario y la Ley 19/2003, de 14 de abril, por la que se aprueban las Directrices de Ordenación General y las Directrices de Ordenación del Turismo de Canarias.

ORDEN de 19 de mayo de 2010, por la que se rectifica error por omisión existente en la Orden de 16 de abril de 2010, que aprueba la Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Pliego de condiciones del Gobierno de Canarias para instalaciones fotovoltaicas.

- Instalación fotovoltaica.

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

- Seguridad y salud.

R.D. 1495/1986, modificada por R.D. 830/1991, aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas.

R.D. 1316/1989, del Mº de Relaciones con las Cortes y de la Secretaría del Gobierno. 27/10/1989 Protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo.

R.D. 245/1989 del Ministerio de Industria y Energía. 27/02/1989. Determinación de la potencia acústica admisible de determinado material y maquinaria de obra.

Orden del Ministerio de Industria y Energía. 17/11/1989. Modificación del R.D. 245/1989, 27/02/1989.

Orden del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. 18/07/1991. Modificación del Anexo I del Real Decreto 245/1989, 27/02/1989.

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos laborales.

R.D. 1407/1992 modificado por el R.D. 159/1995, sobre condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual-EPI.

R.D. 1435/1992 modificado por R.D. 56/1995, 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 las máquinas.

R.D. 71/1992, del Ministerio de Industria, 31/01/1992. Se amplía el ámbito de aplicación del Real Decreto 245/1989, 27/02/1989 y se establecen nuevas especificaciones técnicas de determinados materiales y maquinaria de obra.

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. BOE-A-1997-8669.

Real Decreto 1627/97 del 24 de octubre de 1997 por el que se establecen las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

Ordenanzas municipales.

R.D. 485/97 del 14 de abril; Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

R.D. 773/1997 del 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por trabajadores de equipos de protección individual.

R.D. 1215/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Orden del Ministerio de Industria y Energía. 29/03/1996. Modificación del Anexo I del Real Decreto 245/1989.

R.D. 487/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorsos lumbares para los trabajadores.

1.5.2 Programas de cálculo

El proyecto se ha elaborado con ayuda de los siguientes programas:

SunnyDesign: software para planificar y configurar plantas fotovoltaicas y sistemas fotovoltaicos híbridos. Con los datos de tu instalación genera una recomendación de diseño de la plata, proponiendo generadores fotovoltaicos e inversores que se aproximen a lo que se desea.

AutoCAD: software CAD utilizado para dibujo 2D y modelado 3D. Es uno de los programas más usados por arquitectos, ingenieros, diseñadores industriales y otros.

Google Earth: software que permite viajar a cualquier parte del mundo a través de un globo terráqueo virtual y ver imágenes de satélite, mapas, imágenes de relieves y edificios 3D, entre otras muchas cosas.

Microsoft Excel: software que permite realizar tareas contables y financieras gracias a sus funciones, desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.

Microsoft Project: software de administración de proyectos diseñado, desarrollado y comercializado por Microsoft para asistir a administradores de proyectos en el desarrollo de planes, asignación de recursos a tareas, dar seguimiento al progreso, administrar presupuesto y analizar cargas de trabajo.

PVWatts Calculator: Estima la producción de energía y el costo de la energía de los sistemas de energía fotovoltaica (PV) conectados a la red en todo el mundo. Permite a los propietarios de viviendas, propietarios de edificios pequeños, instaladores y fabricantes para desarrollar fácilmente estimaciones de los resultados de las posibles instalaciones fotovoltaicas.

1.5.3 Plan de gestión de la calidad aplicado durante la redacción del proyecto

Es importante decir, que no solo la calidad de la obra final es importante. También hay que poner especial énfasis en la calidad a la hora de redactar el proyecto, porque el proyecto constituye el mejor vehículo para la definición y exigencia de los adecuados niveles de calidad de la obra. Un aumento de la calidad en la redacción del proyecto aumenta la calidad final de la obra. En cambio, cuanto más ambiguo es, la empresa constructora tendrá más problemas en cuanto a la ejecución de la obra.

Con objeto de la calidad de la redacción de este proyecto se ha hecho uso de la norma UNE 157001 del año 2002 en la que se encuentran los criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico. De esta manera se ha organizado el presente documento siguiendo las directrices de esa norma asegurando la calidad del proyecto presentado.

Todas las normas y Reales Decretos utilizados se encuentran mencionados en el punto 1.4.1 de esta memoria, pero los dos Reales Decretos más utilizados para asegurar la calidad de la redacción del proyecto son el Real Decreto 900/2015 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Y el Real Decreto 1544/2011 por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

Además de normas o reales decretos se ha hecho uso de los planos proporcionados por el centro para plantear el siguiente proyecto de acuerdo a los mismos. Pero, no solo se ha hecho uso de estos planos, sino que también se ha permitido estar presente en la ubicación para poder aclarar aspectos como sería el del punto de conexión a la red eléctrica.

1.5.4 Bibliografía

- [1] Publicaciones Vértice S.L., *Montaje eléctrico y electrónico de instalaciones fotovoltaicas*.
- [2] Boletín Oficial del Estado (BOE), < <https://www.boe.es/>>
- [3] SMA SOLAR TECHNOLOGY, <<http://www.sma.de/en.html>>
- [4] ElectroMaterial, Almacén de material eléctrico e iluminación,
<https://www.thecommerce.es/epages/eb2961.sf/es_ES/?ObjectPath=/Shops/eb2961/Categorias>
- [5] Catálogo Solar Fotovoltaico Grupo Elektra, <<http://www.grupoelektra.es/es/el-grupo/descargar/42/catalogo-solar-fotovoltaico>>
- [6] CIRCUTOR, < <http://circuitor.es/es>>
- [7] Krannich solar, < <http://es.krannich-solar.eu/2015/10/20/aprovechar-real-decreto-de-autoconsumo/>>

1.6 Definiciones y abreviaturas

Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Su unidad de medida es kW/m².

Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Su unidad de medida es kWh/m².

Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. En este contexto se engloban los conceptos de irradiancia e irradiación.

Instalaciones solares fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica.

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR): aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

Sistemas fotovoltaicos de autoconsumo: producción individual de electricidad para el propio consumo.

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.

Potencia nominal del generador: suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar de medida.

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

Módulo fotovoltaico: conjunto de células fotovoltaicas directamente conectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones estándar de medida (CEM): son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas de la siguiente manera:

- Irradiancia solar 1000 W/m².

- Distribución espectral AM 1,5 G.
- Temperatura de la célula 25 °C.
- Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

Interruptor automático magnetotérmico: tienen capacidad para detectar y cortar el circuito cuando se producen sobreintensidades no admisibles o un cortocircuito. Cuando la sobreintensidad es admisible, no abre el circuito. Poseen tres sistemas de desconexión: manual, térmico y magnético.

Fusibles: son el medio más antiguo de protección de los circuitos eléctricos y se basan en la fusión por efecto Joule de un hilo o lámina intercalada en la línea como punto débil.

Interruptor diferencial: es un dispositivo electromecánico colocado en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con objeto de proteger a las personas de contactos directos e indirectos.

1.7 Requisitos de diseño

1.7.1 Peticionario.

Promotor: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología (ESIT).

Dirección: Av. Astrofísico Francisco Sánchez, San Cristóbal de La Laguna, 38206, Tenerife.

Contacto: 922845289.

Tutor del TFG: Benjamín González Díaz.

Contacto: 922318645.

Correo electrónico: bgdiaz@ull.es

1.7.2 Alumno y redactor.

Título: Instalación eléctrica con fotovoltaica en Candelaria.

Autor: Idaira Sabina Rodríguez.

Grado: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática.

DNI: 78708708-V

Dirección: C/Manuel Sabina Coello nº6.

Municipio: Candelaria.

Contacto: 630855378

Correo electrónico: alu0100698138@ull.edu.es

1.7.3 Situación y emplazamiento.

Para la localización y ubicación dónde se encuentra el instituto, y concretamente el laboratorio dónde se hará la instalación fotovoltaica, se dispondrá capturas sacadas a través del programa “Google Earth”:



Imagen 1. Calle Santa Ana, número 23, Candelaria. Ubicación Instituto Santa Ana.



Imagen 2. Ubicación del aula de tecnología.

1.7.4 Descripción del emplazamiento.

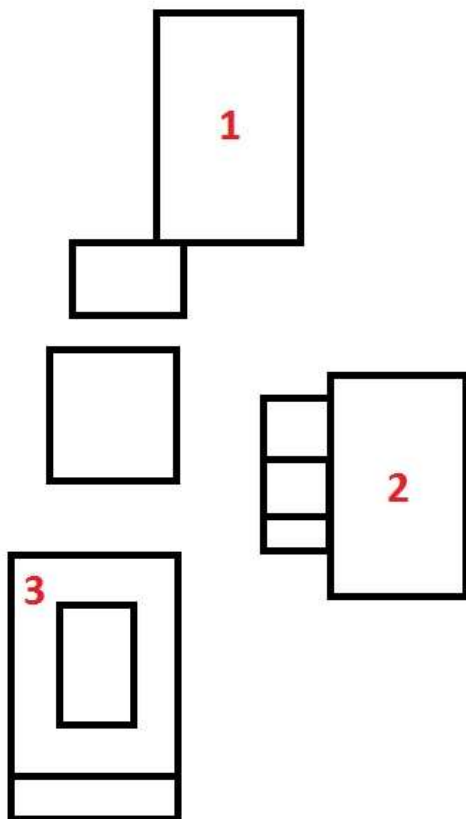


Imagen 3. Techos disponibles para los módulos fotovoltaicos.

La instalación fotovoltaica estará ubicada a lo largo de las instalaciones del instituto. El laboratorio al que se pretende suministrar energía con la instalación fotovoltaica trabaja con material electrónico para la enseñanza. El laboratorio está compuesto por dos plantas, una planta en la que se encuentra la zona de ordenadores y el taller, dónde se encuentra el material electrónico y la mayor parte de los ordenadores, y en la segunda planta se encuentra el aula dónde se imparten las clases teóricas, dónde sólo se encuentra el ordenador del profesor y el resto de la estancia está compuesta por los pupitres de los alumnos.

La superficie en la que se construirá la

instalación fotovoltaica conforma un área útil de 2612,3m², ubicada en distintos techos del edificio. Dos de estos techos están contruidos actualmente en el edificio, pero uno de ellos se propone su construcción en este proyecto sobre la cancha del instituto. A continuación, se encuentra un esquema de lo propuesto.

Siendo:

1. Techo construido de 1000,8 m² de área útil. Y con una inclinación de 15^o que hay que tener en cuenta a la hora de poner los módulos.
2. Techo a construir de 1000,8 m² de área útil. Se construirá sin ninguna inclinación para la mejor colocación de los módulos.
3. Techo construido de 610,704 m² de área útil. Se construirá una estructura de 5 metros para salvar la altura de la superficie central que crearía sombra en los módulos.

Las alturas de los techos 1 y 2 será de 10 metros, en cambio, la altura del techo número 3 será de 5 metros.

Instalaciones del establecimiento previas a la redacción del proyecto:

- Instalación eléctrica.
- Instalación de fontanería.
- Instalación contra incendios.
- Instalación de ventilación.

La actividad del edificio conforma un laboratorio de electrónica destinado a la enseñanza en un instituto de Candelaria.

La instalación fotovoltaica que se proyecta sobre la actividad tiene como objetivo la reducción de la factura eléctrica, obteniendo energía a través de la energía solar y utilizándola para el autoconsumo, reduciendo costes y obteniendo un beneficio económico.

1.7.5 Condiciones definidas por el edificio.

Como ya se ha definido en el punto 1.6.4 de la memoria, y haciendo uso de la misma imagen que se encuentra en dicho punto, el edificio en el que se realizará la instalación fotovoltaica posee superficie ya construida para los módulos solares, una estructura de la cual

se prevé la construcción en este proyecto y otra estructura que se construirá en un techo ya existente para salvaguardar las posibilidades de sombra, debido a una estructura central de mayor altura.

Los inversores se colocarán al aire libre en cada una de las estructuras en las que se encuentren los módulos solares fotovoltaicos.

La mayor parte del edificio en el que estará situada la instalación fotovoltaica ya está construida, pero se necesita hacer modificaciones en los techos donde colocaremos los paneles fotovoltaicos. Estas modificaciones constan de una estructura a construir sobre las canchas de fútbol, y la construcción de una estructura en el techo

Y, además, tenemos que construir una estructura encima de unas canchas de fútbol para proporcionar la estructura de los paneles fotovoltaicos.

En el anexo de planos de este documento tenemos, también, los planos de las aulas en las que se prevé realizar la instalación.

1.7.6 Punto de conexión.

En un primer momento, viendo las instalaciones a través de google maps, se pensó que el punto de conexión del instituto a la red eléctrica se encontraba en el cuarto que se señala en el mapa y que se ve en la fotografía siguiente.



Imagen 4. Primera opción punto de conexión

Se contactó con el centro para asegurar que ese fuera el punto de conexión a la red eléctrica, y a través de planos y con la respuesta del centro, se llegó a la conclusión de que ese no sería el punto de conexión de nuestra instalación.

El punto de conexión estará ubicado dentro del instituto, en la conserjería del mismo. De manera que el recorrido que tenemos que realizar con los cables de nuestra instalación es mayor. Con esta consideración presente se pasará a proteger la instalación y, sobre todo, el cableado para que no haya ningún tipo de problema o inconveniente con ello.

A continuación, se muestran dos imágenes, una de la situación del edificio en el que se encuentra la conserjería del centro, y por tanto el punto de conexión de nuestra instalación. Y, por otro lado, tenemos una imagen del punto de conexión hecha en el propio centro.



Imagen 5. Situación del edificio donde se encuentra el punto de conexión a la red eléctrica.



Imagen 6. Punto de conexión de la instalación

1.7.7 Condiciones definidas por la instalación.

La instalación que se propone en este proyecto conlleva diversos riesgos que se han de tener en cuenta.

Tenemos que tener en cuenta los fallos que se podría tener por un incorrecto mantenimiento, como puede ser la no correcta sustitución de fusibles, interruptores y cableado propios de una instalación fotovoltaica. No realizar esto correctamente podría provocar descargas eléctricas e incendios.

Otro riesgo a tener en cuenta en nuestra instalación es el riesgo por toxicidad debido a la generación de subproductos tóxicos como el hexafluoruro de azufre o el tetracloruro de silicio.

Los paneles solares deben estar correctamente conectados a tierra, en caso contrario pueden ocurrir fallos en el funcionamiento eléctrico y daños a los aparatos eléctricos o incendios.

Por último, puede tener lugar la combustión espontánea debido a altos niveles de calor producidos por el dispositivo, pudiendo dar lugar a humo y subproductos químicos.

En cualquier espacio geográfico en el que se construya una instalación solar fotovoltaica hay que asegurarse un correcto mantenimiento debido a estos posibles riesgos, pero en este caso vamos a realizar la instalación en un instituto público del municipio de Candelaria, por lo que este mantenimiento hay que realizarlo correctamente y cada cierto tiempo.

1.8 Análisis de soluciones

Para la realización de este proyecto se han estudiado dos alternativas. Este proyecto está planteado para suministrar energía a una única aula de un instituto público. Las dos opciones planteadas a continuación plantean esos casos. Una posibilidad sería la de un sistema solar fotovoltaico aislado de la red que suministrara energía solar únicamente para esa sala, y la otra posibilidad que se plantea es la de realizar una instalación que, además de suministrar la energía que se necesita para esa aula del centro, se pueda vender a la compañía eléctrica la energía sobrante y, de esta manera, poder obtener un beneficio económico de la instalación.

- Sistema fotovoltaico aislado de la red.

Para esta opción buscamos cubrir únicamente la demanda requerida por la instalación eléctrica. Esto supone ciertos problemas, si un día se requiere más energía de la suministrada nos quedaríamos sin electricidad debido a la poca producción, si un día no tenemos suficiente radiación solar que incidan en los módulos solares también nos podríamos quedar sin energía. Y, además, al pertenecer al sector estudiantil existen periodos vacacionales, fines de semana y demás días en los que no se utiliza prácticamente nada la instalación eléctrica.

La demanda diaria de electricidad en este laboratorio, aproximadamente, es de 23 kW. Para ello, mediante el SunnyDesign obtenemos la siguiente instalación:

La potencia que suministrará la instalación fotovoltaica es de aproximadamente 23 kW con el uso de 88 módulos fotovoltaicos ATERSA A-260P GSE de 260 Wp.

Especificaciones técnicas	Descripción
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	31,20 V
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,35 A
Potencia Nominal	260 W
Eficiencia del módulo	15,97 %
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,95 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,98 V

Tabla 1. Especificaciones técnicas módulo ATERSA A-260P GSE

Especificaciones físicas	Descripción
Dimensiones	1645x990x40 mm
Peso	21,5 kg
Tipo de célula	Policristalina 156x156 mm

Tabla 2. Especificaciones físicas módulo ATERSA A-260P GSE

Para la elección correcta del inversor se utilizará el SunnyDesign. Se ha seleccionado el inversor STP 25000TL-30.

Especificaciones técnicas	Descripción
Potencia máxima de CC	25550 W
Tensión de entrada máxima	1000 V
Rango de tensión MPP	390 V a 800 V
Tensión de entrada mínima	150 V
Rendimiento máximo	98,3 %

Tabla 3. Especificaciones técnicas inversor STP 25000TL-30

Especificaciones físicas	Descripción
Dimensiones	661x682 x264 mm
Peso	61 kg
Autoconsumo nocturno	1 W
Tipo de protección	IP65

Tabla 4. Especificaciones físicas inversor STP 25000TL-30

Se necesitan 3 baterías Sunny Island 8.0 H para el almacenaje de la energía.

Especificaciones técnicas	Descripción
Tensión asignada de red	230 V
Frecuencia	50 Hz
Potencia asignada	6000 W
Corriente asignada	26 A/120 A
Rendimiento máximo	95,8 %
Autoconsumo sin carga	25,8 W

Tabla 5. Especificaciones técnicas batería Sunny Island 8.0H

Y, un grupo electrógeno para evitar quedarnos sin suministro eléctrico de la instalación fotovoltaica.

Especificaciones técnicas	Descripción
Potencia nominal del sistema de baterías	18,8 kW
Capacidad de almacenamiento útil	120 kWh
Autonomía	1,6 d
Grado de cobertura solar medio anual	95,5 %

Tabla 6. Especificaciones técnicas grupo electrógeno

Esta instalación tendría el siguiente presupuesto:

APARTADO	PRESUPUESTO (€)
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	27.156,50 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	1.937,89 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	29.094,39 €
GASTOS GENERALES (16%)	4.655,10 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	1.745,66 €
TOTAL	35.495,16 €
IMPUESTOS (7%)	2.484,66 €
TOTAL PRESUPUESTO	37.979,82 €

Tabla 7. Presupuesto sistema fotovoltaico aislado de la red

- Balance neto fotovoltaico.

En cambio, en esta opción estamos conectados a la red eléctrica. Esto implica que si un día no generamos la suficiente energía podemos coger la que sea necesaria de la red eléctrica, y en caso contrario, que generemos más energía de la que se necesita como ocurre en el periodo vacacional y los fines de semana, la vendemos a la red eléctrica recibiendo un aporte económico. Hay que realizar una gran inversión inicial, necesitaremos 100 kWp para poder estar conectados a la red, según el RD 900/2015. La ventaja de este tipo de instalación, es que después de pagar esta inversión inicial con lo recaudado de la instalación pasaremos a recibir beneficio económico de la misma.

La potencia que suministrará la instalación fotovoltaica es de aproximadamente 100,5 kW con el uso de 300 módulos fotovoltaicos SUNPOWER X21-335-BLK de 335 Wp.

Especificaciones técnicas	Descripción
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	57,3 V
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,85 A
Potencia Nominal	335 W
Eficiencia del módulo	21,1 %
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,23 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	67,9 V

Tabla 8. Especificaciones técnicas módulo SUNPOWER X21-335-BLK

Especificaciones físicas	Descripción
Dimensiones	1559x1046x46 mm
Peso	18,6 kg
Tipo de célula	Monocrystalina

Tabla 9. Especificaciones físicas módulo SUNPOWER X21-335-BLK

Para la elección correcta del inversor se utilizará el SunnyDesign. Se ha seleccionado el inversor STP 20000TL-30.

Especificaciones técnicas	Descripción
Potencia máxima de CC	20440 W
Tensión de entrada máxima	1000 V
Rango de tensión MPP	320 V a 800 V
Tensión de entrada mínima	150 V
Rendimiento máximo	98,4 %

Tabla 10. Especificaciones técnicas inversor STP 20000TL-30

Especificaciones físicas	Descripción
Dimensiones	661x682 x264 mm
Peso	61 kg
Autoconsumo nocturno	1 W
Tipo de protección	IP65

Tabla 11. Especificaciones físicas inversor STP 20000TL-30

Esta instalación tendría el siguiente presupuesto:

APARTADO	PRESUPUESTO (€)
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	23.892,74 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	48.014,00 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	271.906,74 €
GASTOS GENERALES (16%)	43.505,08 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	16.314,40 €
TOTAL	331.726,22 €
IMPUESTOS (7%)	23.220,84 €
TOTAL PRESUPUESTO	354.947,05 €

Tabla 12. Presupuesto balance neto fotovoltaico

Se ha escogido esta opción para la realización del proyecto porque a la larga reportaría mucho más beneficio, y porque para la actividad desarrollada en este edificio es la más adecuada.

1.9 Resultados finales

A raíz de la solución escogida pasaremos a describir la instalación.

En este caso, y según el Real Decreto 900/2015, tenemos que diferenciar entre autoconsumo tipo 1 y autoconsumo tipo 2.

“a) Modalidad de autoconsumo tipo 1: corresponde a la modalidad de suministro con autoconsumo definida en el artículo 9.1.a) de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Cuando se trate de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica

destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidad de autoconsumo tipo 2: corresponde a las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 9.1.b) y 9.1.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el sujeto consumidor y el productor.”

Atendiendo a lo que pone en el Real Decreto podemos decir que nuestra instalación fotovoltaica cumple con la modalidad de autoconsumo tipo 2, ya que además de producir energía para el uso propio, vamos a vender la energía sobrante a la compañía eléctrica.

En esta modalidad hay que tener en cuenta el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución. Los cargos asociados al autoconsumo se dividen en fijos (función de la potencia de aplicación de cargos) y en variables (función de la energía demandada y autoconsumida horarias). En Canarias los cargos variables están exentos.

- Potencia total de la instalación fotovoltaica.

Como ya se ha comentado en el apartado anterior, la instalación fotovoltaica es de aproximadamente 100,5 kW, 300 módulos de 335 Wp.

En el RD 900/2015 se especifica que uno de los requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo es que la suma de las potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. En este caso, se ha escogido una instalación solar fotovoltaica de 100,5 kW porque la potencia contratada por el consumidor es de 150 kW.

- Diseño de la cubierta solar fotovoltaica.

La instalación se ubicará en distintos techos de un instituto en Candelaria. El generador fotovoltaico está formado por 300 paneles SUNPOWER X21-335-BLK de 335 Wp. La potencia total será de 100,5 kW.

Las placas fotovoltaicas estarán agrupadas de forma horizontal en 5 filas de 12 placas por fila.

La distribución de los módulos sobre la cubierta se ha de realizar con objeto de aprovechar al máximo la producción anual de energía eléctrica. Los parámetros que afectan de forma directa son la orientación y la inclinación de los módulos solares, las sombras y las pérdidas eléctricas.

La orientación más óptima es hacia el sur, y nuestro edificio está orientado al sur, por lo que los módulos debemos orientarlos en la misma dirección.

Tenemos 3 techos distintos en los que vamos a distribuir los módulos solares, los pasos a seguir en cada uno de ellos están explicados en el punto 1.6.4 de este documento. En el caso de la inclinación, la más óptima es de, aproximadamente 24°.

- Características y especificaciones de los elementos que componen la instalación.

Como se ha comentado anteriormente la instalación está compuesta por 300 placas fotovoltaicas SUNPOWER X21-335-BLK de 335 Wp.



Imagen 7. Panel solar SUNPOWER X21-335-BLK

Estos paneles comparados con un panel convencional de 240w, 1,6 m² y eficiencia del 15%, convierten más luz solar en electricidad, con lo que se produce un 44% más de potencia por panel y un 75% más de energía por metro cuadrado a lo largo de 25 años.

Ofrecen la misma durabilidad excelente que los paneles de serie E. Prácticamente inmune a la corrosión y a las grietas.

Para evitar problemas con sombras, se han realizado cálculos expuestos en el punto 2.1.6 de los anexos.

Las especificaciones técnicas y físicas de cada placa son:

Especificaciones técnicas	Descripción
Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp})	57,3 V
Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mp})	5,85 A
Tensión de circuito abierto (V_{dc})	67,9 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	6,23 A
Potencia pico ($P_{máx}$)	335 Wp

Tabla 13. Especificaciones técnicas panel SUNPOWER X21-335BLK

Especificaciones físicas	Descripción
Tipo de célula	Monocrystalina
Número de células	96
Altura	1559 mm
Ancho	1046 mm
Profundidad	46 mm
Peso	18,6 kg

Tabla 14. Especificaciones físicas panel SUNPOWER X21-335BLK

La estructura de sujeción de las placas deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 km/h. También será la encargada de fijar la inclinación de los paneles solares.

Para el anclaje de los paneles, se utilizará hormigón y tornillos de rosca, la estructura de los soportes será de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio.

Para el caso de este proyecto, se utilizará la estructura CVA915 24V de la marca SUNFER. Toda la información referente al montaje y tornillería utilizada estará en el manual adjunto al proyecto.



Imagen 8. Estructura SUNFER para los paneles fotovoltaicos

Los inversores deben tener una alta eficiencia para evitar la utilización de más generadores fotovoltaicos al entregar la potencia deseada. También, deben estar correctamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas e incorporar rearme y desconexión automáticos.

Para la elección correcta del inversor se utilizará el programa “Sunny Design”.

Para la instalación deseada, el programa ha seleccionado cinco inversores STP 20000TL-30.

Las especificaciones del inversor STP 20000TL son:

Especificaciones técnicas INPUT (DC)	Descripción
Máxima potencia admisible	20440 W
Rango de tensión de entrada	320 V a 800 V
Tensión máxima de entrada	1000 V
Corriente máxima de entrada/string	33 A/33 A

Tabla 15. Especificaciones técnicas de entrada inversor STP 20000TL

Especificaciones técnicas OUTPUT (AC)	Descripción
Frecuencia	50 Hz
Potencia nominal	20000 W
Distorsión Armónica Total (THD)	≤ 3%
Tensión de salida	180 V a 280 V
Máxima corriente de salida	29 A/29 A

Tabla 16. Especificaciones técnicas de salida inversor STP 20000TL

Datos del sistema	Descripción
Eficiencia máxima	98,4 %/98,0 %
Dimensiones	661/682/264 mm
Peso	61 kg
Protección	IP65
Fabricante	SMA

Tabla 17. Datos del sistema inversor STP 20000TL



Imagen 9. Inversor STP 20000TL

Como se ha comentado anteriormente utilizaremos un controlador dinámico de potencia, que es un mecanismo utilizado con balance neto sin inyección en la red o, también llamado, inyección cero.

Se debe dimensionar tanto el inversor como el controlador dinámico de potencia (CDP) en función del punto máximo de consumo del edificio.

Se ha escogido la marca SMA, el modelo CLUSTER CONTROLLER. El Cluster Controller es la unidad de comunicación central de la planta y lee los datos de los equipos de esta (como inversores y sensores) en todo momento. Acto seguido, el Cluster Controller pone a disposición estos datos de la planta a través de la pantalla, la interfaz de usuario y la interfaz de datos Modbus. Además, los datos de la planta pueden visualizarse, evaluarse y gestionarse a través del portal de internet Sunny Portal.

Las características del mismo son:

Especificaciones físicas	Descripción
Dimensiones	275/133/71 mm
Peso	0,9 kg

Tabla 18. Especificaciones técnicas contador CLUSTER CONTROLLER

El SMA Cluster Controller, tiene 8 entradas digitales que se utilizan para el ajuste predeterminado de las potencias activa y reactiva, 4 entradas analógicas, 3 señales de corriente analógicas y una señal de tensión, que se utilizan para la medición de irradiación, ajustes predeterminados de potencia activa/reactiva o medición de corriente/tensión. 3 salidas digitales que avisan de errores, advierte y limita la potencia activa y reactiva. Y, por último, salidas analógicas que confirman los ajustes predeterminados de las potencias activa y reactiva.



Imagen 10. Contador CLUSTER CONTROLLER

En el RD 900/2015 artículo 13, nos habla de los requisitos particulares de medida de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 2, que es el caso que estudiamos.

“Con carácter general los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberán disponer de:

- 1.º Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
- 2.º Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
- 3.º Potestativamente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.”

Lo que significa que para nuestra instalación fotovoltaica debemos incluir dos equipos de medida más, uno que mida la energía generada neta, o lo que es lo mismo, la energía que se produce en la planta fotovoltaica menos la que se utilizará para alimentar el laboratorio de tecnología, otro equipo que mida el consumo del laboratorio, y un último contador opcional colocado en el cuarto de contadores que mida la energía total demandada por el laboratorio, que correspondería al consumo del laboratorio menos la parte generada autoconsumida.

Para ello utilizaremos dos contadores siemens 7KT1548, uno que mida la energía neta generada y otro la energía consumida total.

Especificaciones eléctricas	Descripción
Frecuencia de empleo	50 Hz
Tensión de empleo	400 V
Intensidad de empleo	5 A
Intensidad de sobrecarga breve	125 A

Tabla 19. Especificaciones eléctricas contador siemens 7KT1548



Imagen 11. Contador siemens 7KT1548

- Conexiones de la instalación eléctrica.

Tenemos 5 inversores en los que se han dispuesto en cada uno 3 strings de 10 módulos para la entrada A del inversor y 3 strings de otros 10 módulos para la entrada B. Tanto para las conexiones de la entrada A como para las conexiones de la entrada B se han dispuesto cajas de registros para agrupar los strings y conectarlos a dichas entradas.

Tanto para los tramos de corriente continua como para los tramos de corriente alterna se ha dispuesto un cableado de tipo 0,6/1 kV. Para el caso de corriente continua se han elegido canalizaciones aéreas con tubos al aire de 2 conductores cada, siguiendo las especificaciones de la ITC-BT-21. Para el caso de corriente alterna se han escogido canalizaciones fijas en superficie tanto de dos conductores como de un solo conductor, agrupándolos de dos en dos y en el quinto inversor un único cable.

- Protecciones.

Tenemos varios tipos de protecciones en este tipo de instalaciones. Las protecciones sobre intensidades se encargarán de interrumpir el circuito en un tiempo conveniente para evitar los efectos que puedan presentarse por la misma. Tenemos que proteger la parte de corriente continua con fusibles y la parte de corriente alterna con un interruptor automático magnetotérmico en cada una de las salidas de los inversores.

