INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UNA ACADEMIA

Trabajo Fin de Grado

ALUMNO: REBECA VIDAL RUIZ

TUTOR:
MIGUEL GARCÍA MARTÍNEZ
COTUTOR:
JUAN ÁNGEL SAIZ JIMÉNEZ

GRADO:
INGENIERÍA ELÉCTRICA 2018 - 2019

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

AGRADECIMIENTOS

Primero, me gustaría agradecer a mi familia, todos los ánimos y toda la ayuda prestada, pero en especial tengo que agradecer a mis padres todo el apoyo que me han brindado a lo largo de estos años.

Muchas gracias por ayudarme en los peores momentos, por no permitir que me diera por vencida, por apoyarme siempre con cada una de mis decisiones y por el amor y la paciencia que me habéis brindado cada día. Y sobre todo, GRACIAS por enseñarme que con esfuerzo y ganas puedo conseguir todo aquello que me proponga.

A mis amigos, gracias por hacer que estos años en la universidad fueran más llevaderos. Sobre todo, gracias a Borja y a Úrsula, a quienes los considero parte de mi familia. Gracias por cada risa, por cada práctica de laboratorio, por cada tarde de estudio en la biblioteca, por cada merienda… Gracias por haber estado a mi lado a lo largo de estos últimos años, por haberme ayudado a superarme y haberme enseñado tantísimas cosas.

A Jesús, gracias por ser mi “Pepito Grillo” y hacer que me centre en el proyecto, creo que me hacía falta un empujoncito. Muchas gracias por el apoyo y los ánimos que me has dado estos meses y por confiar en mí, aun cuando yo no lo hago.

Por último, y no menos importante, gracias a mi tutor Miguel y a mi co-tutor Juan Ángel, puesto que sin ellos este proyecto no habría sido posible. Muchas gracias por haber aceptado tutorizar mi trabajo en un plazo de tiempo tan ajustado.

RESUMEN

Actualmente en el sector energético existen dos grandes debates:

Las ventajas de las fuentes de energía renovables frente a las convencionales.

La rentabilidad y productividad de las instalaciones solares y eólicas en zonas urbanas.

El objetivo que se plantea a lo largo del presente proyecto es el diseño de una instalación fotovoltaica aislada, capaz de asegurar el pleno funcionamiento de una academia situada dentro del núcleo urbano. Mediante el cálculo de los consumos, la medición de la radiación solar y la cantidad de horas solares, se diseñará y defenderá el uso de este tipo de instalaciones en cualquier zona, ya sea urbana o rural.

Una vez obtenidos todos los datos y habiendo diseñado la instalación; se ha llegado a la conclusión de que actualmente, este tipo de instalaciones son lo suficientemente productivas y rentables. Y es que, a pesar de suponer un elevado desembolso inicial, a medio y largo plazo supone un considerable ahorro económico. Además se estaría contribuyendo de una manera activa en la producción de energía limpia, y por lo tanto, ayudaríamos a frenar las consecuencias del cambio climático.

PALABRAS CLAVE: Fotovoltaica, Aislada, Paneles, Solar, Diseño, Rentabilidad

ABSTRACT

There are currently two major topics in the energy sector:

The advantages of renewable energy sources over conventional ones.

The profitability and productivity of solar and wind installations in urban areas.

The objective that arises throughout this project is the design of an isolated photovoltaic installation, capable of ensuring the full functioning of an academy located in the urban center. By calculating consumption, the measurement of solar radiation and the amount of solar hours, the use of this type of facilities in any area, whether urban or rural, will be designed and defended.

Once all the data and having designed the installation, it has been concluded that these types of facilities are currently productive and profitable enough. And it is that, a weight of supposing a high initial disbursement, an estimated medium and long term of a considerable economic saving. In addition, we would be actively contributing to the production of clean energy, and therefore, we would help curb the consequences of climate change.

Keywords: Photovoltaic, Isolated, Panels, Solar, Design, Profitability.

SOL DEL TRÓPICO

Sol de los Incas, sol de los Mayas,
maduro sol americano,
sol en que mayas y quichés
reconocieron y adoraron,
y en el que viejos aimaraes
como el ámbar fueron quemados.
Faisán rojo cuando levantas
y cuando medias, faisán blanco,
sol pintador y tatuador
de casta de hombre y de leopardo.

Sol de montañas y de valles,
de los abismos y los llanos,
Rafael de las marchas nuestras,
lebrel de oro de nuestros pasos,
por toda tierra y todo mar
santo y seña de mis hermanos.
Si nos perdemos, que nos busquen
en unos limos abrasados,
donde existe el árbol del pan
y padece el árbol del bálsamo.

(Mistral, 1985)

OBJETO DEL PROYECTO

Se presenta este Trabajo Fin de Grado con título “Instalación solar fotovoltaica aislada para una academia”, como parte de los estudios del “Grado en Ingeniería Eléctrica”.

El tema desarrollado es la instalación de un sistema solar fotovoltaico con el objetivo de aislar eléctricamente una academia de apoyo extraescolar. De manera que podamos cubrir la demanda energética requerida, sin necesidad de un apoyo por parte de la red eléctrica convencional.

El modelo con el que trabajaremos será el de una instalación aislada, en el que combinaremos el uso de paneles fotovoltaicos con el uso de baterías. Siguiendo este modelo, podremos almacenar la suficiente energía en dichas baterías, permitiendo un posterior aprovechamiento en las horas de ausencia de Sol.

A lo largo del presente proyecto se pretende:

- Diseñar y analizar las diferentes posibilidades que ofrecen las instalaciones fotovoltaicas teniendo en cuenta la normativa vigente.
- Justificar el criterio utilizado para el uso de la instalación y los elementos que componen la misma.

Valencia, septiembre de 2019

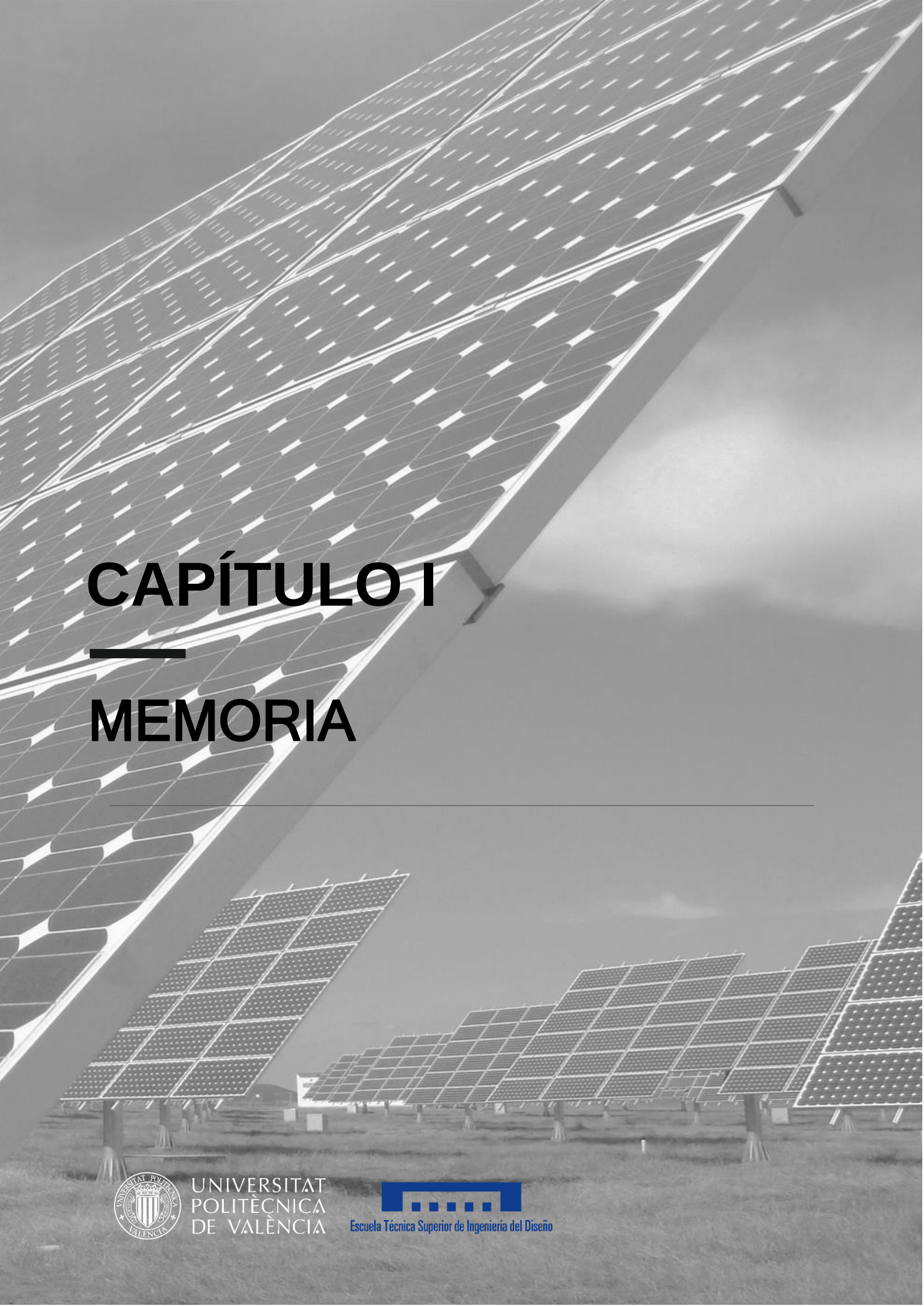
CAPÍTULO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

CAPÍTULO 2: ANEXOS

CAPÍTULO 3: PLANOS

CAPÍTULO 4: PLIEGO DE CONDICIONES

CAPÍTULO 5: PRESUPUESTO



CAPÍTULO I

MEMORIA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Tabla de contenido

1. ANTECEDENTES 8

2. JUSTIFICACIÓN Y SOLUCIÓNADOPTADA 15

3. NORMATIVA APLICABLE 17

4. SOFTWARE 20

5. LOCALIZACIÓN Y CLIMATOLOGÍA 22
   5.1. LOCALIZACIÓN 22
   5.2. CLIMATOLOGÍA 22

6. DESCRIPCIÓN DE LAACADEMIA 23
   6.1. EQUIPOS RECEPTORES 24
   6.2. TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO 26
   6.3. CONSUMOS MENSUALES 28
   6.4. CONSUMO ANUAL 34

7. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA 36
   7.1. POSICIÓN ÓPTIMA DE LOS PANELES 36
   7.2. CÁLCULO DE LA RADIACIÓN 40
   7.3. CÁLCULO DE LA RADIACIÓN EN VALORES ESTÁNDAR 46
   7.4. CÁLCULO DE LAS PLACAS FOTOVOLTAICAS 50
      7.4.1. Criterios de elección de placas 53
      7.4.2. Placa A – 370M – GS 55
   7.5. CÁLCULO DE LOS INVERSORES 56
      7.5.1. Criterios de elección de los inversores 56
      7.5.2. MultiPlus 48/5000/70 Victron 58
   7.6. CÁLCULO DE LAS BATERÍAS 60
      7.6.1. Baterías OPZS 60
      7.6.2. Baterías 61
      7.6.3. Batería y Grupo electrógeno. 63
      7.6.4. Grupo Electrógeno 12000W 65
      7.6.5. Conclusión 65
   7.7. CÁLCULO DE LOS REGULADORES 67
   7.8. CÁLCULO DE SOPORTES 69
   7.9. CAJAS DE CONEXIONES 72
   7.10. CASETA DE OBRA 74
   7.11. CABLEADO 75
      7.11.1. Criterios de diseño 75
      7.11.2. Cálculo de la sección por Intensidad Máxima Admisible 75

7.11.3. Cálculo de la sección por Máxima Caída de Tensión Admisible 75
7.11.4. Cálculo del cableado entre los paneles solares y las cajas de conexión 76
7.11.5. Cálculo del cableado entre las cajas de conexión y los reguladores 83
7.11.6. Cálculo del cableado entre los reguladores y las baterías 89
7.11.7. Cálculo del cableado entre las baterías y los inversores 96
7.11.8. Cálculo del cableado entre el grupo electrógeno y el inversor 100
7.11.9. Cálculo del cableado entre el inversor y el cuadro general de alimentación 101
7.12. PUESTA A TIERRA 103
7.13. PROTECCIONES 107
7.13.1. Protección frente contactos directos 107
7.13.2. Protección frente contactos indirectos 108
7.13.3. Protección frente a sobretensiones 109
7.13.4. Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades 110

8. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN 112
8.1. PLAN DE MANTENIMIENTO 112
8.1.1. Paneles Fotovoltaicos 113
8.1.2. Soportes Fotovoltaicos 113
8.1.3. Cajas de Conexión 113
8.1.4. Reguladores 113
8.1.5. Baterías 114
8.1.6. Inversores 114
8.1.7. Grupo Electrógeno 114

9. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD 115
9.1. NORMATIVA 115
9.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES 115
9.3. TÉCNICAS DE PREVENCIÓN 115
9.4. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS 116
9.5. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS 117
9.5.1. Instalaciones Eléctricas 117
9.6. BOTIQUINES 118
9.7. ASISTENCIA PARA LOS HERIDOS 119
9.8. EQUIPOS DE PROTECCIÓN 119
9.9. PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES 119
9.9.1. Normativa Aplicable 119
9.9.2. Obligaciones del Promotor 120
9.9.3. Obligaciones de los trabajadores autónomos. 123
9.9.4. Libro de incidencias 123

10. ESTUDIO ECONÓMICO 125
10.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN 125
10.2. COSTE WP INSTALADO 126

10.3. COSTE DE GENERACIÓN DEL KWH 127
10.3.1. Coste de generación del kWh a los 25 años 127
10.3.2. Coste de generación del kWh a los 40 años 129

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Localización de la academia 21
Ilustración 2: Distribución de la academia 23
Ilustración 3: Horario anual de la academia 27
Ilustración 4: Gráfica de la distribución del consumo mensual 37
Ilustración 5: Orientación de los paneles solares 38
Ilustración 6: Orientación de la academia 39
Ilustración 7: Superficie y Sombra máxima 39
Ilustración 8: Espectro electromagnético 40
Ilustración 9: Reparto de la radiación solar 41
Ilustración 10: Datos PVGIS 57 grados 42
Ilustración 11: Gráfica PVGIS 57 grados 43
Ilustración 12: Datos PVGIS 21 grados 44
Ilustración 13: Gráfica PVGIS 21 grados 44
Ilustración 14: Datos PVGIS doble inclinación 45
Ilustración 15: Datos PVGIS 60 grados 46
Ilustración 16: Datos PVGIS 30 grados 46
Ilustración 17: Datos PVGIS 60 grados 47
Ilustración 18: Datos PVGIS 30 grados 48
Ilustración 19: Datos PVGIS de doble inclinación 49
Ilustración 20: Plano de la Placa Atersa 53
Ilustración 21: Conexión de las placas en serie 54
Ilustración 22fgsdfgsdfgsdfgsfg 55
Ilustración 23: Características Técnicas de las Placas 55
Ilustración 24: Topografía de las conexiones 57
Ilustración 25: Características Técnicas de los inversores 58
Ilustración 26dfasdfasdf 59
Ilustración 27: Características Técnicas del cargador del inversor 59
Ilustración 28: Esquema de conexión del inversor 59
Ilustración 29: Grupo electrógeno 65
Ilustración 30: Separación entre filas de placas 69
Ilustración 31: Medidas para el cálculo de la separación 70
Ilustración 32: Soportes de placas fotovoltaicas 71

Ilustración 33: Caja de conexiones MaxConnect Plus 72
Ilustración 34: Caracerísticas Técnicas de las cajas de conexiones 73
Ilustración 35: Plano de la caseta de obra y los elementos 74
Ilustración 36: Esquema de distribución tipo TT 103
Ilustración 37: Esquema de los elementos de una puesta a tierra 104
Ilustración 38: Tabla 1 de ITC-BT-18_Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra. 105
Ilustración 39: Número de electrodos en función de las características del terreno y la longitud del anillo 106
Ilustración 40: Estimación del Valor del Riesgo 116
Ilustración 41: Valor del riesgo. Acción y Temporización 117
Ilustración 42: Horas Solares Pico Inclinación 30 grados 128
Ilustración 43: Horas Solares Pico Inclinación 60 grados 128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Cantidad de equipos receptores 24
Tabla 2: Potencia de los equipos receptores 25
Tabla 3: Horas de funcionamiento de los equipos receptores 26
Tabla 4: Días lectivos del mes 28
Tabla 5: Climatización y Calefacción 28
Tabla 6: Distribución de los equipos receptores 29
Tabla 7: Potencia de los equipos receptores 29
Tabla 8: Horas de funcionamiento de los equipos receptores 29
Tabla 9: Días lectivos que trabaja la academia 30
Tabla 10: Climatización y Calefacción 30
Tabla 11: Consumos mensuales 34
Tabla 12: Consumo anual y mensuales 34
Tabla 13: Consumo anual y mensuales con sobredimensionamiento 35
Tabla 14: Datos PVGIS mensuales 57 grados 43
Tabla 15: Datos PVGIS mensuales 21 grados 44
Tabla 16: Datos PVGIS de 57 grados y 21 grados 45
Tabla 17: Datos PVGIS mensuales 60 grados 47
Tabla 18: Datos PVGIS mensuales 30 grados 48
Tabla 19: Datos PVGIS de 60 grados y 30 grados 49
Tabla 20: Datos para el cálculo de la potencia a cubrir 56
Tabla 21: Consumos diarios medios de cada mes 61
Tabla 22: Consumos medios diarios en Ah 62
Tabla 23: Análisis de riesgos 118
Tabla 24: Dinero ahorrado en el primer año 125
Tabla 25: Amortización de la instalación 126

1. ANTECEDENTES

Los recursos naturales son aquellos bienes que se pueden encontrar en la naturaleza y que los seres humanos utilizan para subsistir y satisfacer sus necesidades.

La naturaleza proporciona a las personas aquellos recursos primarios como son el agua, el oxígeno y el alimento. Tanto el agua como el oxígeno, debido a su abundancia en el planeta, no se valoran como deberían, a pesar de ser necesarios para cualquier actividad de los seres vivos. Los alimentos por otra parte, fuente de materia y energía, provienen en gran medida de la flora y fauna, de las cuales también obtenemos medicamentos o las materias primas que se utilizan en la industria textil.

Otro de los grandes recursos naturales que ofrece la naturaleza es el suelo. De él se extraen los minerales y las rocas que hacemos servir en la construcción de nuestros edificios, el carbón, petróleo, el gas natural y los minerales radiactivos que se utilizan para abastecer de energía a nuestras ciudades.

Pero parece que se nos olvida que existen otros recursos naturales como son el sol y el viento, fuentes de energía totalmente inagotables y limpias.

La principal fuente de energía de la que dispone nuestro planeta es el Sol. De ésta derivan el resto de fuentes de las que hacemos uso actualmente:

- La energía eólica se obtiene gracias al viento, el cual se encarga de formar el Sol.
- La evaporación del agua da paso a la creación de las precipitaciones, las cuales llenan los embalses y permiten la generación de energía hidráulica.
- La luz solar es una parte imprescindible para que las plantas y árboles puedan realizar la fotosíntesis y se puedan emplear como biomasa. Además, el petróleo, carbón o gas natural que se emplean actualmente provienen de plantas y demás seres vivos que existieron hace millones de años.
- Al igual que la Luna, el Sol, es parte esencial en el movimiento de las olas y en la formación de las mareas.
- Su calor y su luz se emplean directamente como fuente de energía.

Actualmente, la mayor parte de la energía que utiliza la sociedad proviene del carbón, del gas natural, del petróleo o de minerales radiactivos, todos recursos minerales contaminantes y no renovables, puesto que, o no se forman actualmente o su periodo de regeneración es muy inferior al ritmo de consumo de la sociedad.

El desarrollo tan elevado que ha sufrido la sociedad en los últimos siglos, ha dado paso a la necesidad de grandes cantidades de materia y energía para mantener el nivel de vida al que se ha acostumbrado. Para ello, se han visto obligados a explotar de una manera radical los recursos naturales de nuestro planeta.

Esta sobreexplotación produce un agotamiento de los ecosistemas, ya que al tratarse de una extracción de recursos constantes, entran en un estado de regresión, degradándose, lo que llega a suponer la extinción de miles de especies.

Durante las últimas décadas ha surgido una enorme concienciación ecológica a nivel mundial, permitiendo la celebración de encuentros y conferencias sobre la protección y el cuidado de la naturaleza, además de la búsqueda de una solución.

En el siglo XIX se planteó, por primera vez, un debate sobre la degradación del medio ambiente del que se obtuvieron dos posibles soluciones: la *"preservación de la naturaleza",* propuesta por John Muir, y la conservación del medio ambiente teniendo en cuenta los valores de uso que ofrece la naturaleza, propuesta por Gifford Pinchot.

"El primer factor esencial de la conservación es que es sinónimo de desarrollo" – **Gifford Pinchot**

Desde las últimas décadas del siglo XX, la Tierra ha sido considerada como un enorme ecosistema, en el cual, los problemas medioambientales nos afectan, de manera directa o indirecta, a toda la humanidad. Por ello, se crearon foros, programas, conferencias, tratados y reuniones para encontrar una solución colectiva a este gran problema ambiental.