También tenemos que proteger contra sobreintensidades, pero los propios inversores contienen ya fusibles y descargadores de sobretensiones transitorias y permanentes en su interior.

El último caso que vamos a contemplar es la protección contra contactos directos e indirectos que se realizará mediante un interruptor diferencial a la salida de cada uno de los inversores.

En la memoria justificativa se exponen los detalles y los cálculos y selección de cada una de las protecciones necesarias.

Además de las protecciones debemos proteger el sistema con la puesta a tierra que se encargará de limitar a tensión que pueda generarse en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo de fallo de los materiales eléctricos utilizados.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

1.10 Planificación

La planificación se ha hecho con el Microsoft Project atendiendo a las tareas que hay que realizar: compra de material, montaje de estructuras, módulos, inversores, ... Todo esto se encuentra detallado en la siguiente figura.

En la planificación, se muestra un gráfico del tiempo que se tardará en llevar a cabo la obra de la instalación, aproximadamente unos 4 meses de obra. El primer paso que hay que realizar antes de comenzar la obra son los trámites administrativos, en los que se solicitan, entre otros documentos, los permisos de obra.

Una vez que se posea la documentación y permisos necesarios para empezar la obra, se pasa a la compra de los materiales que se crean necesarios para la construcción, los paneles solares, inversores, cableado, protecciones, estructuras de los módulos y de los techos a construir y contadores, entre otras cosas.

Posteriormente se pasará a la construcción de los techos que se contemplan en este proyecto, para la posterior colocación de los módulos fotovoltaicos, con su estructura, del cableado y de los inversores.

Por último, el cableado que irá de los inversores al punto de conexión con sus correspondientes protecciones y todo lo que conlleva la instalación eléctrica, que sería los contadores, cuadros de protección, diferenciales y magnetotérmicos.

Antes de dar por finalizada la obra hay que realizar una evaluación del servicio y un control de calidad para comprobar que todo funcione correctamente y dejar la instalación solar fotovoltaica funcionando adecuadamente.

Este tipo de instalaciones requerirá un control continuo a través de internet y físicamente en la planta regularmente para comprobar que no existe desconexión del sistema o algún tipo de fallo. Para este control se hará uso de la plataforma que ofrece SMA para el control de la planta a distancia, y en caso de fallo o problema en la planta, se requerirá la presencia física de un técnico para la solución del problema.

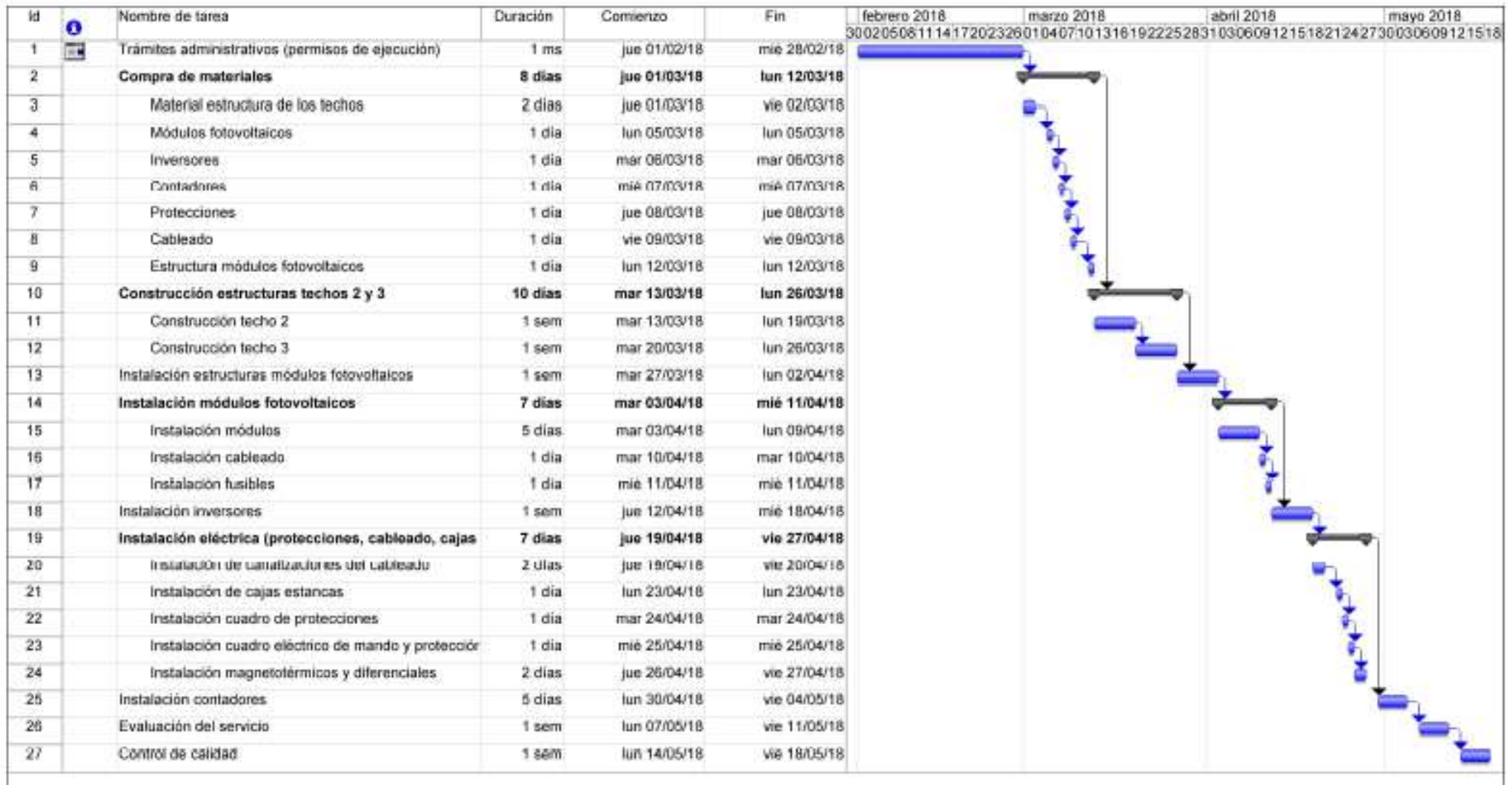


Imagen 12. Planificación proyecto

1.11 Orden de prioridad entre los documentos

El orden de prioridad de los documentos del que se compone este proyecto es el siguiente:

- Planos.
- Pliego de condiciones.
- Presupuesto.
- Memoria.

1.12 Conclusions.

In conclusion the chosen project deals with a photovoltaic solar installation of 100,5 kW of power in the institute Santa Ana of Candelaria. The project proposes an installation connected to the electricity grid to provide long-term economic benefit.

Once the project is completed, it is believed that the installation will be viable, so that in 26 years economic compensation will be started for the sale of the surplus energy of the installation. Taking into account that the installation will work for thirty or thirty-five years, which will generate benefits for the institute.

In short, this project will be economically profitable for the institute and academically for the students of the institute itself who can learn about renewable energies through this project, as for me personally, since I have learned more about this subject until Now I did not know.



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ANEXOS

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

1. Anexo 1. Cálculos.
2. Anexo 2. Estudio Básico de Seguridad y Salud.
3. Anexo 3. Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
4. Anexo 4. Estudio del balance neto y rentabilidad.
5. Anexo 5. Catálogos de los elementos constitutivos del objeto del Proyecto.



Universidad
de La Laguna
Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ANEXO 1. CÁLCULOS

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DEL ANEXO 1. CÁLCULOS

2.1	Potencia total de la instalación	2
2.2	Cálculo de secciones.....	3
2.3	Protecciones.....	14
2.3.1	Protecciones contra sobreintensidades.....	15
2.3.2	Protecciones contra sobretensiones.....	18
2.3.3	Protecciones contra contactos directos.....	18
2.3.4	Protecciones contra contactos indirectos.....	20
2.3.5	Puesta a tierra.	21
2.4	Orientación e inclinación.....	22
2.5	Sombras.....	24
2.5.1	Pérdidas por orientación e inclinación (OI).....	24
2.5.2	Pérdidas por sombras (S).	25
2.5.3	Pérdidas generales totales (OI+S).	26
2.6	Distancia entre módulos y muros.	26
2.6.1	Distancia entre módulos.	26
2.6.2	Elección del inversor.	30
2.6.3	Configuración de la instalación: temperaturas.	35

2.1 Potencia total de la instalación

La potencia total prevista de la instalación se calcula mediante la suma de las potencias consumidas por cada uno de los dispositivos de los que se hace uso en el aula que requiere nuestro estudio. Para ello se ha accedido al aula en cuestión y se ha verificado visualmente los dispositivos que en ella se encuentran.

Esta aula está dividida en tres sectores diferenciados, un aula en la que se imparte teoría, se encuentra dispuesta de pupitres de estudio, un ordenador para el profesor con un cañón para dar sus explicaciones en clase y la luminaria del aula, que en este caso son tubos fluorescentes.

En la parte baja de esta sala nos encontramos un pequeño taller, en el que los alumnos realizan actividades electrónicas, y en el que podemos encontrar tanto luminaria, como pistolas de silicona, taladros y soldadores.

Por último, encontramos una sala con ordenadores para los ejercicios de los alumnos en los que se requiera su utilización. También encontramos, igual que en el aula de teoría, un ordenador para el profesor con su correspondiente cañón. En esta aula también podemos encontrar una pizarra digital y una impresora 3D.

En la tabla que se muestra a continuación encontramos los dispositivos que se encuentran en el aula detalladamente y la suma de la potencia total del aula.

AULA DE TEORÍA	CAÑÓN	200 W
	ORDENADOR	125 W
	ILUMINACIÓN	8x36=288 W
TALLER	PISTOLAS DE SILICONA	6x60=360 W
	ILUMINACIÓN	18x36=648 W
	TALADRO	700 W
	SOLDADORES	6x40=240 W
SALA DE ORDENADORES	ORDENADORES	16x125=2250 W
	CAÑÓN	200 W
	PIZARRA DIGITAL	230 W
	IMPRESORA 3D	150 W
	ILUMINACIÓN	8x36=288 W
POTENCIA TOTAL PREVISTA		5679 W

Tabla 20. Potencia total prevista de la instalación

Cada una de estas aulas se utiliza una media de 4 horas diarias durante el periodo lectivo, esto no incluye ni fines de semana ni periodo vacacional. Lo que nos daría una potencia de aproximadamente 23 kWh/día. Para esta potencia se ha calculado la instalación solar fotovoltaica.

2.2 Cálculo de secciones.

Para realizar el cálculo de las secciones de los conductores debemos realizar previamente otros cálculos.

- Longitud de cada derivación.

Para hallar la longitud de cada una de las líneas tenemos que tener en cuenta dos tramos de cableado, el tramo que conecta los módulos entre sí y que va al inversor y el tramo que va del inversor al punto de conexión. Cada inversor se encuentra a una distancia distinta y en una posición diferente por lo que tenemos que calcular las longitudes por separado.

Si ponemos como ejemplo el inversor número 5, que se encuentra sobre el edificio en el que se encuentra el punto de conexión tenemos:

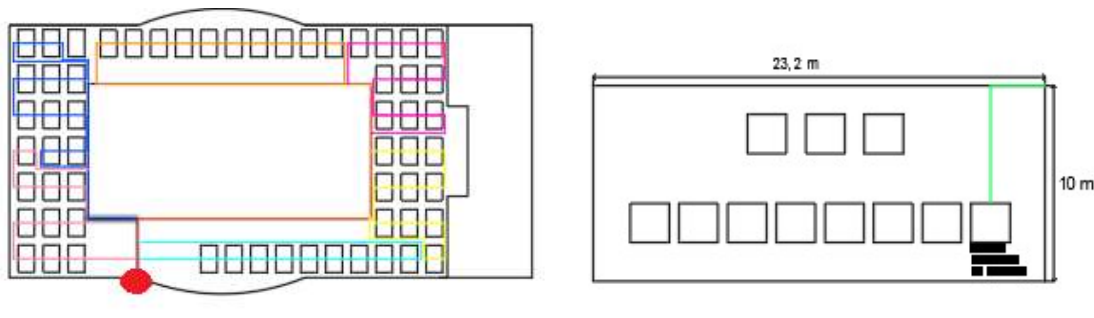


Imagen 13. Cableado módulos del inversor 5.

El inversor se va a encontrar situado al aire libre en el punto rojo de la imagen anterior, por lo que con la distancia entre los módulos y la ubicación del inversor el cableado que tendremos que utilizar para esta conexión será: para la entrada A del inversor, que vendrá de los módulos situados a la derecha del dibujo, 195 m de cable, y para la entrada B del inversor, que vendrá de los módulos situados a la izquierda del dibujo, 102 m de cable. Y el cableado que va del inversor al punto de conexión es de 20 m.

El resto de inversores se haría de la misma manera haciendo uso de los planos que se encuentran en este proyecto. Los demás datos de las longitudes del cableado se encuentran recogidos en las imágenes y en la tabla que se encuentran a continuación.

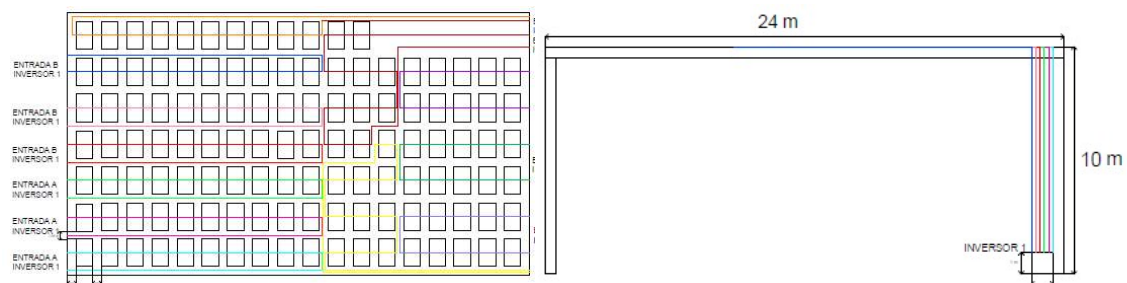


Imagen 14. Cableado módulos del inversor 1.

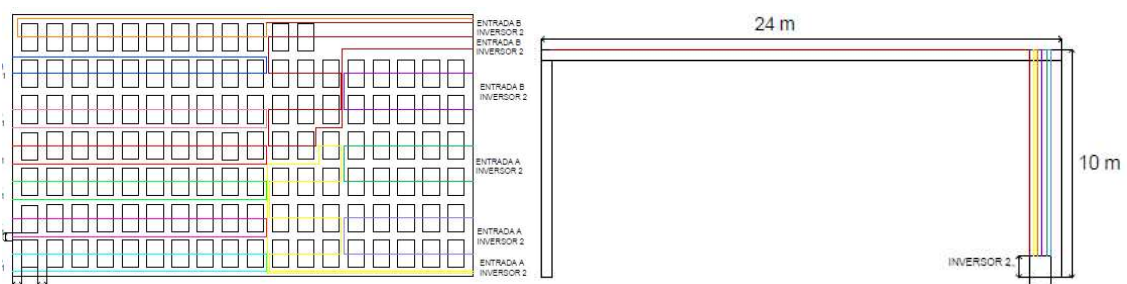


Imagen 15. Cableado módulos del inversor 2.

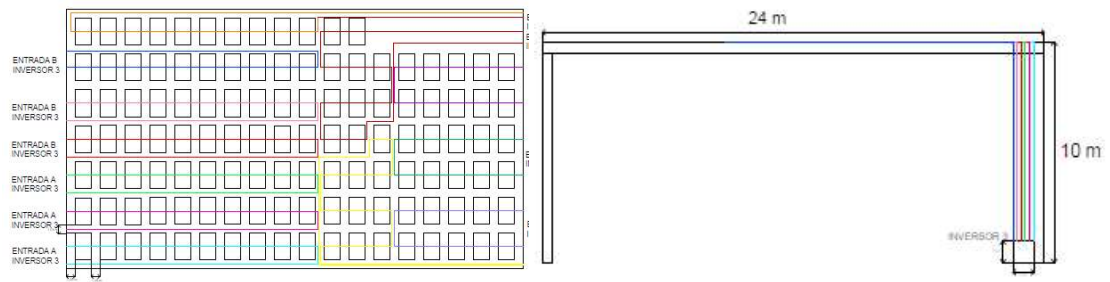


Imagen 16. Cableado módulos del inversor 3.

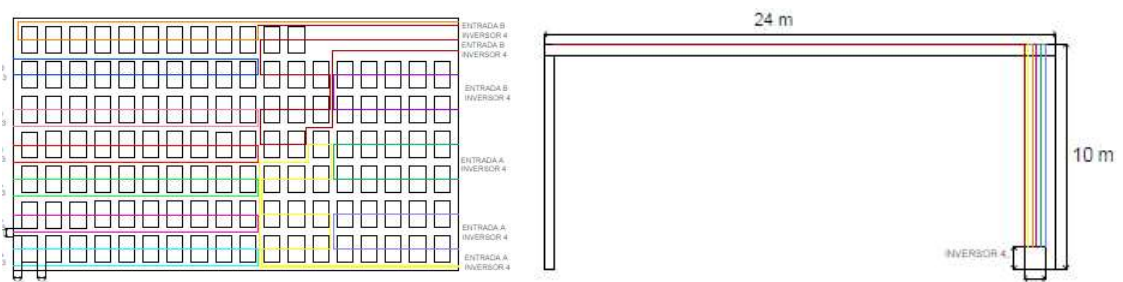


Imagen 17. Cableado módulos del inversor 4.

		Longitud (m)
Módulos FV-Inversor 1	Entrada A	250
	Entrada B	130
Módulos FV-Inversor 2	Entrada A	100
	Entrada B	180
Módulos FV-Inversor 3	Entrada A	250
	Entrada B	130
Módulos FV-Inversor 4	Entrada A	100
	Entrada B	180
Módulos FV-Inversor 5	Entrada A	195
	Entrada B	102
Inversor 1-Punto de Conexión		110
Inversor 2-Punto de Conexión		92
Inversor 3-Punto de Conexión		64
Inversor 4-Punto de Conexión		77
Inversor 5-Punto de Conexión		20

Tabla 21. Longitud de los cables de la instalación

- Conductividad.

Para nuestro proyecto seleccionamos cables de cobre con una conductividad de 56 m/Wmm².

- Tensión de servicio.

La tensión de servicio de nuestra instalación, de acuerdo a la nueva normativa vigente, es de 400/230 V.

- Caída de tensión.

Para la caída de tensión haremos uso de la ITC-BT 40 en la que se indica que la caída de tensión máxima para corriente continua es de 1,5% y para corriente alterna es de 2%.

- Intensidad máxima admisible por el cable.

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible podemos calcularla mediante la siguiente fórmula:

$$I_{m\acute{a}x\ admisible} = \frac{P}{V \cdot \cos\phi}$$

En el inversor 1 tendríamos lo siguiente:

Entrada A → en la entrada A del inversor conectamos 3 strings en paralelo, con 10 módulos conectados en serie en cada uno de los strings. Por lo tanto, la potencia total que tendríamos en el nodo de la entrada del inversor sería:

$$P = 3\ strings \cdot 10\ m\acute{o}dulos \cdot 335\ W = 10050\ W$$

El voltaje que tendríamos en la entrada de dicho inversor, sería común para cada una de las líneas del string, por lo que tendríamos:

$$V = 10\ m\acute{o}dulos \cdot 57,3\ V = 573\ V$$

Estos valores, tanto el de la potencia como el del voltaje de los módulos lo conseguimos en la hoja de características de nuestro módulo fotovoltaico.

DATOS ELÉCTRICOS		
	X21-335-BLK	X21-345
Potencia nominal ¹² (P _{nom})	335 W	345 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia media de panel ¹³	21,1%	21,5%
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mpp})	57,3 V	57,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mpp})	5,85 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	67,9 V	68,2 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,23 A	6,39 A
Tensión máxima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL	
Fusible máximo por serie	20 A	
Coefficiente de temperatura de potencia	-0,30% / °C	
Coefficiente de temperatura de voltaje	-167,4 mV / °C	
Coefficiente de temperatura de corriente	3,5 mA / °C	

Imagen 18. Datos eléctricos módulo

Por lo tanto, la intensidad máxima admisible del cable sería:

$$I_{\text{máx admisible}} = \frac{P}{V \cdot \cos\varphi} = \frac{10050}{573} \approx 17,6 \text{ A}$$

Entrada B → también tenemos 3 strings en paralelo, con 10 módulos conectados en serie. Por lo tanto, la potencia total a la entrada del inversor sería de 10050 W, igual que en la entrada A.

En cuanto al voltaje, también tendríamos 573 V porque tenemos el mismo tipo de conexión. Y la intensidad máxima admisible sería:

$$I_{\text{máx admisible}} = \frac{P}{V \cdot \cos\varphi} = \frac{10050}{573} \approx 17,6 \text{ A}$$

El cableado que conecta los módulos fotovoltaicos con los inversores tendrá la misma intensidad máxima admisible, ya que en las entradas de los 5 inversores tenemos 3 strings de módulos en paralelo con 10 módulos en serie en cada uno de los strings.

En cuanto al cableado que va desde el inversor al punto de conexión sólo tenemos que ir a la hoja de características para conocer este dato, ya que viene especificado en la ficha técnica del inversor.

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	20440 W/20440 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3

Imagen 19. Datos técnicos inversor

La intensidad máxima admisible que soporta el cable, además de calcularlo con la fórmula matemática, nos la proporciona directamente en sunnydesign, a continuación, se adjunta una imagen de lo que aparece en el sunnydesign.

 **Compatible con FV/inversor**

Parámetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potencia de CC máx.	20,44 kW	10,05 kWp	10,05 kWp
Tensión de CC mín.	150 V	521 V	521 V
Tensión FV normal		 553 V	 553 V
Tensión de CC máx. (FV)	1000 V	 701 V	 701 V
Corriente de CC máx. (A/B)	33/33 A	 17,6 A	 17,6 A

Imagen 20. Datos eléctricos del inversor proporcionados por el sunnydesign.

Se puede comprobar que los datos que nos proporciona el programa coinciden con los datos que hemos calculado anteriormente. A continuación, se muestra una tabla en la que se recogen estos valores.

		Intensidad (A)
Módulos FV-Inversor 1	Entrada A	17,6
	Entrada B	17,6
Módulos FV-Inversor 2	Entrada A	17,6
	Entrada B	17,6
Módulos FV-Inversor 3	Entrada A	17,6
	Entrada B	17,6
Módulos FV-Inversor 4	Entrada A	17,6
	Entrada B	17,6
Módulos FV-Inversor 5	Entrada A	17,6
	Entrada B	17,6
Inversor 1-Punto de Conexión		33
Inversor 2-Punto de Conexión		33
Inversor 3-Punto de Conexión		33
Inversor 4-Punto de Conexión		33
Inversor 5-Punto de Conexión		33

Tabla 22. Intensidad máxima admisible por el cable

Y, por último, pasamos al cálculo de las secciones de los cables. Que se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u}$$

Siendo:

L: longitud del cable

I: intensidad máxima admisible por el cable

Y: conductividad del cable

Δu : caída de tensión de la línea, que como se comentó antes será 1,5% para los tramos de corriente continua y 2% para los tramos de corriente alterna.

Para el primer tramo, de los módulos fotovoltaicos hasta el inversor número 1, vamos a calcular su sección.

$$S(\text{entrada A del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 250 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 12,45 \text{ mm}^2$$

Para determinar el valor de la sección del cable tenemos que buscar el valor normalizado de sección al que más se acerca, al alza, el resultado que acabamos de calcular. Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 16 mm².

$$S(\text{entrada B del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 130 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 6,48 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 10 mm².

$$S(\text{salida inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 110 \cdot 33}{56 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 16,20 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección del cable sería de 25 mm².

Para el segundo tramo, de los módulos fotovoltaicos hasta el inversor número 2, vamos a calcular su sección.

$$S(\text{entrada A del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 4,98 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 6 mm².

$$S(\text{entrada B del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 180 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 8,97 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 10 mm².

$$S(\text{salida inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 92 \cdot 33}{56 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 13,55 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección del cable sería de 16 mm².

Para el tercer tramo, de los módulos fotovoltaicos hasta el inversor número 3, vamos a calcular su sección.

$$S(\text{entrada A del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 250 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 12,46 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 16 mm².

$$S(\text{entrada B del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 130 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 6,48 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 10 mm².

$$S(\text{salida inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 64 \cdot 33}{56 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 9,42 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección del cable sería de 10 mm².

Para el cuarto tramo, de los módulos fotovoltaicos hasta el inversor número 4, vamos a calcular su sección.

$$S(\text{entrada A del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 4,98 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 6 mm².

$$S(\text{entrada B del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 180 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 8,97 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 10 mm².

$$S(\text{salida inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 77 \cdot 33}{56 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 11,34 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección del cable sería de 16 mm².

Y, para el quinto tramo, de los módulos fotovoltaicos hasta el inversor número 5, vamos a calcular su sección.

$$S(\text{entrada A del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 195 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 9,71 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 10 mm².

$$S(\text{entrada B del inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 102 \cdot 17,6}{56 \cdot (0,015 \cdot 841)} = 5,08 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección de cable sería de 6 mm².

$$S(\text{salida inversor}) = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 33}{56 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 2,95 \text{ mm}^2$$

En este tramo, la sección del cable sería de 6 mm².

En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

		Longitud (m)	Intensidad (A)	Voltaje (V)	Caída de tensión (V)	Conductividad (m/Wmm ²)	Sección (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)
Módulos FV- Inversor 1	Entrada A	250	17,6	841	12,615	56	12,45	16
	Entrada B	130	17,6	841	12,615	56	6,48	10
Módulos FV- Inversor 2	Entrada A	100	17,6	841	12,615	56	4,98	6
	Entrada B	180	17,6	841	12,615	56	8,97	10
Módulos FV- Inversor 3	Entrada A	250	17,6	841	12,615	56	12,45	16
	Entrada B	130	17,6	841	12,615	56	6,48	10
Módulos FV- Inversor 4	Entrada A	100	17,6	841	12,615	56	4,98	6
	Entrada B	180	17,6	841	12,615	56	8,97	10
Módulos FV- Inversor 5	Entrada A	195	17,6	841	12,615	56	9,71	10
	Entrada B	102	17,6	841	12,615	56	5,08	6
Inversor 1- Punto de conexión		110	33	400	8	56	16,20	25
Inversor 2- Punto de conexión		92	33	400	8	56	13,55	16
Inversor 3- Punto de conexión		64	33	400	8	56	9,42	10
Inversor 4- Punto de conexión		77	33	400	8	56	11,34	16
Inversor 5- Punto de conexión		20	33	400	8	56	2,94	6

Tabla 23. Secciones de los cables

En conclusión, para las conexiones de corriente continua utilizaremos un cable monofásico de 16 mm² de XLPE, ya que es el mayor resultado que hemos obtenido y se cumplirían los resultados mínimos de cada una de las líneas. Y, para las conexiones de corriente alterna utilizaremos un cable trifásico de 25 mm² de XLPE, de la misma manera que en el caso de continua escogeremos la mayor sección de las calculadas.

- Canalizaciones

Para calcular las canalizaciones debemos hacer uso de la ITC-BT-21. Los cables que van de los módulos fotovoltaicos a los inversores tendrán canalizaciones aéreas o con tubos al aire, por ello vamos a la tabla del ITC-BT-21 y escogemos el diámetro de la canalización. Los cables los agruparemos de dos en dos para que cada string de módulos vaya hacia el inversor en una canalización distinta.

Sección nominal de los conductores (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Imagen 21. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Tenemos cables de sección 16 mm² y de dos conductores, por lo que tendremos una canalización de 25 mm de diámetro exterior.

Para el caso de las canalizaciones del cableado que va de los inversores al punto de conexión, tenemos canalizaciones fijas en superficie, y cajas de registros cada vez que se tenga que cambiar la dirección de los cables en las esquinas de las paredes.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Imagen 22. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Para ellos también hacemos uso de la ITC-BT-21. Para 25 mm² de cable y un solo conductor tenemos un diámetro exterior de 20 mm para dichas canalizaciones.

Además de las canalizaciones tendremos que poner 24 cajas de registro, como se comentó con anterioridad, una caja de registro cada vez que el cable cambie de dirección.

2.3 Protecciones.

La instalación debe estar provista de protecciones contra sobrecargas, sobretensiones y contactos directos e indirectos. Para ello, se han calculado las siguientes protecciones, todas ellas dispuestas en el plano "Esquema Unifilar".

2.3.1 Protecciones contra sobreintensidades.

a) Corriente alterna.

En el caso de corriente alterna, se ha hecho uso de interruptores magnetotérmicos.

Para el cálculo, se deben tener en cuenta (según la ITC-BT-22) dos corrientes: la intensidad de uso, que es la circulará por cada fase del cable, y la intensidad máxima que soporta el cable. Y la intensidad del magnetotérmico tiene que cumplir la siguiente ecuación:

$$I_B(A) \leq I_N(A) \leq I_Z(A)$$

Siendo:

I_B = la corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.

I_N = corriente asignada del dispositivo de protección.

I_Z = corriente máxima admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado.

Por ello, usando 6 magnetotérmicos: uno a cada salida del inversor y otro a la unión de las salidas, tenemos lo siguiente:

$$I_B = 33 A$$

$$I_Z(ITCBT - 19) = 88 A$$

$$33 A \leq I_N(A) \leq 88 A$$

Por tanto, el valor nominal de corriente del magnetotérmico será de 40 A observando la tabla de valores comerciales.

LÍNEA	$I_B \leq I_N \leq I_Z$	MAGNETOTÉRMICO
Inversor 1	$33 A \leq I_N(A) \leq 88 A$	40 A
Inversor 2	$33 A \leq I_N(A) \leq 88 A$	40 A
Inversor 3	$33 A \leq I_N(A) \leq 88 A$	40 A
Inversor 4	$33 A \leq I_N(A) \leq 88 A$	40 A
Inversor 5	$33 A \leq I_N(A) \leq 88 A$	40 A

Tabla 24. Intensidad nominal de los magnetotérmicos

Para calcular el poder de corte (I_{cn}), se debe tener en cuenta que, como mínimo será 4500 A según la ITC-BT-17.

1.3 Características principales de los dispositivos de protección

El interruptor general automático de corte omnipolar tendrá poder de corte suficiente para la intensidad de cortocircuito que pueda producirse en el punto de su instalación, de 4.500 A como mínimo.

Los demás interruptores automáticos y diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación. La sensibilidad de los interruptores diferenciales responderá a lo señalado en la Instrucción ITC-BT-24.