Durante las décadas de los setenta y ochenta se pudo apreciar una mayor sensibilidad hacia los problemas medioambientales. Se impulsó la creación de leyes que establecían límites a las emisiones de ciertos contaminantes, como por ejemplo las emisiones de CO_2 de los tubos de escape de los coches o las emisiones de gases contaminantes de las instalaciones industriales.

En el año 1972 se celebró, en Estocolmo, la primera Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente, en la que participaron 113 países. A lo largo de esta conferencia se manifestó la gravedad de los problemas ambientales que estaba sufriendo nuestra sociedad y las causas que podría tener a largo plazo. Como conclusión de esta conferencia se adoptó un plan de acción que permitiría salvaguardar y mejorar el medio ambiente para beneficio de las generaciones presentes y futuras.

A partir de los ochenta se hizo más evidente la necesidad de una estrategia más global, que se preocupara en regular la explotación y el consumo de los recursos, que considerase este problema no solo como un problema ambiental, sino como una crisis global que afecta a los planos sociales y

económicos y que además se plantease la necesidad de un desarrollo basado en el uso respetuoso de los recursos naturales, elaborándose el modelo de *desarrollo sostenible.*

Este nuevo modelo consistía básicamente en:

- Explotar los recursos naturales a un ritmo igual o inferior a su nivel de regeneración, de manera que puedan ser administrados de modo que se garantice un desarrollo digno a las generaciones futuras.
- Realizar un uso mayoritario de los recursos renovables.
- Implantar la llamada *educación ambiental* en los ciudadanos para concienciar de la necesidad de preservar nuestro planeta y toda la vida que lo compone.

Años más tarde, se acuñó un nuevo concepto, la *biodiversidad*, el cual planteó un nuevo problema: su conservación. La supervivencia del ser humano se basa en la supervivencia de la biodiversidad. La biodiversidad es una de las mayores riquezas con las que cuenta nuestro planeta, pues nos proporciona muchos de los recursos básicos que se necesitan para sobrevivir (alimentos, energía, materia prima…).

Actualmente, la sociedad está sufriendo la pérdida de una cantidad importante de la biodiversidad del planeta, y se debe a factores como son:

- La sobreexplotación de los recursos naturales que se genera al pescar, cazar o a la agricultura intensiva.
- La eliminación de los hábitats naturales de muchas especies con el fin de construir las ciudades.
- La contaminación de hábitats debido al uso de fertilizantes, pesticidas o vertidos tóxicos.
- La introducción de nuevas especias en hábitats naturales diferentes, lo que ocasiona un desequilibrio natural.
- La deforestación.

La sociedad se enfrenta a grandes cambios en la forma de vida. Estos cambios se deben, como se ha mencionado anteriormente, al gran desarrollo que ha sufrido nuestra sociedad en los últimos siglos. Debido a este desarrollo, hoy en día nos encontramos ante problemas como son: la extinción de especies, la contaminación atmosférica y el cambio climático.

Actualmente, y debido fundamentalmente a las acciones del ser humano sobre el planeta, nuestra sociedad se enfrenta a lo que los científicos denominan como *Sexta Gran Extinción*. Según los datos de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, hoy en día, aproximadamente 5200 especies se encuentran en peligro de extinción. Dentro de estas 5200 especies encontramos que

un 11% se trata de aves, un 20% son reptiles, el 34% se trata de peces y el 25% restante son anfibios y mamíferos.

En lo que respecta a la contaminación atmosférica, se debe principalmente a las actividades industriales del ser humano y al uso de los transportes particulares. Los contaminantes más comunes que se lanzan a la atmósfera son el monóxido de carbono (CO), el óxido nítrico (NO), dióxido de carbono (CO2), dioxinas, etc…

La acumulación de estos gases en la atmósfera supone un grave problema, tanto para nuestra salud como para el resto de seres vivos y para el clima. Entre los efectos de este tipo de contaminación encontramos: el efecto invernadero y el deterioro de la capa de ozono.

Por último, pero no menos importante, el cambio climático, no es más que la consecuencia del agravamiento del efecto invernadero. Actualmente, la superficie de la Tierra está sufriendo un importante aumento de temperatura, lo que puede llegar a suponer un gran cambio en el clima.

El problema que se plantea es que la radiación que se debería estar reflejando y enviando al espacio, queda retenida en la atmósfera, lo que estaría alterando el balance de radiación solar e incrementando el efecto invernadero.

Desde las últimas décadas, a pesar del incremento de la sensibilidad por los problemas ambientales por los que está pasando nuestra sociedad, el 75% de la energía que consumimos proviene de tres fuentes energéticas: el carbón, el petróleo y el gas natural, todos combustibles fósiles.

Según los expertos, todos estos recursos disponen de una fecha límite, la cual se estima que sea dentro de aproximadamente un 50 años. Esto se debe a que este tipo de recursos necesita millones de años para formarse, mientras que el rito al que lo consumimos es mucho mayor. Actualmente nos encontramos en una situación de alarma debido a su próximo agotamiento.

Teniendo en cuenta lo visto anteriormente, desde los gobiernos se comenzó a impulsar el uso de las energías alternativas. Estas fuentes energéticas son mucho más abundantes que las tradicionales. Por ello, se presentan como una de las grandes soluciones para combatir el cambio climático.

Estas fuentes de energía alternativas son las denominadas también como *energías renovables*. Este tipo de energías provienen de fuentes de recursos inagotables, ya que se encuentran en constante renovación como son: el viento, el Sol y el agua.

El viento es el movimiento que realiza el aire dentro de la atmósfera terrestre y está originado por los cambios de temperatura en las diferentes zonas atmosféricas y por la rotación de la Tierra. De

esta fuente se obtiene lo que conocemos como *energía eólica*. Las principales ventajas de este recurso natural, se basa en que es una fuente de energía inagotable, limpia y gratuita. Además la podemos encontrar en cualquier punto del planeta, en mayor o menor medida. Como desventaja, cabe destacar su discontinuidad y el impacto ambiental que provocan sus instalaciones.

Recibe el nombre de *energía solar* aquella que proviene de nuestro astro rey, ***el Sol***, en forma de radiación electromagnética. Si encontráramos un punto de la Tierra en el que se pudiera canalizar toda la radiación que emite el Sol, únicamente necesitaríamos quince minutos para abastecer la necesidad energética de la humanidad durante un año completo.

Las principales ventajas de este recurso se basan en que es una fuente inagotable, limpia y gratuita. Además se estima que el Sol no ha llegado ni al 50% de su vida. Entre sus desventajas cabe destacar que es intermitente. El Sol se pone por las noches y durante los días nublados se reduce mucho su potencia.

Por último ***el agua*** embalsada a una cierta altura dispone de una energía potencial, mientras que si se encuentra en movimiento dispone de energía cinética. Gracias a estas energías podemos obtener la *energía hidráulica*.

Este tipo de energía cuenta con las mismas ventajas que la eólica o la solar, proviene de una fuente inagotable, limpia y gratuita. Como desventaja remarcar que la creación de las instalaciones necesarias para obtener energía eléctrica provoca un gran impacto ambiental. Además en periodos de sequía, la cantidad de agua embalsada se reduce considerablemente.

A diferencia de las fuentes de energía tradicionales, las fuentes renovables se presentan como una alternativa inagotable, limpia y gratuita, que cuenta con un gran aprovechamiento a lo largo y ancho de todo el globo terráqueo puesto que, en cualquier parte del mundo se puede encontrar un rayo de sol, una ráfaga de viento o el movimiento del agua.

Estas fuentes de energía cuentan con un gran respaldo social, económico y político por parte de la comunidad internacional que permite un gran desarrollo tecnológico y un abaratamiento de los costes de las instalaciones. Además, como se ha mencionado con anterioridad, estas fuentes se presentan como una posible solución al cambio climático y de limitar sus efectos.

"Use of solar energy is near a solution"[1] - Este era el titular de un importante diario estadounidense *(The New York Times)* el 4 de abril de 1931.

[1] *"Solución cercana para el uso de la energía solar"*

Ahora, casi 90 años después de dicha publicación, la energía solar es una de las fuentes renovables más utilizada en todo el mundo debido a su gran disponibilidad en todo el planeta, a su gran desarrollo sostenible y a la simplicidad de su tecnología.

Hoy en día, el uso de este tipo de energía es la solución para los puntos urbanos o rurales que quedan aislados de la red eléctrica o que tienen un difícil acceso a ella. A lo largo de este proyecto nos centraremos en la *energía solar* como principal fuente de generación eléctrica.

España se trata de un país importador de energía, pues aunque apenas existen yacimientos de petróleo o de gas natural, sí cuenta con otras energías como la solar o la eólica. Nuestro país cuenta con la ventaja del clima, es decir, disfruta de un elevado número de días soleados al año, lo que supone una de las mayores ventajas para el uso de esta energía.

ENERGÍA SOLAR

Actualmente, el Sol es la principal fuente energética de la Tierra. Esta gran estrella es comparable a un enorme reactor nuclear ya que en su interior se producen miles de reacciones de fusión nuclear que liberan grandes cantidades de energía. Esta energía que llega hasta la Tierra, tiene dos formas básicas de aprovechamiento:

- Aprovechamiento térmico: la energía solar se recoge mediante la utilización de unos espejos que se encargan de transmitir el poder calorífico de las emisiones solares a un fluido que aumenta su temperatura.
- Aprovechamiento fotovoltaico: en este caso, unas células fotovoltaicas se encargan de convertir la luz que reciben en energía eléctrica. Para ello, se emplean materiales semiconductores como es el silicio.

ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Este tipo de energía se basa en la transformación directa de las emisiones solares, también llamada radiación solar, en energía eléctrica mediante el uso de paneles fotovoltaicos. Dichos paneles, se encargan de captas las radiaciones solares y transformarlas en electricidad mediante el *efecto fotoeléctrico.*

Este efecto se define como *"la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material semiconductor que se encuentran en contacto y expuestos a la luz".*

Este tipo de energía se produce gracias al uso de células fotovoltaicas. Estas células son semiconductores de silicio puro en su mayoría. Las células se ensamblan en serie sobre los paneles fotovoltaicos para conseguir el voltaje necesario.

EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico inicia cuando un fotón impacta con un electrón. En el caso, de que la energía que llegue a adquirir el electrón supere la fuerza de atracción del núcleo, se libera del átomo y viaja a través del material semiconductor. Llegados a este momento, el silicio pasa a ser un material conductor.

Cada uno de los electrones que se liberan de los átomos, dejan espacios libres que serán cubiertos por otros electrones liberados. El movimiento de estos electrones se denomina cargas eléctricas.

La corriente de estas cargas puede salir del material, llegando a realizar un trabajo útil. Para conseguir una corriente de cargas constante y regular, se necesita la existencia de un campo eléctrico con una polaridad constante. De este modo, el campo se encarga de polarizar las partículas y de impulsar los electrones en un sentido, y los espacios en el sentido opuesto.

2. JUSTIFICACIÓN Y SOLUCIÓN ADOPTADA

La realización del presente proyecto se fundamenta, tanto en aspectos económicos como medioambientales.

Actualmente, las energías renovables y sus instalaciones son uno de los grandes temas que se plantean en el sector energético. Estas energías son uno de los pilares fundamentales de una sociedad con un modelo económico sostenible.

Las energías renovables han aumentado su producción y su cobertura de una manera progresiva. Hoy en día, la energía eólica en España cubre hasta un 18% de la demanda energética y poco a poco seguirá aumentando.

Este tipo de energías pueden producir electricidad sin emitir ningún gas de efecto invernadero, lo que ayudará a reducir los efectos del cambio climático de una manera considerable. Mediante la generación de electricidad por medio de fuentes renovables, se evitará el uso de fuentes de energía convencionales como son el petróleo, el carbón o el gas.

Actualmente el uso de instalaciones fotovoltaicas aisladas se ha generalizado en zonas apartadas en las que es difícil tener acceso a la electricidad, como son las zonas rurales. El objetivo de este proyecto, es demostrar que este tipo de instalaciones pueden ser factibles en zonas urbanas, es decir, pueden ser rentables económicamente y muy productivas.

Para ello, se ha diseñado una instalación fotovoltaica aislada formada por 96 placas solares de 370 W, llegando a conseguir una potencia instalada de 35520 vatios. Dicha instalación se completará con el uso de 5 reguladores maximizadores de 100 A de la marca Victron Energy, 3 unidades en paralelo de 24 baterías en serie, lo que supone un total de 72 baterías de la marca Tudor Classic, modelo OPzS Solar 2350 con una autonomía de dos días.

Por otra parte se utilizarán 2 inversores cargadores Multiplus de 5 kW y estarán acompañados de un tercer inversor de 1.2 kW que se utilizará como apoyo de uno de los inversores de 5 kW. Los inversores pertenecen a la marca Victron Energy, al igual que los reguladores.

Por último, se utilizará un grupo electrógeno como backup. En caso de fallo en alguna parte de la instalación, el grupo electrógeno se encargará de cubrir la demanda de la academia. También se activará en caso de que las baterías se encuentren en niveles inferiores a los recomendados.

La instalación que se pretende implantar, cuenta con la instalación obligatoria de puesta a tierra que marca la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Bata Tensión y con las protecciones

necesarias tanto en la parte de alterna, como en la parte de continua, (magnetotérmicos, interruptores automáticos, interruptores diferenciales, fusibles, etc…).

La distribución de la instalación quedará dividida en dos partes: por una parte la zona de los paneles solares, que se situarán en soportes de aluminio y acero oxidado de dos tipos, unos para acoplar 7 placas en horizontal y otros soportes para solamente 2 placas. De esta manera, se conseguirán 6 líneas de 16 placas colocadas en horizontal y separadas 2.5 metros entre sí. Por otra parte, se construirá una caseta en la que se alojaran los inversores, las baterías y el grupo electrógeno.

3. NORMATIVA APLICABLE

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)
- RD 842/2002, actualizado según el RD 560/2010 y el RD 1053/2014
- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE núm. 224 18/09/2004.
- RD 560/2010m de 7 de mayo, de Seguridad Industrial, (BOE 22/05/2010. Rect. en BOE. 19/06/2010) Modifica diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre.
- Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- RD 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos.
- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- RD 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- RD 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.
- RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- RD 1995/2000, 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.
- ITC-BT-06: Redes aéreas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-08: Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- ITC-BT-13: Instalaciones de enlace. Cajas generales de protección.

- ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT-21: Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectores.
- ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobreintensidades.
- ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.
- ITC-BT-24: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.
- ITC-BT-26: Instalaciones interiores en viviendas. Prescripciones generales de instalación.
- ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.
- Norma UNE 20460-5-523/2004
- Norma UNE HD 60364-5-52/2014
- MIE-RAT 13 del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Norma UNE-EN 6047-2: Instalaciones eléctricas en edificios en la que se regula la selección e instalación de los materiales eléctricos. Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.
- Norma UNE-EN 60269-3: Fusibles de baja tensión. Reglas suplementarias para los fusibles destinados a ser utilizados por personas no cualificadas.
- Norma UNE-EN 61643-11: Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión. Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión.
- Norma UNE-EN 50550: Dispositivos de protección contra sobretensiones a frecuencia industrial para usos domésticos y análogos.
- Norma UNE 20460-441: Instalaciones eléctricas en edificios. Reglas para las instalaciones eléctricas temporales para estructuras.
- Norma UNE 20324: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP). (CEI 529:1989).
- IEC 60269-6: Fusibles de baja tensión. Requisitos adicionales para los elementos de reemplazo utilizados para la protección de los sistemas de energía solar fotovoltaica.
- IEC 60634-7-712: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ley 8/1980, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Estatuto de los Trabajadores.

- RD 1/1994, de 20 de junio. Texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- RD 39/1995, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- RD 485/1997, de 14 de abril, sobre las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- RD 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD 487/1997, de 14 de abril, sobre las disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsos lumbares, para los trabajadores.
- RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- RD 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- RD 614/2001, de 8 de junio, por el que se establecen las disposiciones mínimas para la protección de salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

4. SOFTWARE

En el transcurso del presente proyecto se han empleado diferentes softwares o herramientas para el diseño y dimensionamiento de la instalación. Se han utilizado desde softwares para la realización de cálculos, hasta herramientas para el diseño de los planos o programas para extracción de datos.

CÁLCULOS: Excel

Excel se trata de un programa informático perteneciente a una suite ofimática llamada Microsoft Ofiice y que incluye programas como son Word o Power Point, entre otros. Este programa permite trabajar con una gran cantidad de datos numéricos, de manera que permite realizar desde cálculos aritméticos básicos hasta emplear funciones matemáticas de mayor complejidad.

Mediante la utilización de este software se han llevado a cabo todos los cálculos necesarios para la obtención de los consumos y el diseño y dimensionamiento de la instalación y de los elementos que la componen.

DATOS METEOROLÓGICOS: Atlas de la Agencia Estatal de Meteorología

El Atlas Meteorológico de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) es una aplicación web desarrollada por la AEMET en colaboración con otras instituciones. En esta aplicación se encuentra una completa recopilación de atlas de carácter climático, en los que se pueden consultar temperaturas y precipitaciones, tanto anuales como mensuales de todo el territorio nacional.

La aplicación está orientada a todo tipo de grupos y actividades. Permite la visualización de diferentes capas, lo que permite realizar con éxito desde una sencilla consulta hasta un proyecto técnico o un trabajo de investigación.

En este caso en particular, mediante el uso de esta herramienta, se han podido extraer las temperaturas y precipitaciones medias anuales.

LOCALIZACIÓN: Visor cartográfico GVA y Google Maps

El visor cartográfico de la Generalitat Valenciana es una herramienta web que ofrece al usuario una sencilla interfaz para visualizar e interaccionar con el mapa de la Comunidad Valenciana de un modo fácil. Esta herramienta permite la utilización de diferentes capas en los mapas, según la información que necesite el usuario. También dispone de herramientas de medida, tanto de superficies como de distancias.

Google Maps, al igual que el programa anterior, es una herramienta web que permite interaccionar con mapas de cualquier parte del mundo. Al contrario que el visor cartográfico, esta aplicación solamente cuenta con dos visiones del mapa: una visión básica del mapa y una visión satélite.

Gracias a estos programas se han obtenido las coordenadas en las que se implantará la instalación fotovoltaica. Una vez halladas las coordenadas se ha podido realizar las medidas de las superficies necesarias para saber de qué cantidad de espacio disponemos para la colocación de las placas.

DATOS CLIMÁTICOS: PVGIS Climate

PVGIS es según la Comisión Europea: *"una herramienta que proporciona información sobre la radiación solar y el rendimiento de sistemas fotovoltaicos"*. PVGIS se utiliza para calcular la energía que se obtendrá en diferentes tipos de sistemas situados en cualquier punto del globo terráqueo.

Esta aplicación dispone de una interfaz muy sencilla e interactiva donde se introducen los datos y se seleccionan las tablas y gráficas que se desean extraer. Los datos pueden ser exportados en formato web, Excel o PDF.

DISEÑO DE PLANOS: Planner 5D y AutoCAD

Planner 5D es una herramienta en línea mediante la que se puede crear de una manera muy fácil planos para decoración y diseño de interiores. El uso de esta herramienta es muy sencillo y práctico, no se necesita realizar una formación previa.

Esta herramienta ha sido utilizada para proyectar el interior de la academia de una manera un poco más realista de la que obtendríamos con AutoCAD.

Por otra parte, AutoCAD es un reconocido software debido a su amplio uso en el mundo del diseño, la arquitectura y la ingeniería. Esta aplicación, al contrario que en la anterior, sí requiere de una formación previa puesto que se trata de un software muy amplio que permite la realización de planos muy sencillos hasta el diseño de infraestructuras en 3D.

Gracias al uso de este programa se han podido realizar los planos de la academia, la configuración de la instalación, la descripción de los soportes, etc…

5. LOCALIZACIÓN Y CLIMATOLOGÍA

5.1. LOCALIZACIÓN

La academia de repaso en la que se basa el proyecto se encuentra situada en el término municipal de Valencia, más concretamente en la Calle Tomás de Villarroya, s/n, con el código postal 46017. Se adjuntan las coordenadas geográficas con las que se trabajará:

- Latitud: ***39º 26' 53'' N***
- Longitud: ***0º 23' 20'' O***

Ilustración 1: Localización de la academia

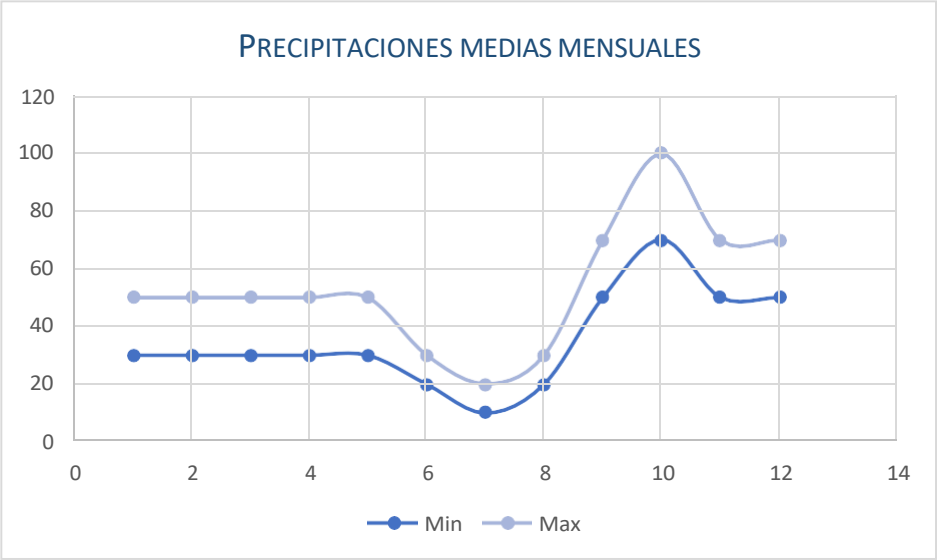
5.2. CLIMATOLOGÍA

La Comunidad Valencia cuenta con un clima mediterráneo, dónde los veranos son húmedos y muy calurosos y los inviernos son lluviosos, pero con temperaturas relativamente suaves si las comparamos con otros puntos de España.

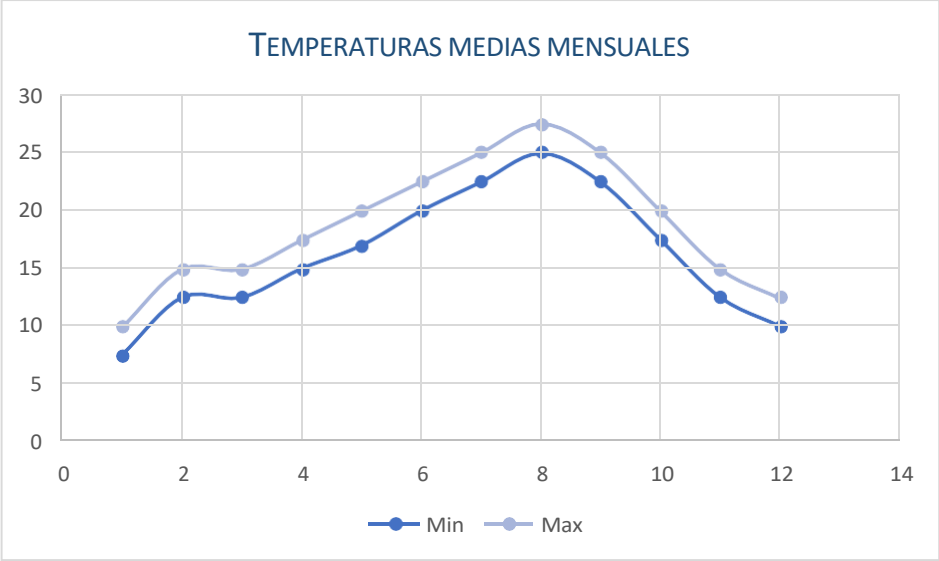
- Temperatura media anual: 22º - 27º
- Precipitaciones medias anuales: 400 – 500 mm

A continuación, se adjuntan unas pequeñas tablas con las temperaturas y las precipitaciones medias mensuales obtenidas del Atlas Climático de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET):

Precipitaciones L / m ²	***Min***	***Max***
Enero	30	50
Febrero	30	50
Marzo	30	50
Abril	30	50
Mayo	30	50
Junio	20	30
Julio	10	20
Agosto	20	30
Septiembre	50	70
Octubre	70	100
Noviembre	50	70
Diciembre	50	70



Temperaturas °C	***Min***	***Max***
Enero	7,5	10
Febrero	12,5	15
Marzo	12,5	15
Abril	15	17,5
Mayo	17	20
Junio	20	22,5
Julio	22,5	25
Agosto	25	27,5
Septiembre	22,5	25
Octubre	17,5	20
Noviembre	12,5	15
Diciembre	10	12,5



6. DESCRIPCIÓN DE LAACADEMIA

La instalación que se diseñará a lo largo del presente proyecto se encuentra situada en el término municipal de Valencia. La academia en la que implantaremos la instalación de energía fotovoltaica cuenta con una superficie de más de 800 m^2. Realmente la superficie construida del local en el que se implantará esta instalación es de aproximadamente unos 120 m^2 y los restantes están siendo utilizados por otros locales del propietario.

Las placas fotovoltaicas y el equipo que componga la instalación se pretenden instalar en la azotea de la planta baja, ya que se ha conseguido el permiso de la finca, siempre y cuando se utilice únicamente la superficie que pertenezca al propietario de la academia.

A continuación, se adjunta un plano de la distribución de la academia, donde queda reflejado el número de salas que la forman.

Ilustración 2: Distribución de la academia

Como se puede observar en la imagen anterior, la academia consta de una recepción, 2 aulas estándar, un aula para niños, un aula de informática, una sala de reuniones, un pasillo y los servicios. En total la academia cuenta con una superficie construida de 120 m^2 aproximadamente.

6.1. EQUIPOS RECEPTORES

A continuación, se adjunta un listado con los equipos receptores a los que deberá alimentar la instalación fotovoltaica:

Equipos Receptores	***Cantidad***
Ordenadores CPU	17
Monitores	17
Impresora	1
Proyectores	4
Luces	33
Inverter (F/C)	7
Router WIFI	1

Tabla 1: Cantidad de equipos receptores

Como se puede observar en la tabla expuesta anteriormente y ayudándonos del plano de la academia que hemos visto con anterioridad, podemos observar la siguiente división de equipos:

- ***Recepción:***
  - 1 x ordenador CPU
  - 1 x monitor
  - 1 x impresora
  - 1 x router
  - 1 x inverter
  - 8 x luces
- ***Sala de reuniones:***
  - 1 x ordenador CPU
  - 1 x monitor
  - 1 x proyector
  - 1 x inverter
  - 2 x luces
- ***Pasillo:***
  - 3 x luces
  - 1 x invertir
- ***Aula niños:***
  - 4 x luces
  - 1 x invertir

- ***Aula estándar 1:***
    - 1 x ordenador CPU
    - 1 x monitor
    - 1 x proyector
    - 1 x inverter
    - 4 x luces
- ***Aula estándar 2:***
    - 1 x ordenador CPU
    - 1 x monitor
    - 1 x proyector
    - 1 x inverter
    - 4 x luces
- ***Aula informática:***
    - 13 x ordenadores CPU
    - 13 x monitores
    - 1 x proyector
    - 1 x inverter
    - 4 x luces
- ***Servicios:***
    - 4 x luces

Se adjunta, de la misma forma, una tabla con los consumos energéticos (kW) de cada una de las unidades de los equipos receptores:

Equipos Receptores	***kW***	
Ordenadores CPU	0,18	0,002
Monitores	0,02	0,00045
Impresora	0,032	0,003
Proyectores	0,295	0,0005
Luces	0,00045	
Inverter (F/C)	1,08	1,13
Router WIFI	0,013	

Tabla 2: Potencia de los equipos receptores

Como se puede observar en la tabla anterior, en gran parte de los equipos receptores aparecen dos valores diferentes de consumo energético. Con tal de conseguir unos datos lo más ajustados a la realidad hemos diferenciado entre: *equipo activo* y equipo inactivo o en *standby*. En el caso del inverter, la diferencia se haya en si actúa como *aire acondicionado* o como *calefacción*.

Estas mismas diferenciaciones las hemos trasladado a la cantidad de horas que se encontraría trabajando el equipo y a la época del año, en el caso del inverter.

6.2. TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO

Según lo mencionado en el apartado anterior, y para conseguir unos cálculos lo más ajustados a la realidad, se han tenido en cuenta diferentes factores:

- **Horario de apertura de la academia:** La academia abre de lunes a sábado desde las 9 de la mañana hasta las 9 de la noche. El horario es fijo durante todo el año.

LUNES – SÁBADO

De 9:00h a 21:00h

Equipos Receptores	***Horas***	
Ordenadores CPU	8	4
Monitores	8	4
Impresora	8	4
Proyectores	8	4
Luces	12	
Inverter (F/C)	8	8
Router WIFI	12	

Tabla 3: Horas de funcionamiento de los equipos receptores

En la tabla anterior se puede observar cuando los equipos están activos o en standby.

- **Calendario laboral de la academia:** Este puede ser uno de los puntos más importantes a tener en cuenta. La academia se guiará por el calendario escolar de los estudiantes. Durante las vacaciones de Navidad, la semana de Fallas, las vacaciones de Pascua y los puentes de octubre y noviembre la academia permanecerá cerrada. Sin embargo, durante las vacaciones de verano, permanecerá abierta puesto que es el mejor momento para realizar cursos intensivos. A continuación, se adjunta el calendario laboral anual de la academia con los días de vacaciones resaltados según el tipo de festividad.

ENERO

L	M	M	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11

FEBRERO

L	M	M	J	V	S	D
29	30	31	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11

MARZO

L	M	M	J	V	S	D
26	27	28	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	1
2	3	4	5	6	7	8

ABRIL

L	M	M	J	V	S	D
26	27	28	29	30	31	1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	1	2	3	4	5	6

MAYO

L	M	M	J	V	S	D
30	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31	1	2	3
4	5	6	7	8	9	10

JUNIO

L	M	M	J	V	S	D
28	29	30	31	1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	1
2	3	4	5	6	7	8

JULIO

L	M	M	J	V	S	D
25	26	27	28	29	30	1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31	1	2	3	4	5

AGOSTO

L	M	M	J	V	S	D
30	31	1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31	1	2
3	4	5	6	7	8	9

SEPTIEMBRE

L	M	M	J	V	S	D
27	28	29	30	31	1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
1	2	3	4	5	6	7

OCTUBRE

L	M	M	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11

NOVIEMBRE

L	M	M	J	V	S	D
29	30	31	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	1	2
3	4	5	6	7	8	9

DICIEMBRE

L	M	M	J	V	S	D
26	27	28	29	30	1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31	1	2	3	4	5	6

Días Festivos Nacionales
Días Festivos Regionales
Días Festivos Locales
Días No Laborales
Días de Vacaciones

Ilustración 3: Horario anual de la academia

Haciendo un pequeño resumen, y de forma que se puedan manejar los datos más fácilmente, se adjunta una pequeña tabla con la cantidad total de días laborales en cada uno de los meses.

Mes	***Días***	***Mes***	***Días***
Enero	20	*Julio*	24
Febrero	24	*Agosto*	26
Marzo	17	*Septiembre*	24
Abril	18	*Octubre*	23
Mayo	25	*Noviembre*	25
Junio	26	*Diciembre*	16
Total días laborables		***271***	

Tabla 4: Días lectivos del mes

- **Época del año:** Este factor únicamente afecta al equipo inverter. Según las temperaturas del año el equipo funcionará como aire acondicionado o como calefacción. Esta diferenciación es importante puesto que el consumo energético si actúa como calefacción es mayor que el consumo cuando actúa como aire acondicionad.

  Además, debemos tener en cuenta que hay meses de mucho calor (junio, julio y agosto) y meses de mucho frío (noviembre, diciembre y enero). Por lo tanto, se adjunta, a continuación, una pequeña tabla con los meses en los que se utilizarán estos equipos.

Climatización	***Calefacción***
MAYO	*ENERO*
JUNIO	*FEBRERO*
JULIO	*NOVIEMBRE*
AGOSTO	*DICIEMBRE*

Tabla 5: Climatización y Calefacción

Teniendo en cuenta los equipos receptores que se encuentran en la academia, los consumos energéticos de cada uno de ellos, el horario de apertura, las horas que estarán dichos equipos activos y en standby, el número de días laborales anuales y los meses en los que se utilizará el equipo inverter, tanto como aire acondicionado como calefacción, se puede comenzar con los cálculos de consumo mensuales.

6.3. CONSUMOS MENSUALES

Para poder escoger correctamente los diferentes equipos que formarán la instalación fotovoltaica que se pretende diseñar, es necesario, previamente, haber realizado un estudio sobre el consumo total que tiene la academia.

A lo largo de dicho estudio se deben tener en cuenta factores como el consumo medio de los equipos receptores de los que se dispone, la climatología o los periodos vacacionales. Estos factores son importantes ya que, dependiendo de las horas de luz solar que haya, ciertos receptores estarán activos una mayor cantidad de tiempo que otros. Por ejemplo, suponiendo que es verano, la cantidad de horas de luz natural es mayor que las que se obtendrían en pleno invierno, además del uso que haría la climatización.

A continuación, se realizarán los cálculos necesarios para obtener el consumo energético que tendría la academia en el mes de enero. Para llevar a cabo dichos cálculos, será necesario tener en cuenta el número de equipos receptores, la cantidad de horas que estarían trabajando, el número de días que estaría abierta la academia y el consumo de cada uno de los equipos. Para ello, se adjuntan las tablas necesarias para calcular el consumo.

Equipos Receptores	***Recepción***	***Reuniones***	***Pasillo***	***Niños***	***Aula 1***	***Aula 2***	***Informática***	***Aseos***
Ordenadores CPU	1	1			1	1	13	
Monitores	1	1			1	1	13	
Impresora	1							
Proyectores		1			1	1	1	
Luces	8	2	3	4	4	4	4	4
Inverter (F/C)	1	1	1	1	1	1	1	
Router WIFI	1							

Tabla 6: Distribución de los equipos receptores

Equipos Receptores	***kW***	
Ordenadores CPU	0,18	0,002
Monitores	0,02	0,00045
Impresora	0,032	0,003
Proyectores	0,295	0,0005
Luces	0,00045	
Inverter (F/C)	1,08	1,13
Router WIFI	0,013	

Tabla 7: Potencia de los equipos receptores

Equipos Receptores	***Horas***	
Ordenadores CPU	8	4
Monitores	8	4
Impresora	8	4
Proyectores	8	4
Luces	12	
Inverter (F/C)	8	8
Router WIFI	12	

Tabla 8: Horas de funcionamiento de los equipos receptores

Mes	Días	Mes	Días
Enero	20	Julio	24
Febrero	24	Agosto	26
Marzo	17	Septiembre	24
Abril	18	Octubre	23
Mayo	25	Noviembre	25
Junio	26	Diciembre	16
Total días laborables		**271**	

Tabla 9: Días lectivos que trabaja la academia

Climatización	Calefacción
MAYO	ENERO
JUNIO	FEBRERO
JULIO	NOVIEMBRE
AGOSTO	DICIEMBRE

Tabla 10: Climatización y Calefacción

Cálculos para el consumo mensual: ENERO

Recepción

$$Ordenador(ON) = 1 \cdot 0.18 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 28.8\ kWh$$

$$Ordenador(standby) = 1 \cdot 0.18 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.16\ kWh$$

$$Monitor(ON) = 1 \cdot 0.02 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 3.2\ kWh$$

$$Monitor(standby) = 1 \cdot 0.00045 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.036\ kWh$$

$$Impresora(ON) = 1 \cdot 0.032 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 5.12\ kWh$$

$$Impresora(standby) = 1 \cdot 0.003 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.24\ kWh$$

$$Luces = 8 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.864\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ \ kWh$$

$$Router = 1 \cdot 0.013 \cdot 12h \cdot 20días = 3.12\ \ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 222.34\ kWh}$$

Reuniones

$$Ordenador(ON) = 1 \cdot 0.18 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 28.8\ kWh$$

$$Ordenador(standby) = 1 \cdot 0.18 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.16\ kWh$$

$$Monitor(ON) = 1 \cdot 0.02 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 3.2\ kWh$$

$$Monitor(standby) = 1 \cdot 0.00045 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.036\ kWh$$

$$Proyector(ON) = 1 \cdot 0.295 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 24\ kWh$$

$$Proyector(standby) = 1 \cdot 0.0005 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.04\ kWh$$

$$Luces = 2 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.216\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 237.252\ kWh}$$

Pasillo

$$Luces = 3 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.324\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 181.124\ kWh}$$

Aula de niños

$$Luces = 4 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.432\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 181.232\ kWh}$$

Aula 1

$$Ordenador(ON) = 1 \cdot 0.18 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 28.8\ kWh$$

$$Ordenador(standby) = 1 \cdot 0.18 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.16\ kWh$$

$$Monitor(ON) = 1 \cdot 0.02 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 3.2\ kWh$$

$$Monitor(standby) = 1 \cdot 0.00045 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.036\ kWh$$

$$Proyector(ON) = 1 \cdot 0.295 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 24\ kWh$$

$$Proyector(standby) = 1 \cdot 0.0005 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.04\ kWh$$

$$Luces = 4 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.432\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 237.468\ kWh}$$

Aula 2

$$Ordenador(ON) = 1 \cdot 0.18 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 28.8\ kWh$$

$$Ordenador(standby) = 1 \cdot 0.18 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.16\ kWh$$

$$Monitor(ON) = 1 \cdot 0.02 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 3.2\ kWh$$

$$Monitor(standby) = 1 \cdot 0.00045 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.036\ kWh$$

$$Proyector(ON) = 1 \cdot 0.295 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 24\ kWh$$

$$Proyector(standby) = 1 \cdot 0.0005 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.04\ kWh$$

$$Luces = 4 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.432\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 237.468\ kWh}$$

Aula de Informática

$$Ordenador(ON) = 13 \cdot 0.18 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 374.4\ kWh$$

$$Ordenador(standby) = 13 \cdot 0.18 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 2.08\ kWh$$

$$Monitor(ON) = 13 \cdot 0.02 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 41.6\ kWh$$

$$Monitor(standby) = 13 \cdot 0.00045 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.468\ kWh$$

$$Proyector(ON) = 1 \cdot 0.295 \cdot 8h(ON) \cdot 20días = 24\ kWh$$

$$Proyector(standby) = 1 \cdot 0.0005 \cdot 4h(standby) \cdot 20días = 0.04\ kWh$$

$$Luces = 4 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.432\ kWh$$

$$Inverter = 1 \cdot 1.13 \cdot 8h \cdot 20días = 180.8\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 623.82\ kWh}$$

Aseos

$$Luces = 4 \cdot 0.00045 \cdot 12h \cdot 20días = 0.432\ kWh$$

$$\boldsymbol{TOTAL = 0.432\ kWh}$$

$$\boldsymbol{CONSUMO\ MENSUAL\ ENERO = 1921.14\ kWh}$$

Se adjunta, a modo de resumen, unas pequeñas tablas con los resultados de los consumos mensuales de todo el año. En el **Anexo 1** quedarán reflejados todos los cálculos de los consumos.

ENERO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	492,32
Monitores	*17*	55,012
Impresora	*1*	5,36
Proyectores	*4*	96,16
Luces	*33*	3,564
Inverter (F/C)	*7*	1265,6
Router WIFI	*1*	3,12
TOTAL kWh		***1921,136***

FEBRERO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	590,784
Monitores	*17*	66,0144
Impresora	*1*	6,432
Proyectores	*4*	115,392
Luces	*33*	4,2768
Inverter (F/C)	*7*	1518,72
Router WIFI	*1*	3,744
TOTAL kWh		***2305,3632***

MARZO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	418,472
Monitores	*17*	46,7602
Impresora	*1*	4,556
Proyectores	*4*	81,736
Luces	*33*	3,0294
Router WIFI	*1*	2,652
TOTAL kWh		***557,2056***

ABRIL		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	443,088
Monitores	*17*	49,5108
Impresora	*1*	4,824
Proyectores	*4*	86,544
Luces	*33*	3,2076
Router WIFI	*1*	2,808
TOTAL kWh		***589,9824***

MAYO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	615,4
Monitores	*17*	68,765
Impresora	*1*	6,7
Proyectores	*4*	120,2
Luces	*33*	4,455
Inverter (F/C)	*7*	1512
Router WIFI	*1*	3,9
TOTAL kWh		***2331,42***

JUNIO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	640,016
Monitores	*17*	71,5156
Impresora	*1*	6,968
Proyectores	*4*	125,008
Luces	*33*	4,6332
Inverter (F/C)	*7*	1572,48
Router WIFI	*1*	4,056
TOTAL kWh		***2424,6768***

JULIO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	590,784
Monitores	*17*	66,0144
Impresora	*1*	6,432
Proyectores	*4*	115,392
Luces	*33*	4,2768
Inverter (F/C)	*7*	1468,8
Router WIFI	*1*	3,744
TOTAL kWh		***2255,4432***

AGOSTO		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	640,016
Monitores	*17*	71,5156
Impresora	*1*	6,968
Proyectores	*4*	245,648
Luces	*33*	4,914
Inverter (F/C)	*7*	1572,48
Router WIFI	*1*	4,056
TOTAL kWh		***2545,5976***

SEPTIEMBRE		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	590,784
Monitores	*17*	66,0144
Impresora	*1*	6,432
Proyectores	*4*	115,392
Luces	*33*	3,7584
Router WIFI	*1*	3,744
TOTAL kWh		***786,1248***

OCTUBRE		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	566,168
Monitores	*17*	63,2638
Impresora	*1*	6,164
Proyectores	*4*	110,584
Luces	*33*	3,6018
Router WIFI	*1*	3,588
TOTAL kWh		***753,3696***

NOVIEMBRE		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	615,4
Monitores	*17*	68,765
Impresora	*1*	6,7
Proyectores	*4*	120,2
Luces	*33*	4,455
Inverter (F/C)	*7*	1582
Router WIFI	*1*	36,4
TOTAL kWh		***2433,92***

DICIEMBRE		
Equipo Receptor	**Uds.**	**kWh**
Ordenadores CPU	*17*	393,856
Monitores	*17*	44,0096
Impresora	*1*	4,288
Proyectores	*4*	76,928
Luces	*33*	2,8512
Inverter (F/C)	*7*	1012,48
Router WIFI	*1*	2,496
TOTAL kWh		***1536,9088***

Tabla 11: Consumos mensuales

6.4. CONSUMO ANUAL

Una vez se han terminado de calcular cada uno de los consumos energéticos mensuales, se puede proceder al cálculo del consumo energético anual de la academia, que no hay más que realizar un sumatorio de los meses.