Los dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de los circuitos interiores serán de corte omnipolar y tendrán los polos protegidos que corresponda al número de fases del circuito que protegen. Sus características de interrupción estarán de acuerdo con las corrientes admisibles de los conductores del circuito que protegen.

Imagen 23. Características principales de los dispositivos de protección

El poder de corte del magnetotérmico debe ser mayor que la corriente de cortocircuito.

$$I_{cn} > I_{cc}$$

Siendo la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{V}{R}$$

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

Donde ρ es la resistividad del cobre, cuyo valor es $0,018\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$, L la longitud de la línea, S la sección del cable (25 mm^2) y V la tensión de suministro (400 V).

Para el inversor 1 tendríamos lo siguiente:

$$R = \frac{0,018 \cdot 110}{25} = 0,0792 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,0792} = 4,04 \text{ kA}$$

$$I_{cn} > 4,04 \text{ kA}$$

Como la ITC-BT-17 dice que como mínimo el poder corte será de 4500 A, o lo que es lo mismo 4,5 kA. En este caso, para el inversor 1 el magnetotérmico tendrá un poder de corte de 4,5 kA.

Para el inversor 2 tendríamos lo siguiente:

$$R = \frac{0,018 \cdot 92}{25} = 0,06624 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,06624} = 4,83 \text{ kA}$$

$$I_{cn} > 4,83 \text{ kA}$$

En este caso, para el inversor 2 el magnetotérmico tendrá un poder de corte de 6 kA.

Para el inversor 3 tendríamos lo siguiente:

$$R = \frac{0,018 \cdot 64}{25} = 0,04608 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,04608} = 6,94 \text{ kA}$$

$$I_{cn} > 6,94 \text{ kA}$$

En este caso, para el inversor 3 el magnetotérmico tendrá un poder de corte de 10 kA.

Para el inversor 4 tendríamos lo siguiente:

$$R = \frac{0,018 \cdot 77}{25} = 0,05544 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,05544} = 5,77 \text{ kA}$$

$$I_{cn} > 5,77 \text{ kA}$$

En este caso, para el inversor 4 el magnetotérmico tendrá un poder de corte de 6 kA.

Para el inversor 5 tendríamos lo siguiente:

$$R = \frac{0,018 \cdot 20}{25} = 0,0144 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,0144} = 22,22 \text{ kA}$$

$$I_{cn} > 22,22 \text{ kA}$$

En este caso, para el inversor 5 el magnetotérmico tendrá un poder de corte de 25 kA.

LÍNEA	LONGITUD LÍNEA (m)	RESISTENCIA CC (Ω)	INTENSIDAD CC (kA)	PODER DE CORTE (kA)
Inversor 1	110	0,0792	4,04	4,5
Inversor 2	92	0,06624	4,83	6
Inversor 3	64	0,04608	6,94	10
Inversor 4	77	0,05544	5,77	6
Inversor 5	20	0,0144	22,22	25

Tabla 25. Poder de corte de los interruptores magnetotérmicos

b) Corriente continua.

Para el caso de corriente continua, se ha hecho uso de fusibles.

Para la instalación los fusibles empleados serán calibrados a la intensidad del circuito que protegen.

La corriente nominal de los módulos es de 6,23 A, siendo en cada serie la misma corriente. Por lo tanto, se ha dispuesto un fusible de 10 A por cada serie de 12 módulos fotovoltaicos, para proteger los módulos en caso de fallo y evitar daños “aguas abajo”.

2.3.2 Protecciones contra sobretensiones.

Los inversores poseen protecciones internas contra sobretensiones con descargadores integrados.

2.3.3 Protecciones contra contactos directos.

Según la ITC-BT-24 esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

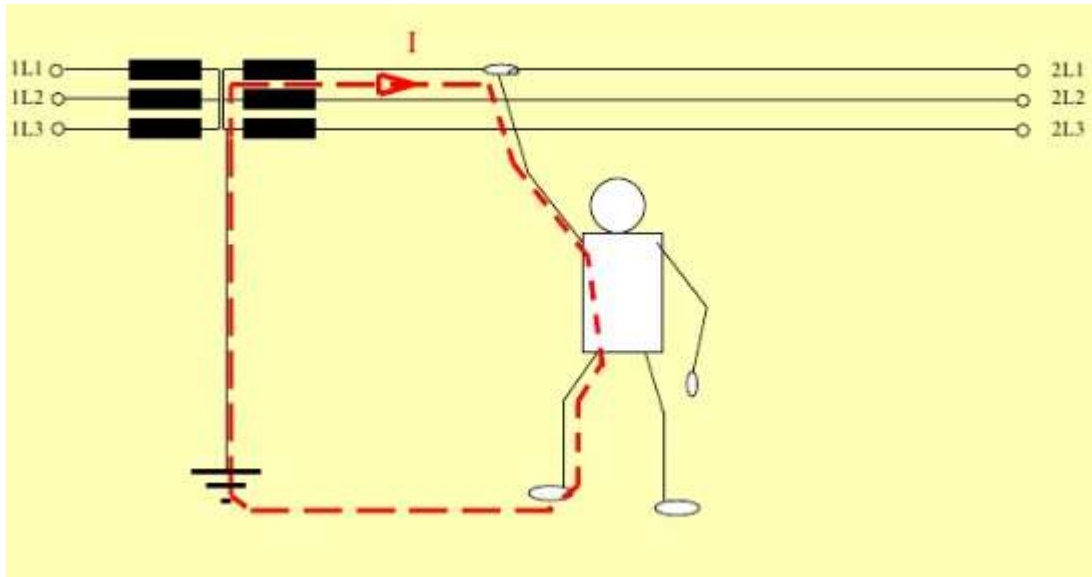


Imagen 24. Contacto directo entre una fase y tierra

Los medios utilizados son habitualmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas. Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Las pinturas, barnices, lacas y productos similares no se considera que constituyan un aislamiento suficiente en el marco de la protección contra los contactos directos.

- Protección por medio de barreras o envolventes. Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección **IP XXB**, según **UNE 20324**. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles deben responder como mínimo al grado de protección **IP 4X** o **IP XXD**.

- Protección por medio de obstáculos. Esta medida **no garantiza una protección completa** y su aplicación se limita, en la práctica, a **los locales de servicio eléctrico solo accesibles al personal autorizado**.

Los obstáculos están destinados a impedir los contactos fortuitos con las partes activas, pero no los contactos voluntarios por una tentativa deliberada de salvar el obstáculo.

- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento. Esta medida **no garantiza una protección completa** y su aplicación se limita, en la práctica, a **los locales de servicio eléctrico solo accesibles al personal autorizado**.

Los obstáculos están destinados a impedir los contactos fortuitos con las partes activas.

- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual. Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente **diferencial-residual**, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea **inferior o igual a 30 mA**, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

2.3.4 Protecciones contra contactos indirectos.

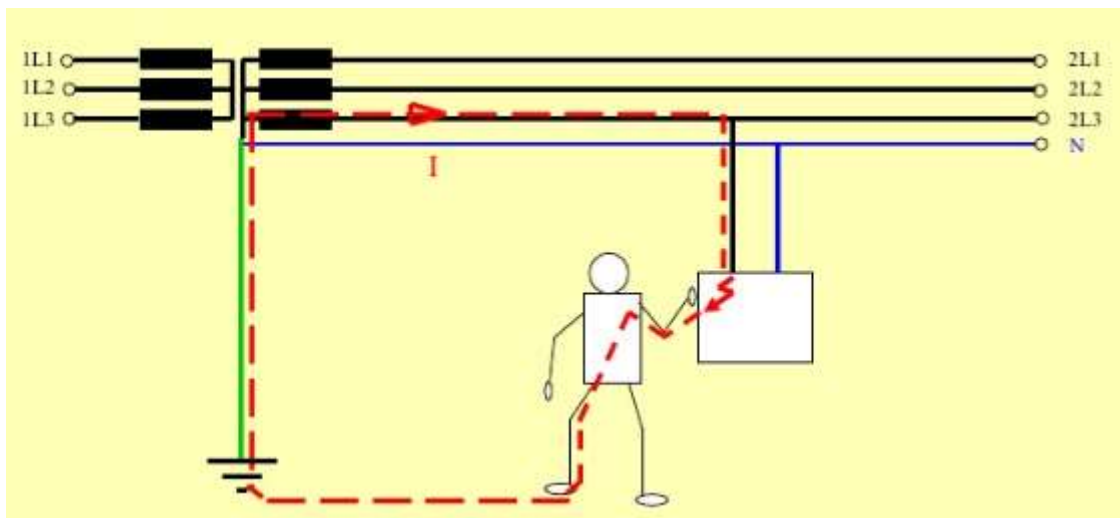


Imagen 25. Contacto eléctrico indirecto

Según la ITC-BT-24 esta protección se consigue mediante la aplicación del corte automático de alimentación. **La tensión límite convencional es igual a 50 V**, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales. En **ciertas condiciones** pueden especificarse

valores menos elevados, como, por ejemplo, **24 V** para las instalaciones de alumbrado público contempladas en la **ITC-BT-09**, apartado 10.

Para la protección contra contactos directos e indirectos se hará uso de un interruptor diferencial.

Se emplearán diferenciales de alta sensibilidad con una corriente de fuga de 30 mA y un tiempo de respuesta de 50 ms, lo cual garantiza una protección adecuada para las personas.

Los seleccionaremos en base a los magnetotérmicos, con una intensidad nominal superior a la de los magnetotérmicos para una protección adecuada.

LÍNEA	MAGNETOTÉRMICO	DIFERENCIAL
Inversor 1	40 A	50 A, 30 mA
Inversor 2	40 A	50 A, 30 mA
Inversor 3	40 A	50 A, 30 mA
Inversor 4	40 A	50 A, 30 mA
Inversor 5	40 A	50 A, 30 mA

Tabla 26. Cálculos interruptores diferenciales

2.3.5 Puesta a tierra.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra hacemos uso de la ITC-BT-18 y se dimensionará de forma que no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso.

Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

-24 V en local o emplazamiento conductor.

-50 V en los demás casos.

Se debe tener en cuenta que el terreno sobre el que se realizará, tendrá una naturaliza de pizarra y, por lo tanto, una resistividad de 300 $\Omega \cdot m$. La resistencia de puesta a tierra se calculará con la siguiente expresión:

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

Siendo ρ la resistividad media del terreno y L la longitud de las picas, en este caso 5 metros.

$$R = \frac{300}{5} = 60 \Omega$$

Según la ITC-BT-26 la resistencia debe ser menor que 37Ω , se dispondrán dos picas en paralelo dando lugar a:

$$R_T = \frac{R_{P1} \cdot R_{P2}}{R_{P1} + R_{P2}} = \frac{60 \cdot 60}{60 + 60} = 30 \Omega$$

Por tanto, para la puesta a tierra se situarán dos picas de 5 metros con resistencia de 60Ω en paralelo, dando lugar a una resistencia de puesta a tierra de 30Ω .

Con este valor, podemos hallar la tensión máxima de contacto, sabiendo que las corrientes residuales pueden tomar un valor máximo de 30 mA que es el valor de la sensibilidad de los interruptores diferenciales.

$$V_C = I_{m\acute{a}x} \cdot R_T = 0,03 \cdot 30 = 0,9 V$$

2.4 Orientación e inclinación.

Para la disposición de los módulos fotovoltaicos hay que tener en cuenta la orientación y la inclinación de los mismos.

Orientación: viene determinada por el ángulo de azimut, alfa (α). Este ángulo es el formado entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Para módulos orientados al Sur, con 0° .

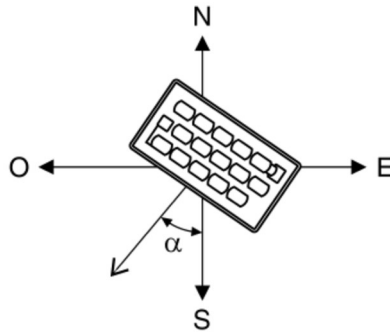


Imagen 26. Ángulo azimut o de orientación (α)

En este caso la inclinación corresponde con los módulos orientados al Sur, con 0° .

Inclinación: viene determinada por el ángulo de inclinación, beta (β). Este ángulo es el formado por la superficie de los módulos con el plano horizontal.

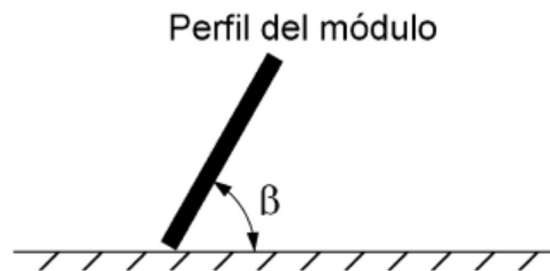


Imagen 27. Ángulo de inclinación (β)

Para obtener el ángulo de inclinación, al ser fijo, hay diversas fórmulas que pueden determinar el ángulo óptimo anual. Se usará la ecuación expuesta por Charles R. Landau.

$$\beta = 3.1^{\circ} + (\phi \cdot 0.76) = 3.1^{\circ} + (28^{\circ} \cdot 0.76) = 24^{\circ}$$

En conclusión, tendremos una inclinación de 24° de los módulos solares fotovoltaicos. Pero, hay que tener en cuenta que en uno de los techos donde tenemos módulos solares tiene su propia inclinación.

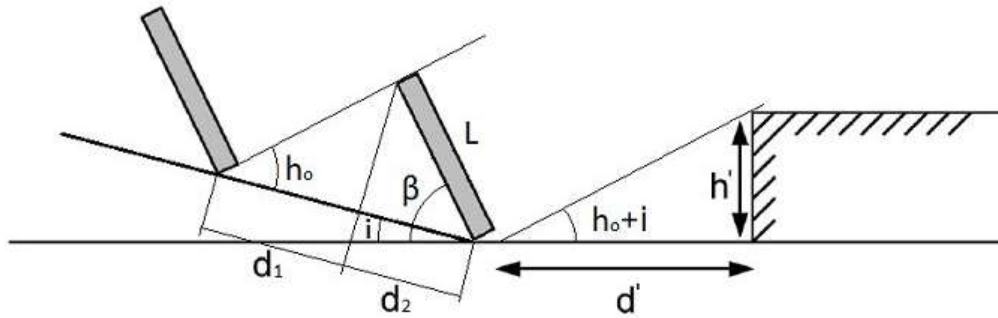


Imagen 28. Techo con inclinación (i) y ángulo de inclinación (β)

2.5 Sombras.

2.5.1 Pérdidas por orientación e inclinación (OI).

El siguiente parámetro característico en las instalaciones fotovoltaicas es el sombreado de las mismas. El sombreado parcial produce una disminución de la irradiancia sobre el módulo o célula solar. De esta forma, en función de la sombra disminuirá o aumentará la intensidad de cortocircuito si disminuye o aumenta dicha sombra, provocando que el sistema no funcione de la manera esperada, dando lugar a la disminución de la potencia. Para evitar esto, y obtener un rendimiento máximo de los módulos fotovoltaicos se procederá a estudiar los posibles casos de las sombras para la orientación e inclinación calculada en el subapartado anterior.

Se ha hecho uso de la tabla I del pliego de condiciones técnicas para sistemas conectados a red de la IDAE expuesta a continuación:

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

Tabla 27. Límite-pérdidas por sombras

Para el caso de las pérdidas por orientación e inclinación general (pérdidas del 10%) con una orientación de 0° Sur y una inclinación de 24° , se tiene que:

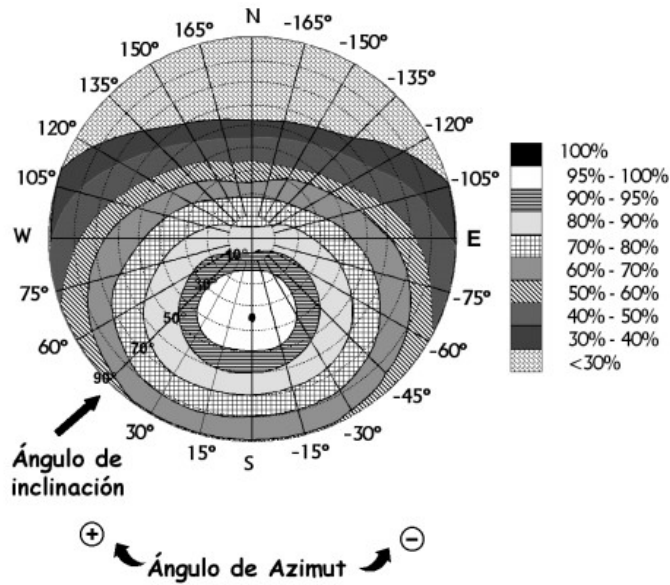


Imagen 29. Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

$$\beta_{m\acute{a}x} = \text{inclinaci3n}(\text{mayor \acute{a}ngulo}) - (41^\circ - \emptyset)$$

$$\beta_{m\acute{i}n} = \text{inclinaci3n}(\text{menor \acute{a}ngulo}) - (41^\circ - \emptyset)$$

2.5.2 P3rdidas por sombras (S).

En este apartado se pretende calcular las p3rdidas por sombras. Consiste en la comparaci3n del perfil de obst3culos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Realizando los pasos de obtenci3n y representaci3n del perfil de obst3culos y seleccionando la tabla de referencia para los c3lculos expuestos en el pliego de condiciones, se obtendr3n las p3rdidas por sombras. El diagrama de trayectorias es el siguiente:

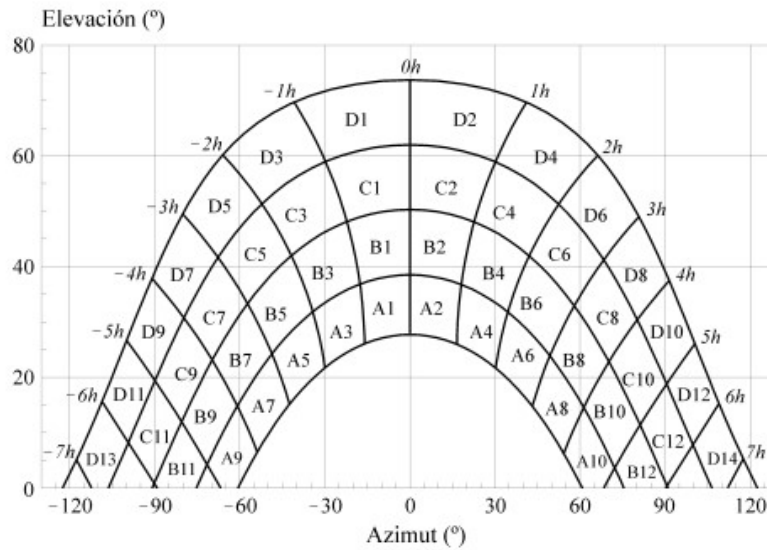


Imagen 30. Diagrama de trayectorias del Sol

2.5.3 Pérdidas generales totales (OI+S).

Las pérdidas generales totales serán la suma de las generadas por sombras y por orientación e inclinación.

2.6 Distancia entre módulos y muros.

2.6.1 Distancia entre módulos.

En este apartado se calculará la distancia mínima necesaria entre cada fila de módulos y muros para evitar que haya sombreado parcial o total hacia alguno de los módulos.

Ayudándose nuevamente del pliego de condiciones técnicas, este expone que la distancia ‘d’, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura ‘h’, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia ‘d’ será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d > k \cdot h$$

Tal que:

$$k = \frac{1}{tg(61 - \phi)}$$

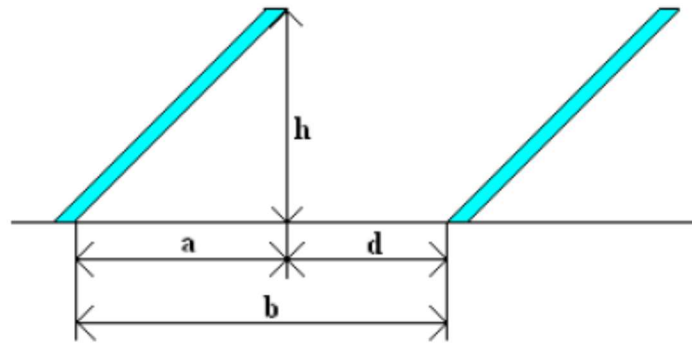


Imagen 31. Distancias mínimas entre módulos

Las distancias 'h' y 'a' varían en función del ángulo de inclinación que posean los módulos fotovoltaicos. Por ello, teniendo un ángulo de inclinación fijo de $\beta = 24^\circ$ se obtienen las distancias 'h' y 'a'. Teniendo unas dimensiones de 1559x1046x46 mm.

$$\text{hipotenusa} = 1,877 \text{ m}$$

$$h = \text{sen}(24) \cdot 1,877 = 0,76 \text{ m}$$

$$a = \text{cos}(24) \cdot 1,877 = 1,71 \text{ m}$$

Por tanto, se tiene que:

$$k = \frac{1}{\text{tg}(61 - \emptyset)} = \frac{1}{\text{tg}(61 - 24)} = 1,33 \text{ m}$$

$$d > k \cdot h = 1,33 \cdot 0,76 = 1,01 \text{ m}$$

Para la elaboración de esta instalación, se ha escogido una distancia 'd' igual a 1,05 m.

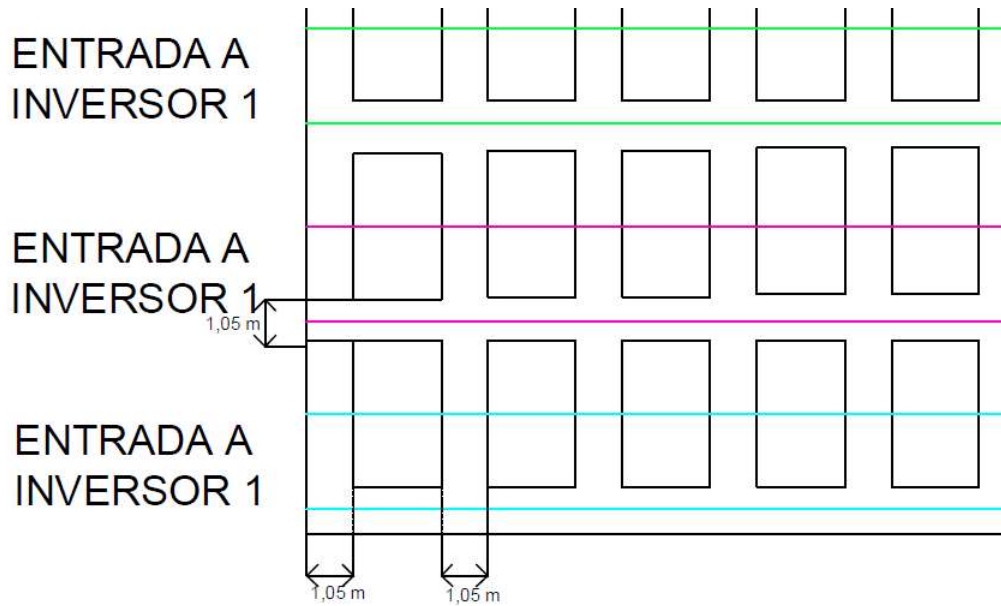


Imagen 32. Distancia entre módulos dejada en el proyecto

a) Distancia entre módulos y muros.

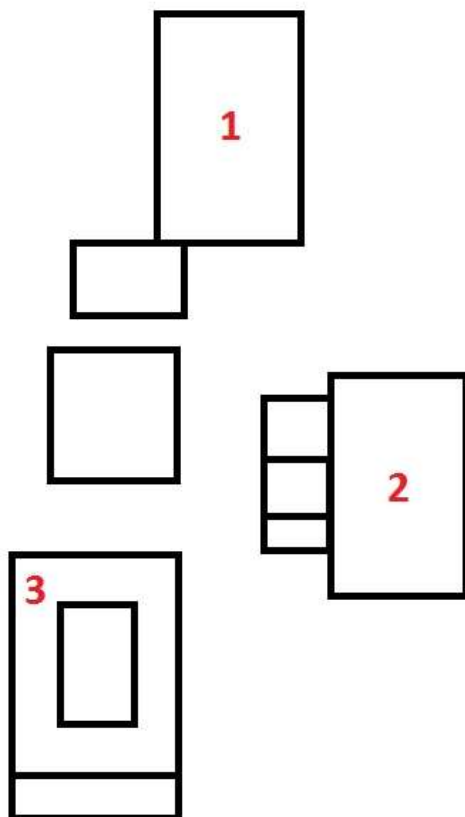


Imagen 33. Estructura de los techos del centro educativo

En nuestro caso, tenemos que tener en cuenta 3 techos diferentes. Para ello, utilizamos la *imagen 3* del punto 1.6.4 de la memoria descriptiva.

1. El techo número 1, que como se ha comentado anteriormente ya está construido, tiene una inclinación que tenemos que tener en cuenta a la hora de la colocación de los módulos solares pero que no nos va a hacer ningún tipo de sombra en los mismos.

2. El techo número 2, lo vamos a construir nosotros para este proyecto, por lo tanto, le daremos la altura suficiente para que los edificios adyacentes no generen sombras y será una estructura plana para salvaguardar la inclinación

adecuada de los paneles solares.

3. Y, por último, en el techo número 3, vamos a construir una estructura tal que la superficie central y los muros que nos generarían sombras en los paneles, no lo tengamos que tener en cuenta. La altura suficiente para esto será de 5 metros.

Para plantear la distribución de los módulos se tuvieron varias consideraciones iniciales. Una de ellas fue el gran número de módulos que habría en la instalación, por ello se prevé la construcción de un techo en las canchas del centro como soporte de los módulos. Otro problema que hubo que considerar es que algunos techos, poseen claraboyas que producirían sombra en nuestros módulos acortando el tiempo de radiación solar que recibirían los mismos. Además, encima de estas claraboyas no se podrían poner los módulos porque no entraría luz solar al aula que se encuentre debajo y por la posibilidad de que se pudieran efectuar una ruptura de dicha estructura.

Al no poseer grandes espacios donde poder construir nuestra instalación se decidió hacer uso del techo número 3. Como se muestra en la imagen siguiente, este techo posee una estructura central más elevada, y los muros que delimitan el techo también están elevados, para ellos se plantea la construcción de una estructura que salvaguarde esta elevación y así evitar las sombras que se producirían por dichos muros.



Imagen 34. Foto del edificio central del instituto

Después de todo esto, se planteó la distribución de dichos módulos. Para ello se hizo uso del google maps y se estudió la orientación geográfica del instituto. Teniendo en cuenta

esta orientación se colocan los paneles en la línea imaginaria Norte-Sur, de manera que quedaron de la siguiente manera:



Imagen 35. Distribución módulos

2.6.2 Elección del inversor.

Para la elección de los inversores se ha hecho uso del programa “Sunny Design”.

Primero se dispone el modelo de las placas fotovoltaicas que se van a utilizar y el número que se necesitan. En este caso tendríamos 300 módulos fotovoltaicos SunPower de 335 W de potencia.

▼ Generadores FV				
Nombre	Fabricante/módulo FV		Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV	SunPower X21-335-BLK (04/2013)	<i>i</i> <i>Q</i>	300 módulos FV 100,50 kWp	0° 24°

Imagen 36. Selección módulo solar fotovoltaico en la aplicación Sunny Design

Automáticamente el programa te elige el número de inversores y el tipo que requiere la instalación. En este caso se han obtenido 5 inversores de 20 kW.



Imagen 37. Selección inversores fotovoltaicos en la aplicación Sunny Design

Además, el programa te da la conexión adecuada de los paneles fotovoltaicos. Teniendo en cuenta que en un inversor tenemos dos entradas (A y B) y una única salida, el programa nos ha calculado el número adecuado de conexión a cada una de las entradas del inversor.

Podemos ver que la conexión que nos recomienda es A: 3x10 y B: 3x10. Esto significa que tendremos 6 strings (filas) de 10 módulos solares cada uno, y que conectaremos 3 de estos strings a la entrada A y los otros 3 a la entrada B. De esta manera tendremos en cuenta los 300 módulos de los que consta la instalación.

Pero si quisiéramos, se podría hacer este cálculo de la siguiente manera.

$$\text{número de módulos conectados en serie (string)} = \frac{V_{string}}{V_{mp}}$$

Para el V_{mp} vamos a la hoja de características del módulo fotovoltaico y vemos que el valor es de 57,3 V.

DATOS ELÉCTRICOS		
	X21-335-BLK	X21-345
Potencia nominal ¹² (Pnom)	335 W	345 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia media de panel ¹³	21,1%	21,5%
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	57,3 V	57,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	5,85 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	67,9 V	68,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,23 A	6,39 A
Tensión máxima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL	
Fusible máximo por serie	20 A	
Coefficiente de temperatura de potencia	-0,30% / °C	
Coefficiente de temperatura de voltaje	-167,4 mV / °C	
Coefficiente de temperatura de corriente	3,5 mA / °C	

Imagen 38. Tensión en el punto de máxima potencia del panel solar

En cuanto al V_{string} tenemos que ir a la hoja de características del inversor y ver cuál es el punto de máxima potencia. Para ello, haremos uso de la curva de rendimiento del inversor y vemos que el valor de esta tensión es de 600 V.

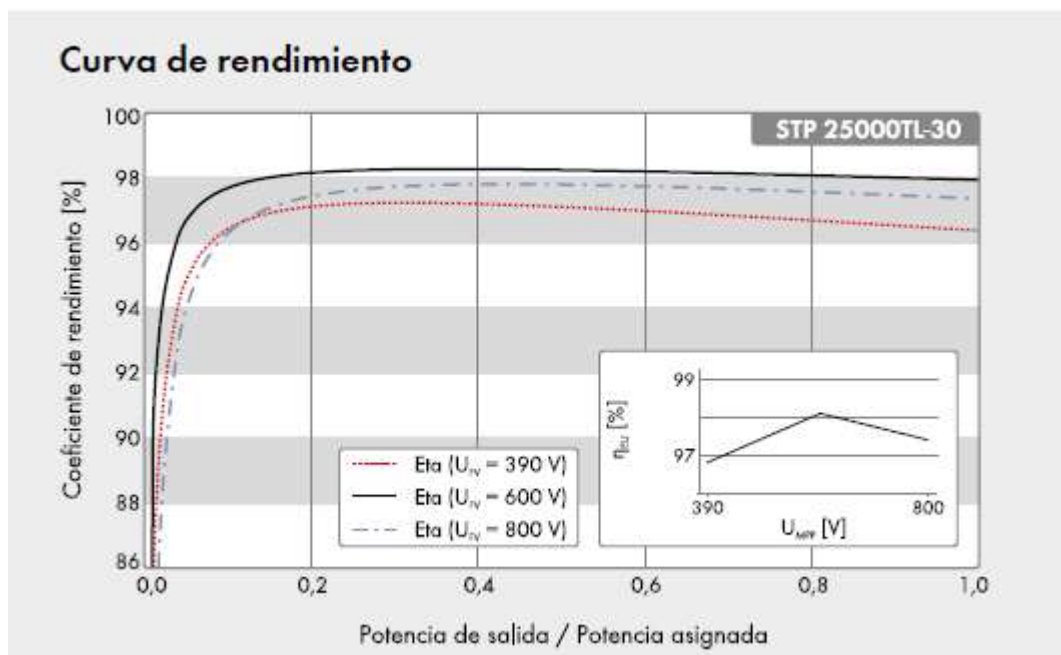


Imagen 39. Curva de rendimiento del inversor

Por lo tanto, tenemos que:

$$\text{número de módulos conectados en serie (string)} = \frac{600}{57,3} = 10,47$$

Aproximadamente 10 módulos, que es lo que nos calcula directamente el sunnydesign.