Meses	***kWh***
Enero	1921,136
Febrero	2305,3632
Marzo	557,2056
Abril	589,9824
Mayo	2331,42
Junio	2424,6768
Julio	2255,4432
Agosto	2545,5976
Septiembre	786,1248
Octubre	753,3696
Noviembre	2433,92
Diciembre	1536,9088
TOTAL ANUAL	***20441,148***

Tabla 12: Consumo anual y mensuales

Los consumos mensuales y el consumo anual se han realizado lo más verídicos posible, lo que no implica que sean 100% reales. Cabe la posibilidad que, por ejemplo, bajen las temperaturas en octubre o que se conecten nuevos equipos receptores. Para poder hacer uso de dichos equipos teniendo la certeza de que nuestra alimentación será capaz de cubrir la nueva demanda energética, se ha decidido calcular el consumo anual con un sobredimensionamiento del 10%.

Meses	***kWh***
Enero	2113,2496
Febrero	2535,89952
Marzo	612,92616
Abril	648,98064
Mayo	2564,562
Junio	2667,14448
Julio	2480,98752
Agosto	2800,15736
Septiembre	864,73728
Octubre	828,70656
Noviembre	2677,312
Diciembre	1690,59968
TOTAL ANUAL	***22485,2628***

Tabla 13: Consumo anual y mensuales con sobredimensionamiento

7. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

7.1. POSICIÓN ÓPTIMA DE LOS PANELES

Para realizar el diseño de una instalación fotovoltaica eficiente es imprescindible hallar la posición óptima en la que deberían colocarse los paneles solares. Cuando se hace referencia a dicha posición, lo que se pretende es encontrar la orientación y la inclinación necesarias para conseguir que los paneles reciban la máxima cantidad de radiación solar diaria.

Como es bien sabido, el panel fotovoltaico alcanzará el punto de máxima producción en el momento que los rayos solares se encuentren perpendiculares a él. Existen ocasiones en las que la inclinación de las placas debe variar debido a problemas de sombreado. En este caso, se debe tener en cuenta que si los paneles se inclinan hasta un máximo de 45º, en cualquier dirección, la producción anual que se obtendría de la placa se reduciría entre un 1% y un 3%, es decir, la radiación solar sería prácticamente la misma. Sin embargo, en el momento el ángulo de inclinación supera los 45º, la producción sufre una caída significativa.

Esto se debe a que, durante gran parte del día, los paneles fotovoltaicos reciben los rayos solares de una manera muy débil y no perpendicular. De manera que, aunque los paneles continuarán produciendo energía, será en proporciones mucho más reducida.

Inclinación de los paneles

Para poder determinar de una manera más precisa cual es la inclinación óptima de las placas, es necesario conocer cuál ha sido el consumo energético anual para saber durante qué épocas del año encontraremos un mayor consumo en la instalación.

Por ejemplo, puede ser que en pleno verano sea necesario que la climatización trabaje al 100% durante mucho más tiempo. En este tipo de casos, la mejor solución es colocar las placas solares con un grado de inclinación que consiga una mayor perpendicularidad de los rayos solares y, por lo tanto, una optimización de la placa.

En el caso opuesto, es decir, que los consumos sean estables a lo largo del año o bien se incrementen en la época invernal, deberemos adecuar la inclinación de las placas de manera que la radiación solar incida de la manera más perpendicular posible.

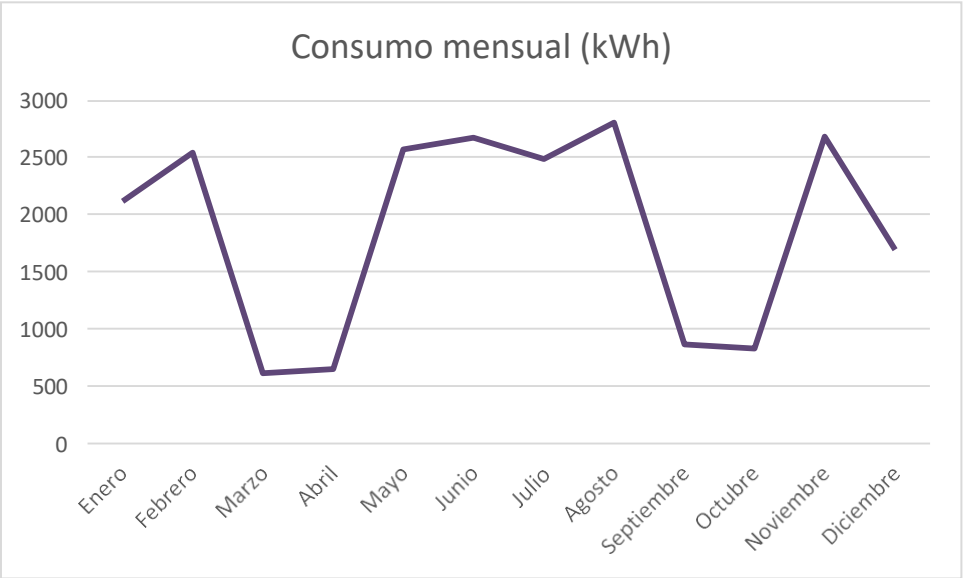


Ilustración 4: Gráfica de la distribución del consumo mensual

Como se puede observar en la gráfica anterior, la academia no cuenta con un consumo energético estable. Se aprecia que durante el periodo veraniego y el invernal el consumo de energía llega casi a cuadriplicarse. Este aumento se debe al uso excesivo de la climatización y la calefacción.

Sabiendo que debemos cubrir la demanda que se genera tanto en los meses de verano como en los meses de invierno, que no tenemos un consumo energético estable, y que la irradiación que incida sobre las placas también sufrirá variaciones; se aplicará una doble inclinación para optimizar la instalación y poder obtener un mayor rendimiento.

Según varias empresas dedicadas al sector de las energías renovables[2] y especializadas en el diseño de instalaciones fotovoltaicas y en la venta de equipos solares, la inclinación óptima de una placa solar fotovoltaica corresponde con la latitud en la que se encuentre la instalación y restaríamos, en el caso de verano, o sumaríamos, en el caso de invierno, 18º. Por ejemplo, si nuestra instalación se encontrase en Bilbao cuya latitud es de 43º, las inclinaciones óptimas de las placas fotovoltaicas serían:

$$Verano = 43º - 18º = 25º \qquad Invierno = 43º + 18º = 61º$$

Puesto que nuestra instalación se encuentra en Valencia, cuya latitud es de 39º, se obtendrán las siguientes inclinaciones:

$$Verano = 39º - 18º = 21º$$

$$Invierno = 39º + 18º = 57º$$

[2] *Estudio Solar Renovables y Damia Solar*

Orientación de los paneles

Como se ha mencionado anteriormente, el punto de funcionamiento máximo de una placa fotovoltaica se consigue en el momento que la radiación solar incide de manera perpendicular en las células que forman dicha placa.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que el Sol comienza su recorrido en el Este y lo termina en el Oeste, la orientación óptima será colocando los módulos fotovoltaicos mirando hacia el Sur, como se muestra en el ejemplo.

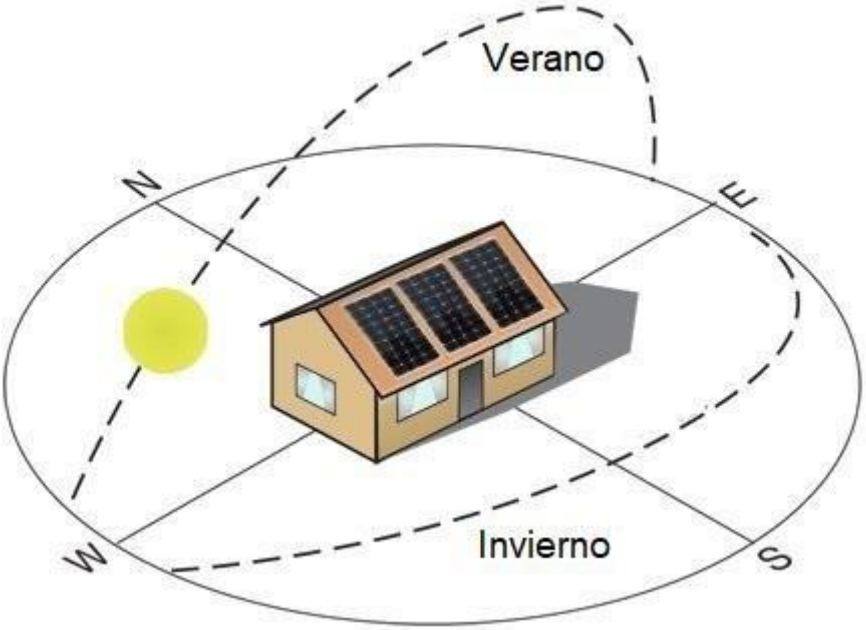


Ilustración 5: Orientación de los paneles solares

Otro punto a tener en cuenta serían las sombras. Es prioritario evitar que los edificios colaterales o árboles que haya en la zona hagan sombras sobre los paneles a lo largo del día. Para ello, antes de colocar los paneles se debe estudiar la sombra máxima que puede haber cerca de la instalación.

La época más crítica respecto a las sombras son los meses de invierno ya que estas serán más alargadas que en verano debido a la cercanía del Sol. De esta forma, si no existe una sombra muy crítica en invierno, no debería haber problema con las sombras en verano.

Para conseguir la orientación más adecuada en la instalación que se está diseñando, es preciso conocer la orientación del edificio en el cual se pretende implantar.

En este caso en particular, la puerta de entrada del edificio se encuentra orientada hacia el Oeste, por lo tanto, los edificios colaterales a la academia no supondrán un problema en lo referente al tema de sombras.

Ilustración 6: Orientación de la academia

A continuación se adjunta una imagen de la sombra máxima que podría crear el edificio colateral a la academia. Como se puede observar, en el peor de los casos, la sombra no llegaría a la instalación de las placas fotovoltaicas.

Ilustración 7: Superficie y Sombra máxima

7.2. CÁLCULO DE LA RADIACIÓN

Se define la radiación como:

"La energía ondulatoria o partículas materiales que se propagan a través del espacio"

(Real Academia Española, RAE, 2001)

La radiación solar se basa en un conjunto de radiaciones con distintas longitudes de onda y frecuencias electromagnéticas. Dichas longitudes, determinan la visibilidad de la radiación y su capacidad de penetración en la superficie terrestre.

Según la longitud de la onda electromagnética, se pueden distinguir tres fracciones en el espectro electromagnético[3].

- La luz o radiación visible es el conjunto de longitudes de onda que pueden percibir las personas y contiene aproximadamente un 42% de las emisiones solares.
- La radiación ultravioleta representa un 9% de las radiaciones solares. Cuenta con una menor longitud de onda y por lo tanto, no puede ser percibida por los seres humanos.
- La radiación infrarroja, al igual que la ultravioleta, no es visible para las personas. Está representada por un 49% de las ondas del espectro electromagnética.

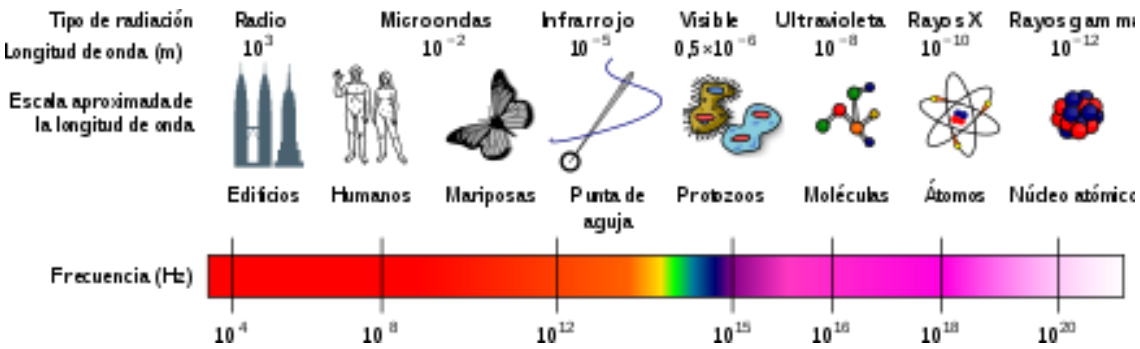


Ilustración 8: Espectro electromagnético

La radiación solar emitida por el Sol, se reduce al llegar a la atmósfera terrestre puesto que ésta actúa como un filtro que únicamente permite el paso de las radiaciones con una determinada longitud de onda. El resto de radiaciones las refleja o retiene.

La capa de ozono se encarga de absorber un porcentaje muy pequeño de la radiación total, el cual corresponde a la radiación ultravioleta, que es la más dañina para los seres humanos. El resto de

[3] *Es el conjunto de todas las longitudes de onda de la radiación electromagnètica.* ***(Agencia Estatal de Meteorología, 2018)***

las radiaciones son reflejadas al espacio o absorbidas por el vapor de agua y los gases responsables del efecto invernadero.

A la superficie terrestre únicamente llega el 47% de la radiación que penetra en la atmósfera, de la cual, el 26% aproximadamente la absorbe el agua y el 21% restante, la tierra.

Como se mencionó con anterioridad, no todos los lugares de la Tierra reciben la misma cantidad de radiación solar. El reparto de estas emisiones se basa en la posición de la Tierra respecto al Sol, y en su movimiento alrededor de la estrella.

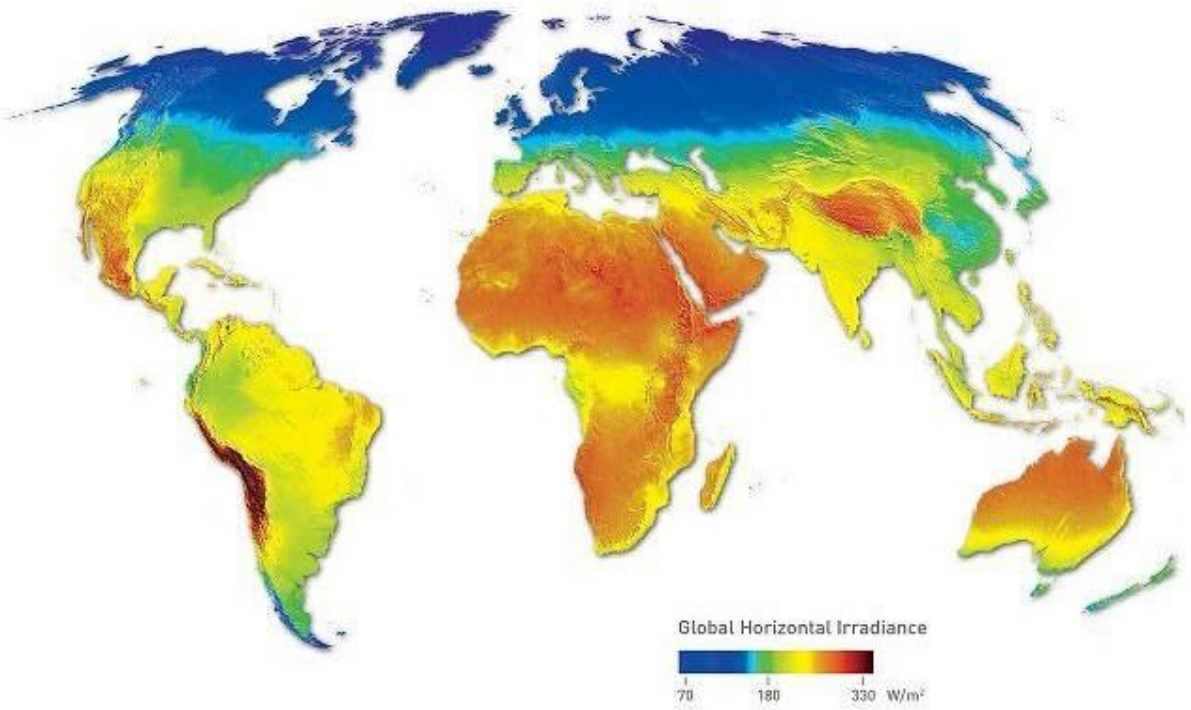


Ilustración 9: Reparto de la radiación solar

Para los cálculos de la instalación, primero es necesario obtener la cantidad de radiación de la que dispone la zona en la que se sitúa la academia. Para ello, acudimos a la siguiente página web:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP

En esta web disponemos de una aplicación que proporcionará la información necesaria sobre la radiación solar y el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos en cualquier punto del globo terráqueo. Esta herramienta dispone de una sencilla interfaz que permitirá introducir los datos que consideremos necesarios, como son: la potencia pico, el porcentaje de pérdidas, la inclinación de las placas, etc…

Para comenzar los cálculos se debe tener en cuenta que las inclinaciones óptimas que hemos calculado con anterioridad son 57° para los meses de invierno y 30° para los meses de verano. A continuación se realizará el análisis de ambas inclinaciones.

INCLINACIÓN DE 57°

A continuación se presenta la tabla de datos obtenida desde PVGIS de la cual se obtendrá una tabla con los consumos en (Ah) diarios y mensuales, además de la Radiación y el coeficiente de radiación.

	Fixed system: inclination=57 deg., orientation=0 deg.			
Month	**Ed**	**Em**	**Hd**	**Hm**
Jan	19.70	610	4.64	144
Feb	22.70	635	5.39	151
Mar	24.90	773	6.03	187
Apr	23.40	701	5.75	173
May	22.30	692	5.58	173
Jun	22.10	662	5.60	168
Jul	22.70	705	5.83	181
Aug	23.20	721	5.96	185
Sep	23.10	692	5.84	175
Oct	22.50	697	5.59	173
Nov	20.10	604	4.85	145
Dec	18.20	565	4.28	133
Year	22.10	671	5.44	166
Total for year		8060		1990

Ilustración 10: Datos PVGIS 57 grados

De la tabla anterior y mediante el uso de la columna Hd (cantidad media diaria de irradiación global por metro cuadrado) y de las fórmulas que se adjuntan a continuación se realizará el cálculo de una tabla con todos los datos necesarios para el cálculo de la instalación.

$$Radiación = \frac{Datos\ Hd \cdot Días\ del\ mes}{1000}$$

$$Consumo = \frac{Consumo\ mensual}{V_{instalación} \cdot Rendimiento\ inversor} = ({}^{Ah}/_{mes})$$

$$Consumo = \frac{({}^{Ah}/_{mes})}{Días\ del\ mes} = ({}^{Ah}/_{día})$$

$$Coeficiente = \frac{Consumo\ (^{Ah}/_{mes})}{Radiación}$$

A la hora de continuar con los cálculos de las radiaciones y los coeficientes, se ha considerado como tensión de la instalación, una tensión de 48 V y un 0.94 para el rendimiento del inversor. El porqué de la elección de estos datos será explicado en próximos apartados. Por lo tanto, una vez realizados todos los cálculos, obtenemos la siguiente tabla de resultados:

MES	***CLIMATE***	***Ah/mes***	***Ah/día***	***RADIACION***	***Coeficiente***
Enero	4640	42578,37	1373,50	143,84	296,012
Febrero	5390	51094,04	1824,79	150,92	338,551
Marzo	6030	12349,41	398,37	186,93	66,064
Abril	5750	13075,85	435,86	172,50	75,802
Mayo	5580	51671,54	1666,82	172,98	298,714
Junio	5600	53738,40	1791,28	168,00	319,871
Julio	5830	49987,66	1612,51	180,73	276,588
Agosto	5960	56418,39	1819,95	184,76	305,360
Septiembre	5840	17422,98	580,77	175,20	99,446
Octubre	5590	16697,02	538,61	173,29	96,353
Noviembre	4850	53943,26	1798,11	145,50	370,744
Diciembre	4280	34062,70	1098,80	132,68	256,728

Tabla 14: Datos PVGIS mensuales 57 grados

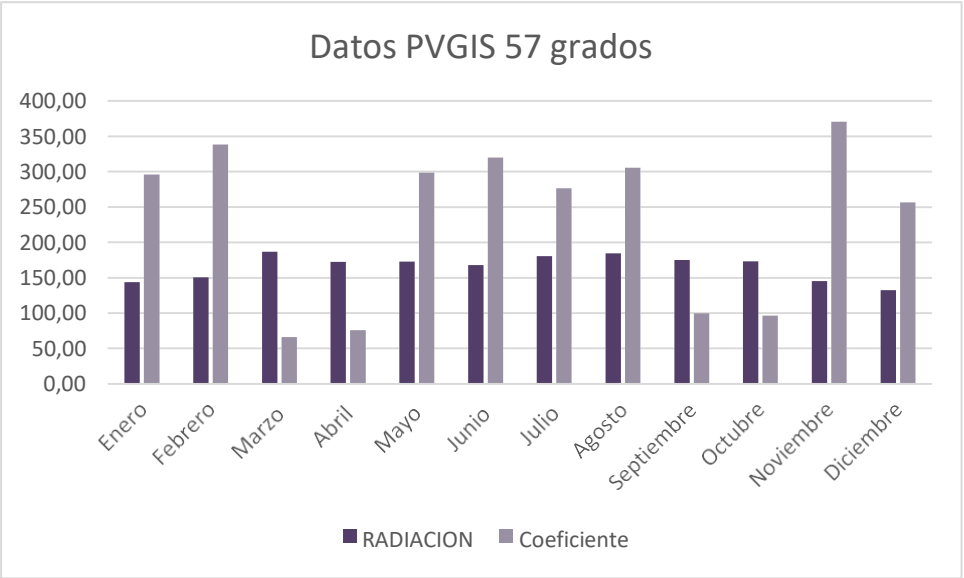


Ilustración 11: Gráfica PVGIS 57 grados

Como se puede ver en la tabla anterior, los meses más desfavorables son los de invierno y los de verano. Para poder tener unos cálculos más realistas y favorables, trabajaremos con una doble inclinación, por lo tanto, se adjunta la tabla de datos de PVGIS CLIMATE y los resultados que se han obtenido tras hacer los cálculos para la inclinación de 21°.

	Fixed system: inclination=21 deg., orientation=0 deg.			
Month	**Ed**	**Em**	**Hd**	**Hm**
Jan	15.30	474	3.58	111
Feb	19.20	538	4.54	127
Mar	24.10	748	5.82	180
Apr	26.00	780	6.40	192
May	28.00	868	7.02	218
Jun	29.50	886	7.50	225
Jul	29.70	921	7.62	236
Aug	27.20	842	6.97	216
Sep	23.50	704	5.93	178
Oct	20.10	622	4.96	154
Nov	16.10	482	3.84	115
Dec	13.80	426	3.21	99.6
Year	22.70	691	5.62	171
Total for year		8290		2050

Ilustración 12: Datos PVGIS 21 grados

MES	***CLIMATE***	***Ah/mes***	***Ah/día***	***RADIACION***	***Coeficiente***
Enero	3580	42578,37	1373,50	110,98	383,658
Febrero	4540	51094,04	1824,79	127,12	401,936
Marzo	5820	12349,41	398,37	180,42	68,448
Abril	6400	13075,85	435,86	192,00	68,103
Mayo	7020	51671,54	1666,82	217,62	237,439
Junio	7500	53738,40	1791,28	225,00	238,837
Julio	7620	49987,66	1612,51	236,22	211,615
Agosto	6970	56418,39	1819,95	216,07	261,112
Septiembre	5930	17422,98	580,77	177,90	97,937
Octubre	4960	16697,02	538,61	153,76	108,591
Noviembre	3840	53943,26	1798,11	115,20	468,257
Diciembre	3210	34062,70	1098,80	99,51	342,304

Tabla 15: Datos PVGIS mensuales 21 grados

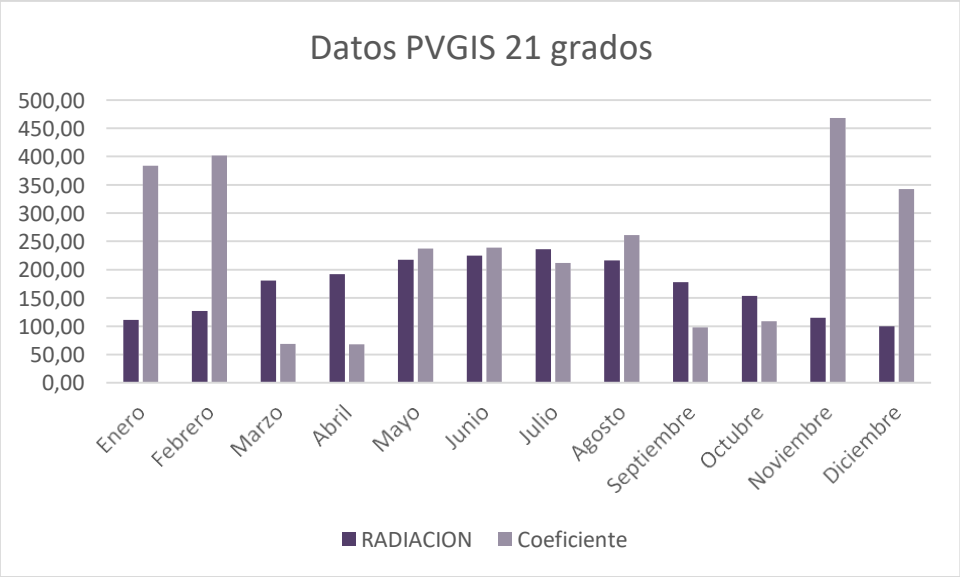


Ilustración 13: Gráfica PVGIS 21 grados

Como se puede observar en las tablas anteriores, trabajar con una doble inclinación puede suponer una mejora para la instalación, pues conseguiríamos una producción de energía mucho más estable que nos permitiría cubrir la demanda energética de las épocas críticas del año. Se adjunta una tabla con los resultados de ambas inclinaciones combinadas:

MES	***Consumo***	***Radiación 57***	***Radiación 21***	***Coeficiente***
Enero	1921,136	143,84	110,98	296,012
Febrero	2305,3632	150,92	127,12	338,551
Marzo	557,2056	186,93	180,42	66,064
Abril	589,9824	172,50	192,00	68,103
Mayo	2331,42	172,98	217,62	237,439
Junio	2424,6768	168,00	225,00	238,837
Julio	2255,4432	180,73	236,22	211,615
Agosto	2545,5976	184,76	216,07	261,112
Septiembre	786,1248	175,20	177,90	97,937
Octubre	753,3696	173,29	153,76	96,353
Noviembre	2433,92	145,50	115,20	370,744
Diciembre	1536,9088	132,68	99,51	256,728

Tabla 16: Datos PVGIS de 57 grados y 21 grados

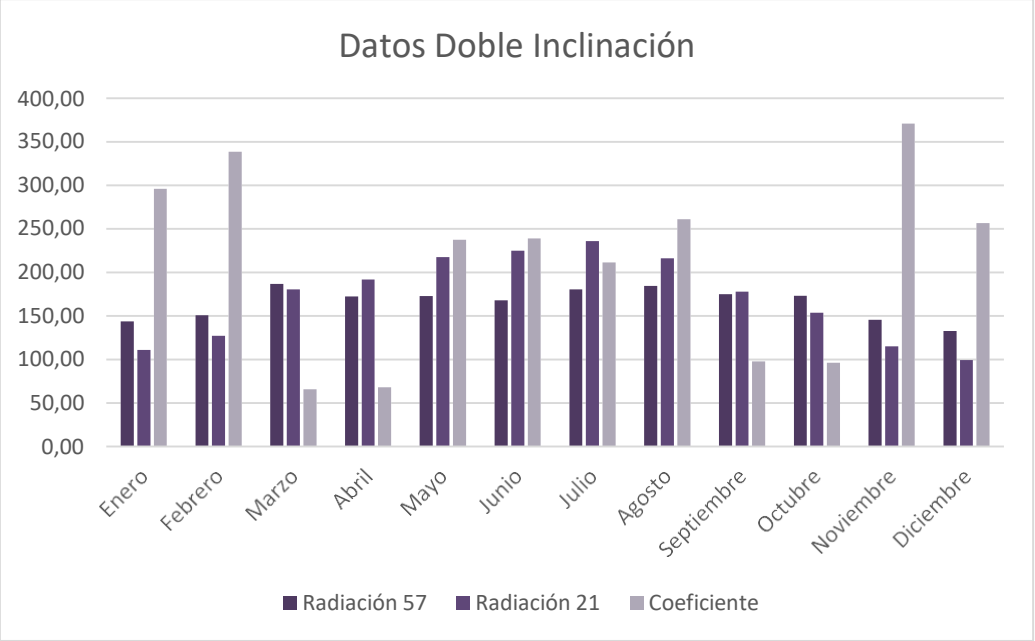


Ilustración 14: Datos PVGIS doble inclinación

Como se aprecia en el gráfico anterior, y si lo comparamos con la tabla de resultados de ambas inclinaciones, se puede observar que la demanda energética será cubierta de una manera mucho más estable. Sin embargo, también se puede observar que los meses de invierno continúan siendo los más críticos. Para que la instalación sea capaz de cubrir la demanda energética en el peor momento del año, realizaremos los cálculos en base a noviembre, ya que cuenta con el coeficiente más desfavorable.

7.3. CÁLCULO DE LA RADIACIÓN EN VALORES ESTÁNDAR

Puesto que las inclinaciones óptimas que se han calculado no corresponden con ningún estándar, sería necesario el uso de unos soportes regulables. Este tipo de soportes se caracterizan por su elevado coste. Además, sería muy complicado conseguir la inclinación justa. Por lo tanto, se ha decidido acoplar las inclinaciones óptimas a unas medidas estándar. En este caso serán 60 ° y 30°.

	Fixed system: inclination=60 deg., orientation=0 deg.			
Month	**Ed**	**Em**	**Hd**	**Hm**
Jan	19.80	613	4.66	144
Feb	22.60	634	5.38	151
Mar	24.60	764	5.95	185
Apr	22.80	684	5.61	168
May	21.50	667	5.38	167
Jun	21.10	632	5.36	161
Jul	21.80	675	5.59	173
Aug	22.60	699	5.78	179
Sep	22.70	681	5.74	172
Oct	22.40	694	5.56	172
Nov	20.20	605	4.86	146
Dec	18.30	568	4.30	133
Year	21.70	660	5.35	163
Total for year		7910		1950

Ilustración 15: Datos PVGIS 60 grados

	Fixed system: inclination=30 deg., orientation=0 deg.			
Month	**Ed**	**Em**	**Hd**	**Hm**
Jan	17.00	527	3.98	123
Feb	20.70	581	4.91	137
Mar	25.00	776	6.06	188
Apr	26.10	782	6.43	193
May	27.30	847	6.85	212
Jun	28.40	853	7.22	217
Jul	28.70	891	7.38	229
Aug	26.90	835	6.92	215
Sep	24.10	722	6.09	183
Oct	21.30	661	5.29	164
Nov	17.70	530	4.23	127
Dec	15.40	478	3.60	112
Year	23.20	707	5.75	175
Total for year		8480		2100

Ilustración 16: Datos PVGIS 30 grados

Si volvemos a realizar los cálculos de cada una de las inclinaciones, y gracias a los datos que proporcionan las tablas de PVGIS CLIMATE, se obtienen los siguientes resultados:

MES	*CLIMATE*	*Ah/mes*	*Ah/día*	*RADIACION*	*Coeficiente*
Enero	4660	42578,37	1373,50	144,46	294,742
Febrero	5380	51094,04	1824,79	150,64	339,180
Marzo	5950	12349,41	398,37	184,45	66,953
Abril	5610	13075,85	435,86	168,30	77,694
Mayo	5380	51671,54	1666,82	166,78	309,819
Junio	5360	53738,40	1791,28	160,80	334,194
Julio	5590	49987,66	1612,51	173,29	288,462
Agosto	5780	56418,39	1819,95	179,18	314,870
Septiembre	5740	17422,98	580,77	172,20	101,179
Octubre	5560	16697,02	538,61	172,36	96,873
Noviembre	4860	53943,26	1798,11	145,80	369,981
Diciembre	4300	34062,70	1098,80	133,30	255,534

Tabla 17: Datos PVGIS mensuales 60 grados

Comparando los resultados obtenidos con la inclinación de 60° y los resultados que se obtuvieron con la inclinación de 57°, se puede llegar a la conclusión de que la variación existente entre ambas inclinaciones es ínfima. Como se puede observar, noviembre sigue siendo el mes más desfavorable, y las épocas de verano e invierno siguen siendo las más críticas.

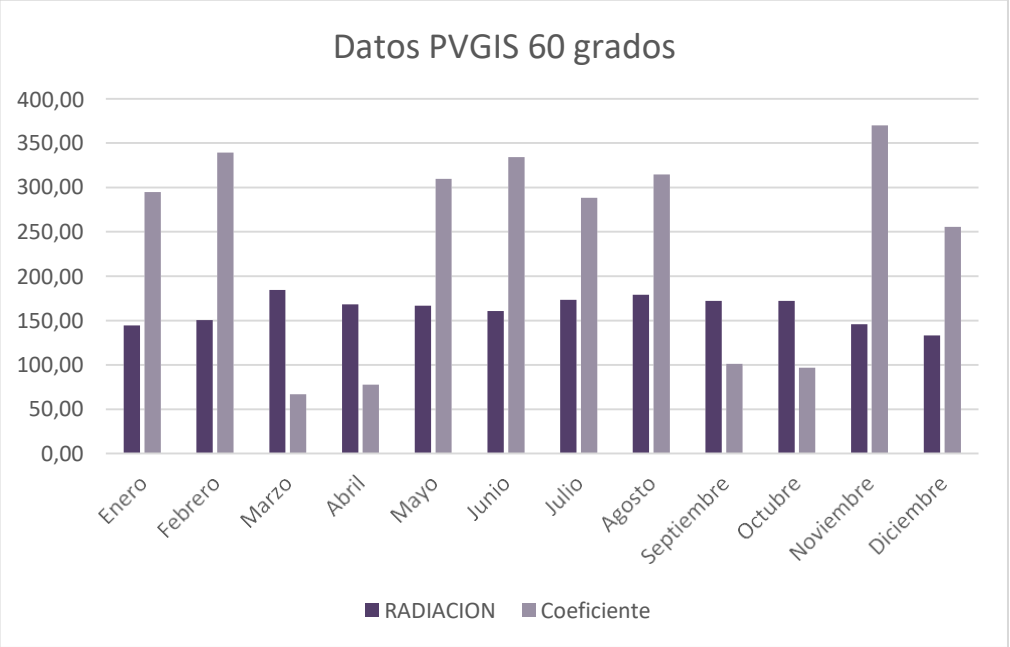


Ilustración 17: Datos PVGIS 60 grados

Para poder conseguir una producción de energía más estable, se realizarán, como se ha mencionado anteriormente, los cálculos para trabajar con una segunda inclinación, en este caso una inclinación de 30°.

MES	CLIMATE	Ah/mes	Ah/día	RADIACION	Coeficiente
Enero	3980	42578,37	1373,50	123,38	345,099
Febrero	4910	51094,04	1824,79	137,48	371,647
Marzo	6060	12349,41	398,37	187,86	65,737
Abril	6430	13075,85	435,86	192,90	67,786
Mayo	6850	51671,54	1666,82	212,35	243,332
Junio	7220	53738,40	1791,28	216,60	248,100
Julio	7380	49987,66	1612,51	228,78	218,497
Agosto	6920	56418,39	1819,95	214,52	262,998
Septiembre	6090	17422,98	580,77	182,70	95,364
Octubre	5290	16697,02	538,61	163,99	101,817
Noviembre	4230	53943,26	1798,11	126,90	425,085
Diciembre	3600	34062,70	1098,80	111,60	305,221

Tabla 18: Datos PVGIS mensuales 30 grados

Si volvemos a realizar la comparación entre los resultados que se obtuvieron para la inclinación óptima de 21° y la inclinación estándar de 30°, se puede observar, al igual que en el caso anterior, que los resultados obtenidos no cuentan con una gran variación. A continuación, se adjunta una gráfica con los datos del PVGIS CLIMATE para la inclinación estándar:

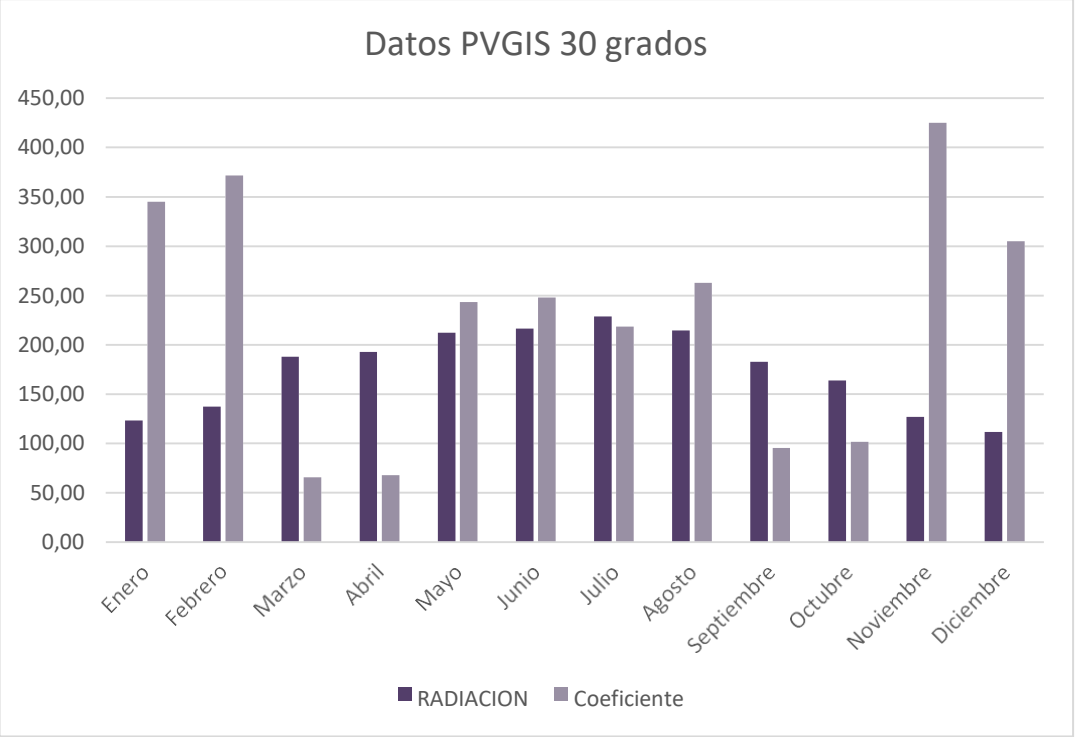


Ilustración 18: Datos PVGIS 30 grados

En la gráfica anterior se puede observar como los meses de verano han mejorado, pero los meses de invierno se han vuelto todavía más críticos. Para encontrar la solución más óptima, se trabajará con ambas inclinaciones a la vez-

MES	Consumo	Radiación 60	Radiación 30	Coeficiente
Enero	1921,136	144,46	123,38	294,742
Febrero	2305,3632	150,64	137,48	339,180
Marzo	557,2056	184,45	187,86	66,953
Abril	589,9824	168,30	192,90	67,786
Mayo	2331,42	166,78	212,35	243,332
Junio	2424,6768	160,80	216,60	248,100
Julio	2255,4432	173,29	228,78	218,497
Agosto	2545,5976	179,18	214,52	262,998
Septiembre	786,1248	172,20	182,70	95,364
Octubre	753,3696	172,36	163,99	96,873
Noviembre	2433,92	145,80	126,90	369,981
Diciembre	1536,9088	133,30	111,60	255,534

Tabla 19: Datos PVGIS de 60 grados y 30 grados

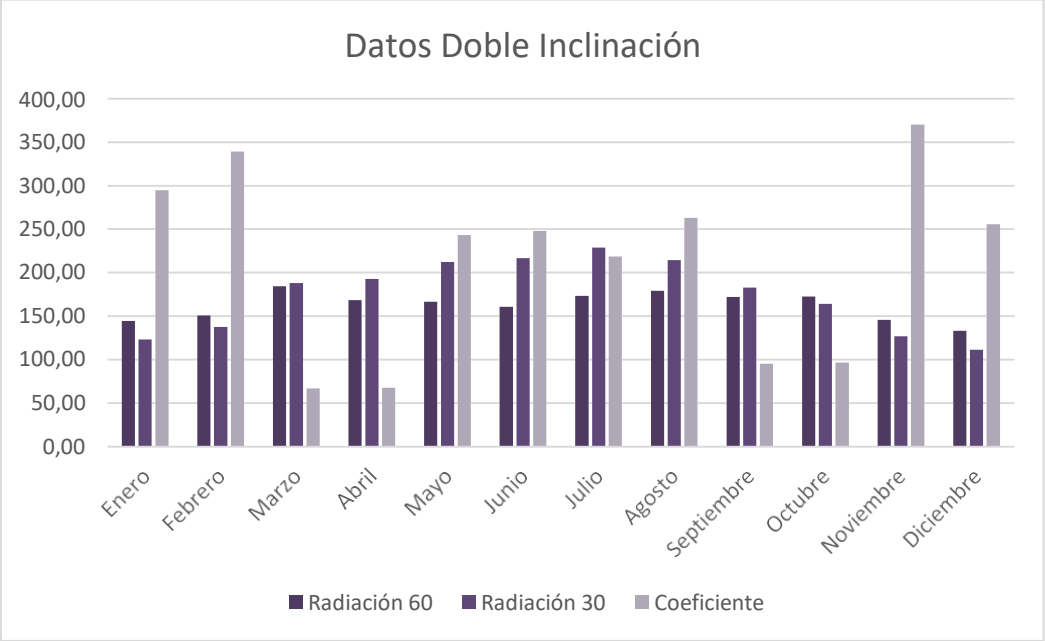


Ilustración 19: Datos PVGIS de doble inclinación

Los resultados en este caso, cuentan con una producción energética mucho más estable y no difieren casi con los resultados obtenidos en las inclinaciones óptimas. Por lo tanto, para conseguir un futuro ahorro económico en los soportes, utilizaremos medidas estándar para trabajar con una doble inclinación de una manera mucho más fácil.

7.4. CÁLCULO DE LAS PLACAS FOTOVOLTAICAS

Antes de comenzar con los criterios de selección de las placas fotovoltaicas, o incluso, con los cálculos de la cantidad necesaria, es prioritario resolver la cuestión que se ha planteado en el apartado anterior. ¿Cuál es la mejor tensión para trabajar en este tipo de instalaciones?

En el apartado anterior se realizaron los cálculos en base a una tensión de 48V. Esta elección se debe simplemente a un fenómeno eléctrico llamado *efecto de Joule.*

Efecto Joule

El efecto Joule es un fenómeno físico por el cual, cuando una corriente eléctrica circula por un conductor, una parte de la energía cinética que llevan los electrones se acaba transformando en calor. Esta transformación se debe a los choques con los átomos del material conductor, y lo que desencadena en una elevación de la temperatura.