Para verificar que el número de módulos es el correcto hay que hacer una serie de comprobaciones:

$$1. V_{ocstring} < V_{max} \text{ del inversor}$$

$$V_{ocstring} = \text{número de módulos} \cdot V_{oc} = 10 \cdot 67,9 = 679 V$$

DATOS ELÉCTRICOS		
	X21-335-BLK	X21-345
Potencia nominal ¹² (Pnom)	335 W	345 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia media de panel ¹³	21,1%	21,5%
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	57,3 V	57,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	5,85 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	67,9 V	68,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,23 A	6,39 A

Imagen 40. Tensión de circuito abierto del módulo

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con cos φ = 1)/potencia asignada de CC	20440 W/20440 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3

Imagen 41. Voltaje máximo del inversor

El voltaje máximo del inversor son 1000 V, por lo que si cumple $679 V < 1000 V$

$$2. V_{ocstring} < V_{max} \text{ del módulo}$$

El voltaje máximo del módulo son 1000 V, por lo que si cumple $679 V < 1000 V$

DATOS ELÉCTRICOS		
	X21-335-BLK	X21-345
Potencia nominal ¹² (Pnom)	335 W	345 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia media de panel ¹³	21,1%	21,5%
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	57,3 V	57,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	5,85 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	67,9 V	68,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,23 A	6,39 A
Tensión máxima del sistema	1000 V	IEC & 600 V UL

Imagen 42. Tensión máxima del módulo

3. $V_{mpstring}$, se encuentre dentro de la ventana de trabajo del inversor.

$$V_{mpstring} = \text{número de módulos} \cdot V_{mp} = 10 \cdot 57,3 = 573 V$$

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	20440 W/20440 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3

Imagen 43. Rango de tensión del inversor

También cumple esta especificación $320 V < 573 V < 800 V$

En cuanto al cálculo de strings conectados en paralelo tenemos:

$$\frac{P_{\text{máx.inversor}}}{n^{\circ}\text{módulos serie} \cdot P_{\text{módulo}}} = \frac{20440}{10 \cdot 335} = 6,10$$

Aproximadamente en paralelo tenemos 6 strings conectados.

Tenemos que verificar dos puntos para la comprobación de este resultado:

1. n° de strings $\leq n^{\circ}$ máx de strings que admite el inversor

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	20440 W/20440 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3

Imagen 44. Número máximo de strings que admite el inversor

En este caso se cumple porque el número máximo de strings que admite el inversor es igual que el número de strings que nos ha dado; 6 strings.

$$2. \quad (I_{\text{máx string}} \cdot n^{\circ} \text{ string}) < I_{\text{máx inversor}}$$

$$(5 \text{ A} \cdot 6) < 33 \text{ A} \rightarrow 30 \text{ A} < 33 \text{ A}$$

También cumple esta especificación.

2.6.3 Configuración de la instalación: temperaturas.

La comprobación de los rangos de temperatura mínima y máxima evalúa el correcto funcionamiento del sistema elegido, puesto que la temperatura del módulo modifica sensiblemente los parámetros característicos del mismo.

Se considerará una temperatura mínima en los techos del instituto de 10° C (caso extremo). Con esta temperatura, la temperatura de la célula será distinta a 25° C .

Según los parámetros térmicos del panel fotovoltaico (comprobando la ficha técnica del mismo), se tiene que el coeficiente de temperatura varía a razón de $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ - Sabiendo que $V_{oc}=67,9 \text{ V}$, se tiene que la tensión de la serie es igual a 679 V .

$$\Delta V_{T_{\text{mín}}} = \frac{-0,3}{100} \cdot V_{oc} \cdot (T_{\text{mín}} - T_{\text{cél}})$$

Teniendo los siguientes datos, tenemos:

$$\Delta V_{T_{\text{mín}}} = \frac{-0,3}{100} \cdot 679 \cdot (10 - 25) = 30,55 \text{ V}$$

$$V_{\text{total}} = 679 + 30,55 = 709,55 \text{ V}$$

Por tanto, está dentro del rango de valores de tensión que se acepta a la entrada del inversor (entre 320V y 800V).



Universidad
de La Laguna
Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ANEXO 2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DEL ANEXO 2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

3.1	Objeto.....	2
3.1.1	Normas de Seguridad aplicables a la obra.	2
3.1.2	Descripción de las obras.....	3
3.1.3	Definición de los riesgos y las medidas de prevención y protección.....	3
3.1.4	Medidas de seguridad en las instalaciones fotovoltaicas.	21

3.1 Objeto.

Conforme se especifica en el apartado 2 del Artículo 6 del R.D.1627/1.997, el Estudio Básico deberá precisar:

- Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.
- La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto.)
- Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

3.1.1 Normas de Seguridad aplicables a la obra.

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).

- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).

3.1.2 Descripción de las obras.

El ámbito de aplicación del proyecto es la ejecución de la instalación solar fotovoltaica en un laboratorio de electrónica de un instituto.

3.1.3 Definición de los riesgos y las medidas de prevención y protección.

A) Movimiento de tierra.

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios al interior de la excavación.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos por partes móviles de maquinaria.
- Lesiones y/o cortes en manos y pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Vibraciones.
- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Ambientes pobres en oxígeno.
- Inhalación de sustancias tóxicas.
- Ruinas, hundimientos, desplomes en edificios colindantes.

- Condiciones meteorológicas adversas.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Problemas de circulación interna de vehículos y maquinaria.
- Desplomes, desprendimientos, hundimientos del terreno.
- Contagios por lugares insalubres.
- Explosiones e incendios.
- Derivados acceso al lugar de trabajo.

Medidas preventivas

- Entibaciones.
- Apuntalamientos, apeos.
- Achique de aguas.
- Barandillas en borde de excavación.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Separación tránsito de vehículos y operarios.
- No permanecer en radio de acción máquinas.
- Avisadores ópticos y acústicos en maquinaria.
- Protección partes móviles maquinaria.
- Cabinas o pórticos de seguridad.
- No acopiar materiales junto borde excavación.
- Conservación adecuada vías de circulación.
- Vigilancia edificios colindantes.
- No permanecer bajo frente excavación.
- Distancia de seguridad líneas eléctricas.

- Avisadores ópticos y acústicos en maquinaria.
- Protección partes móviles maquinaria.
- Cabinas o pórticos de seguridad.
- No acopiar materiales junto borde excavación.
- Conservación adecuada vías de circulación.
- Vigilancia edificios colindantes.
- No permanecer bajo frente excavación.
- Distancia de seguridad líneas eléctricas.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Botas de seguridad impermeables.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Cinturón anti vibratorio.
- Ropa de Trabajo.
- Traje de agua impermeable.

B) Cubiertas planas, inclinadas, material ligero.

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.

- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caída de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos.
- Lesiones y/o cortes en manos y pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruidos, contaminación acústica.
- Vibraciones.
- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Dermatitis por contacto de cemento y cal.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Condiciones meteorológicas adversas.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Derivados de medios auxiliares usados.
- Quemaduras en impermeabilizaciones.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.
- Derivados de almacenamiento inadecuado de productos combustible.

Medidas Preventivas

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.

- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallamos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Habilitar caminos de circulación.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Mascarillas con filtro mecánico.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.

- Botas, polainas, mandiles y guantes de cuero para impermeabilización.
- Ropa de trabajo.

C) Albañilería y cerramientos.

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caída de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos, aplastamientos en medios de elevación y transporte.
- Lesiones y/o cortes en manos.
- Lesiones y/o cortes en pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruidos, contaminación acústica.
- Vibraciones.
- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Dermatitis por contacto de cemento y cal.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Derivados medios auxiliares usados.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.

Medidas preventivas

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallazos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Iluminación natural o artificial adecuada.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.

- Gafas de seguridad.
- Mascarillas con filtro mecánico.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Ropa de trabajo.

D) Terminaciones (alicatados, enfoscados, enlucidos, falsos techos, solados, pinturas, carpintería, cerrajería, vidriería).

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos.
- Atropellos, colisiones, alcances, vuelcos de camiones.
- Lesiones y/o cortes en manos.
- Lesiones y/o cortes en pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Vibraciones.
- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Dermatitis por contacto cemento y cal.

- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Ambientes pobres en oxígeno.
- Inhalación de vapores y gases.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Explosiones e incendios.
- Derivados de medios auxiliares usados.
- Radiaciones y derivados de soldadura.
- Quemaduras.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.
- Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles.

Medidas preventivas

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallazos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas.

- Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Botas de seguridad impermeables.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Pantalla de soldador.

E) Instalaciones (electricidad, fontanería, gas, aire acondicionado, calefacción, ascensores, antenas, pararrayos).

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Choques o golpes contra objetos.

- Atrapamientos y aplastamientos.
- Lesiones y/o cortes en manos.
- Lesiones y/o cortes en pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Afecciones en la piel.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Ambientes pobres en oxígeno.
- Inhalación de vapores y gases.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Explosiones e incendios.
- Derivados de medios auxiliares usados.
- Radiaciones y derivados de soldadura.
- Quemaduras.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.
- Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles.

Medidas preventivas

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.

- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallazos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Botas de seguridad impermeables.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Pantalla de soldador.

Botiquín

En el centro de trabajo se dispondrá de un botiquín con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente y estará a cargo de él una persona capacitada designada por la empresa constructora.

F) Trabajos posteriores

Riesgos más frecuentes

- Caídas al mismo nivel en suelos.
- Caídas de altura por huecos horizontales.
- Caídas por huecos en cerramientos.
- Caídas por resbalones.
- Reacciones químicas por productos de limpieza y líquidos de maquinaria.
- Contactos eléctricos por accionamiento inadvertido y modificación o deterioro de sistemas eléctricos.
- Explosión de combustibles mal almacenados.
- Fuego por combustibles, modificación de elementos de instalación eléctrica o por acumulación de desechos peligrosos.
- Impacto de elementos de la maquinaria, por desprendimientos de elementos constructivos, por deslizamiento de objetos, por roturas debidas a la presión del viento, por roturas por exceso de carga.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Toxicidad de productos empleados en la reparación o almacenados en el edificio.
- Vibraciones de origen interno y externo.
- Contaminación por ruido.

Medidas preventivas

- Andamiajes, escalerillas y demás dispositivos provisionales adecuados y seguros.

- Anclajes de cinturones fijados a la pared para la limpieza de ventanas no accesibles.
- Anclajes de cinturones para reparación de tejados y cubiertas.
- Anclajes para poleas para izado de muebles en mudanzas.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Cinturones de seguridad y cables de longitud y resistencia adecuada para limpiadores de ventanas.
- Cinturones de seguridad y resistencia adecuada para reparar tejados y cubiertas inclinadas.

G) Obligaciones del promotor.

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

H) Coordinador en materia de Seguridad y Salud.

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona.

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 seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de 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 actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.

- 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 previstas 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 solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

I) Plan de Seguridad y Salud en el trabajo.

En aplicación del Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio Básico y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio Básico.

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero que siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

J) Obligaciones de contratistas y subcontratistas.

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

- Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:
- El mantenimiento de la obra en buen estado de 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 distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.

- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además, responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

K) Obligaciones de los trabajadores autónomos.

Los trabajadores autónomos están obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
 - a) El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
 - b) El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
 - c) La recogida de materiales peligrosos utilizados.
 - d) La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
 - e) La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
 - f) Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
- Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.

- Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.
- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.

Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

L) Paralización de los trabajos.

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

M) Derecho de los trabajadores.

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

N) Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras.

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

3.1.4 Medidas de seguridad en las instalaciones fotovoltaicas.

- Equipos y elementos de seguridad.

En una instalación fotovoltaica existen varios riesgos para la persona que hay que tener en cuenta. Uno de ellos es la realización de trabajos en altura, los módulos fotovoltaicos son colocados, generalmente, en techos para que capten la mayor parte de luz solar posible, evitando, en lo posible, las sombras en el panel. En este tipo de instalación se manipulan corrientes eléctricas de baja tensión, pero, además, sustancias químicas peligrosas que se encuentran en los componentes fotovoltaicos.

En este tipo de instalaciones se realiza una obra civil en la que se manipulan útiles y herramientas de montaje, maquinaria pesada y medios de transporte. La utilización o manipulación de este tipo de maquinaria supone, también, un riesgo para el trabajador.

Una de las medidas que se toman para evitar en alguna medida los riesgos mencionados anteriormente es la señalización. La señalización debe ser visible, estar en buen estado y será permanente o puntual en función de las operaciones que se estén realizando en cada momento.

La señalización que podemos encontrar en una instalación fotovoltaica es la siguiente:



Imagen 45. Señalizaciones de advertencia en una instalación fotovoltaica.



Imagen 46. Señalizaciones obligatorias en una instalación fotovoltaica.



Imagen 47. Señalizaciones de prohibición de una instalación fotovoltaica.

Otro elemento de seguridad en este tipo de instalaciones son los equipos de protección individual (EPI). Los EPI se utilizan cuando existen riesgos para la seguridad o salud de los trabajadores que no hayan podido limitarse suficientemente. Deben proporcionar una protección eficaz y no suponer un riesgo adicional.

Los EPI deben reunir las siguientes condiciones:

- Adecuados a las existentes en el lugar de trabajo.
- Tendrán en cuenta las condiciones anatómicas y fisiológicas (estado de salud del trabajador).
- Adecuadas a la persona que los va a utilizar, una vez ajustados.
- Los EPI deberán ser compatibles entre sí cuando se usen simultáneamente para diferentes objetivos.

Los EPI los suministra el empresario y algunos ejemplos de ellos son: casco para la protección de la cabeza, ropa de protección adecuada a las tareas a realizar, guantes protectores para las manos, arneses de seguridad para trabajos en altura, gafas protectoras para los ojos y calzado para la protección de los pies.

Para una correcta elección de los EPI, se deberá preparar algún tipo de encuesta sobre la utilización de los mismos a los usuarios. Ya que ellos son los que los utilizan y los que mejor pueden decir si son útiles o no, y si existe algún EPI necesario que no posean.

- Evaluación de riesgos en las instalaciones fotovoltaicas.
 - a) Riesgos eléctricos.

Los riesgos eléctricos que existen en este tipo de instalaciones son tres:

- Descargas eléctricas (arco eléctrico).
- Contactos directos.
- Contactos indirectos.

Los elementos de riesgo eléctrico son los cuadros de maniobra, las estructuras, los transformadores, iluminación fija o portátil, conexiones, postes, ...

Para evitar los riesgos eléctricos primero hay que retirar la tensión. Hay que desconectar la corriente, prevenir realimentación, verificar la ausencia de tensión y poner a tierra y en cortocircuito. Hay que delimitar la zona de trabajo mediante señalización y proteger frente a elementos próximos en tensión.

A continuación, una vez realizado el trabajo que se vaya a realizar, hay que restaurar la tensión. Se retiran las protecciones adicionales y la señalización, y se pone a tierra y en cortocircuito. Se desbloquea la señalización de los dispositivos de corte y se cierra el circuito para reponer la tensión.

- Riesgos derivados del uso de herramientas manuales eléctricas.

Las herramientas manuales eléctricas tienen tres clases de aislamiento.

- Clase I. Aislamiento funcional.
- Clase II. Aislamiento completo.
- Clase III. Alimentación a baja tensión. En seco 50 V, en mojado 24 V y en inmersión 12V.

Las causas de accidentes por el uso de herramientas manuales eléctricas son:

- Conductores con aislamiento gastado o puntos desnudos.
- Tirar del cable para desconectar la herramienta.
- Conexiones sueltas o húmedas.
- Cables que se enrollan en el cuerpo.
- Mal aislamiento de cubiertas metálicas.
- Intentar reparar la herramienta.
- Riesgos derivados del uso de herramientas manuales.

Con el uso de herramientas manuales se pueden sufrir accidentes como golpes y cortes por la propia herramienta, lesiones oculares por proyecciones o esguinces por sobreesfuerzos o gestos violentos.

Las medidas de seguridad para la utilización de este tipo de herramientas son:

- Respetar la función de la herramienta. El uso indebido de la herramienta puede ocasionar lesiones.
- Programas de inspección y mantenimiento continuo.
- Planes de recambio de herramienta para evitar el mal funcionamiento debido al deterioro de la misma.
- Almacenamiento adecuado de las herramientas. Algunas herramientas se deterioran si con la exposición al sol o al agua, por lo que hay que conservarlas adecuadamente para evitar posibles daños.
- Capacitación para el uso y conservación de herramientas.

Las herramientas manuales son la causa de un 8% de accidentes leves, un 3% de accidentes graves y un 0,3% de accidentes mortales.



Universidad
de La Laguna
Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ANEXO 3. MANTENIMIENTO
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS
CONECTADAS A RED.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DEL ANEXO 3. MANTENIMIENTO INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.

4.1	Mantenimiento preventivo.....	2
4.2	Mantenimiento correctivo.....	5

Una planta fotovoltaica funciona de forma plenamente automática y normalmente durante muchos años sin fallos, pero es muy importante llevar a cabo un mantenimiento regular y continuo control del rendimiento de la misma, ya que produce más que una planta sin rendimiento.

Podrían derivarse pérdidas financieras considerables si por desinterés del operador ocurriese un fallo y éste no se detecta durante un tiempo prolongado.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Existen dos escalones de actuación:

4.1 Mantenimiento preventivo.

Es necesario disponer de un Plan de Mantenimiento Preventivo que incluirá: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras operaciones para mantener las condiciones de funcionamiento dentro de límites aceptables.

El mantenimiento preventivo incluirá al menos una visita anual para el caso de instalaciones de menos de 5 kWp y semestral para el resto.

Se realizará como mínimo:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos (comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones).
- Comprobación del estado del inversor (funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas)
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo los cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores y extractores, uniones, reaprietes y limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas, mediante fotografías. Este informe técnico sirve tanto para la empresa instaladora que llevará un registro del mantenimiento, como para el cliente de la planta, que podrá ver mediante un documento y fotografías que es lo que se está realizando en su planta fotovoltaica.

En el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos hay que realizar una serie de labores que son las siguientes:

- Limpieza periódica del panel. Normalmente los paneles no requieren limpieza, ya que se mantienen limpios con la lluvia e inclinación, pero se deben retirar los residuos adheridos que la lluvia no consigue limpiar (las pequeñas impurezas como el polvo o el polen no afectan al rendimiento de la planta). La limpieza de los paneles se realiza normalmente una vez al año y no se emplean disolventes, sino detergentes suaves diluidos en agua, para evitar el deterioro de los paneles.
- Inspección visual del panel, en caso de existir alguna incidencia hay que hacerlo constar en el informe técnico mediante una fotografía. Fallos que se pueden detectar de esta manera son, por ejemplo, posible rotura de cristal, oxidaciones en los circuitos y soldaduras de las células, deformaciones en las cajas de conexión por sobrecalentamiento, ...
- Mediciones periódicas de la curva Voltaje-Intensidad. Permite evaluar todos los estados de funcionamiento de los paneles, así como cuantificar las pérdidas por conexionado debidas a trabajar los módulos en puntos de trabajo no adecuados. Se realizarán medidas de las curvas en cada instalación de 100kW al menos una vez al año para comprobar el correcto funcionamiento y la posible degradación de los módulos.
- Análisis de puntos calientes. Si se producen puntos calientes sin la presencia de sombreados parciales se estudiará con una cámara termográfica una vez durante el periodo de garantía y, posteriormente, una vez cada cinco años, o cuando se detecte una disminución de la producción.
- Verificación de los elementos de sujeción y conexión.
- El estado de degradación de los elementos constructivos de los paneles.
- Comprobación del estado de la tierra de la instalación, para proteger de sobre tensiones.

En cuanto al mantenimiento de los inversores, fundamentalmente, hay que revisar que estén bien ventilados, que las conexiones estén bien hechas y que no hay ninguna alarma, pero también requiere de otras labores como son:

- Comprobación del estado y funcionamiento.

- Comprobación de que el alojamiento del inversor mantiene temperaturas adecuadas (entre 0° y 50°C).
- Mediciones periódicas de eficiencia.
- Revisión anual.
- Medida de la eficiencia de la conversión DC/AC.
- Limpieza de los filtros de aire.
- Control y apriete de las uniones atornilladas de todos los elementos.
- Inspección visual de los contactos de puesta a tierra.
- Lectura de la memoria de averías (los inversores SMA tienen una pantalla en la que se puede comprobar la memoria de averías, pero, además, estos inversores poseen un software que mediante una página de internet puedes realizar la comprobación del correcto funcionamiento de la planta y dónde puedes ver la memoria de averías de la planta).

Además de los elementos que componen la instalación fotovoltaica, hay que realizar un mantenimiento de la instalación eléctrica, que incluya desde las bornas de salida del inversor hasta el punto de conexión de la compañía.

Se deberán revisar todas las canalizaciones de cables, para ver su estado y evitar roturas imprevistas que pudiesen ocasionar serias averías, así como las arquetas para ver que se encuentran perfectamente y que los cables no están a la intemperie. También se deberá revisar la iluminación, enchufes y cuadros de control.

Se realizará una comprobación y reparación de todos los accesorios que forman parte de los componentes de la instalación necesarios para la estación transformadora y su funcionamiento seguro, así como la eliminación de pequeños fallos.

Las desconexiones serán realizadas por el operador tras la notificación al propietario.

Se deberá comprobar que los accesos y viales de la instalación están en perfecto estado para facilitar el movimiento dentro de la misma, además se deberá comprobar la valla perimetral, la cimentación de las estructuras y los drenajes para evitar que se atasquen en épocas de lluvias.

4.2 Mantenimiento correctivo.

Se trata de realizar todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. E incluye:

- Una visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave.
- Análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias.
- Los costes económicos forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.



Universidad
de La Laguna
Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ANEXO 4. ESTUDIO DEL BALANCE NETO Y RENTABILIDAD

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DEL ANEXO 4. ESTUDIO DEL BALANCE NETO Y RENTABILIDAD

5.1	Introducción.....	2
5.2	Estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica.....	2
5.2.1	Potencia y perfil de consumo del instituto.....	2
5.2.2	Producción de la instalación fotovoltaica.....	6
5.2.3	Balance neto.....	7
5.2.4	Estudio de rentabilidad de la instalación fotovoltaica.....	8
5.2.5	Ahorro anual de la instalación.....	9
5.2.6	Estudio de rentabilidad.....	11

5.1 Introducción.

En este apartado se realizará el estudio de viabilidad para la instalación fotovoltaica, en el que se procederá a observar las curvas de consumo del aula del instituto y la producción de los paneles fotovoltaicos cada mes. De esta manera se podrá decidir si el proyecto es viable.

A continuación, con objeto de justificar la viabilidad de la instalación se realizará un estudio de rentabilidad básico con valores estimados de precios, intereses y ahorros.

5.2 Estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica.

5.2.1 Potencia y perfil de consumo del instituto.

Para la realización del estudio de viabilidad del proyecto se ha hecho uso del calendario académico del año 2016/2017 del instituto en cuestión, para determinar el perfil de consumo aproximado del aula del instituto. Como se ha dicho en puntos anteriores la instalación se usa una media de 4 horas al día cada una de las aulas que existen en el edificio, y sólo durante la actividad lectiva. A continuación, se van a disponer los cálculos de la potencia del aula para cada una de las habitaciones.

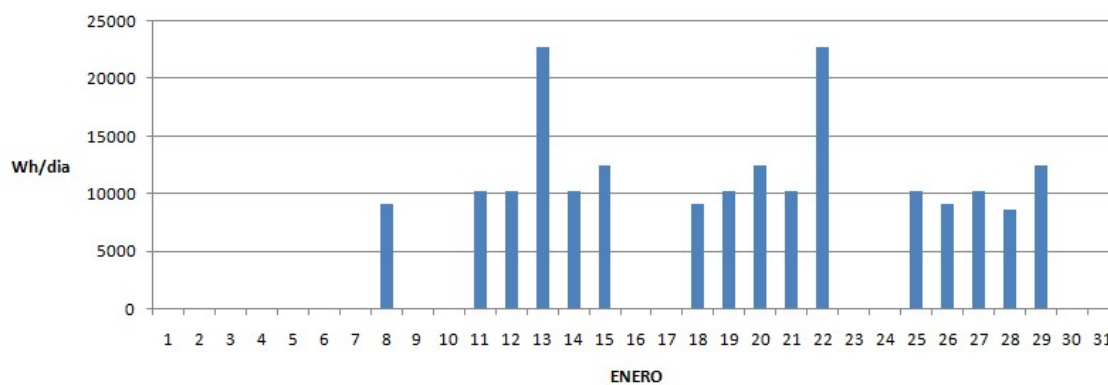


Imagen 48. Consumo del aula de electrónica para el mes de enero.

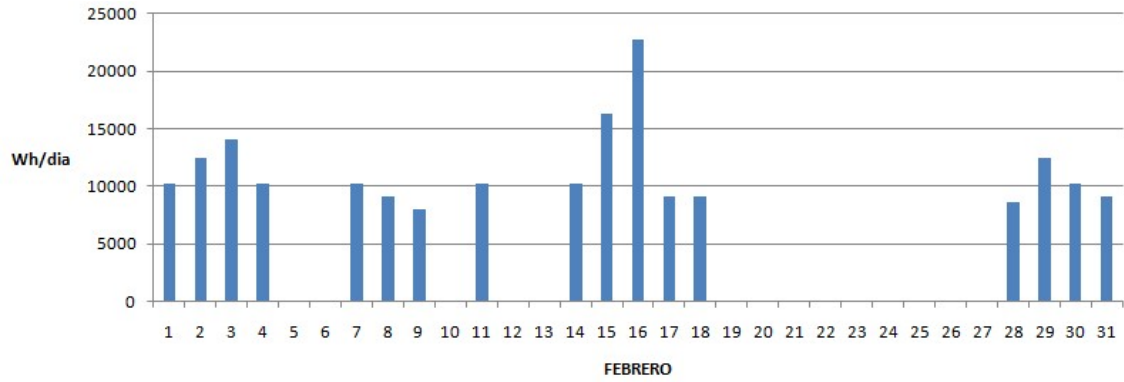


Imagen 49. Consumo del aula de electrónica para el mes de febrero.

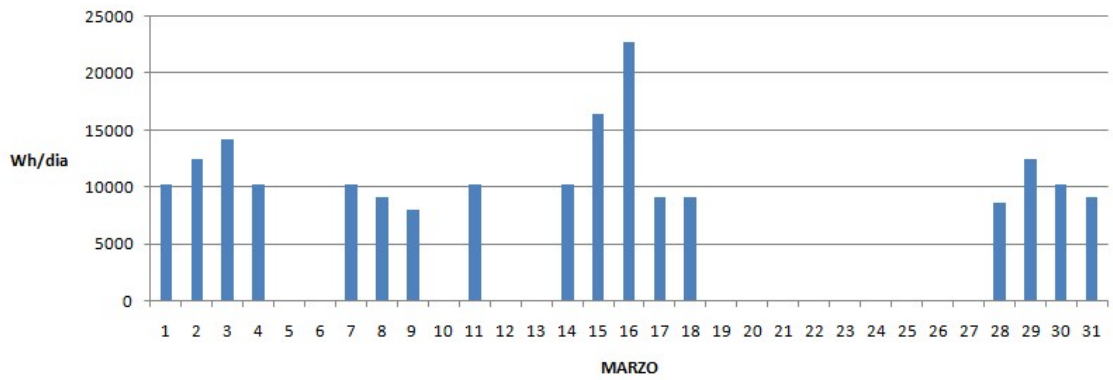


Imagen 50. Consumo del aula de electrónica para el mes de marzo.

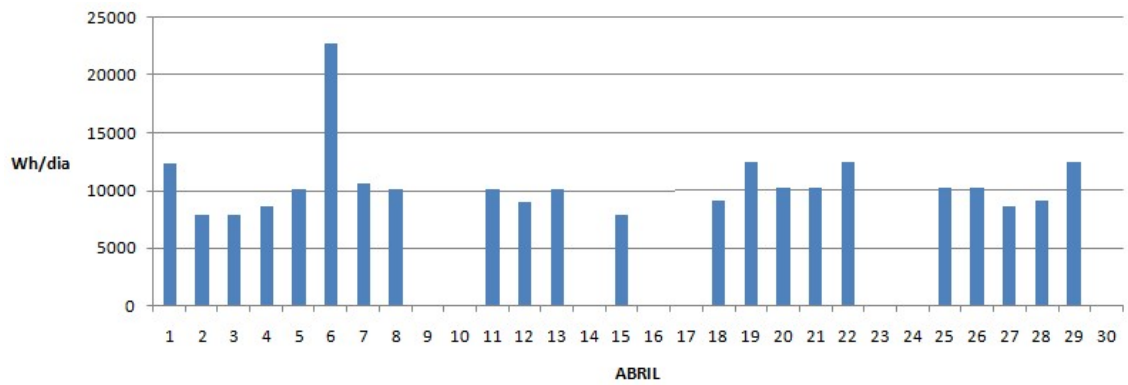


Imagen 51. Consumo del aula de electrónica para el mes de abril.

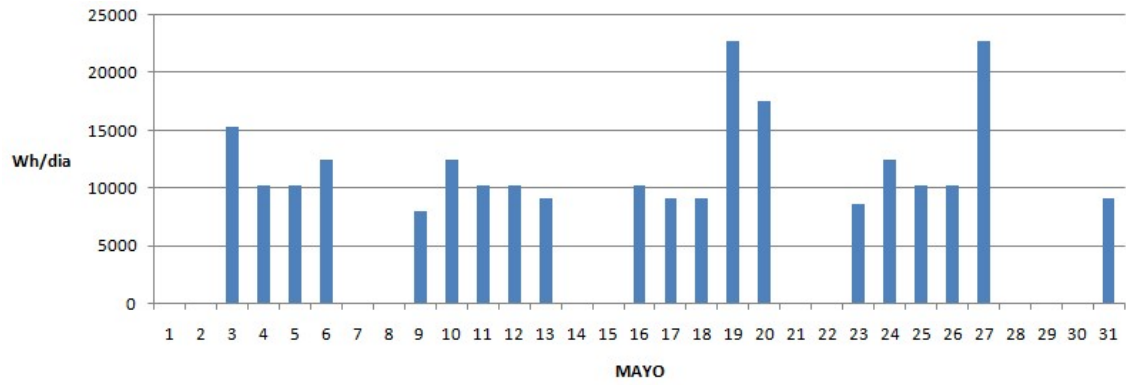


Imagen 52. Consumo del aula de electrónica para el mes de mayo.