El constante movimiento de los electrones dentro del material conductor, en este caso el cable, es un movimiento muy desordenado, lo que provoca continuamente colisiones de los núcleos de los átomos, y por lo tanto se generan unas pérdidas energéticas.

Mediante este efecto, es posible calcular la energía disipada por los conductores atravesados por corrientes eléctricas utilizando las siguientes fórmulas:

$$P = V \cdot I$$

$$E = P \cdot t$$

$$E = V \cdot I \cdot t$$

La energía desarrollada es el producto de la tensión por la intensidad y el tiempo, o lo que es lo mismo, la energía es el producto de la potencia por el tiempo transcurrido. Faltaría añadir la Ley de Ohm:

$$E = V \cdot I \cdot t$$

$$I = \frac{V}{R}$$

$$E = \frac{V^2}{R} \cdot t$$

O bien:

$$E = V \cdot I \cdot t$$

$$I = \frac{V}{R} \longrightarrow V = I \cdot R$$

$$E = I^2 \cdot R \cdot t$$

Debido a este efecto, trabajar a una tensión más elevada, produce una reducción en las pérdidas. Por lo tanto, se realizará la instalación fotovoltaica con una tensión de 48V para reducir las pérdidas en la instalación.

Una vez resuelta la tensión de la instalación, ya se puede empezar a calcular la cantidad de placas que serán necesarias para cubrir la demanda energética de cada uno de los meses. Para ello, se realizarán dos cálculos. El primero será para las inclinaciones óptimas de 57° y 21°, y el segundo cálculo será para las inclinaciones estándar. De esta manera se demostrará que no existe una variación que deba tenerse en cuenta.

Inclinación Óptima 57° y 21°

Para comenzar con los cálculos, se trabajará con los siguientes datos:

- Coeficiente del mes más desfavorable: Noviembre (370.744)
- Sobredimensionamiento de la instalación: 20%
- Corriente a la máxima potencia: 9.30 A
- Tensión de instalación: 48 V
- Tensión nominal de la placa: 24 V

Se comenzará calculando la cantidad de placas que se necesita poner en serie. Puesto que la tensión de instalación es de 48 V, y teniendo en cuenta las reglas de cálculo de los circuitos eléctricos, se entiende que en un circuito en serie la tensión total del mismo es igual a la suma de las tensiones de cada uno de los elementos. Por lo tanto:

$$Nº\ placas\ serie = \frac{V_{instalación}}{V_{nominal}} = \frac{48\ V}{24\ V} = 2\ placas\ en\ serie$$

Una vez se han hallado las placas que se necesita conectar en serie, es necesario saber cuántas líneas en paralelo deben conectarse para cubrir la demanda energética de cada uno de los meses. Este cálculo se realizará en base al mes más desfavorable, puesto que si se cubre la demanda a lo largo de este mes, no habrá ningún problema para cubrir la demanda energética del resto.

$$Nº\ líneas\ paralelo = \frac{Coef.\ desfavorable \cdot Sobredimension.}{Corriente\ máx.\ Potencia} = \frac{370.744 \cdot 1.2}{9.30} = 47.83\ líneas$$

En la fórmula anterior se han realizado los cálculos de manera que, exista la absoluta certeza de que la cantidad de líneas en paralelo será suficiente para obtener la energía que requerirá la academia. Para ello se ha añadido un sobredimensionamiento en la instalación del 20% y se ha trabajado con la intensidad pico de la placa, es decir, la corriente máxima que dará la placa a la máxima potencia.

Puesto que se ha obtenido un resultado decimal, y será muy complicado trabajar con líneas incompletas, dicho resultado se redondeará para trabajar con datos exactos. Por lo tanto, van a ser necesarias 48 líneas en paralelo, donde cada una de las líneas dispone de dos placas en serie.

$$Nº\ total\ placas = Nº\ placas\ serie \cdot Nº\ líneas\ paralelo = 2 \cdot 48 = 96\ placas$$

Mediante el uso de 96 placas, se debe cubrir la demanda energética del peor mes del año, siendo en este caso, Noviembre, y por lo tanto, será posible cubrir sin ningún problema el resto de meses.

Inclinación Óptima 60° y 30°

Para la realización de los cálculos de las placas con los valores de inclinación estándar, se trabajará con los siguientes datos:

- Coeficiente del mes más desfavorable: Noviembre (369.981)
- Sobredimensionamiento de la instalación: 20%
- Corriente a la máxima potencia: 9.30 A
- Tensión de instalación: 48 V
- Tensión nominal de la placa: 24 V

Teniendo en cuenta que los datos son casi los mismos, el resultado que se obtendrá de los cálculos no debería diferir del anterior.

$$Nº\ placas\ serie = \frac{V_{instalación}}{V_{nominal}} = \frac{48\ V}{24\ V} = 2\ placas\ en\ serie$$

$$Nº\ líneas\ paralelo = \frac{Coef.\ desfavorable \cdot Sobredimension.}{Corriente\ máx.\ Potencia} = \frac{369.981 \cdot 1.2}{9.30} = 47.74\ líneas$$

Como se puede observar, los resultados que se han obtenido, son muy parecidos a los anteriores. Por lo tanto, igual que se ha hecho anteriormente, se redondeará el resultado a la siguiente unidad.

$$Nº\ líneas\ en\ paralelo = 48\ líneas$$

$$Nº\ total\ placas = Nº\ placas\ serie \cdot Nº\ líneas\ paralelo = 2 \cdot 48 = 96\ placas$$

Finalmente, los resultados obtenidos son exactamente los mismos para las inclinaciones óptimas como para las inclinaciones estándar.

7.4.1. Criterios de elección de placas

Cuando comenzamos con una instalación fotovoltaica, comienzan a aparecer miles de dudas, entre ellas la elección del panel solar adecuado. A lo largo de este apartado se hablarán de varios aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de elegir el panel que se utilizará para la instalación.

El mercado de las energías renovables es muy amplio y ofrece una enorme cantidad de posibilidades, placas de todas las potencias y tamaños, diferentes tensiones según la conexión que se necesita; suele ser una elección complicada. En nuestro caso nos hemos basado en los siguientes criterios para la elección de los paneles:

- ***Medidas del panel***

El tamaño del panel, en mi opinión, es una de las consideraciones más importantes a la hora de elegir los paneles que se elegirán. Es necesario tener una idea aproximada de cómo deberían colocarse una vez finalizada la instalación, para ver qué espacio ocuparían. Es muy importante saber si dichos paneles, cuentan con unas medidas que nos permitan trasladarlos con comodidad.

Para la instalación que se pretende implantar hemos escogido unos paneles que cuentan con unas medidas estándar. Este tipo de paneles tiene las medidas óptimas para ser trasladados de una manera cómoda y sencilla. Además, no es necesario preocuparse por el espacio que cubriríamos con placas, puesto que disponemos de una superficie más que suficiente.

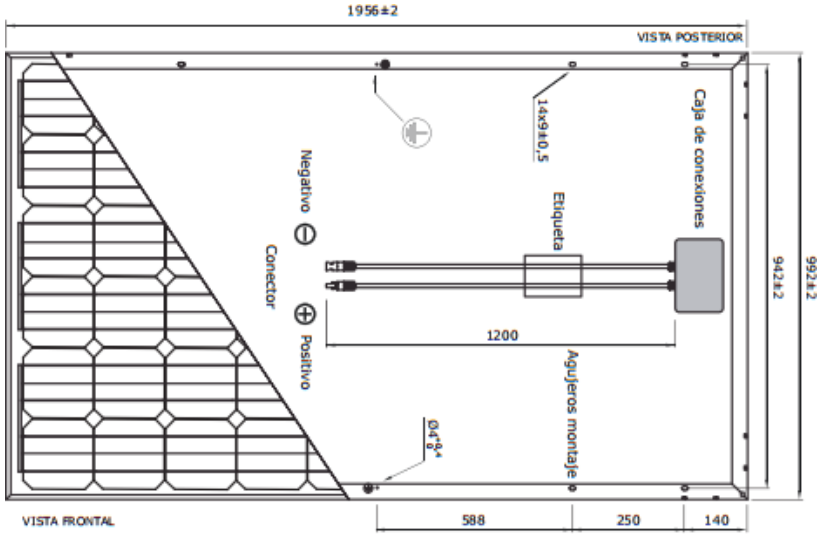


Ilustración 20: Plano de la Placa Atersa

- ***Tensión nominal de la placa***

Las tensiones de las placas solares suelen ser o bien de 12 voltios o de 24 voltios. Como norma general, en las instalaciones que se diseñan para trabajar con grandes potencias, se suele escoger una tensión de instalación de 48 voltios, de manera que se eviten la mayor cantidad de pérdidas posibles debido al efecto Joule.

Una vez escogida la tensión de instalación, se debe tener en cuenta que el resto de componentes (inversores, reguladores, baterías, placas…) deben escogerse a la misma o en su defecto, deben realizarse las conexiones necesarias para trabajar al mismo voltaje.

Teniendo en cuenta que en la instalación que se está diseñando, se trabajará con potencias que sobrepasan los 4000 W, y para reducir las pérdidas debidas al efecto Joule y utilizar una menor sección de cable, se ha decidido trabajar con una tensión de 48 V. Por lo tanto, lo ideal será trabajar con 2 paneles solares de 24 voltios conectados en serie siguiendo el esquema que se adjunta a continuación:

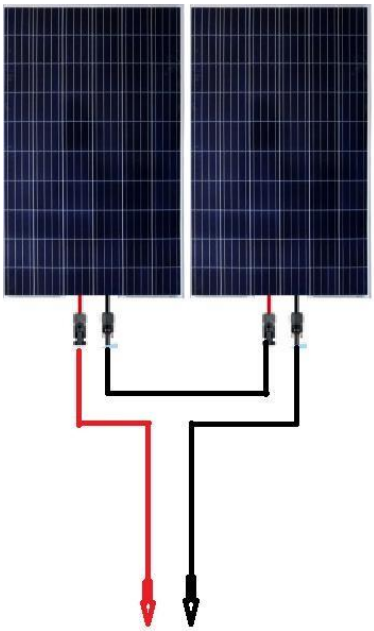


Ilustración 21: Conexión de las placas en serie

- ***Potencia de la placa***

En el mercado de las energías renovables existe una amplia variedad de placas que cuentan con diferentes potencias máximas de trabajo. Esta potencia se mide en watio pico (Wp) y se trata de la potencia máxima que podrán alcanzar.

Puesto que en nuestro caso, se trabajará con unas potencias muy elevadas, la mejor opción es escoger placas que puedan ofrecer grandes potencias. En conclusión, cuanta mayor potencia tenga la placa, más energía será capaz de generar al día.

7.4.2. Placa A – 370M – GS

La placa seleccionada a continuación cuenta con una potencia de 370 W, lo que nos permitirá obtener una mayor producción de energía para cubrir la demanda de la academia. Además esta placa cuenta con unas medidas estándar, lo que facilitará el traslado de las mismas hasta la azotea.

A-xxxM GS (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-360M GS	A-365M GS	A-370M GS
Potencia Máxima (Pmax)	360 W	365 W	370 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	39.39 V	39.59 V	39.79 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9.14 A	9.22 A	9.30 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	47.65 V	47.73 V	47.80 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9.69 A	9.81 A	9.88 A
Eficiencia del Módulo (%)	18.55	18.81	19.07
Tolerancia de Potencia (W)		0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)		20	
Máxima Tensión del Sistema (IEC)		DC 1000 V	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (ºC)		45±2	

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², spectro AM 1.5 y temperatura de 25 ºC.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Especificaciones mecánicas	
Dimensiones (± 2 mm.)	1956x992x40 mm.
Peso (± 5 %)	21.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción	
Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/Monocristalina /156.75 x 156.75 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección) / **Conector**	1.200 mm. /4 mm²/MC4 compatible

(*) Con capa anti-reflectante

Ilustración 23: Características Técnicas de las Placas

7.5. CÁLCULO DE LOS INVERSORES

Uno de los elementos que componen la instalación fotovoltaica son los inversores. Estos elementos se utilizan para convertir la corriente continua que proviene de los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna que se utilizará para el consumo de los diferentes dispositivos de la academia.

El inversor se encarga de sincronizar la frecuencia de la corriente inyectada con la frecuencia de la red, garantizando de esta forma, la mayor calidad de la energía que será vertida en la instalación. Este tipo de elementos se caracterizan por el voltaje de entrada que llega desde las baterías, la potencia máxima que proporcionará, la eficiencia o el rendimiento de la potencia.

El rendimiento de un inversor se define como la relación que existe entre la potencia eléctrica de salida y la potencia que extrae de las baterías o de los paneles solares.

Para realizar el cálculo de los inversores que se necesitarán, debemos tener en cuenta los diferentes elementos de la academia, el número de unidades y el factor de utilización de los diferentes equipos. Por lo tanto, es necesario calcular la potencia total que se debe cubrir.

A continuación se adjunta una tabla con los datos necesarios para dicho cálculo:

Equipos Receptores	***kW***	***Cantidad***	***F. Utiliz.***	***kW a cubrir***
Ordenadores CPU	0,18	17	0,8	2,448
Monitores	0,02	17	-	0,34
Impresora	0,015	1	-	0,015
Proyectores	0,15	4	0,8	0,48
Luces	0,00045	33	0,8	0,01188
Inverter (F/C)	1,13	7	0,8	6,328
Router WIFI	0,013	1	-	0,013
	TOTAL			***9,63588***

Tabla 20: Datos para el cálculo de la potencia a cubrir

Teniendo en cuenta los datos de la tabla anterior, se ha obtenido una potencia a cubrir de 9.63588 kW, o lo que es lo mismo que 9635.88 W, aproximadamente 9636 W. A la hora de escoger el inversor o los inversores necesarios debemos tener en cuenta diferentes factores que se analizarán en los criterios de elección.

7.5.1. Criterios de elección de los inversores

Los inversores deben cumplir con una eficiencia lo más alta posible para poder minimizar la cantidad de pérdidas. Además también deben estar protegidos frente a los cortocircuitos y las sobrecargas que puedan ocasionarse.

Este tipo de elementos deben ser capaces de hacer frente a los picos de arranque que producirán los elementos de la academia, para ello tiene que admitir una demanda energética instantánea de una potencia mayor del 150% de la potencia máxima.

Debemos ser conscientes que si en algún momento los inversores dejasen de funcionar, la academia se quedaría sin suministro eléctrico. Por lo tanto, a lo largo de este apartado se barajarán las diferentes posibilidades que se pueden utilizar.

En este caso en concreto, se ha pensado en utilizar un inversor Multiplus de Victron. Este tipo de inversores permite la conexión de un grupo electrógeno, lo que nos permitirá que en el momento los inversores dejen de funcionar o la capacidad de las baterías se encuentre por debajo de los niveles requeridos, este grupo pase a cubrir la demanda energética necesaria.

Los elementos se conectarán siguiendo el esquema de conexiones que se adjunta a continuación.

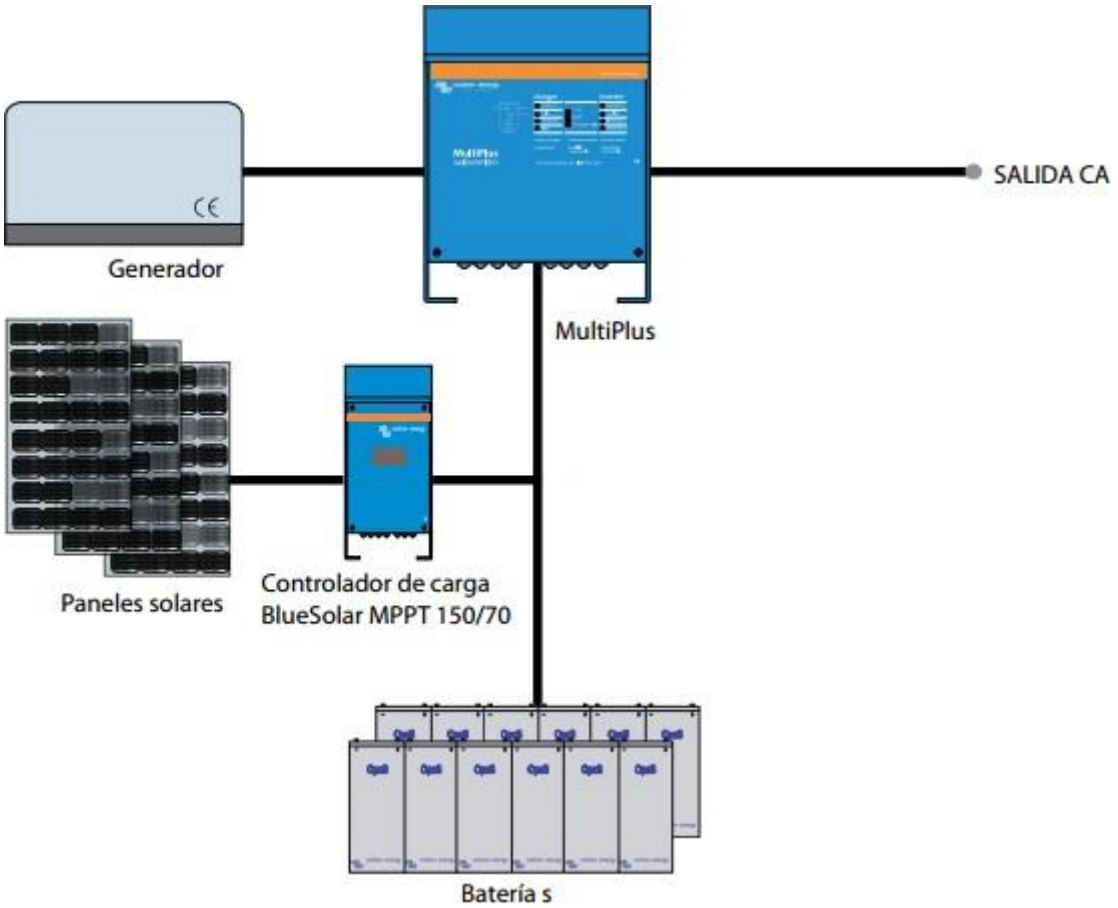


Ilustración 24: Topografía de las conexiones. FUENTE: catálogo Victron

Siguiendo la topografía anterior, la instalación contará con un grupo electrógeno como generador, el Multiplus como inversor, los paneles solares, los reguladores y las baterías.

Queda por valorar qué tipo de inversores serán necesarios y cuántos. Como se ha mencionado con anterioridad, si los inversores dejaran de funcionar, la academia no tendría los suficientes recursos energéticos para cubrir las necesidades energéticas. Por lo tanto, la mejor opción es la utilización de varios inversores para asegurar un suministro continuo de energía.

- **OPCIÓN 1:** Para la primera opción se trata de utilizar un inversor de 5000 W, dos inversores de 3000 W y un último inversor de 500 W. De esta manera se configurar una separación de los consumos. Por una parte se puede usar un inversor de 5000 W y uno de 3000 W para cubrir la demanda energética de los inverter. Por otra parte, con el otro inversor de 3000 W y el de 500 W se puede cubrir casi por completo el resto del consumo debido a los ordenadores, los monitores y las luces.
- **OPCIÓN 2:** Para la segunda opción se presenta la posibilidad de utilizar dos inversores de 5000 W cada uno y uno de 1200 W a modo de backup. Con esta opción se puede separar gran parte del consumo de los inverter y el consumo del resto de los equipos.

Ambas opciones tienen ventajas y desventajas. Por una parte, gracias al uso de diferentes inversores contamos con la seguridad de que, si alguno de los mismos dejara de funcionar, el resto se encargaría de cubrir la potencia necesaria para el funcionamiento de la academia. Sin embargo, cuanto mayor sea el número de equipos conectados, mayor será la probabilidad de que alguno de ellos deje de funcionar correctamente. Además se incrementa el coste debido al aumento de cableado.

7.5.2. MultiPlus 48/5000/70 Victron

Por lo tanto, la mejor opción será la **Opción 2**. De esta manera lo único que haremos será trabajar con 2 equipos de 5000 W y uno de 1200 W en vez de 4. Estos tipos de inversores, son capaces de tener un rendimiento de entre el 94% y el 95%, pero para ponernos en el peor caso utilizaremos una eficiencia del 94%, que aun así es una eficiencia muy elevada.

MultiPlus 12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/ 800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl	**Sí**	**Sí**	**Sí**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
PowerAssist	**Sí**	**Sí**	**Sí**	**Sí**	**Sí**	**Sí**
Conmutador de transferencia (A)	**16**	**16**	**16**	**30**	**16 ó 50**	**100**
INVERSOR						
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V					
Salida	Tensión de salida: 230 VAC ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)					
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	800	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	700	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	650	900	1200	1400	2200	3700
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	400	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10,000
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15

Ilustración 25: Características Técnicas de los inversores

A continuación se adjunta una tabla con las características de la parte del cargador del inversor Multiplus.

CARGADOR						
Entrada CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz		Factor de potencia: 1	
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8 / 57,6					
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	13,8 / 27,6 / 55,2					
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4 / 52,8					
Corriente de carga batería auxiliar (A) (4)	35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70
Corriente de carga de la batería de arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V))					
Sensor de temperatura de la batería	Sí					

Ilustración 27: Características Técnicas del cargador del inversor

Como se puede observar en las tablas de datos que se han adjuntado con anterioridad, existe la posibilidad de utilizar inversores Multiplus de 24 voltios o bien de 48 voltios. En nuestro caso, trabajaremos con 2 inversores de 5000 W y uno de 1200 W en paralelo.