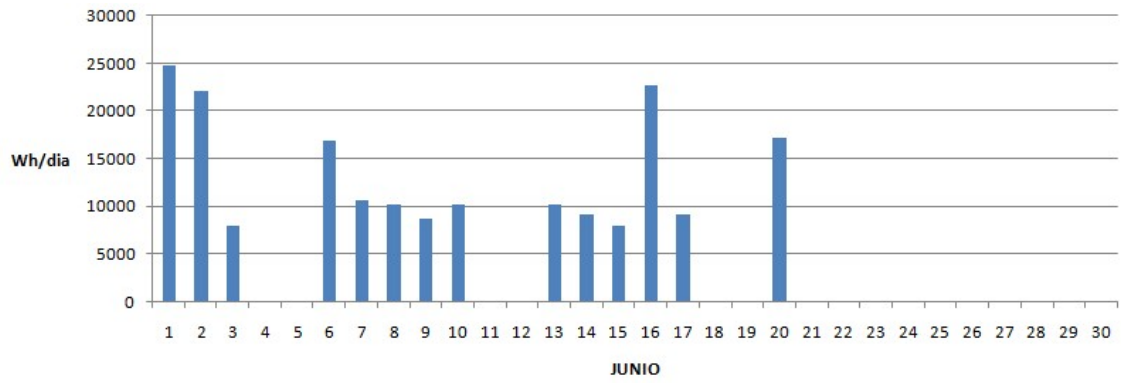


Imagen 53. Consumo del aula de electrónica para el mes de junio.

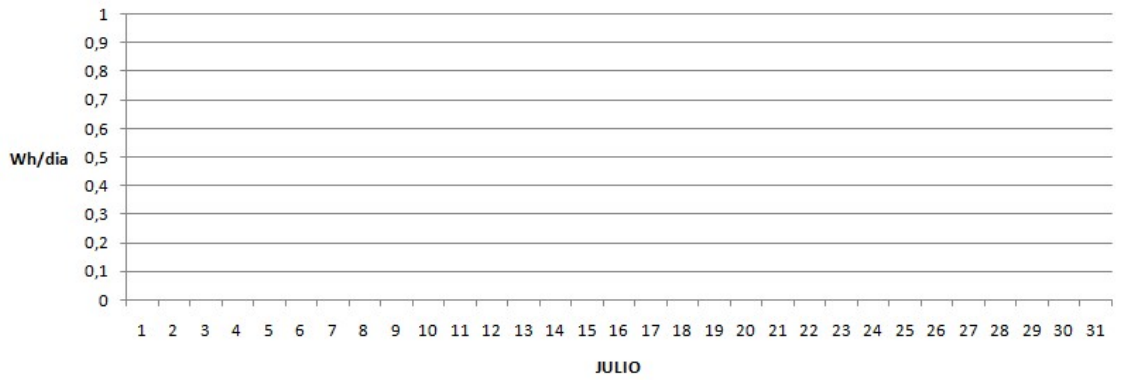


Imagen 54. Consumo del aula de electrónica para el mes de julio.

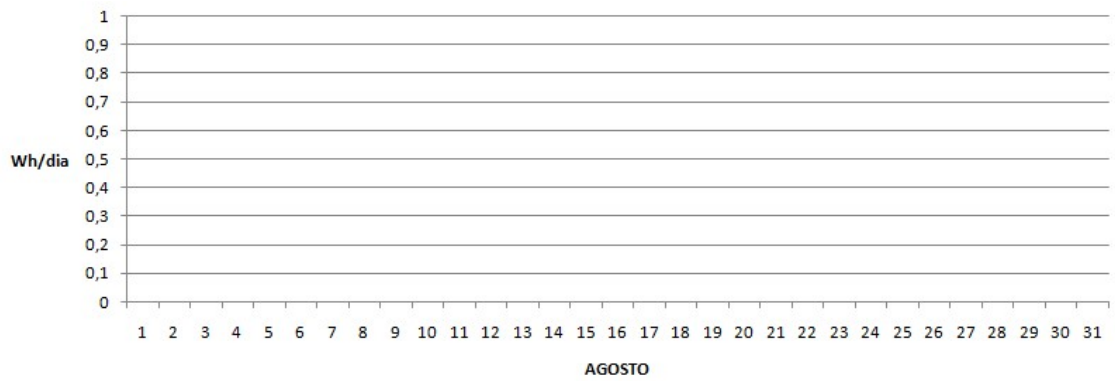


Imagen 55. Consumo del aula de electrónica para el mes de agosto.

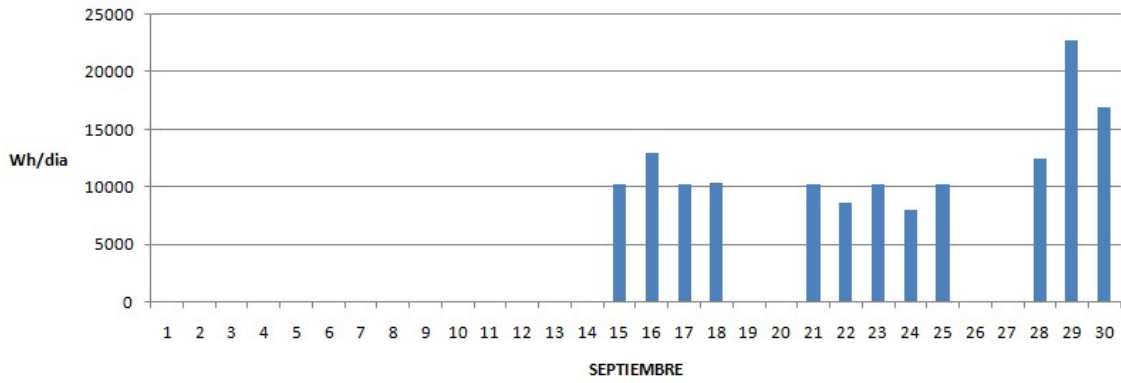


Imagen 56. Consumo del aula de electrónica para el mes de septiembre.

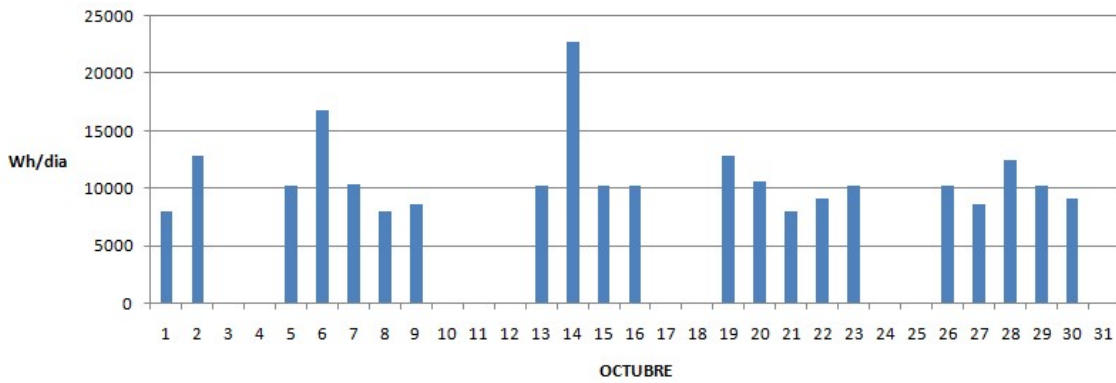


Imagen 57. Consumo del aula de electrónica para el mes de octubre.

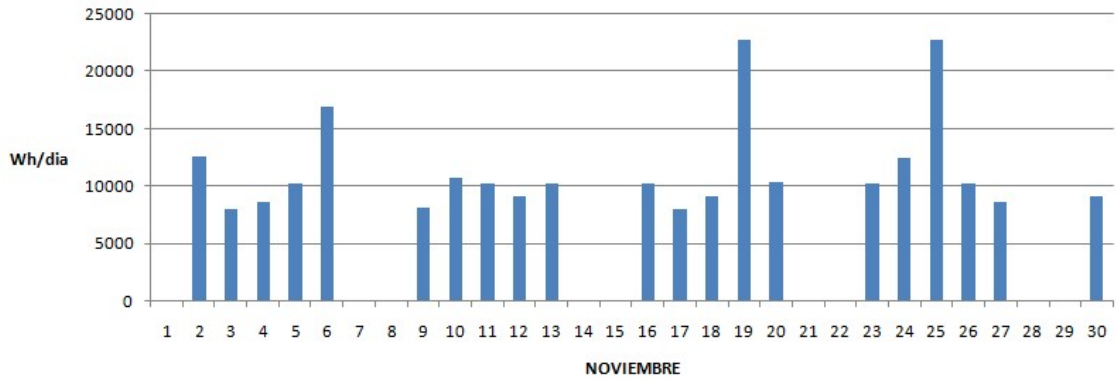


Imagen 58. Consumo del aula de electrónica para el mes de noviembre.

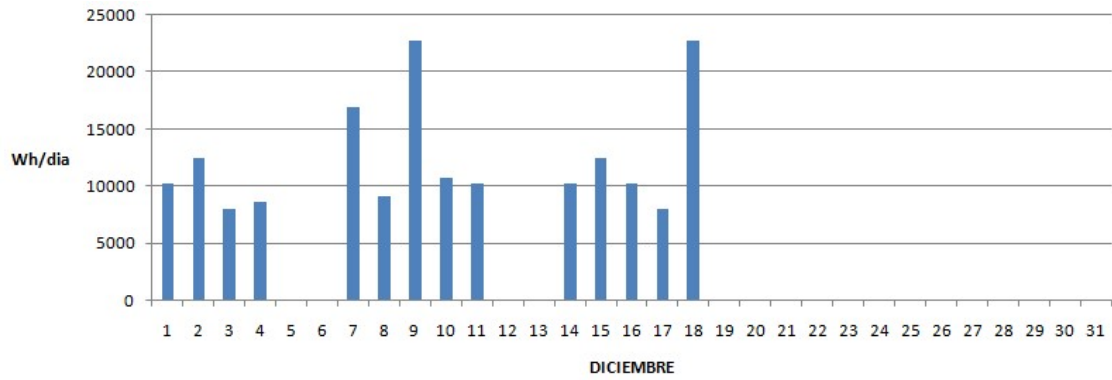


Imagen 59. Consumo del aula de electrónica para el mes de diciembre.

AULA DE TEORÍA	CAÑÓN	200 W
	ORDENADOR	125 W
	ILUMINACIÓN	8x36=288 W
TALLER	PISTOLAS DE SILICONA	6x60=360 W
	ILUMINACIÓN	18x36=648 W
	TALADRO	700 W
	SOLDADORES	6x40=240 W
SALA DE ORDENADORES	ORDENADORES	16x125=2250 W
	CAÑÓN	200 W
	PIZARRA DIGITAL	230 W
	IMPRESORA 3D	150 W
	ILUMINACIÓN	8x36=288 W
POTENCIA TOTAL PREVISTA		5679 W

Tabla 28. Potencia total de la instalación

5.2.2 Producción de la instalación fotovoltaica.

Para conocer una estimación de producción de la instalación fotovoltaica proyectada se ha utilizado el programa PVWatts Calculator, el cual realiza el cálculo de la generación de la instalación para cada hora del día para todos los meses del año.

Para enero ha quedado una curva de producción de la siguiente forma:

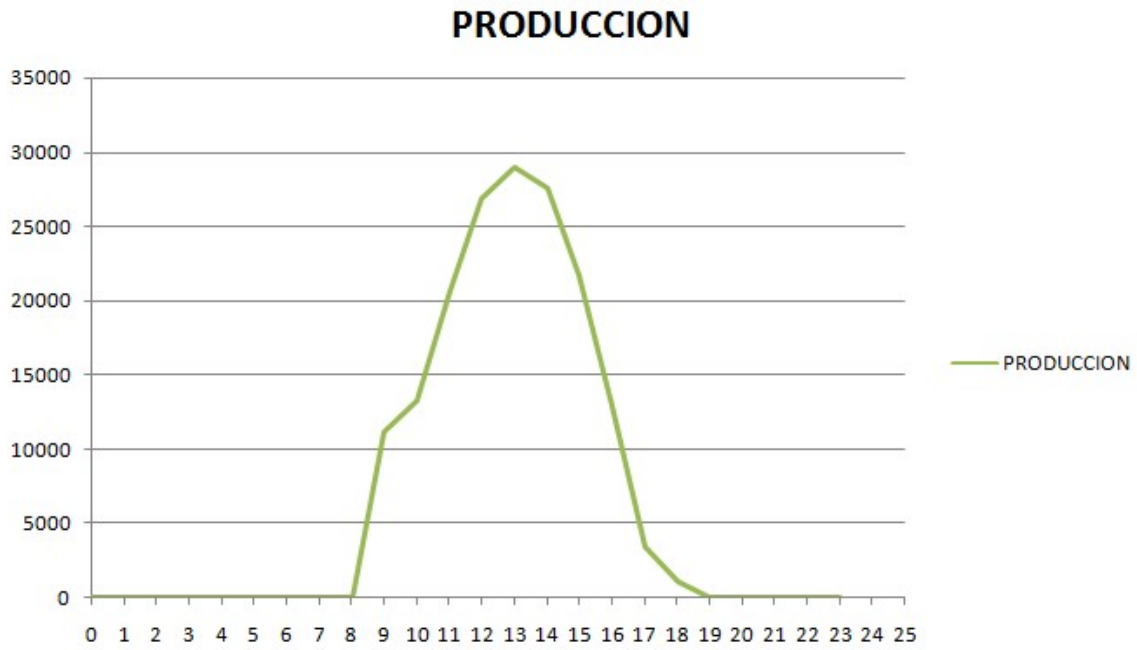


Imagen 60. Curva de producción mes de enero

5.2.3 Balance neto.

Una vez obtenidas las curvas de consumo y producción, se superponen un solo gráfico y se estudia el mismo. A continuación, se dispone el balance neto para el mes de enero.

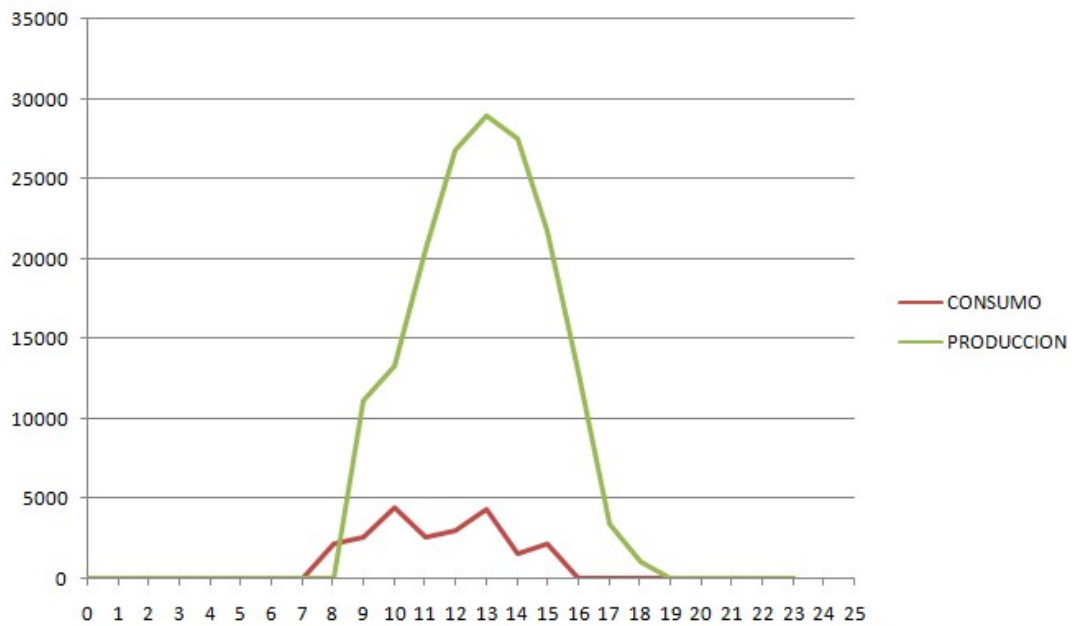


Imagen 61. Balance neto mes de enero.

Se observa que, excepto a primera hora de la mañana, la energía producida por la planta fotovoltaica será superior al consumo del aula de electrónica. De manera que se podrá suministrar la energía que requiere la instalación y vender a la red eléctrica la energía sobrante. Por ello, se cumple con la normativa vigente hasta la fecha de elaboración del proyecto.

5.2.4 Estudio de rentabilidad de la instalación fotovoltaica.

Para el estudio de rentabilidad, se ha usado el programa PVWatts Calculator y se han supuesto unas pérdidas en general del 14 % y la inclinación dispuesta en el proyecto de 24 grados, orientación Sur. A través del programa, se obtiene para la instalación fotovoltaica realizada y en la ubicación de la misma los siguientes datos:

Month	Solar Radiation (kWh / m ² / day)	AC Energy (kWh)
January	1.86	940
February	2.79	1,334
March	3.95	2,171
April	5.31	2,866
May	6.29	3,510
June	6.73	3,614
July	6.83	3,726
August	6.11	3,307
September	4.70	2,448
October	3.13	1,636
November	2.10	1,025
December	1.67	830
Annual	4.29	27,407

Imagen 62. Producciones mensuales PVWatts.

La primera columna corresponde a la media mensual de irradiación por metro cuadrado de los módulos para el sistema fotovoltaico. Y la segunda columna corresponde a la producción eléctrica media mensual.

5.2.5 Ahorro anual de la instalación.

El programa sunnydesign no proporciona un gráfico en el que compara los costes de la instalación con planta fotovoltaica y sin planta fotovoltaica. En gráfico se adjunta a continuación:

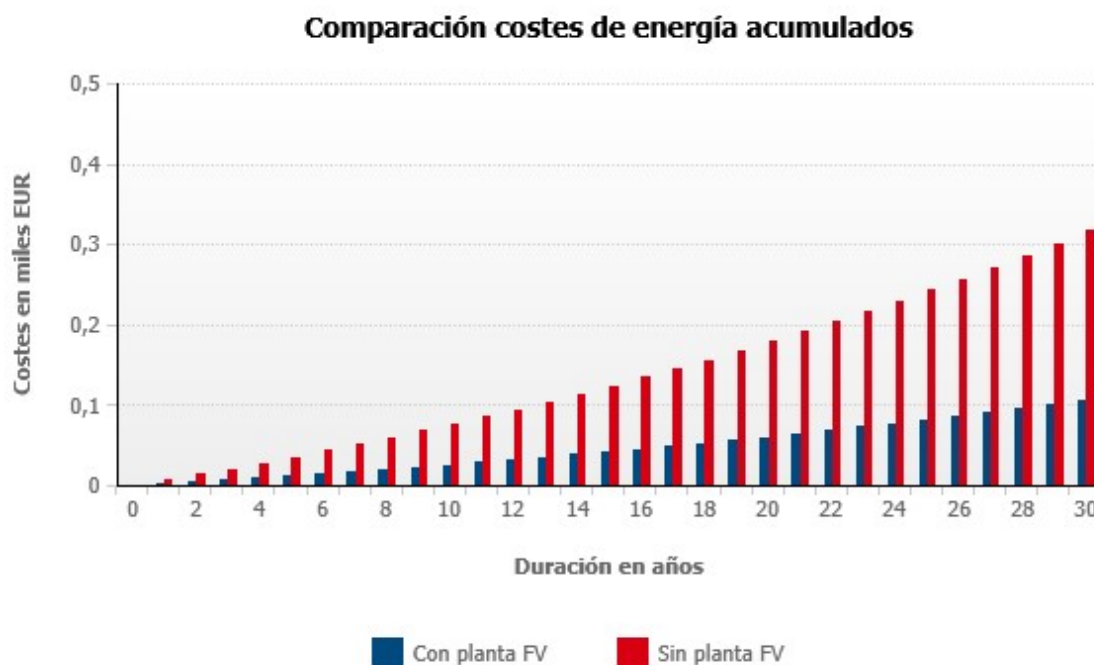


Imagen 63. Comparación de costes proporcionado por el sunnydesign.

Suponiendo un precio del kW·h de 39 céntimos para cada mes del primer año, de forma estimada, tendremos:

$$\text{Ahorro bruto} = 0,39 \text{ €/kWh} \cdot 27407 \text{ kWh} = 3562,91 \text{ €}$$

Se debe tener en cuenta que hay que hacer un mantenimiento de la instalación cada año y equivale a un 5% del ahorro bruto.

También, hay que tener en cuenta que el precio de la luz variará anualmente conforme al Índice de Precios de Consumo (IPC), que se ha considerado del 3% anual.

A continuación, se dispone una tabla con el ahorro neto anual para los 30 años que se estima tendrá de vida la instalación fotovoltaica.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producción	27407,00	27132,93	26861,60	26592,98	26327,05	26063,78	25803,15	25545,11	25289,66	25036,77
Precio (IPC)	0,39	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49	0,51
Ahorro Bruto	10688,73	10899,30	11114,01	11332,96	11556,22	11783,88	12016,02	12252,74	12494,11	12740,25
Mantenimiento (5%)	534,44	544,96	555,70	566,65	577,81	589,19	600,80	612,64	624,71	637,01
Ahorro Neto	10154,29	10354,33	10558,31	10766,31	10978,41	11194,68	11415,22	11640,10	11869,41	12103,24

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
24786,40	24538,54	24293,15	24050,22	23809,72	23571,62	23335,90	23102,54	22871,52	22642,80	22416,38
0,52	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,63	0,64	0,66	0,68	0,70
12991,23	13247,16	13508,13	13774,24	14045,59	14322,29	14604,44	14892,14	15185,52	15484,67	15789,72
649,56	662,36	675,41	688,71	702,28	716,11	730,22	744,61	759,28	774,23	789,49
12341,67	12584,80	12832,72	13085,53	13343,31	13606,17	13874,22	14147,54	14426,24	14710,44	15000,24

22	23	24	25	26	27	28	29	30
22192,21	21970,29	21750,59	21533,08	21317,75	21104,57	20893,53	20684,59	20477,75
0,73	0,75	0,77	0,79	0,82	0,84	0,87	0,89	0,92
16100,78	16417,97	16741,40	17071,20	17407,51	17750,44	18100,12	18456,69	18820,29
805,04	820,90	837,07	853,56	870,38	887,52	905,01	922,83	941,01
15295,74	15597,07	15904,33	16217,64	16537,13	16862,91	17195,11	17533,86	17879,27

Tabla 29. Ahorros anuales a través de la instalación.

5.2.6 Estudio de rentabilidad.

Para estudiar la rentabilidad del proyecto, se han realizado los cálculos básicos de VAN, TIR y PR.

Valor Actual Neto (VAN): es un método de valoración de inversiones, que puede definirse como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Expresa la diferencia entre el calor actualizado de las unidades cobradas y pagadas. Se obtiene con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} - I_o$$

Siendo:

n= el transcurso de los años. En este caso irá desde 1 hasta 30 años.

Fn= flujo de caja.

I_o= inversión inicial.

i= tasa de actualización

Tasa Interna de Retorno (TIR): mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión. Se calcula despejando el tipo de descuento que iguala el VAN a cero.

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} - I_o = 0$$

Periodo de Recuperación (PR): se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Se calcula observando entre qué años hay un punto de inflexión en el VAN (cuando pase de un valor negativo a un valor positivo). Una vez se tenga el periodo, se divide en VAN negativo entre el ahorro del año siguiente, obteniéndose el valor en años.

Para calcular el PR hay que definir como origen temporal el del primer desembolso (año cero- inversión inicial realizada) y aplicar las dos siguientes fases:

1. Calcular el flujo de fondos de cada periodo, actualizando al origen de la inversión.

2. Sumar el movimiento de fondos de cada año hasta que los fondos generados igualen a los absorbidos.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Producción	27407,00	27132,93	26861,60	26592,98	26327,05	26063,78	25803,15	25545,11	25289,66	
Precio (IPC)	0,39	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49	
Ahorro Bruto	10688,73	10899,30	11114,01	11332,96	11556,22	11783,88	12016,02	12252,74	12494,11	
Mantenimiento (5%)	534,44	544,96	555,70	566,65	577,81	589,19	600,80	612,64	624,71	
Ahorro Neto	10154,29	10354,33	10558,31	10766,31	10978,41	11194,68	11415,22	11640,10	11869,41	
Inversión	-354947,05	-345088,52	-335035,77	-324784,98	-314332,25	-303673,60	-292804,98	-281722,24	-270421,17	
VAN	-345088,52	-335035,77	-324784,98	-314332,25	-303673,60	-292804,98	-281722,24	-270421,17	-258897,47	
TIR	10,92%									
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
25036,77	24786,40	24538,54	24293,15	24050,22	23809,72	23571,62	23335,90	23102,54	22871,52	
0,51	0,52	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,63	0,64	0,66	
12740,25	12991,23	13247,16	13508,13	13774,24	14045,59	14322,29	14604,44	14892,14	15185,52	
637,01	649,56	662,36	675,41	688,71	702,28	716,11	730,22	744,61	759,28	
12103,24	12341,67	12584,80	12832,72	13084,53	13343,31	13606,17	13874,22	14147,54	14426,24	
-258897,47	-247146,75	-235164,55	-222946,30	-210487,35	-197783,92	-184829,25	-171619,38	-158149,26	-144413,78	
-247146,75	-235164,55	-222946,30	-210487,35	-197783,92	-184829,25	-171619,38	-158149,26	-144413,78	-130407,72	
20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
22642,80	22416,38	22192,21	21970,29	21750,59	21533,08	21317,75	21104,57	20893,53	20684,59	20477,75
0,68	0,70	0,73	0,75	0,77	0,79	0,82	0,84	0,87	0,89	0,92
15484,67	15789,72	16100,78	16417,97	16741,40	17071,20	17407,51	17750,44	18100,12	18456,69	18820,29
774,23	789,49	805,04	820,90	837,07	853,56	870,38	887,52	905,01	922,83	941,01
14710,44	15000,24	15295,74	15597,07	15904,33	16217,64	16537,13	16862,91	17195,11	17533,86	17879,27
-130407,72	-116125,74	-101562,40	-86712,17	-71569,38	-56128,28	-40383,00	-24327,53	-7955,77	8738,51	25761,68
-116125,74	-101562,40	-86712,17	-71569,38	-56128,28	-40383,00	-24327,53	-7955,77	8738,51	25761,68	43120,19

Tabla 30. Valor actual neto anual y Tasa Interna de Retorno

Como se puede comprobar con los datos que se encuentran en la tabla anterior, el proyecto comenzará a ser rentable a partir del año 28, que es cuando el VAN pasa a ser positivo. Esto significa que la inversión inicial estará pagada y se empezará a recibir compensación económica por la energía que generará la planta fotovoltaica. En cuanto al TIR, a lo largo de los 30 años de vida de la instalación, tendremos una rentabilidad del 10,92 %.



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

ANEXO 5. CATÁLOGOS DE LOS ELEMENTOS
CONSTITUTIVOS DEL OBJETO DEL
PROYECTO

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DEL ANEXO 5. CATÁLOGOS DE LOS ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL OBJETO DEL PROYECTO

6.1 Módulo fotovoltaico.....	2
6.2 Estructura módulos fotovoltaicos.....	4
6.3 Inversor fotovoltaico.....	5
6.4 SMA Cluster Controller.....	7
6.5 Contadores SIEMENS 7KT1548.....	9



RENDIMIENTO, FIABILIDAD Y ESTÉTICA SIN IGUAL

- **Eficiencia del 21,5%**

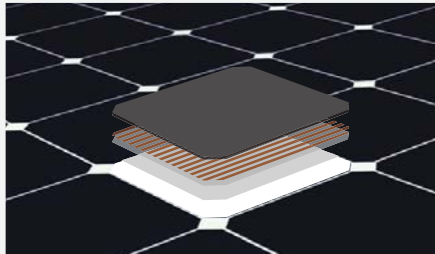
Ideal para cubiertas en las que escasea el espacio o que podrían requerir una futura ampliación

- **Máximo rendimiento**

Diseñados para ofrecer el máximo de energía en condiciones reales y dificultosas, con sombra parcial y altas temperaturas en la cubierta.^{1,2,3}

- **Estética de primer nivel**

Los paneles negros de la serie X de SunPower® se integran de forma armoniosa en la cubierta. La opción más elegante para su hogar.



Células solares Maxeon®: básicamente mejores.

Diseño que ofrece mayor rendimiento y durabilidad.

Diseño que asegura la tranquilidad

Su diseño les permite ofrecer energía de forma sistemática y sin problemas durante su dilatada vida útil.^{4,5}

Diseño que garantiza la durabilidad

La célula solar Maxeon de SunPower es la única célula fabricada sobre una sólida base de cobre. Es prácticamente inmune a la corrosión y a las grietas que degradan los paneles convencionales.^{4,5}

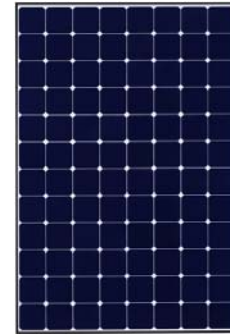
Ofrecen la misma durabilidad excelente que los paneles de la serie E.