Este inversor cuenta con 2 salidas de corriente alterna. La salida principal cuenta con una función llamada no-break o también llamada “sin interrupción”. MultiPlus se encarga de mantener el suministro conectado en el caso de que uno de los inversores caiga, automáticamente se realizará la conexión de un grupo electrógeno. Esta conexión la realiza tan rápido que no se interrumpirá el funcionamiento de los equipos que estén conectados.

Se pueden realizar conexiones de hasta 6 inversores MultiPlus en paralelo, lo que permite alcanzar potencias de hasta 30 kVA. Además el MultiPlus puede funcionar como cargador de baterías.

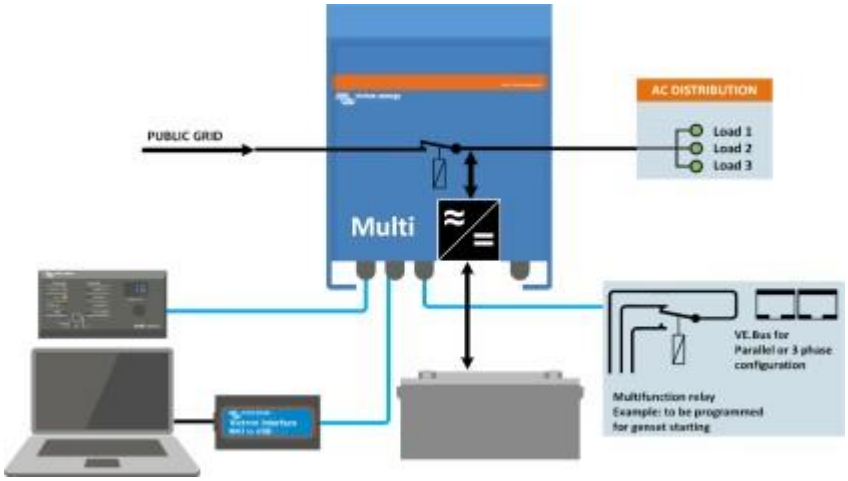


Ilustración 28: Esquema de conexión del inversor

7.6. CÁLCULO DE LAS BATERÍAS

A lo largo de este apartado se realizarán los cálculos necesarios para obtener el número de baterías que se necesitarán para cubrir la demanda energética los días que las placas solares no puedan generar la suficiente energía.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, existen una multitud de elementos que se encargan de completar una instalación fotovoltaica (paneles solares, inversores, reguladores, etc…). Uno de estos elementos son las baterías. Existe una gran variedad de baterías entre la que poder elegir. Dicha lección se basará en características técnicas como son: la vida útil, el mantenimiento, la capacidad de almacenamiento, el rendimiento, el número de ciclos de descarga, etc…

7.6.1. Baterías OPZS

Este tipo de baterías suelen utilizares en instalaciones fotovoltaicas aisladas de media y o grandes potencias, ya que se necesita una mayor duración de las baterías. Este tipo de baterías cuentan con una mayor capacidad de carga respecto a las baterías de Gel o las monoblock, pueden llegar a los 4500 Ah para una autonomía de C100.

Están formadas por vasos de 2V independientes, de manera que cabe la posibilidad de conectar entre sí, las baterías necesarias para formar sistemas de 12V, 24V o 48V, según el sistema con el que se vaya a trabajar.

Puesto que se tratan de baterías con vasos independientes, o baterías abiertas, suelen requerir un mantenimiento cada 2 o 3 años aproximadamente, ya que será necesario añadir agua destilada y comprobar que la densidad se encuentre en los valores correctos.

Si se realiza un correcto uso de las baterías, estas pueden llegar a tener una vida útil de entre 15 y 20 años, siempre y cuando se realicen correctamente los ciclos de carga y no se supere el 70 – 80% de descarga.

Actualmente las baterías suponen casi dos tercios del presupuesto de un proyecto de energía solar fotovoltaica. Para ello, a lo largo de este apartado se realizará el cálculo de las baterías necesarias para poder almacenar la energía suficiente para cubrir la demanda. Además, se realizará un segundo cálculo en el cual se reducirá el número de días de autonomía y se le añadirá un grupo electrógeno.

De esta manera, se podrá comparar ambos resultados y ver si es más rentable trabajar en la instalación únicamente con baterías o reducir el número de las mismas y añadir un grupo electrógeno para realizar la carga, en caso de que la capacidad de las baterías descienda por debajo de los límites impuestos.

7.6.2. Baterías

Si trabajamos únicamente con baterías, y teniendo en cuenta que nos encontramos en Valencia, donde no suelen haber días nublados ni muchos días continuos de lluvia, lo habitual es trabajar con 5 días de autonomía para los baterías.

$$5\ días\ de\ autonomía$$

$$Horas\ de\ autoomía = 5\ días \cdot 24\ \frac{horas}{día} = 120\ horas$$

Para calcular la capacidad de las baterías que serán necesarias para la instalación fotovoltaica de la academia, se debe calcular el consumo diario más desfavorable del año, puesto que si son capaces de cubrir el peor día del año, el resto de días no supondrá ningún problema para la instalación.

Como los consumos de la academia no son estables a lo largo del año, se realizará el cálculo del consumo diario de cada mes. A continuación se adjunta una tabla con los consumos diarios de cada uno de los meses:

Meses	***kWh (mensual)***	***Días mes***	***kWh (diario)***
Enero	1921,136	20	96,0568
Febrero	2305,3632	24	96,0568
Marzo	557,2056	17	32,7768
Abril	589,9824	18	32,7768
Mayo	2331,42	25	93,2568
Junio	2424,6768	26	93,2568
Julio	2255,4432	24	93,9768
Agosto	2545,5976	26	97,9076
Septiembre	786,1248	24	32,7552
Octubre	753,3696	23	32,7552
Noviembre	2433,92	25	97,3568
Diciembre	1536,9088	16	96,0568

Tabla 21: Consumos diarios medios de cada mes

Mediante los datos de la tabla anterior, calcularemos los consumos medios diarios en Ah, puesto que las capacidades de las baterías vienen en esta magnitud. Para ello, los kWh se pasarán a Wh y se dividirá entre la tensión de la instalación para hallar los Ah.

$$Wh\ = kWh \cdot 1000$$

$$Ah = \frac{Wh}{V_{instalación}}$$

A continuación se adjunta una tabla con los resultados obtenidos de las ecuaciones y los datos anteriores:

Meses	kWh (diario)	Wh (diario)	Ah (diario)
Enero	96,0568	96056,8	2001,183333
Febrero	96,0568	96056,8	2001,183333
Marzo	32,7768	32776,8	682,85
Abril	32,7768	32776,8	682,85
Mayo	93,2568	93256,8	1942,85
Junio	93,2568	93256,8	1942,85
Julio	93,9768	93976,8	1957,85
Agosto	97,9076	97907,6	2039,741667
Septiembre	32,7552	32755,2	682,4
Octubre	32,7552	32755,2	682,4
Noviembre	97,3568	97356,8	2028,266667
Diciembre	96,0568	96056,8	2001,183333

Tabla 22: Consumos medios diarios en Ah

Como se puede apreciar en la tabla anterior, se ha resaltado el mayor consumo diario en Ah de todos los meses. En este caso, el mayor consumo pertenece a Agosto, puesto que dispone de uno de los mayores consumos mensuales.

Por lo tanto para calcular la cantidad de baterías se necesitan los siguientes datos:

- Horas de autonomía = 120 horas
- Consumo diario más desfavorable = 2039.742 Ah
- Tensión de instalación = 48 V
- Capacidad de descarga de las baterías = 0.7 = 70%

$$C_{120} = \frac{días\ autonom. \cdot Consumo\ diario}{Profundidad\ descarga} = \frac{5 \cdot 2039.741667}{0.7} = 14569.5833Ah$$

En las especificaciones de los fabricantes de baterías, buscamos las baterías que tengan capacidad para 5 días de autonomía y escogemos el valor inmediatamente inferior. En el caso de que la diferencia no sea muy elevada, y por si queremos tener la seguridad de que las baterías proporcionarán la capacidad necesaria, también es posible escoger el inmediatamente superior.

En este caso en particular, se ha escogido las baterías *OPZs Solar 2350* que conlleva una capacidad nominal de 2350 Ah a 2V. Para saber cuántas baterías son necesarias, se deben calcular el número de las mismas que se necesitan conectar en serie y el número de líneas en paralelo.

$$Nº\ baterías\ en\ serie = \frac{V_{instalación}}{V_{batería}} = \frac{48V}{2V} = 24\ baterías\ en\ serie$$

$$Nº\ líneas\ paralelo = \frac{C_{120}}{C_{batería}} = \frac{14569.5833Ah}{2350\ Ah} = 6.199 \cong 7\ líneas\ paralelo$$

$$Baterías\ totales = bat.\ serie \cdot líneas\ paralelo = 24 \cdot 7 = 168\ baterías.$$

Después de los cálculos necesarios se ha llegado a la conclusión de que sería necesarias 168 baterías para poder cubrir la demanda energética del peor día del año.

7.6.3. Batería y Grupo electrógeno.

Como se ha mencionado anteriormente, las baterías son la parte de la instalación que se lleva casi dos terceras partes del presupuesto de la instalación, puesto que se trabaja con un elevado número de días de autonomía.

Una opción para reducir este gran coste es trabajar con un inversor – cargador Multiplus, como es en este caso en particular, y acoplar un grupo electrógeno de manera que en el momento baje el nivel de las baterías por debajo de los límites escogidos, automáticamente este grupo comenzará a trabajar, cubriendo la demanda energética de la academia y cargando las baterías.

Para realizar los cálculos necesarios, en este caso, se va a tener en cuenta que los días de autonomía serán únicamente 2. En Valencia no suele haber muchos días lluviosos o nublados. Además, el grupo electrógeno no entrará a trabajar más de dos veces al año, teniendo en cuenta el clima de la zona en la que se sitúa la instalación.

Teniendo en cuenta la misma tabla de datos que en el apartado anterior para los consumos medios diarios de cada uno de los meses, lo único que sería necesario modificar son los días y las horas de autonomía de las baterías.

Para ello, se utilizarán los siguientes datos:

- Días de autonomía = 2 días
- Horas de autonomía = 48 horas
- Consumo diario más desfavorable = 2039.742 Ah
- Tensión de instalación = 48 V
- Capacidad de descarga de las baterías = 0.7 = 70%

$$C_{120} = \frac{días\ autonom. \cdot Consumo\ diario}{Profundidad\ descarga} = \frac{2 \cdot 2039.741667}{0.7} = 5827.83333Ah$$

Igual que en el apartado anterior, en las especificaciones técnicas de las baterías, buscamos aquellas que cuenten con 48 horas de capacidad y escogemos la inmediatamente inferior. En el caso de querer realizar un pequeño sobredimensionamiento, siempre y cuando la diferencia no sea excesiva, se puede escoger la inmediatamente superior.

En este caso en particular, igual que se ha hecho anteriormente, escogeremos la inmediatamente superior para poder asegurar que la demanda energética estará cubierta.

$$Nº\ baterías\ en\ serie = \frac{V_{instalación}}{V_{batería}} = \frac{48V}{2V} = 24\ baterías\ en\ serie$$

$$Nº\ líneas\ paralelo = \frac{C_{120}}{C_{batería}} = \frac{5827.83333Ah}{2090\ Ah} = 2.7884 \cong 3\ líneas\ paralelo$$

$$Baterías\ totales = bat.\ serie \cdot líneas\ paralelo = 24 \cdot 3 = 72\ baterías.$$

En este caso, después de realizar los cálculos necesarios, se necesitarían 72 baterías *OPZs Solar 2350*. Solamente quedaría calcular el grupo electrógeno que sería necesario.

Para ello, el grupo que se escogerá debe cubrir la demanda energética del peor día del año y además, debe poder realizar la carga de las baterías. Para ello se necesita calcular la recarga de baterías que debería realizar.

Consumo diario

Como se ha observado anteriormente, el peor consumo se encuentra en Agosto con 2039.742 Ah al día. Puesto que se trata de un consumo diario, quiere decir que a lo largo del día tendremos que cubrir esa cantidad de Ah, pero en ningún momento se trabajará cada hora con esa cantidad. Por lo tanto, si hayamos un consumo medio por horas, se obtiene el siguiente resultado:

$$Consumo\ por\ horas = \frac{Consumo\ diario}{12\ horas} = \frac{2039.742}{12} = 169.9784\ Ah$$

$$Wh = Ah \cdot Vinstalación = 169.9784 \cdot 48 = 8158.9667\ Wh$$

Por ahora, el grupo electrógeno que se escoja debe ser capaz de proporcionar como mínimo 8000W para poder abastecer energéticamente la academia. Por otra parte, queda por calcular la cantidad de carga que se necesita para las baterías. Para ello, como el límite se encuentra en el 70% de descarga, el grupo electrógeno debería ser capaz de cargar el 30% de las baterías.

$$Carga\ baterías = 2090Ah \cdot 0.3 = 627\ Ah$$

$$Carga\ baterías\ Wh = Ah \cdot Vinstalación = 627 \cdot 72 = 45144\ Wh$$

Se ha escogido un grupo electrógeno de 12000W con el que se podrá cubrir toda la demanda energética de la academia y además, será capaz de recargar de una manera constante las baterías. Por lo tanto, se trata de una opción viable para la instalación fotovoltaica que se plantea en el presente proyecto.

7.6.4. Grupo Electrógeno 12000W

El grupo electrógeno de Cervascán Genergy se trata de un generador eléctrico con un motor de gasolina de Genergy (Gama SG series). Este tipo de motores son muy fiables y eficientes, además cuentan con un arranque muy sencillo y suave.

Dispone de una ignición electrónica mediante transistores, lo que asegura que los arranques sean rápidos en cualquier condición de trabajo. También dispone de un arranque eléctrico que permite conectarlo solamente con un botón.

Este tipo de grupos electrógenos cuenta con una gran tolerancia a sobrecargas y a excesos de temperatura gracias a que cuenta con un alternador DVS con un bobinado íntegro de cobre de alta calidad. Todo esto permite que se alargue la vida útil. Una de las grandes ventajas de este grupo se encuentra en la posibilidad de obtener la máxima potencia tanto si trabajas en monofásica como si se trabaja en trifásica. Cuenta con un pequeño panel digital donde se indican la frecuencia, el voltaje e incluso las horas de trabajo.

Ilustración 29: Grupo electrógeno

Este grupo electrógeno dispone de protecciones frente a sobrecargas mediante un disyuntor térmico y una regulación del voltaje electrónica, de manera que el cliente pueda asegurarse de que se trata del adecuado.

7.6.5. Conclusión

Para terminar con este apartado, y a modo de conclusión, a continuación se realiza un pequeño estudio de rentabilidad económica entre trabajar únicamente con las baterías o trabajar con un grupo electrógeno acolado a las mismas. De este modo se verá cual es la mejor opción para la instalación fotovoltaica que se pretende implantar.

- ***SOLO BATERÍAS***

En esta primera opción se obtuvieron 168 baterías OPZs Solar 2350.

Cada una de las baterías tiene un coste de 775.65€ con IVA incluido, en el caso de quererlo sin IVA, el precio de cada una de las baterías sería de 641.03€.

$$168\ baterias \cdot 775.65€ = 130309.2€\ con\ IVA\ \ incluido$$

$$168\ baterias \cdot 641.03€ = 107693.04€\ sin\ IVA\ \ incluido$$

- ***BATERÍAS + GRUPO ELECTRÓGENO***

En esta segunda opción se obtuvo la cantidad de 72 baterías OPZs Solar 2350.

Puesto que ya se ha mencionado anteriormente el precio de las baterías, únicamente queda mencionar que el precio del grupo electrógeno es de 2699.81€ con IVA incluido o 2231.25€ sin IVA.

$$72\ baterias \cdot 775.65€ = 55846.8€\ con\ IVA\ incluido$$

$$55846.8€\ (baterías) + 2699.81€(g.\ lectrógeno) = 58546.61€\ con\ IVA\ incluido$$

$$72\ baterias \cdot 641.03€ = 46154.16€\ con\ IVA\ incluido$$

$$46154.16€\ (baterías) + 2231.25€(g.\ lectrógeno) = 48385.41€\ con\ IVA\ incluido$$

Comparando ambos cálculos, entre el coste de la primera opción y el coste de la segunda, existe una diferencia de aproximadamente el 45%, lo que supone una gran reducción del precio. El pequeño sobrecoste del grupo electrógeno es insignificante si lo comparamos con la cantidad de baterías que serían necesarias para cubrir 5 días de autonomía.

7.7. CÁLCULO DE LOS REGULADORES

Hoy en día, gracias al desarrollo de la tecnología, las instalaciones fotovoltaicas cuentan con una disminución del coste, lo que ha hecho que se plantee el uso de instalaciones fotovoltaicas aisladas en el caso de consumos muy elevados.

Cuando se trabajan con potencias elevadas, como es nuestro caso, la tensión de 48 voltios es un valor muy pequeño, ya que conlleva intensidades muy elevadas y grandes pérdidas. Debido a todo esto, se ha legado al desarrollo de unos reguladores especiales, que son llamados reguladores maximizadores puesto que, se encargan de optimizar el funcionamiento del campo fotovoltaico mediante dos acciones:

- Conseguir que las tensiones de trabajo de las placas pueden ser superiores a 100 voltios, lo que permite el uso de placas con una tensión pico y una potencia mucho mayor que las generales.
- Conseguir que las placas que se encuentran conectadas en serie lleguen a trabajar lo más cerca de la potencias máxima durante el mayor tiempo posible.

Para poder empezar a calcular los reguladores que van a ser necesarios en la instalación que se va a implantar, se añadirán todas las características de las placas que se van a utilizar.

Especificaciones Técnicas de la Placa

- Tensión nominal de las baterías: 48 V
- Potencia máxima: 370 W
- Tensión Máxima Potencia: 39.79 V
- Corriente Máxima Potencia: 9.30 A
- Tensión de circuito abierto: 47.80 V
- Corriente en cortocircuito: 9.88 A
- Eficiencia del módulo: 19.07 %

El regulador maximizador que se ha elegido cuenta con las siguientes especificaciones técnicas. A partir de estas especificaciones, se comenzarán a realizar los cálculos necesarios.

Especificaciones Técnicas del Regulador

- Tensión de la batería: 48 V
- Corriente de carga nominal: 100 A
- Potencia FV máxima a 48 V: 5800 W
- Máxima corriente de corto circuito: 70 A

- Tensión máxima del circuito abierto FV: 245 V
- Eficacia máxima: 99%

El número de placas en serie máximo cuenta con dos condiciones limitadoras. En la primera se tendrá en cuenta la tensión pico de las placas y en la segunda se tendrá en cuenta la tensión de cortocircuito.

Nº placas en serie por Tensión Pico

$$Nps = \frac{V\ máx.\ Circuito\ abierto}{V\ máx.\ Potencia} = \frac{245}{39.79} = 6.157 \sim 6\ placas\ máximo\ en\ serie$$

Nº placas en serie por Tensión de Cortocircuito

$$Nps = \frac{V\ máx.\ Circuito\ abierto}{V\ Circuito\ Abierto} = \frac{245}{47.8} = 5.1255 \sim 5\ placas\ máximo\ en\ serie$$

Como máximo se podrán conectar 5 placas en serie, de manera que la tensión de trabajo en el punto de máxima potencia se calculará mediante el producto de la tensión pico por el número de placas en serie.

$$39.79\ Vpico \cdot 5\ placas\ en\ serie = 198.95\ V$$

Puesto que el valor que se ha obtenido es menor que la tensión máxima del circuito abierto fotovoltaico que admite el equipo, y sabiendo que se ha escogido previamente la placa con mayor potencia del catálogo, podemos trabajar con el regulador que se ha escogido.

Ya que en los apartados anteriores se han obtenido el número de placas totales que se van a utilizar y tenemos la potencia de cada una de las placas, se procederá a realizar el cálculo de la potencia total instalada.

$$Potencia\ instalada = 96\ placas \cdot 370\ W = 35520\ W\ pico$$

Una vez realizados los cálculos de la potencia instalada, se pasa a los cálculos necesarios para los reguladores y la configuración de las líneas de placas.

$$Nº\ líneas\ por\ regulador = \frac{100\ A}{9.3\ A} = 10.7527\ líneas$$

$$Nº\ reguladores = \frac{48\ líneas}{10\ líneas\ por\ reguador} = 4.8\ reguladores \sim 5\ reguladores$$

Para que la distribución de las líneas de placas sea lo más equitativa posible, la instalación contará con 5 reguladores repartidos de manera que: 3 reguladores estén completos con 10 líneas de placas en serie y los otros 2 reguladores restantes contarán con 9 líneas cada uno.

7.8. CÁLCULO DE SOPORTES

Los soportes, aunque no lo parezca, es uno de los elementos más importantes de la instalación puesto que, si uno de los soportes se estropeara, la radiación solar no incidiría en las placas fotovoltaicas con el ángulo necesario para obtener la mayor producción energética.

Actualmente existen diferentes tipos de soportes en el mercado. Puesto que la ubicación escogida cuenta con una gran superficie, y una gran cantidad de radiación solar, lo ideal sería colocar soportes de placas de seguimiento solar. Este tipo de estructuras suele disponer de motores de rotación sobre los ejes de manera que los paneles se encuentren orientados hacia el sol realizando un seguimiento del itinerario cenital a lo largo de todo el día.