Primer puesto en la prueba de durabilidad de Fraunhofer.¹⁰

100% de potencia conservada en la exhaustiva prueba de durabilidad de paneles fotovoltaicos de Atlas 25+.¹¹



X21 - 335 PANEL



X21 - 345 PANEL



MÁXIMA EFICIENCIA⁶

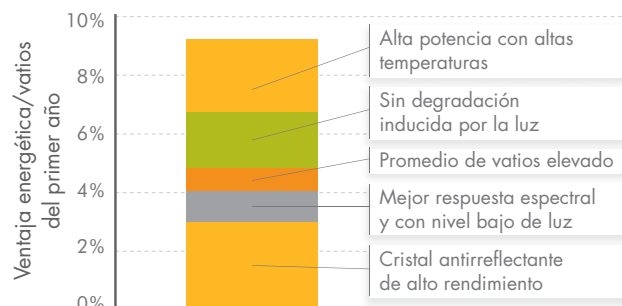
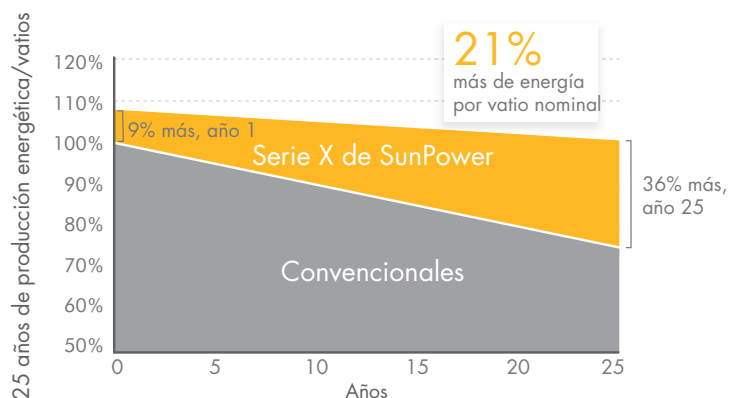
Generan más energía por metro cuadrado

Los paneles de uso residencial de la serie X convierten más luz solar en electricidad, con lo que se produce un 44% más de potencia por panel,¹ y un 75% más de energía por metro cuadrado a lo largo de 25 años.^{3,4}

MÁXIMA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA⁷

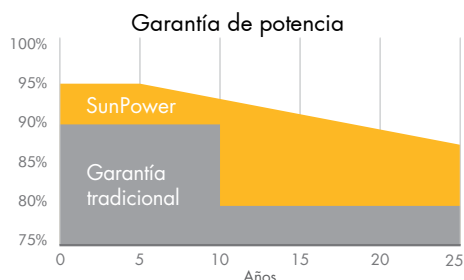
Producen más energía por vatio nominal

El alto rendimiento durante el primer año ofrece un 8-10% más de energía por vatio nominal.³ Esta ventaja aumenta con el tiempo, con lo que se produce un 21% más de energía a lo largo de los primeros 25 años para satisfacer sus necesidades.⁴

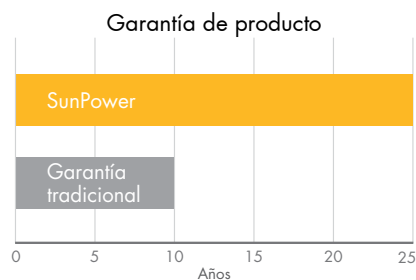


Galardón concedido a la serie E de SunPower. La serie X ofrece aún más energía.⁷

SUNPOWER OFRECE LA MEJOR GARANTÍA COMBINADA DE POTENCIA Y PRODUCTO



Más potencia garantizada: el 95% los primeros 5 años y -0,4%/año hasta el año 25.⁸



Cobertura combinada para potencia y defectos del producto de 25 años que incluye el coste de sustitución de los paneles.⁹

DATOS ELÉCTRICOS

	X21-335-BLK	X21-345
Potencia nominal ¹² (P _{nom})	335 W	345 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia media de panel ¹³	21,1%	21,5%
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mpp})	57,3 V	57,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mpp})	5,85 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	67,9 V	68,2 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,23 A	6,39 A
Tensión máxima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL	
Fusible máximo por serie	20 A	
Coeficiente de temperatura de potencia	-0,30% / °C	
Coeficiente de temperatura de voltaje	-167,4 mV / °C	
Coeficiente de temperatura de corriente	3,5 mA / °C	

CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO Y DATOS MECÁNICOS

Temperatura	- 40°C to +85°C
Carga máxima	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² frontal
Resistencia al impacto	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Aspecto	Clase A+
Células solares	96 células monocristalinas Maxeon III generación
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexiones	Clasificación IP-65
Conectores	MC4
Bastidor	Negro anodizado de Clase 1, la clasificación más alta de la AAMA
Peso	18,6 kg

PRUEBAS Y CERTIFICACIONES

Pruebas estándar	IEC 61215, IEC 61730, UL1703
Pruebas de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformidad con EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, sin plomo, PV Cycle
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máximo nivel superado)
Prueba PID	Sin degradación inducida potencial: 1000 V ¹⁰
Certificaciones	TUV, MCS, UL, CEC

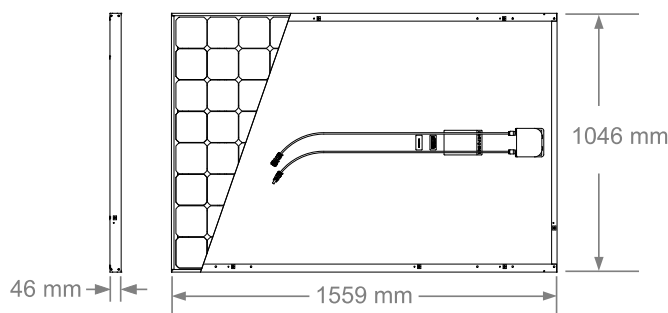
REFERENCIAS:

1. Todas las comparaciones realizadas entre SPR-X21-345 y un panel convencional representativo: 240W, aprox. 1,6m², eficiencia del 15%.
2. Estudio "SunPower Shading Study" de PV Evolution Labs (febrero de 2013).
3. Normalmente 8-10% más de energía por vatio; informe "SunPower Yield Report" de BEW/DNV Engineering (enero de 2013). Con cálculo del coeficiente de temperatura según el informe 12063 de CFV Solar Test Lab (enero de 2013).
4. SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campeau, Z. et al. Documento técnico de SunPower "SunPower Module Degradation Rate" (febrero de 2013). Jordan, Dirk: "SunPower Test Report", NREL (octubre de 2012).
5. Documento técnico de SunPower "SunPower Module 40-Year Useful Life" (febrero de 2013). La vida útil corresponde a 99 de 100 paneles funcionando a más del 70% de la potencia nominal.
6. Valor más alto que en la Serie E, el cual es el valor más alto de los 2600 paneles de la lista de Photon Int'l, febrero de 2012.
7. Un 1% más de energía que los paneles de la serie E y un 8% más de energía que la media de las 10 principales empresas sometidas a pruebas en 2012 (151 paneles, 102 empresas); Photon International (marzo de 2013).
8. En comparación con los 15 fabricantes principales. SunPower Warranty Review (febrero de 2013).
9. Se aplican algunas exclusiones. Consulte la garantía para obtener detalles.
10. Igual que en la serie E: 5 de los principales 8 fabricantes de paneles fueron sometidos a pruebas por Fraunhofer ISE; informe "PV Module Durability Initiative Public Report" (febrero de 2013).
11. En comparación con el panel de control no sometido a pruebas de resistencia. La serie X tiene las mismas características que la serie E, sometida a pruebas en el informe "Durability Test Report" de Atlas 25+ (febrero de 2013).
12. En condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25° C).
13. De acuerdo con el promedio de valores de potencia medidos durante la producción.

Consulte <http://www.sunpowercorp.com/facts> para obtener más información de referencia.

Para obtener detalles adicionales, consulte la ficha técnica ampliada: www.sunpowercorp.es/datasheets. Lea las instrucciones de seguridad e instalación antes de utilizar este producto.

©Mayo de 2013 SunPower Corporation. Todos los derechos reservados. SUNPOWER, el logotipo de SUNPOWER, MAXEON, MORE ENERGY. FOR LIFE. Y SIGNATURE son marcas comerciales o marcas comerciales registradas de SunPower Corporation. Las especificaciones que se incluyen en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.



Capacidad

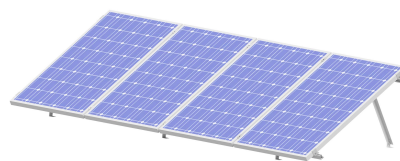
De 1 a 20 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 1 fila en vertical

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 - CVA915
Para módulos de hasta 72 células - CVA915XL

Instalaciones recomendadas

Cubiertas de hormigón, suelo mediante contrapesos o zapatas



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada



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)

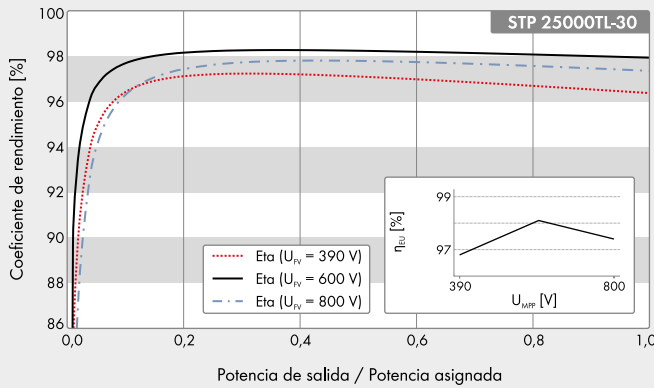
SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL

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
 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 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



Cómodo

- Monitorización y control centrales de los inversores de string
- Interfaz estandarizada Modbus para equipos de comunicación de orden superior

Universal

- Cumplimiento de los requisitos nacionales e internacionales para la integración de redes
- Interfaces analógicas y digitales para el ajuste predeterminado de las potencias activa y reactiva

Profesional

- Optimizado para el uso industrial gracias a la sólida carcasa y a los componentes de alta calidad
- Integración de la tecnología de sensores

Seguro

- Aviso directo por email en caso de error
- Monitorización y mantenimiento a distancia a través de la interfaz de usuario integrada y Sunny Portal

SMA CLUSTER CONTROLLER

Monitorización y control profesional para plantas descentralizadas

El SMA Cluster Controller junto con los inversores de SMA constituye la unidad central de comunicación para monitorizar, registrar datos y controlar grandes plantas fotovoltaicas.

Gracias a la amplia gama de entradas y salidas tanto digitales como analógicas así como al rápido intercambio de datos mediante una interfaz basada en ethernet (por ejemplo Modbus TCP), se pueden realizar una gran cantidad de aplicaciones diferentes que van desde la gestión de la inyección a la tecnología de sensores.

Junto con la solución estándar para plantas comerciales de gran tamaño con una capacidad de hasta 75 equipos, SMA ofrece otra solución para las plantas pequeñas con 25 equipos.

Como interfaz profesional para este tipo de sistemas, el SMA Cluster Controller es una interfaz profesional para este tipo de sistemas y es ideal para empresas suministradoras de energía, comercializadores directos, técnicos de servicio y operadores de planta.

Datos técnicos	SMA Cluster Controller
Comunicación	
Inversor	Speedwire, 10/100 Mbit/s
Red de datos (LAN)	Fast ethernet, 10/100 Mbit/s
Interfaces de datos	HTTP, FTP, Modbus TCP/UDP, SMTP, Sunny Portal
Conexiones	
Inversor/red de datos (LAN)	2 puertos/10 BASE-T o 100 BASE-TX, RJ45, conectado
Memoria de datos	2 hembrillas USB 2.0 de alta velocidad, tipo A
Suministro de tensión/señal analógica/digital	Conectores de enchufe/bornes de resorte a presión
Número máx. de equipos de SMA	
Speedwire	75/25*
Alcances máx. de la comunicación	
Speedwire/LAN	100 m (entre dos equipos)
Suministro de tensión	
Suministro de tensión	Fuente de alimentación externa (disponible como accesorio)
Tensión de entrada	18 V CC ... 30 V CC
Consumo de potencia	Típ. 12 W/máx. 30 W
Condiciones ambientales durante el funcionamiento	
Temperatura ambiente	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Humedad relativa del aire	4% ... 95%, sin condensación
Altitud sobre el nivel del mar	0 m ... 3 000 m
Pantalla	
Tipo	Pantalla de cristal líquido (LCD) monocromática retroiluminada
Idiomas de visualización	Alemán, inglés
Memoria	
Interna	1,7 GB organizados como búfer circular
Externa	Memoria de masas USB (disponible como accesorio)
Interfaces USB	
Cantidad/especificación /conectores	2/USB 2.0 de alta velocidad/tipo A
Entradas digitales	
Cantidad	8
Uso	Ajustes predeterminados de las potencias activa y reactiva
Entradas analógicas	
Cantidad	3 señales de corriente, 1 señal de tensión
Rango de medición	0 mA ... 20 mA o 0 V ... +10 V
Uso	Medición de irradiación, ajustes predeterminados de potencia activa/reactiva o medición de corriente/tensión
Medición de temperatura	
Cantidad/tipo de sensor	2/PT100/PT1000 (conexión de dos o cuatro conductores)
Rango de medición	-40 °C ... +85 °C (-40 °F ... +185 °F)
Uso	Medición de la temperatura ambiente y de las células
Salidas digitales	
Cantidad/modelo	3/contactos de relé libres de potencial
Capacidad de carga máx.	48 V DC/30 W
Uso	Aviso de errores, advertencias y limitación de la potencia activa
Salidas analógicas	
Cantidad/corriente de trabajo	2/4 mA ... 20 mA
Uso	Confirmación de los ajustes predeterminados de las potencias activa y reactiva
Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	275/133/71 mm (10,8/5,2/2,8 inch)
Peso	0,9 kg (2,0 lb)
Lugar de montaje/tipo de protección de la carcasa	Interiores/IP20
Tipo de montaje	Montaje sobre carril DIN
Indicación de estado	Pantalla de cristal líquido (LCD), leds
Idiomas del software, idiomas de las instrucciones	Alemán, inglés, italiano, español, francés, neerlandés, portugués, griego, checo
Equipamiento	
Manejo	Servidor web integrado, pantalla, teclado
Reloj	Reloj en tiempo real con almacenamiento en búfer sin mantenimiento
Funciones ampliadas mediante Sunny Portal	Monitorización de la planta y las ganancias, tratamiento de los valores de medición, análisis de rendimiento, presentación, informes de estado/generales, acceso móvil a datos
Garantía	5 años
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com
Accesorios (opcional)	
Fuente de alimentación para carril DIN	Entrada: 100 V ... 240 V AC/45 ... 65 Hz, salida: 24 V CC/2,5 A
Lápez de memoria USB	4 GB o 8 GB, calidad industrial totalmente fiable
Modelo comercial	CLCON-10/*CLCON-S-10

CONTADOR E CON PANTALLA LC 3 FASES, 125A, 2XS0,2
TARIFAS, CONEXION DIRECTA CALIBRADO SEGUN MID
FUNCION DE TRANSF. DE DATOS



La versión	
Nombre comercial del producto	SETRON
Calidad del producto / calibrado	Sí
Tipo de captura de valores medidos / curva de carga	No
Tipo de señal	S0
Tipo de contador de electricidad	electrónico
Tipo de salida de impulsos	eléctrico

Datos técnicos generales	
Número de impulsos función de la energía	500 1/kVAh
Número de impulsos función de la energía	
• mín.	500 1/kVAh
• máx.	500 1/kVAh
Forma de la red de alimentación	cable de cuatro hilos
Clase de precisión	1,2
Intensidad nominal de la medición de consumo/en medición por transformador / con medición por transformador	sin

Clase de protección	
---------------------	--

Grado de protección IP	IP50
Electricidad	
Tipo de corriente del contador de electricidad	Contador a 2-4 hilos
Sistema tarifario del contador de electricidad	Dos tarifas
Tipo de energía del contador de electricidad	Contador de energía activa/reactiva
Intensidad de sobrecarga breve	125 A
Circuito principal	
Frecuencia de empleo	
• Valor inicial	50 Hz
• valor final	50 Hz
• valor asignado	50 Hz
Tensión de empleo	
• valor asignado	400 V
• entre N y L / mín.	184 V
• entre N y L / máx.	276 V
Intensidad de empleo / valor asignado	5 A
Idoneidad	
Aptitud para uso	Referencia/suministro
• Detección de valor incremental	No
Detalles del producto	
Componente del producto	
• emisor electrónico de impulsos	No
• salida de impulsos	Sí
Función del producto	
Función del producto	
• bloqueo antirretorno	No
• código de bloqueo	No
• conmutación de corriente-tarifa en contador	Sí
Visualización y funcionamiento	
Tipo de display	digital
Comunicación	
Tipo de puerto	otros
Número	
Número de caracteres representables	8
Conexiones	
Tipo de conexión del contador de electricidad	Conexión directa
Diseño Mecánico	
Número de módulos de anchura	6

Tipo de fijación	Montaje integrado
Tipo de fijación / montaje en serie	Sí

Certificados

Certificado de aptitud	Measuring Instruments Directive
------------------------	---------------------------------

General Product Approval	Declaration of Conformity
--------------------------	---------------------------



Más información

Information- and Downloadcenter (Catálogos, Folletos,...)

<http://www.siemens.com/lowvoltage/catalogs>

Industry Mall (sistema de pedido online)

<https://mall.industry.siemens.com/mall/es/es/Catalog/product?mlfb=7KT1548>

Service&Support (Manuales, certificados, características, FAQ,...)

<http://support.automation.siemens.com/WW/view/es/7KT1548/all>

Base de datos de imágenes (fotos de producto, dibujos acotados 2D, modelos 3D, esquemas de conexiones, ...)

http://www.automation.siemens.com/bilddb/cax_en.aspx?mlfb=7KT1548

CAX-Online-Generator

<http://www.siemens.com/cax>

Tender specifications

<http://www.siemens.com/specifications>



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

PLANOS

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

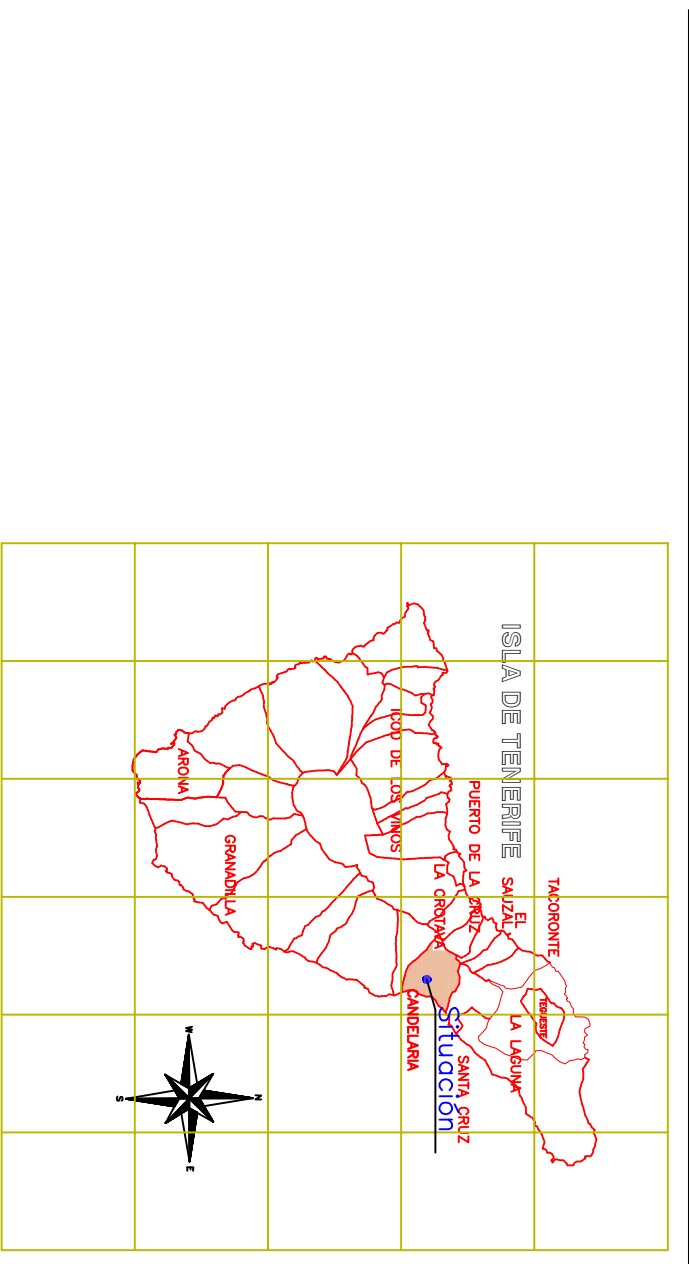
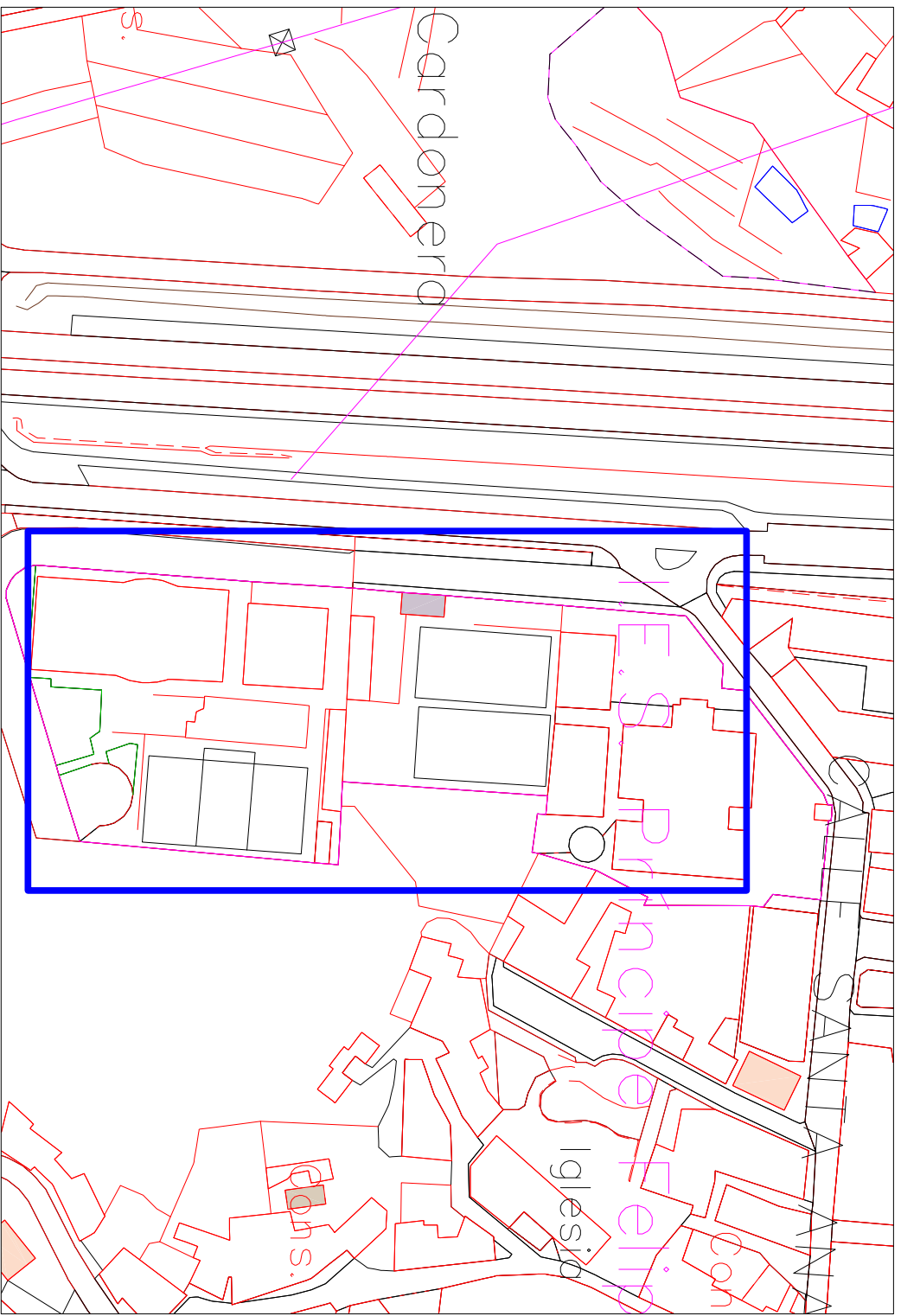
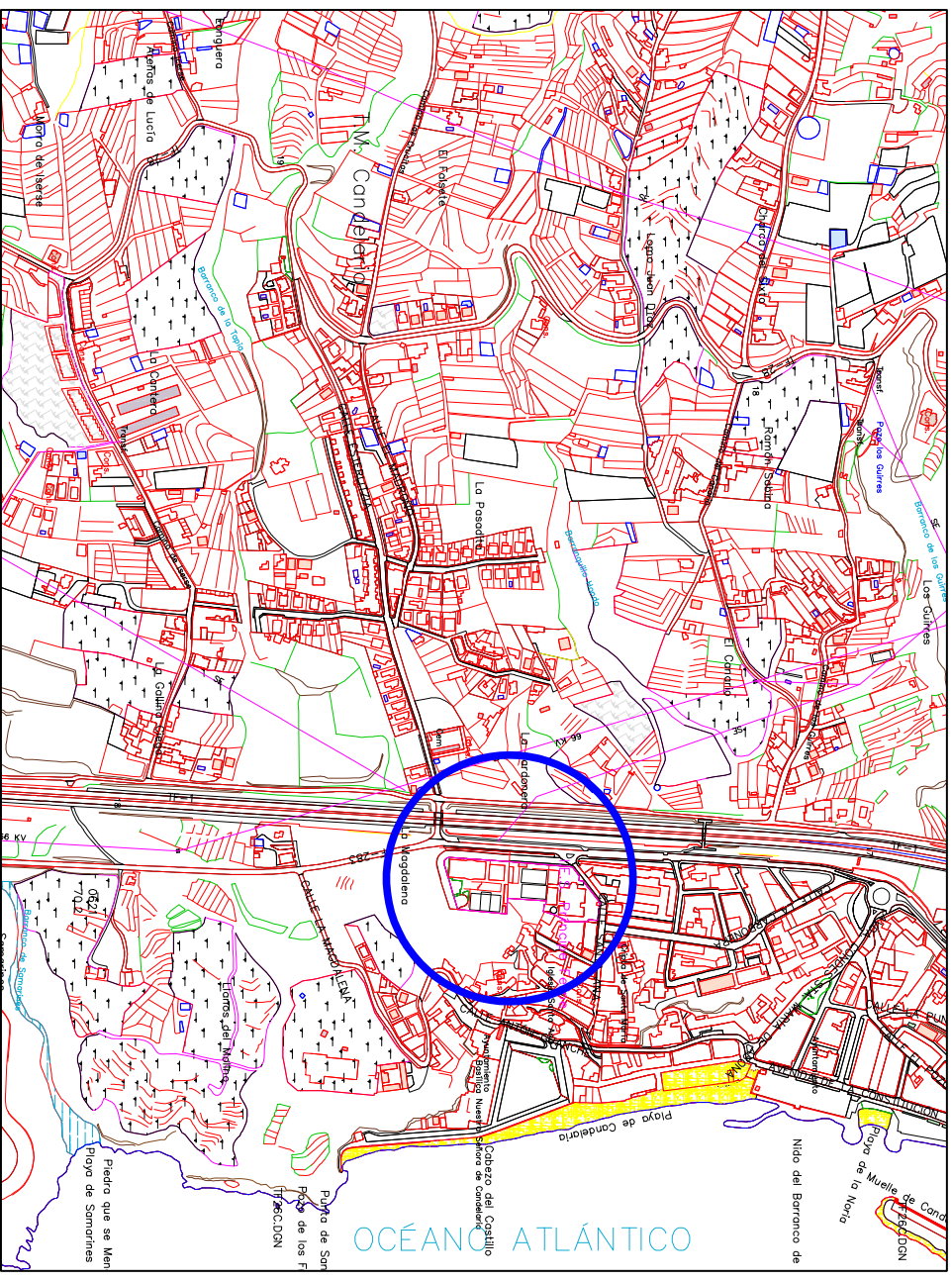
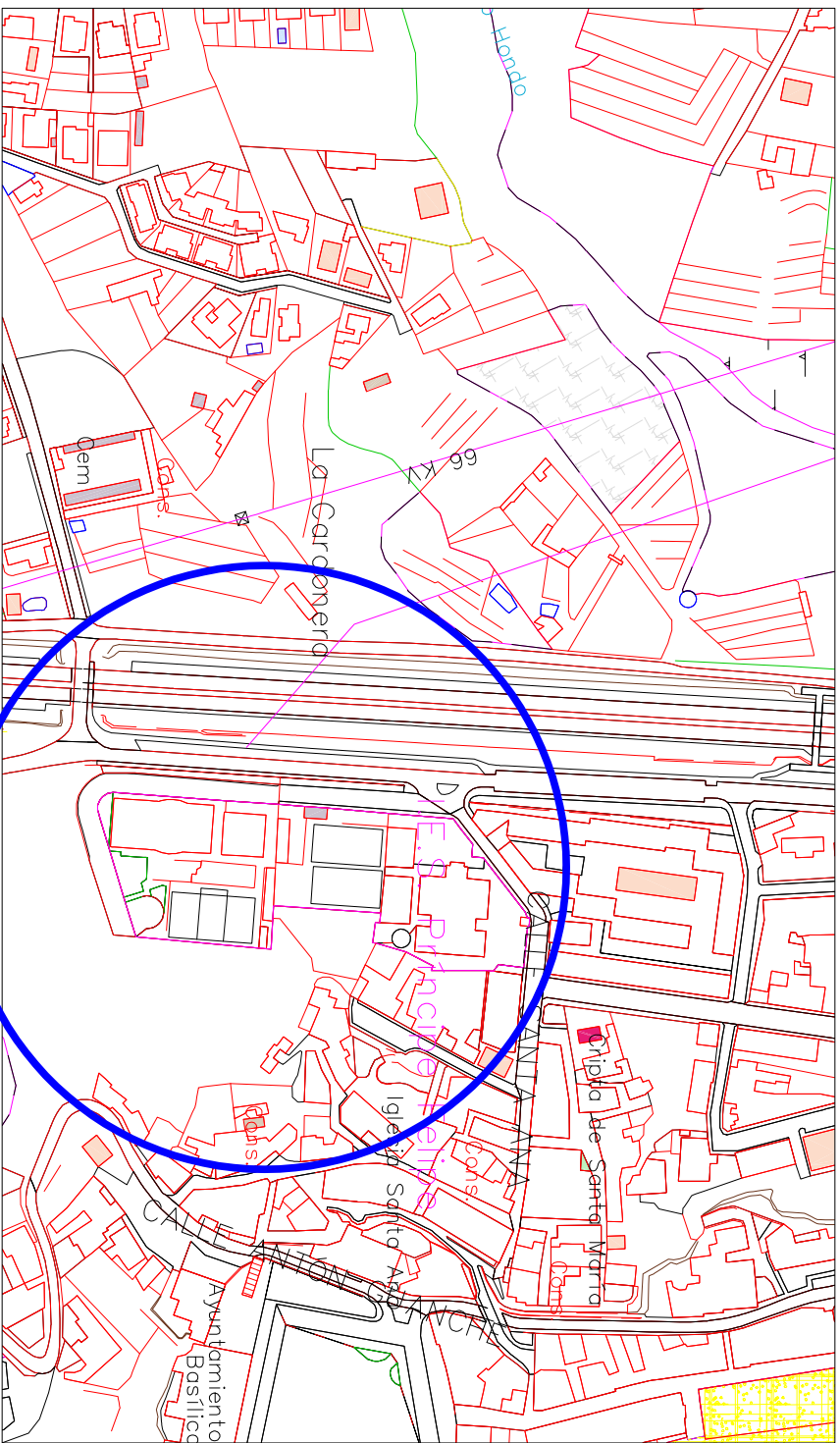
Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

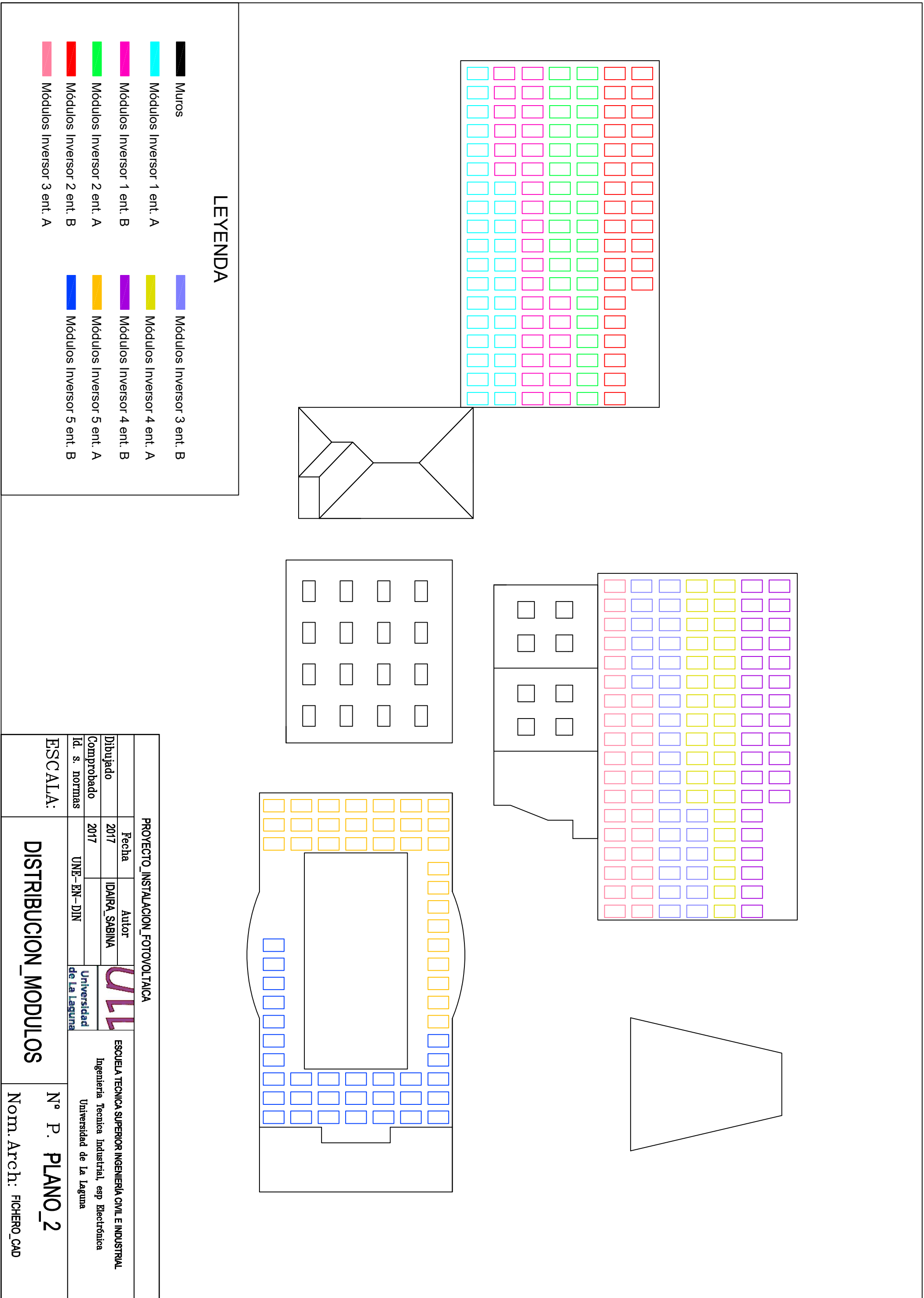
ÍNDICE DE PLANOS

7.1 Situación y emplazamiento.....	2
7.2 Distribución módulos.....	3
7.3 Inversores 1 y 2.....	4
7.4 Inversores 3 y 4.....	5
7.5 Inversor 5.....	6
7.6 Esquema unifilar.....	7
7.7 Aula planta baja.....	8
7.8 Aula planta alta.....	9



PROYECTO_INSTALACION_FOTVOLTAICA			
Dibujado	2017	Autor	IDAIRA SABINA
Comprobado	2017	Id. s. normas	UNE-EN-DIN
Id. s. normas		Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingeniería Técnica Industrial, esp. Electrónica Universidad de La Laguna

ESCALA:	SITUACION_EMPLAZAMIENTO	Nº P. PLANO_1
		Nom. Arch: FICHERO_CAD

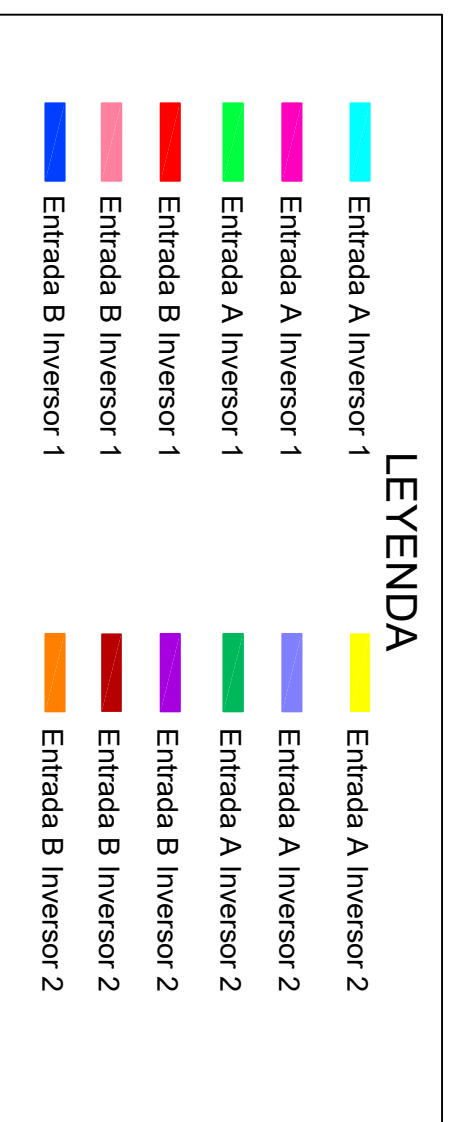
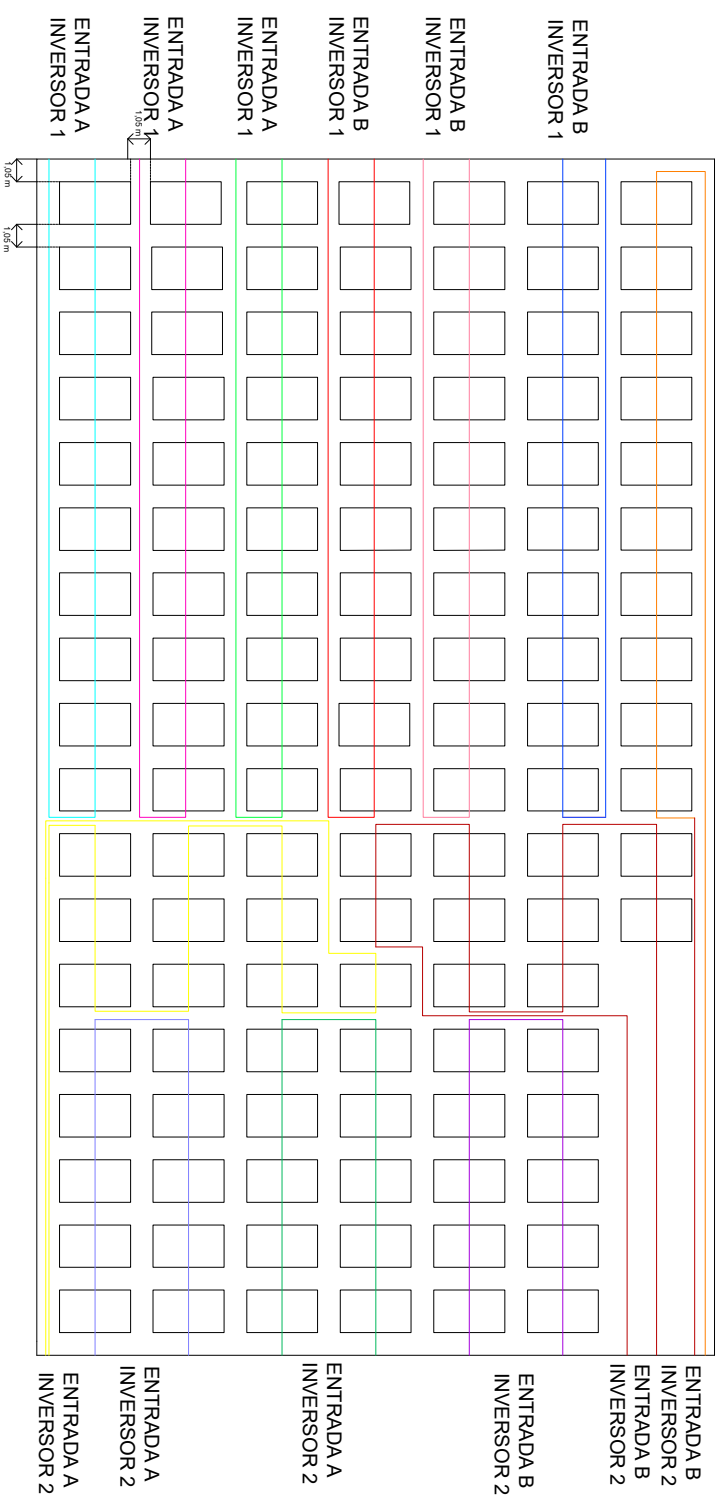


LEYENDA

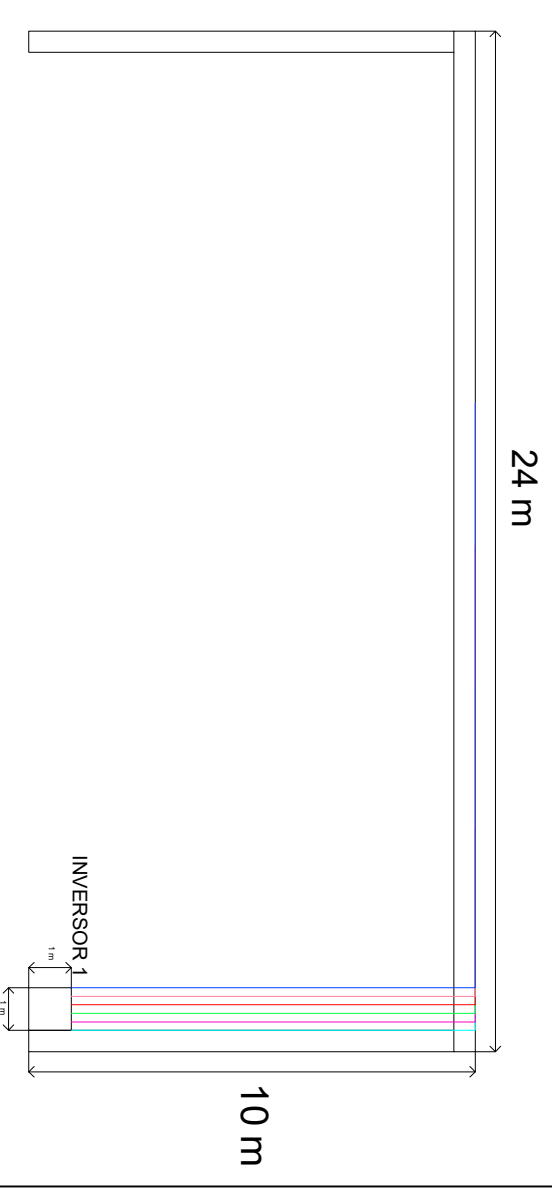
- Muros
- Módulos Inversor 3 ent. B
- Módulos Inversor 1 ent. A
- Módulos Inversor 4 ent. A
- Módulos Inversor 1 ent. B
- Módulos Inversor 4 ent. B
- Módulos Inversor 2 ent. A
- Módulos Inversor 5 ent. A
- Módulos Inversor 2 ent. B
- Módulos Inversor 5 ent. B
- Módulos Inversor 3 ent. A

PROYECTO_INSTALACION_FOTOVOLTAICA			
Fecha	2017	Autor	IDAIRA_SABINA
Dibujado	2017		
Comprobado	2017		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN	Universidad	de La Laguna
ESCALA:		DISTRIBUCION_MODULOS	
Nº P. PLANO_2		ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingeniería Técnica Industrial, esp Electrónica Universidad de La Laguna	
Nom. Arch: FICHERO_CAD			

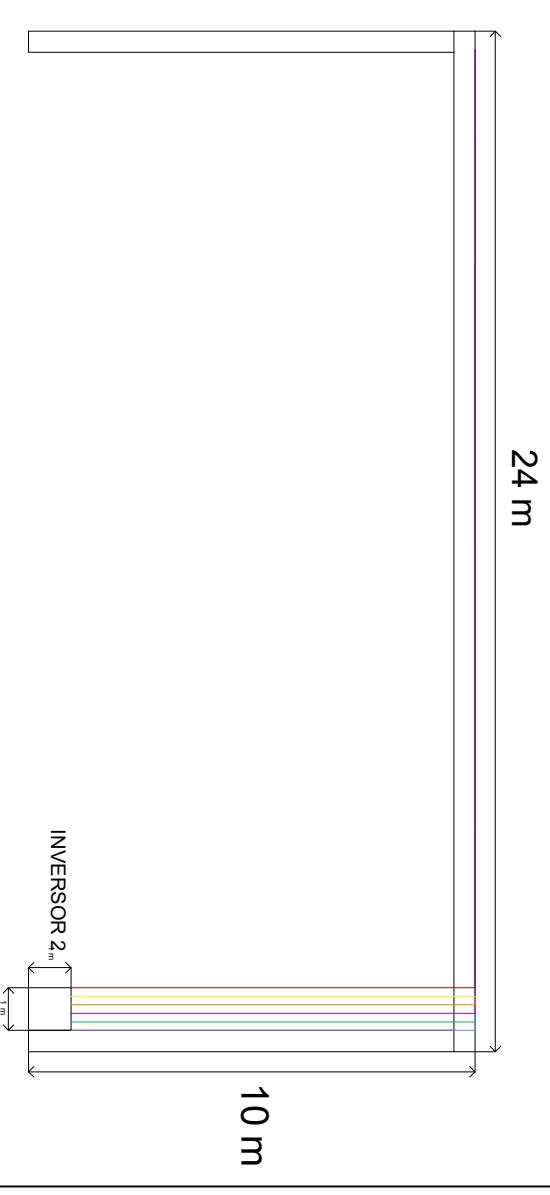
CONEXIONADO INVERSORES 1 Y 2



CONEXIONADO DEL INVERSOR 1

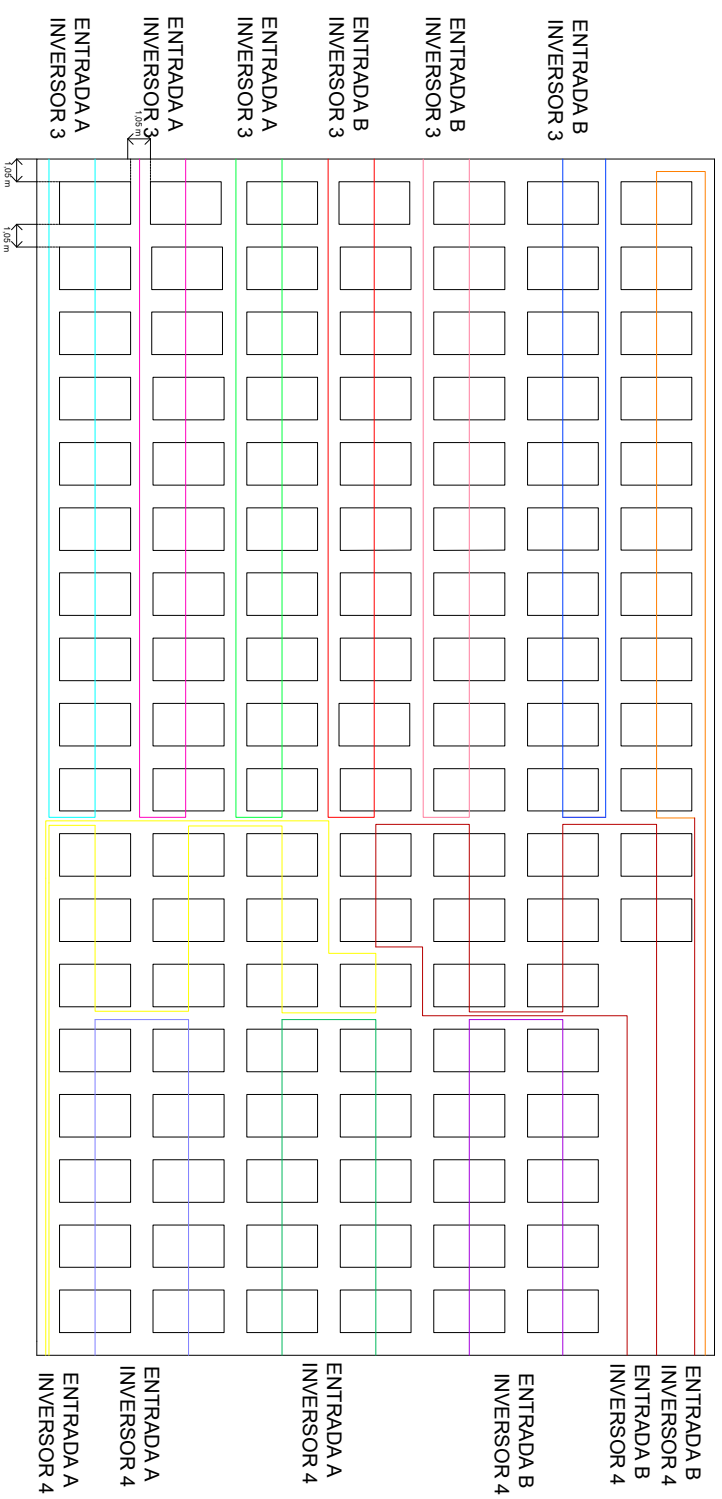


CONEXIONADO DEL INVERSOR 2

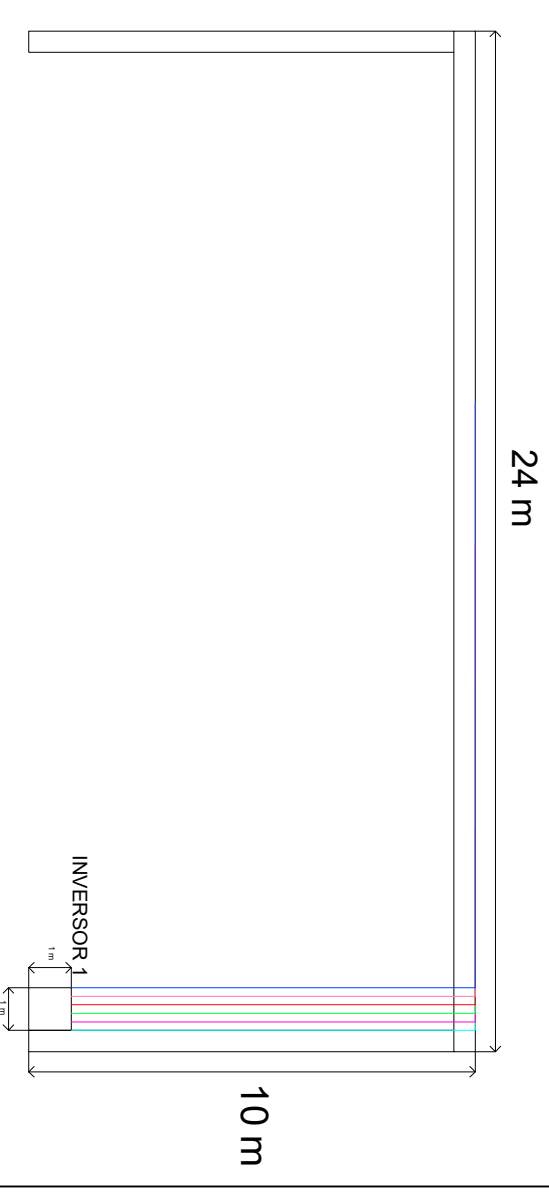


PROYECTO_INSTALACION_FOTOVOLTAICA			
Fecha	2017	Autor	IDAIRA_SABINA
Dibujado	2017		
Comprobado	2017		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN	Universidad de La Laguna	
ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL		Ingeniería Técnica Industrial, esp Electrónica	
Universidad de La Laguna		Universidad de La Laguna	
ESCALA:		Nº P. PLANO_3	
CABLEADO_INVERSORES_1_2		Nom. Arch: FICHERO_CAD	

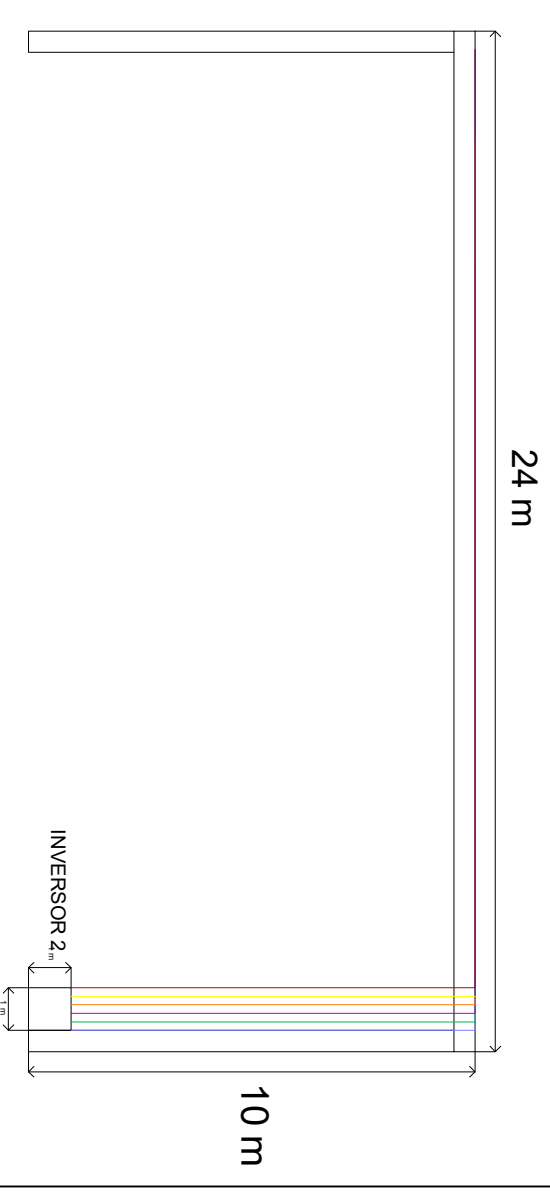
CONEXIONADO INVERSORES 3 Y 4



CONEXIONADO DEL INVERSOR 3



CONEXIONADO DEL INVERSOR 4



LEYENDA

- | | |
|---|--|
| — Entrada A Inversor 3 | — Entrada A Inversor 4 |
| — Entrada A Inversor 3 | — Entrada A Inversor 4 |
| — Entrada A Inversor 3 | — Entrada A Inversor 4 |
| — Entrada B Inversor 3 | — Entrada B Inversor 4 |
| — Entrada B Inversor 3 | — Entrada B Inversor 4 |
| — Entrada B Inversor 3 | — Entrada B Inversor 4 |

PROYECTO _INSTALACION_ FOTOVOLTAICA

Fecha	2017	Autor	IDAIRA SABINA		ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingenieria Tecnica Industrial, esp Electronica Universidad de La Laguna
Dibujado	2017	Comprobado	2017		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		Universidad de La Laguna		

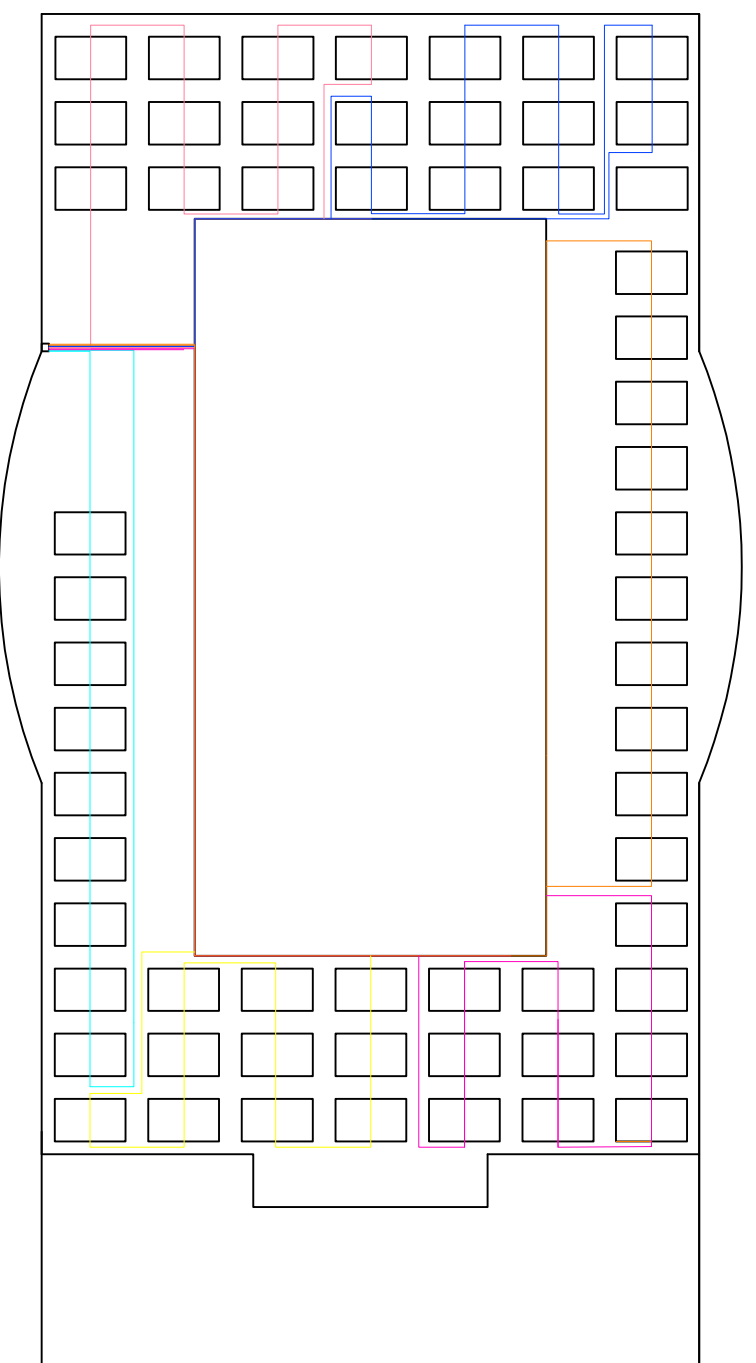
ESCALA:

CABLEADO _INVERSORES 3_4

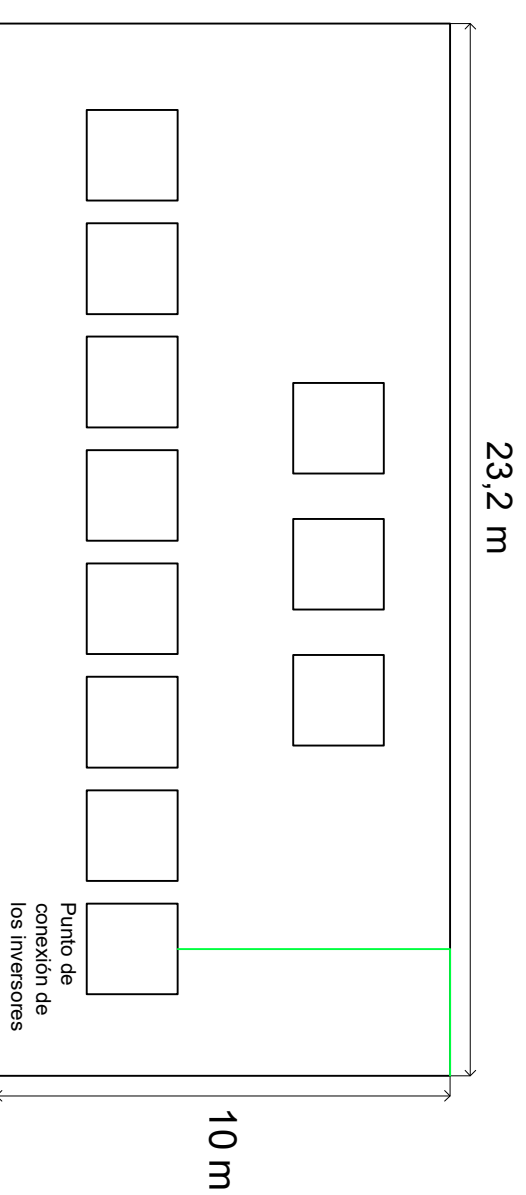
Nº P. PLANO _4

Nom. Arch: FICHERO_CAD

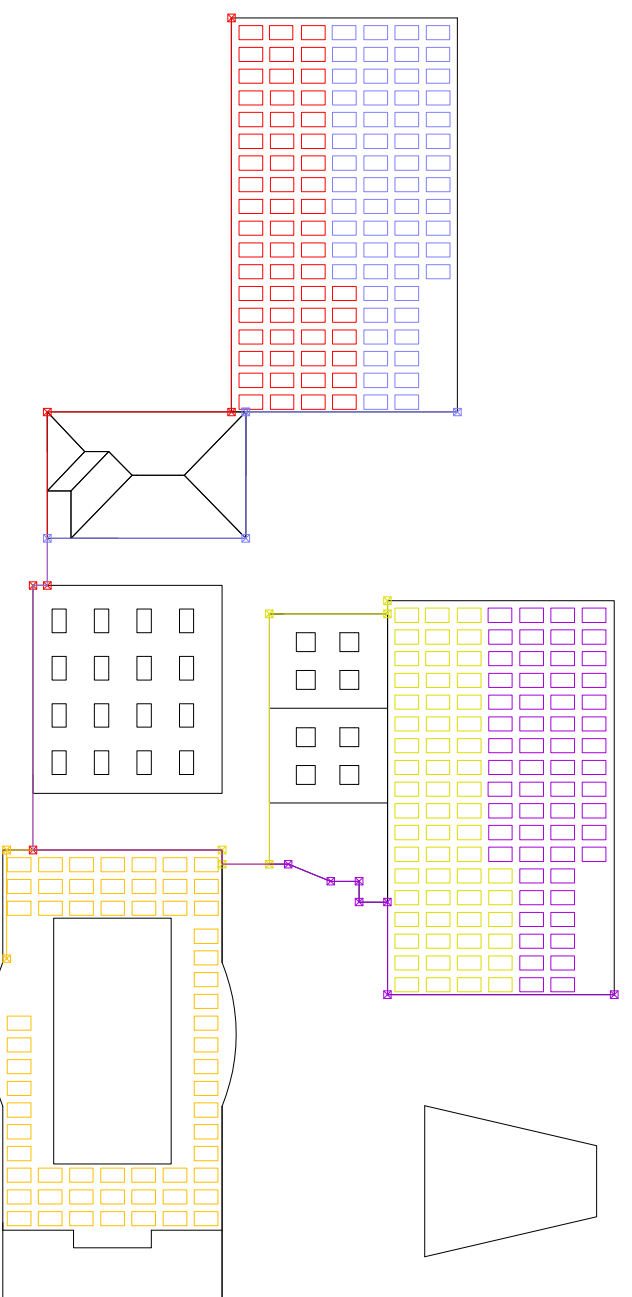
CONEXIONADO INVERSOR 5



CONEXIONADO DEL INVERSOR 5



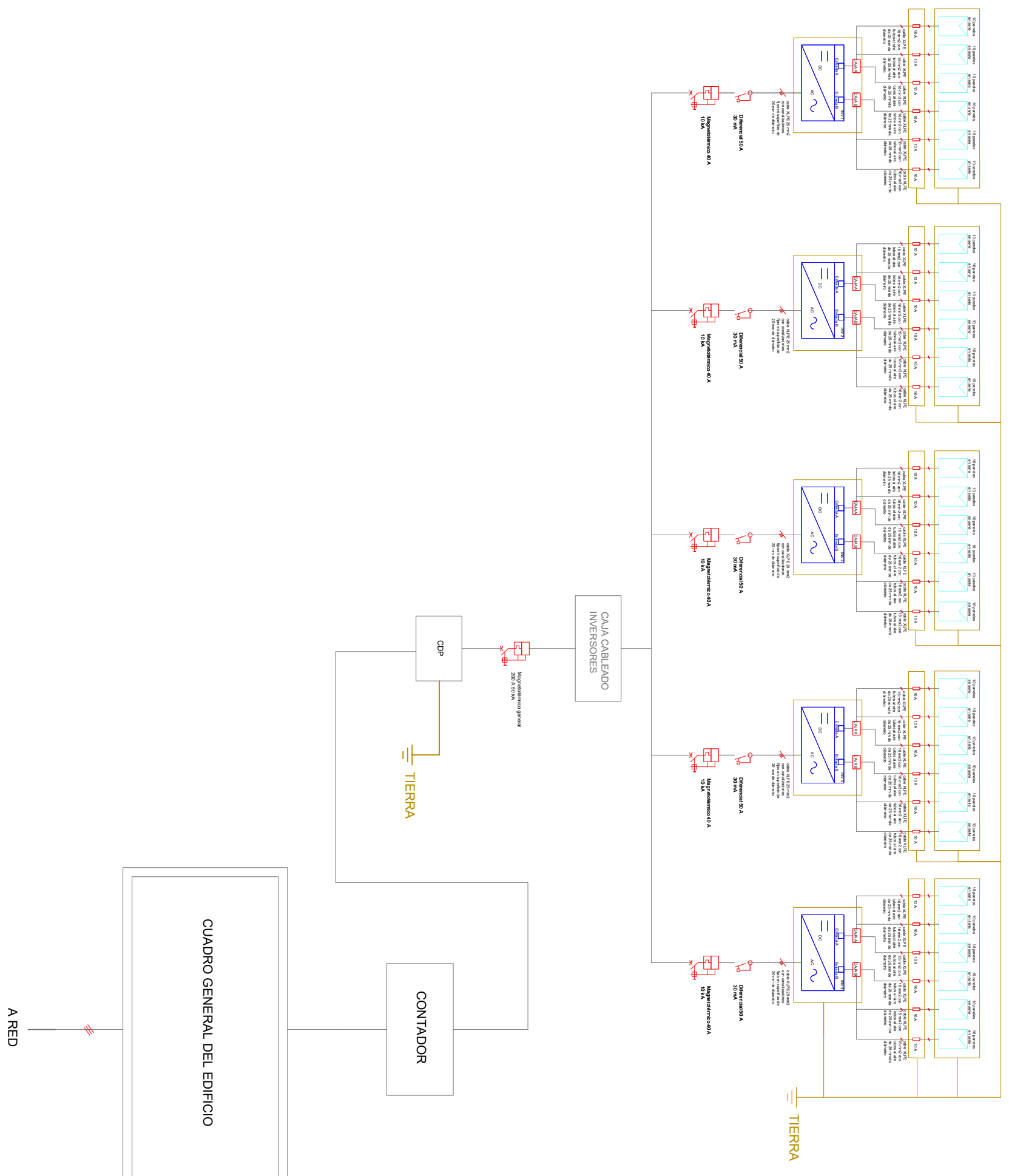
CONEXIONADO INVERSORES A PUNTO DE CONEXIÓN



LEYENDA

— Entrada A Inversor 5	— Conexión Inversor 5 - Punto de conexión
— Entrada A Inversor 5	— Inversor 1
— Entrada A Inversor 5	— Inversor 2
— Entrada B Inversor 5	— Inversor 3
— Entrada B Inversor 5	— Inversor 4
— Entrada B Inversor 5	— Inversor 5

PROYECTO_INSTALACION_FOTOVOLTAICA			
Fecha	Autor	ULL	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingeniería Técnica Industrial, esp Electrónica Universidad de La Laguna
Dibujado	IDAIRA_SABINA		
Comprobado	2017	UNE-EN-DIN	
Id. s. normas			
ESCALA:		Nº P. PLANO_5	
CABLEADO_INVERSOR 5		Nom. Arch: FICHERO_CAD	



A RED

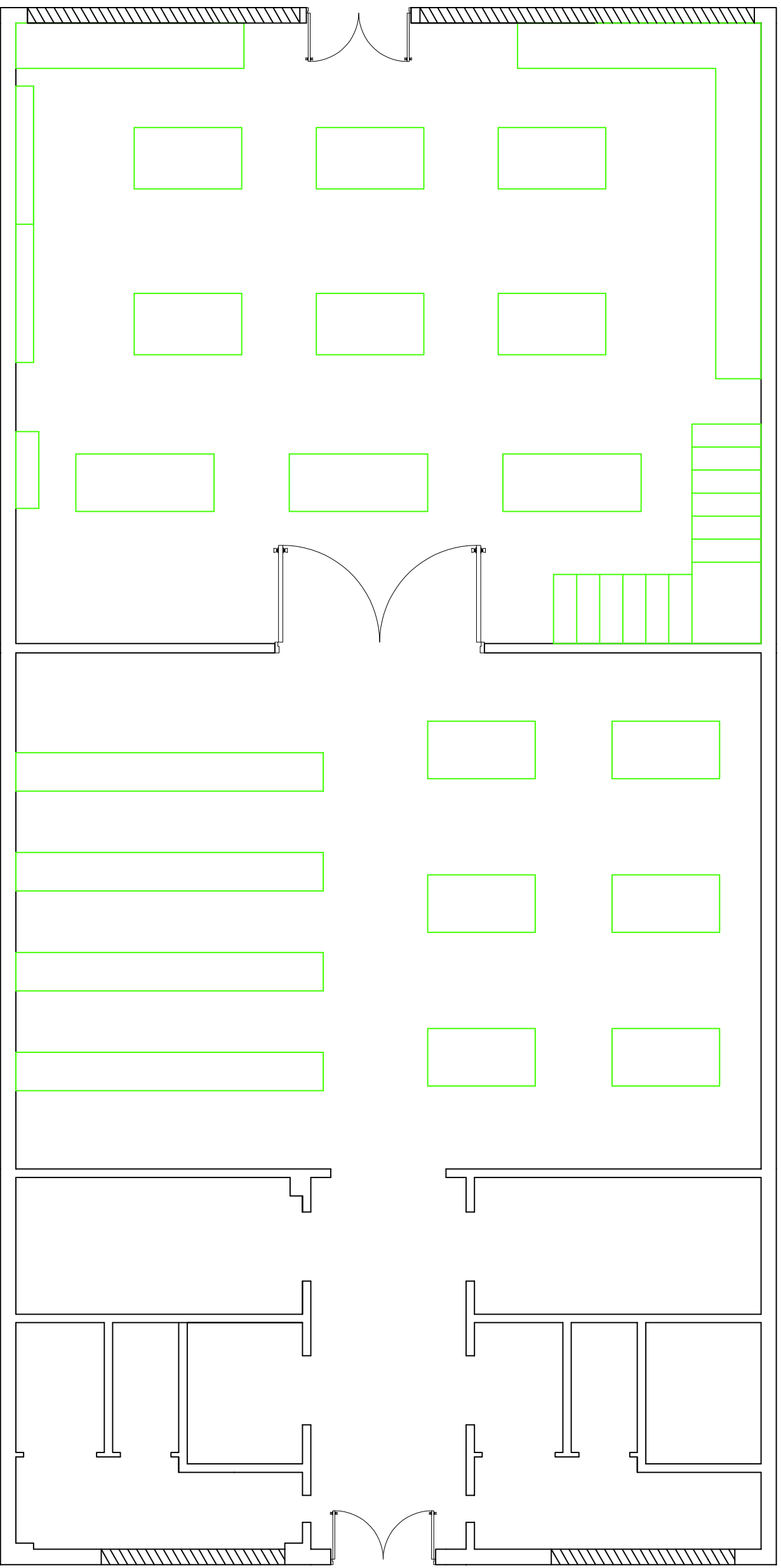
PROYECTO_INSTALACION_FOTOVOLTAICA

Fecha	Autor		ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingenieria Tecnica Industrial, esp Electronica Universidad de La Laguna
2017	IDAIRA SABINA		
Comprobado	2017	Universidad de La Laguna	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		

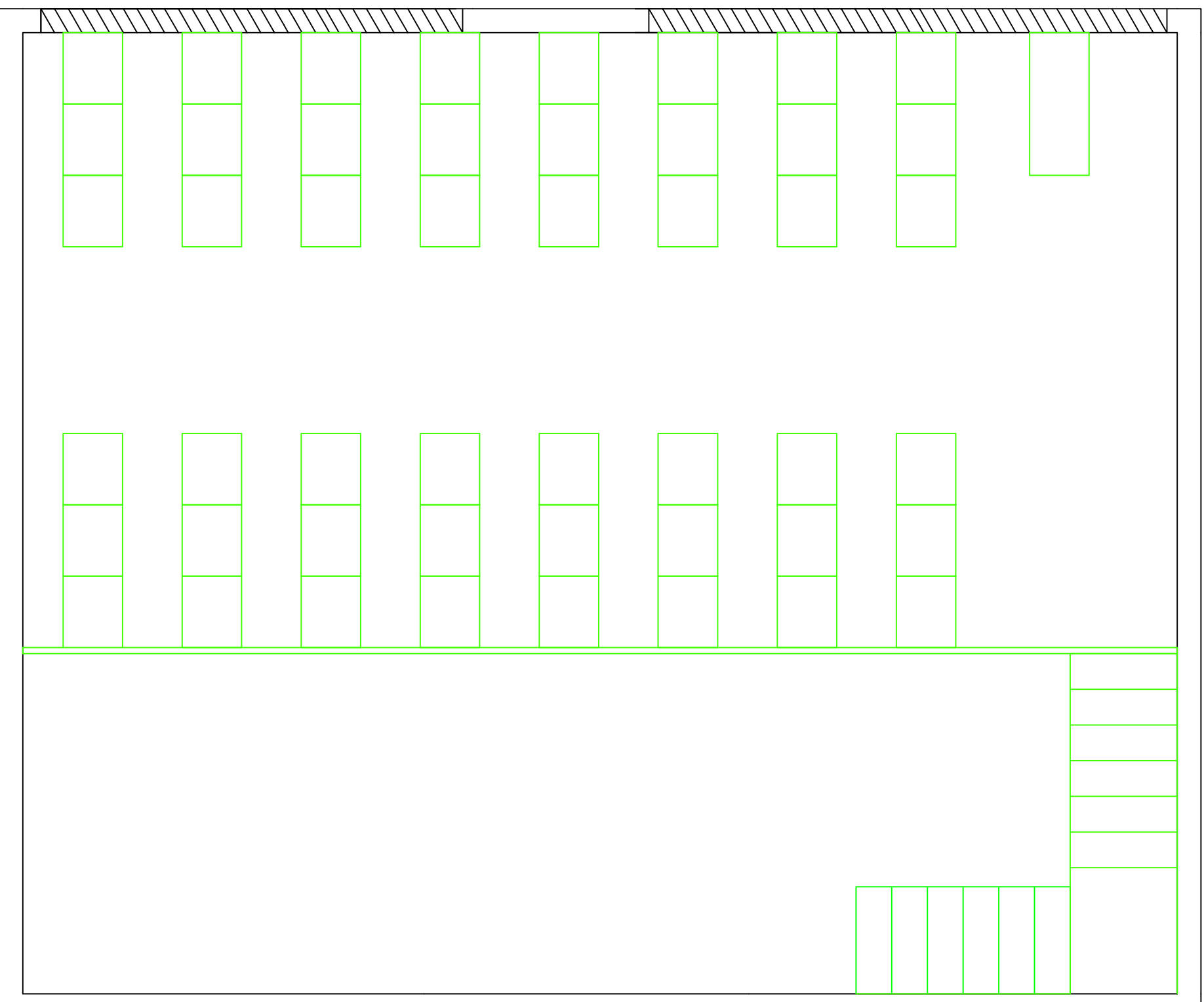
ESCALA:

ESQUEMA_UNIFILAR

Nº P. **PLANO_6**
 Nom. Arch: FICHERO_CAD



PROYECTO_INSTALACION_FOTOVOLTAICA			
Fecha	2017	Autor	IDAIRA_SABINA
Dibujado	2017		
Comprobado	2017		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN	Universidad de La Laguna	
ESCALA: PLANTA_BAJA_AULA		U.L.L. ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingeniería Técnica Industrial, esp. Electrónica Universidad de La Laguna	
		N° P. PLANO_7 Nom. Arch: FICHERO_CAD	



PROYECTO_INSTALACION_FOTOVOLTAICA			
Dibujado	2017	Autor	IDAIRA_SABINA
Comprobado	2017	Id. s. normas	UNE-EN-DIN
ESCALA:			ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingenieria Tecnica Industrial, esp Electronica Universidad de La Laguna
Escala 1/5000 PLANTA_ALTA_AULA	Nº P. PLANO_8		Nom. Arch: FICHERO_CAD



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

PLIEGO DE CONDICIONES

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES

8.1	Objeto.....	2
8.2	Descripción de las obras, productos, instalaciones o servicios.....	2
8.3	Especificaciones de los materiales y elementos constitutivos del objeto del Proyecto...	3
8.4	La reglamentación y la normativa aplicables incluyendo las recomendaciones o normas de no obligado cumplimiento que, sin ser perceptivas, se consideran de necesaria aplicación al Proyecto a criterio de su autor.....	8
8.5	Aspectos del contrato que se refieran directamente al Proyecto y que pudieran afectar a su objeto ya sea en su fase de materialización o en su fase de funcionamiento.	9
8.6	Criterios de medición, valoración y abono.....	12
8.7	Criterios para las modificaciones al proyecto original, especificando el procedimiento a seguir para las mismas, su aceptación y cómo deben quedar reflejadas en la documentación final.	15
8.8	Pruebas y ensayos, especificando cuales y en qué condiciones deben someterse los suministros según lo indicado en el apartado 4.3.	15
8.9	Definiciones.....	16

8.1 Objeto.

El presente Pliego de Condiciones tiene por finalidad regular la ejecución de todas las obras e instalaciones que integran el proyecto en el que se incluye, estableciendo los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando aquellas actuaciones que correspondan según el contrato y con arreglo a la legislación aplicable, al Propietario de la obra, al Contratista o constructor de la misma, sus técnicos o encargados, al Ingeniero, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones para el cumplimiento del contrato de la obra.

8.2 Descripción de las obras, productos, instalaciones o servicios.

Diseño del generador fotovoltaico

- Generalidades

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

- Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI + S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Imagen 64. Orientación e inclinación.

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

- Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

8.3 Especificaciones de los materiales y elementos constitutivos del objeto del Proyecto.

- Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

- Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

- Estructura de soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

- Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si los hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

- Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

- Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 8 y 9) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

- Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

- Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre armónico y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

8.4 La reglamentación y la normativa aplicables incluyendo las recomendaciones o normas de no obligado cumplimiento que, sin ser perceptivas, se consideran de necesaria aplicación al Proyecto a criterio de su autor.

Es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas: Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).

8.5 Aspectos del contrato que se refieran directamente al Proyecto y que pudieran afectar a su objeto ya sea en su fase de materialización o en su fase de funcionamiento.

- Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

- Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

- Mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.

- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

- Garantías

Ámbito general de la garantía:

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

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

Plazos:

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas:

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

- Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía:

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto de garantías expuesto en este apartado.

Lugar y tiempo de la prestación:

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

8.6 Criterios de medición, valoración y abono.

En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- G_{dm} (0): Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes: Instituto Nacional de Meteorología Organismo autónomo oficial

- G_{dm} (" , \$): Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro " " representa el azimut y la inclinación del generador.

Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR: Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Dónde:

- P_{mp} = potencia pico del generador

$$- G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual.

Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
- 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA)
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA

El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.

Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc,inv}$.

El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

$$P_{cc,inv} = P_{cc,fov}(1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc,fov} = P_o R_{to,var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc,fov}$ Potencia CC a la salida de los paneles fotovoltaicos.

L_{cab} Pérdidas de potencia en los cableados entre los paneles y la entrada del inversor.

E Irradiancia solar.

g Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ\text{C}$.

T_c Temperatura de las células solares.

T_{amb} Temperatura ambiente en la sombra.

TONC Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o Potencia nominal del generador.

$R_{to,var}$ Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas.

$$R_{to,var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol} Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos.

L_{dis} Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref} Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral.

L_{tem} Pérdidas medias anuales por temperatura.

$$(1 - L_{tem}) = [1 - g(T_c - 25)] \quad (5)$$

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

- Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (6)$$

$$R = 0,000002L \quad (7)$$

- R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

- L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

- S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %.

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de

edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

8.7 Criterios para las modificaciones al proyecto original, especificando el procedimiento a seguir para las mismas, su aceptación y cómo deben quedar reflejadas en la documentación final.

El Constructor podrá requerir del Ingeniero-Director, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

Cuando se trata de aclarar, interpretar o modificar preceptos del Pliego de Condiciones Generales o indicaciones de planos, croquis y esquemas de montaje, las órdenes o instrucciones correspondientes se comunicarán por escrito al Contratista, estando éste obligado a su vez a devolver los originales o las copias, suscribiendo con su firma el "enterado", que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciban, tanto de los encargados de la vigilancia de las obras como el Ingeniero-Director.

Cualquier reclamación que crea oportuno hacer el Contratista, en contra de las disposiciones tomadas por éstos, habrá de dirigirla, dentro del plazo de 5 días, al inmediato técnico superior que la hubiera dictado, el cual dará al Contratista el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

8.8 Pruebas y ensayos, especificando cuales y en qué condiciones deben someterse los suministros según lo indicado en el apartado 4.3.

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

8.9 Definiciones

- 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.
- 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.

- Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- 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 separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- 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.
- 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 tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

- Módulos

- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE) es una 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) son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidos del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m
 - Distribución espectral: AM 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 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

- Integración arquitectónica

- 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 del mismo.
- La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

MEDICIONES

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DE MEDICIONES

9.1	Unidades de obra.....	2
9.2	Mediciones.....	2

9.1 Unidades de obra.

En este punto realizaremos una enumeración de los materiales necesarios para llevar a cabo el proyecto, separándolos por capítulos independientes entre sí.

Dispositivos	Proyectores	EPSON EH-TW6800
	Ordenadores	HP
	Pistolas termofusibles	
	Taladro	
	Soldadores	
	Pizarra digital	
	Impresora 3D	
Electricidad	Cables	XLPE 25 mm ²
		XLPE 16 mm ²
	Canalizaciones	TUBO CORRUGADO 25 mm
		PVC 32 mm
		PVC 20 mm
	Cajas de registro	
	Cuadros	
Tomas de corriente		
Fotovoltaica	Paneles solares	SUNPOWER X21-335 BLK
	Inversores	STP20000TL-30
	Control dinámico de potencia	
	Contador	
Protecciones	Magnetotérmicos	40 A
	Diferenciales	50 A
	Fusibles	10 A
Iluminación	Tubos fluorescentes	

Tabla 22. Unidad de obra.

9.2 Mediciones.

En este capítulo se representará la cantidad de unidades que necesitaremos de cada unidad de obra citada en el capítulo anterior, cada una en su unidad correspondiente:

Dispositivos	Proyectores	2 ud	
	Ordenadores	17 ud	
	Pistolas termofusibles	6 ud	
	Taladro	1 ud	
	Soldadores	6 ud	
	Pizarra digital	1 ud	
	Impresora 3D	1 ud	
Electricidad	Cables	XLPE 25 mm ²	550 m
		XLPE 16 mm ²	11100 m
	Canalizaciones	TUBO 25 mm	11100 m
		PVC 32 mm	510 m
		PVC 20 mm	40 m
Cajas de registro	24 ud		
Fotovoltaica	Paneles solares	300 ud	
	Inversores	5 ud	
	Control dinámico de potencia	1 ud	
	Contador	1 ud	
Protecciones	Magnetotérmicos	40 A	5 ud
	Diferenciales	50 A	5 ud
	Fusibles	10 A	5 ud
Iluminación	Tubos fluorescentes	34 ud	

Tabla 13. Mediciones.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

PRESUPUESTO

INSTALACIÓN ELÉCTRICA CON FOTOVOLTAICA EN CANDELARIA

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Estudiante: Idaira Sabina Rodríguez

Tutor: Benjamín González Díaz

Marzo 2017

ÍNDICE DE PRESUPUESTO

10.1	Presupuesto por capítulos.	2
10.2	Presupuesto total de ejecución por contrata.	8

En el presupuesto reflejaremos los precios unitarios de los productos, los precios de cada partida en relación a las mediciones, teniendo en cuenta la mano de obra y aplicando unos pequeños porcentajes de medios auxiliares y costes indirectos.

10.1 Presupuesto por capítulos.

- Presupuesto instalación fotovoltaica.

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Módulo fotovoltaico SUNPOWER X21-335-BLK(04/2013) de 335 Wp, de dimensiones 1559x1046x46 mm montado sobre estructura y realizado el conexionado.	300	520,00 €	156.000,00 €
h	Electricista	56	18,00 €	1.008,00 €
h	Ayudante electricista	56	16,00 €	896,00 €
%	Medios auxiliares	2	157.904,00 €	3.158,08 €
%	Costes indirectos	3	161.062,08 €	4.831,86 €
TOTAL				165.893,94 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Estructura fotovoltaica para paneles solares 15º CVA915 24V SUNFER	300	53,75 €	16.125,00 €
h	Electricista	56	18,00 €	1.008,00 €
h	Ayudante electricista	56	16,00 €	896,00 €
%	Medios auxiliares	2	18.029,00 €	360,58 €
%	Costes indirectos	3	18.389,58 €	551,69 €
TOTAL				18.941,27 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Inversor STP 20000TL-30 de 20.000 Wp, de dimensiones 661x684x264 mm y protección IP65 montado e interconectado con los strings de módulos	5	2.499,00 €	12.495,00 €
h	Electricista	32	18,00 €	576,00 €
h	Ayudante electricista	32	16,00 €	512,00 €
%	Medios auxiliares	2	13.583,00 €	271,66 €
%	Costes indirectos	3	13.854,66 €	415,64 €
TOTAL				14.270,30 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m2	Estructura techo 1	1000,8	33,00 €	33.026,40 €
h	Electricista	32	18,00 €	576,00 €
h	Ayudante electricista	32	16,00 €	512,00 €
%	Medios auxiliares	2	34.114,40 €	682,29 €
%	Costes indirectos	3	34.796,69 €	1.043,90 €
TOTAL				35.840,59 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m2	Estructura techo 2	610,704	9,00 €	5.496,34 €
h	Electricista	32	18,00 €	576,00 €
h	Ayudante electricista	32	16,00 €	512,00 €
%	Medios auxiliares	2	6.584,34 €	131,69 €
%	Costes indirectos	3	6.716,02 €	201,48 €
TOTAL				6917,51 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Contador SMA Cluster Controller, de dimensiones 275x133x71 mm	1	150,00 €	150,00 €
h	Electricista	24	18,00 €	432,00 €
h	Ayudante electricista	24	16,00 €	384,00 €
%	Medios auxiliares	2	966,00 €	19,32 €
%	Costes indirectos	3	985,32 €	29,56 €
TOTAL				1.014,88 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Contador SIEMENS 7KT1548, con pantalla LC 3 fases, 125 A, 2XS0,2 tarifas, conexión directa calibrado según MID-Función de transf. de datos	2	300,00 €	600,00 €
h	Electricista	24	18,00 €	432,00 €
h	Ayudante electricista	24	16,00 €	384,00 €
%	Medios auxiliares	2	1.416,00 €	28,32 €
%	Costes indirectos	3	1.444,32 €	43,33 €
TOTAL				1.487,65 €

- Presupuesto instalación eléctrica.

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m	Cable PSUN-SP de cobre, de 1x16 mm ² , multipolar, no propagador de la llama, resistente a la intemperie para instalaciones fotovoltaicas, tensión asignada de 0,6/ 1kV.	11100	2,03 €	22.533,00 €
h	Electricista	1	18,00 €	18,00 €
h	Ayudante electricista	1	16,00 €	16,00 €
%	Medios auxiliares	2	22.567,00 €	451,34 €
%	Costes indirectos	3	23.018,34 €	690,55 €
TOTAL				23.018,34 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m	Cable AFUMEX 1000V (AS) de cobre, de 4(1x25 mm ²), multipolar, cubierta de poliolefina, no propagador de la llama, tensión asignada de 0,6/1kV.	550	2,98 €	1.639,00 €
h	Electricista	1	18,00 €	18,00 €
h	Ayudante electricista	1	16,00 €	16,00 €
%	Medios auxiliares	2	1.673,00 €	33,46 €
%	Costes indirectos	3	1.706,46 €	51,19 €
TOTAL				1.757,65 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m	Tubo corrugado de 25 mm apto para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos) y huecos de la construcción.	11100	2,94 €	32.634,00 €
h	Electricista	1	18,00 €	18,00 €
h	Ayudante electricista	1	16,00 €	16,00 €
%	Medios auxiliares	2	32.668,00 €	653,36 €
%	Costes indirectos	3	33.321,36 €	999,64 €
TOTAL				34.321,00 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m	Tubo rígido de PVC de 32 mm enchufable, con manguito incluido, blindado y gris, apto para canalizaciones superficiales ordinarias fijas	510	1,40 €	714,00 €
h	Electricista	0,5	18,00 €	9,00 €
h	Ayudante electricista	0,5	16,00 €	8,00 €
%	Medios auxiliares	2	731,00 €	14,62 €
%	Costes indirectos	3	745,62 €	22,37 €
TOTAL				767,99 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
m	Tubo rígido de PVC de 20 mm enchufable, con manguito incluido, blindado y gris, apto para canalizaciones superficiales ordinarias fijas	40	0,70 €	28,00 €
h	Electricista	0,3	18,00 €	5,40 €
h	Ayudante electricista	0,3	16,00 €	4,80 €
%	Medios auxiliares	2	38,20 €	0,76 €
%	Costes indirectos	3	38,96 €	1,17 €
TOTAL				40,13 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Caja estanca de 100x100 libre de halógenos con conos metricos, precintable, tapa con tornillos de 1/4 de vuelta y sujeción de puertas	24	1,95 €	46,80 €
h	Electricista	0,2	18,00 €	3,60 €
h	Ayudante electricista	0,2	16,00 €	3,20 €
%	Medios auxiliares	2	53,60 €	1,07 €
%	Costes indirectos	3	54,67 €	1,64 €
TOTAL				56,31 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Cuadro de protecciones de corriente continua SCHNEIDER, modelo PL75 de IP55 de dimensiones 500x500x285 mm	5	350,00 €	1.750,00 €
h	Electricista	1	18,00 €	18,00 €
h	Ayudante electricista	1	16,00 €	16,00 €
%	Medios auxiliares	2	1.784,00 €	35,68 €
%	Costes indirectos	3	1.819,68 €	54,59 €
TOTAL				1.874,27 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Cuadro eléctrico de mando y protección COALSA, modelo CC86V de dimensiones 790x590x285 mm de protección IP55	1	239,73 €	239,73 €
h	Electricista	1	18,00 €	18,00 €
h	Ayudante electricista	1	16,00 €	16,00 €
%	Medios auxiliares	2	273,73 €	5,47 €
%	Costes indirectos	3	279,20 €	8,38 €
TOTAL				287,58 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Interruptor magnetotérmico curva C de 3 polos, 40 amperios en 3 módulos. Apto para uso doméstico, terciario e industrial. Producto de la marca CHINT Electric	5	33,00 €	165,00 €
h	Electricista	2	18,00 €	36,00 €
%	Medios auxiliares	2	201,00 €	4,02 €
%	Costes indirectos	3	205,02 €	6,15 €
TOTAL				211,17 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Interruptor diferencial clase AC de 2 polos, 40 amperos, 300 miliamperios en 2 módulos. Apto para uso doméstico, terciario e industrial. Producto de la marca CHINT Electric	5	27,50 €	137,50 €
h	Electricista	2	18,00 €	36,00 €
%	Medios auxiliares	2	173,50 €	3,47 €
%	Costes indirectos	3	176,97 €	5,31 €
TOTAL				182,28 €

Ud.	Descomposición	Cantidad	Precio unitario	Importe total
ud	Fusible 8x31 de 10A (400V) clase gG 20kA de poder de corte. Producto de la marca CHINT Electric	25	0,40 €	10,00 €
h	Electricista	3	18,00 €	54,00 €
%	Medios auxiliares	2	64,00 €	1,28 €
%	Costes indirectos	3	65,28 €	1,96 €
TOTAL				67,24 €

10.2 Presupuesto total de ejecución por contrata.

Descripción	Precio partida	Mano de obra	Total
Fotovoltaica	223.742,74 €	10.854,08 €	234.596,82 €
Eléctrica	60.111,33 €	330,00 €	60.441,33 €
PEM	283.854,07 €	11.184,08 €	295.038,15 €
Beneficio industrial (6%)	17.031,24 €	671,04 €	17.702,29 €
Gastos Generales (13%)	36.901,03 €	1.453,93 €	38.354,96 €
TOTAL	337.786,37 €	13.309,05 €	351.095,42 €
IGIC (7%)	23.645,04 €	931,63 €	24.576,68 €
Presupuesto de ejecución por contrata	361.431,41 €	14.240,68 €	373.672,09 €