Este tipo de sistemas optimizan la exposición solar, lo que permite que se aumente el rendimiento de las placas fotovoltaicas hasta un 30% o un 45% en los meses de verano. Se trata de equipos que cuentan con un fácil mantenimiento y una vida útil muy grande. La mayor desventaja, es el elevado coste de este tipo de sistemas.

Para que los soportes no supongan una gran inversión, hemos optado por el uso de estructuras de aluminio regulables para poder trabajar con doble inclinación. Para ello, hemos escogido 2 tipos de soportes:

- Soporte STR07H-1642-994 para superficies planas con inclinación regulable, válida para 7 paneles colocados en horizontal.
- Soporte STR02H-1642-994 para superficies planas con una inclinación regulable, válida para 2 paneles colocados en horizontal.

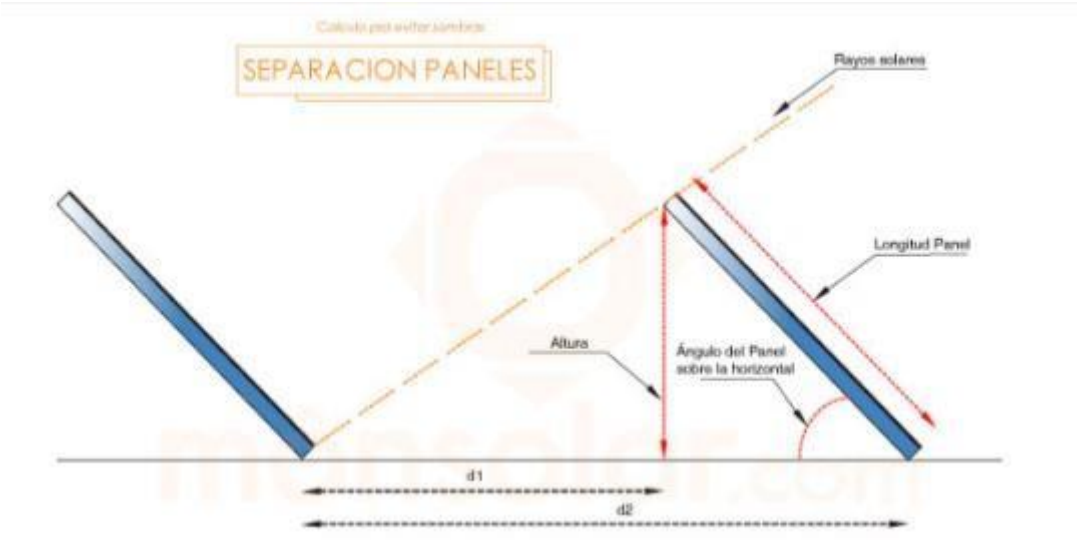


Ilustración 30: Separación entre filas de placas

Para comenzar con los cálculos de los soportes, o lo que es lo mismo, la separación que debemos dejar entre filas de placas solares, nos basaremos en la ilustración anterior puesto que, esa es la distribución que se realizará.

- Longitud del panel: Como las placas las vamos a instalar en vertical, la longitud del panel será de 992 metros.
- Ángulo del panel sobre la horizontal: La superficie sobre la que se colocarán las estructuras, no tienen ninguna inclinación, con lo que, solamente se tendrá en cuenta las inclinaciones a las que trabajarán las placas, que en este caso son 30° y 60°.

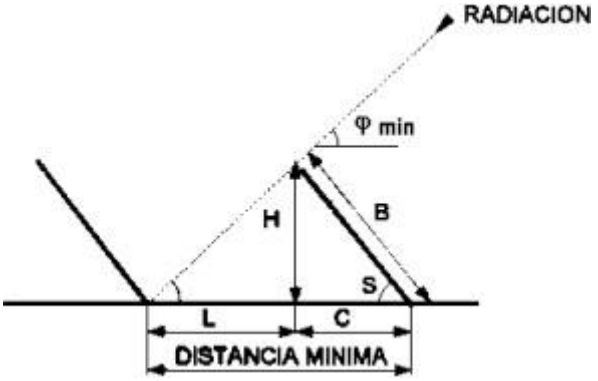


Ilustración 31: Medidas para el cálculo de la separación

Primero se realizarán los cálculos para la inclinación de 30° y después para la inclinación de 60°. De esta manera, se podrá realizar la comparación de ambas inclinaciones y se escogerá la mayor separación de las dos para evitar que las filas de placas se hagan sombra entre sí.

$$C = \sin 30° \cdot B = \sin 30° \cdot 992 = 496\ mm$$

$$H = \sqrt{B^2 - C^2} = \sqrt{992^2 - 496^2} = 859.097\ mm = 0.8591\ m$$

Una vez se han hallado los valores de C y H, el siguiente paso es averiguar el valor de la constante K. Con esta constante y el valor que se ha obtenido de H, se podrá terminar de calcular la distancia mínima que debe existir entre las filas de los paneles solares. El resultado de esta constante depende del valor de la latitud de la ubicación en la que se encuentra la instalación. Por lo tanto, la fórmula a emplear es la siguiente:

$$K = \frac{1}{\tan(61° - latitud)} = \frac{1}{\tan(61° - 39.45°)} = 2.532$$

$$D = K \cdot H = 0.8591 \cdot 2.532 = 2.175m$$

Como ya se han obtenido los resultados para la inclinación de 30°, únicamente queda realizar los cálculos para la inclinación de 60° y así se podrá realizar la comparación.

$$C = \sin 60° \cdot B = \sin 60° \cdot 992 = 859.097\ mm$$

$$H = \sqrt{B^2 - C^2} = \sqrt{992^2 - 859.097^2} = 496\ mm = 0.496\ m$$

$$K = \frac{1}{\tan(61° - latitud)} = \frac{1}{\tan(61° - 39.45°)} = 2.532$$

$$D = K \cdot H = 0.496 \cdot 2.532 = 1.256\ m$$

Según los resultados obtenidos anteriormente, se necesitará una separación mayor para la inclinación de 30° que para la inclinación de 60°. Por lo tanto entre filas de placas debe existir una separación mínima de 2.175 m. Para asegurar que no existirá ningún tipo de sombra, a la distancia mínima se le añadirá un 15%, siendo la distancia resultante de aproximadamente 2.5 m.

Ilustración 32: Soportes de placas fotovoltaicas

Puesto que cada fila de placas está formada por 16 paneles solare, solamente para la distribución de las placas va a ser necesaria una superficie de:

$$16\ placas\ horizontales \cdot 1956\ mm = 31296\ mm = 31.296\ m$$

$$6\ filas\ de\ placas \cdot 2.5\ m\ separación = 15\ m$$

$$Superficie\ total = 31.296\ m \cdot 15\ m = 469.44\ m^2$$

Ya que se dispone de una superficie de más de 800 metros cuadrados, no habrá ningún problema en cubrir 469.44 metros cuadrados con las placas, y todavía queda espacio suficiente para instalar un cuarto para los reguladores, el inversor, el grupo electrógeno, las protecciones y demás aparamenta necesaria para la instalación.

7.9. CAJAS DE CONEXIONES

Las cajas de conexiones se utilizan para realizar conexiones entre placas fotovoltaicas conectadas en paralelo y los reguladores de una manera sencilla y eficaz, consiguiendo una disminución de cableado ya que, al regulador únicamente llegarán dos cables de las placas.

La caja de conexión que se ha escogido es una MaxConnect 12 Plus de la marca SolarMax. Este modelo, permite la entrada de 12 ramales y dispone de una corriente de 10 A, lo que supone un punto a favor ya que las placas tienen una corriente de salida de 9.30 A. Aunque no se utilizarán todos los ramales, es de los pocos modelos que soportará la corriente de los paneles.

Ilustración 33: Caja de conexiones MaxConnect Plus

La caja MaxConnect plus cuenta con un sistema de supervisión de ramales para poder prevenir los defectos y los oscurecimientos. Este dispositivo se ha diseñado para que sean de gran calidad y garantizar una gran durabilidad y una mayor disponibilidad.

Esta caja está completamente protegida por fusibles y descargadores de sobretensión que se encargan de proteger de estados de funcionamientos que no sean los normales. Además, cuenta con un seccionador para poder desconectar la instalación fotovoltaica en cualquier momento de una manera muy rápida y segura.

Entre sus características, dispone de:

- Una carcasa de aluminio a prueba de la corrosión.
- Montaje rápido y sencillo.
- Listo para conectar, no requiere ningún montaje.
- Permite la conexión de hasta 12 ramales.
- Supervisión individual de los ramales.

- Pantalla LCD integrada para la supervisión.
- Protección contra sobretensiones.
- Seccionador para desconexión de la instalación.

Se adjuntan las características técnicas de la caja de conexiones:

		MaxConnect 12 plus	MaxConnect 16 plus
Valores de entrada	Tensión CC máxima	900 V	
	Corriente por string CC máxima	10 A	
	Categoría de sobretensión	II (III hasta 849 VCC)	
	Bornes de conexión	16 mm²	
	Terminal de puesta a tierra	50 mm²	
Valores de salida	Corriente colectiva CC máxima	120 A	160 A
	Bornes de conexión	95 mm²	150 mm²
	Condiciones ambientales	Tipo 2	
Condiciones ambientales	Tipo de protección conforme a EN 60529	IP65	
	Margen de temperatura ambiente	-20 °C … +50	
Equipamiento	Seccionador bajo carga	omnipolar; conmutable a plena carga	
	Supervisión de la corriente por string	Comparación de corrientes por string; Tolerancia ajustable; enmascaramiento individual de ramales	
	Pantalla	A, Ah por ramal; A, Ah total; avisos de avería; Configuración de todos los parámetros importantes	
	Clase de protección conforme a EN 61140	I	
	Carcasa	Aluminio	
	Color	RAL 1028/ RAL 7035	
Normas y directrices	Conformidad CE	Sí	
	CEM	EN 61000-6-3; EN 61000-6-2	
	Seguridad del dispositivo	Tipo homologado* por el organismo TÜV según EN 50178	
Interfaces	Comunicación de datos	RS-485	
	Contacto de aviso de fallo	Contacto de relé sin tensión	
Peso y dimensiones	Peso	14 kg	17 kg
	Dimensiones en mm (anchura x altura x profundidad)	600 x 520 x 150	720 x 520 x 170

Ilustración 34: Caracerísticas Técnicas de las cajas de conexiones

En total, para la parte de los paneles se utilizarán cinco cajas de conexiones, una para cada regulador. Podríamos elegir una sexta caja de conexiones para las baterías, pero sale mucho más económico añadir el cableado necesario antes que otra caja de conexiones.

7.10. CASETA DE OBRA

Debido a la cantidad de material que se va a utilizar a lo largo del proyecto, se ha decidido realizar la construcción de una caseta de obra para poder proteger el grupo electrógeno, los inversores y las baterías de los fenómenos meteorológicos. Además de esta forma, se conseguirá alargar la vida útil de los elementos y además podrá potenciar el uso de los mismos.

Si se lleva a cabo la construcción de dicha caseta de obra, los elementos más valiosos de la instalación, las baterías, quedarían totalmente protegidas y como se ha mencionado anteriormente, se conseguiría una potenciación de la producción y una mayor vida útil.

Para ello, se ha escogido una caseta de obra de unas dimensiones lo más ajustadas posibles, de manera que no sea muy pequeña, pero que tampoco sea demasiado grande. Las dimensiones escogidas son de 2.4 metros de alto, 6 metros de largo y 3 metros de ancho, lo que supone una superficie de 18 metros cuadrados.

La caseta de obra dispone de una estructura galvanizada, con cerramientos en fachada y cubierta mediante paneles tipo sándwich, climatización, en caso de ser necesaria e instalación eléctrica. Además, puesto que la caseta de obra debe soportar el peso de la gran cantidad de baterías que se van a utilizar, se ha pensado reforzar el suelo de la caseta de obra con hormigón.

A continuación, se adjunta un pequeño plano de la caseta de obra que se pretende instalar con los inversores, las baterías y el grupo electrógeno. De esta manera se obtendrá una visión general de cómo quedará en la azotea junto a la instalación de los paneles fotovoltaicos.

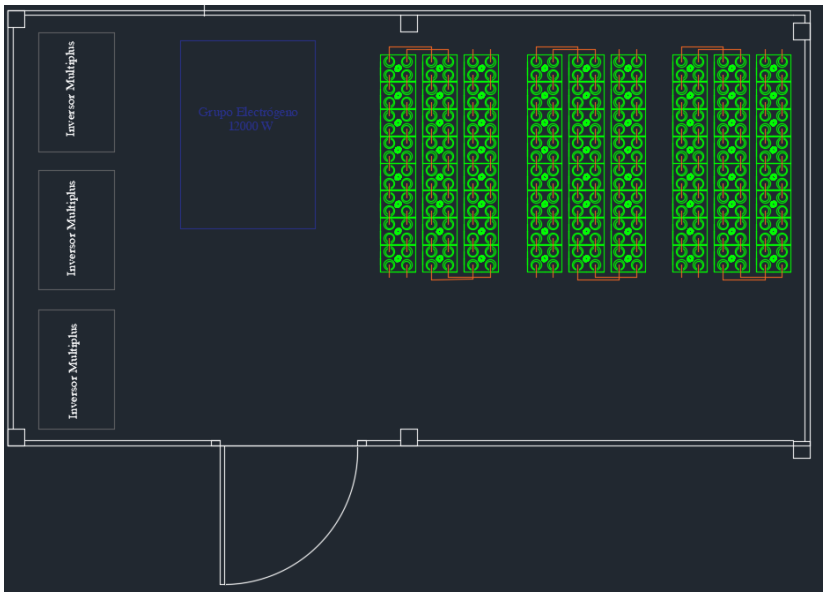


Ilustración 35: Plano de la caseta de obra y los elementos

7.11. CABLEADO

A lo largo de este apartado se detallarán los criterios y los cálculos para definir las secciones de los cables que formarán la instalación. Para ello, se seguirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión del año 2002.

En el presente proyecto únicamente se realizarán los cálculos correspondientes a la instalación fotovoltaica, de manera que los cálculos del cableado acabarán en los inversores.

7.11.1. Criterios de diseño

Para comenzar con los cálculos de la sección del cableado se deben tener en cuenta dos posibles criterios, el más desfavorable será el escogido:

- Máxima intensidad admisible: La elección se realizará en función de la máxima intensidad que puede soportar una sección determinada y de la intensidad que puede circular por la misma.
- Caída de tensión máxima admisible: En este caso, queda establecida la caída de tensión máxima para un tramo de cable y la sección a elegir tendrá que, como máximo, provocar la caída de tensión anteriormente mencionada.

7.11.2. Cálculo de la sección por Intensidad Máxima Admisible

Según lo que se establece en el apartado 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima del generador de la instalación.

Por lo expuesto anteriormente, la sección mínima será determinada mediante lo descrito en la Norma UNE HD 60364-5-52/2014 que anula la Norma UNE 20460-5-523/2004. A partir de la tabla B-52.1 y la tabla C-52.1 bis hallaremos la sección en función de la intensidad y el tipo de canalización.

7.11.3. Cálculo de la sección por Máxima Caída de Tensión Admisible

A lo largo de este apartado, se hallará la sección necesaria en función de la máxima caída de tensión que se fija para un determinado conductor.

En el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002, y según lo descrito en la ITC-BT-40, se establece que la máxima caída de tensión que debe existir entre el generador y el punto de conexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación anterior, no debe superar el 1.5%. Es decir, la máxima caída de tensión en la totalidad de la línea y entre los diferentes tramos, debe ser de un total de 1.5%.

Para facilitar el cálculo de cada uno de los tramos, se dividirá el 1.5% de la caída de tensión entre los diferentes tramos de la instalación:

- Entre módulos solares y las cajas de conexión: 0.30%
- Entre las cajas de conexión y los reguladores: 0.50%
- Entre los reguladores y las baterías: 0.15%
- Entre las baterías y los inversores: 0.20%
- Entre el grupo electrógeno y los inversores:0.15%
- Entre el inversor y el cuadro general: 0.15%

Por lo supuesto anteriormente, entre los módulos fotovoltaicos y el cuadro general se obtiene un 1.45% de caída de tensión.

Cuando se terminen de calcular las secciones, las caídas de tensión se revisarán y en caso de que sean superiores al 1.5%, se volverán a ajustar, intentando reducir las secciones más grandes. Para el cálculo de dichas secciones, se utilizará la siguiente fórmula:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma}$$

Siendo:

- P la potencia en W
- L la longitud en m
- U la tensión del sistema fotovoltaico en V
- e la caída de tensión máxima en V
- σ es la conductividad del conductor en $\Omega^{-1} \cdot m^{-1}$. Para el cobre a 20° es 56.
- I es la intensidad en A
- ΔU es la caída de tensión máxima en tanto por ciento

Por otra parte, los tubos protectores que se utilizarán, serán dimensionados siguiendo la Tabla 2 de la ITC-BT-21 para los tubos en superficie, que se utilizarán en los tramos que corresponden a los paneles y las cajas de conexiones, y la Tabla 5 de la misma ITC-BT-21 en el caso de los tubos empotrados.

7.11.4. Cálculo del cableado entre los paneles solares y las cajas de conexión

Grupo de Paneles 1 y Caja de conexión 1

<u>Datos de partida</u>

- Realizaremos la instalación de 10 cables iguales al que se calculará posteriormente.
- El tramo del conductor será de un total de 15 metros.
- El cable contará con un aislamiento XLPE y la instalación se realizará en un tubo en superficie.

- La tensión de instalación del sistema es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 9.30A \cdot 1.25 = 11.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 11.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo en superficie le corresponde una sección de $1.5\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los paneles fotovoltaicos y las cajas de conexión es de 0.30%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 0.0030 \cdot 56} = 17.299\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 16 mm^2 y la de 25 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 25 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 115 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 25 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x25) mm^2Cu bajo tubo en superficie de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 25 \cdot 56} = 0.2076\% = 0.1008\ V$$

Grupo de Paneles 2 y Caja de conexión 2

Datos de partida

- Realizaremos la instalación de 10 cables iguales al que se calculará posteriormente.
- El tramo del conductor será de un total de 15 metros.
- El cable contará con un aislamiento XLPE y la instalación se realizará en un tubo en superficie.
- La tensión de instalación del sistema es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 9.30A \cdot 1.25 = 11.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 11.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo en superficie le corresponde una sección de 1.5 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los paneles fotovoltaicos y las cajas de conexión es de 0.30%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 0.0030 \cdot 56} = 17.299\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 16 mm^2 y la de 25 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 25 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 115 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 25 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x25) mm^2Cu bajo tubo en superficie de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 25 \cdot 56} = 0.2076\% = 0.1008\ V$$

Grupo de Paneles 3 y Caja de conexión 3

<u>Datos de partida</u>

- Realizaremos la instalación de 10 cables iguales al que se calculará posteriormente.
- El tramo del conductor será de un total de 15 metros.
- El cable contará con un aislamiento XLPE y la instalación se realizará en un tubo en superficie.
- La tensión de instalación del sistema es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 9.30A \cdot 1.25 = 11.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 11.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo en superficie le corresponde una sección de $1.5\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los paneles fotovoltaicos y las cajas de conexión es de 0.30%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 0.0030 \cdot 56} = 17.299\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 16 mm^2 y la de 25 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 25 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 115 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 25 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x25) mm^2Cu bajo tubo en superficie de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 25 \cdot 56} = 0.2076\% = 0.1008\ V$$

Grupo de Paneles 4 y Caja de conexión 4

<u>Datos de partida</u>

- Realizaremos la instalación de 9 cables iguales al que se calculará posteriormente.
- El tramo del conductor será de un total de 15 metros.
- El cable contará con un aislamiento XLPE y la instalación se realizará en un tubo en superficie.
- La tensión de instalación del sistema es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 9.30A \cdot 1.25 = 11.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 11.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo en superficie le corresponde una sección de $1.5\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los paneles fotovoltaicos y las cajas de conexión es de 0.30%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 0.0030 \cdot 56} = 17.299\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 16 mm^2 y la de 25 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 25 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 115 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 25 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x25) mm^2Cu bajo tubo en superficie de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 25 \cdot 56} = 0.2076\% = 0.1008\ V$$

Grupo de Paneles 5 y Caja de conexión 5

<u>Datos de partida</u>

- Realizaremos la instalación de 9 cables iguales al que se calculará posteriormente.
- El tramo del conductor será de un total de 15 metros.
- El cable contará con un aislamiento XLPE y la instalación se realizará en un tubo en superficie.
- La tensión de instalación del sistema es de 48 V.

- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 9.30A \cdot 1.25 = 11.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 11.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo en superficie le corresponde una sección de $1.5\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los paneles fotovoltaicos y las cajas de conexión es de 0.30%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 0.0030 \cdot 56} = 17.299\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 16 mm^2 y la de 25 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 25 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 115 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 25 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x25) mm^2Cu bajo tubo en superficie de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{9.30 \cdot 15}{48 \cdot 25 \cdot 56} = 0.2076\% = 0.1008\ V$$

7.11.5. Cálculo del cableado entre las cajas de conexión y los reguladores

Caja de conexión 1 y Regulador 1

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 14 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 93 A puesto que se conectan 10 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 93\ A \cdot 1.25 = 116.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 116.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las cajas de conexión y los reguladores es de 0.50%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{93 \cdot 14}{48 \cdot 0.0050 \cdot 56} = 96.875\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 95 mm^2 y la de 120 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 120 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 314 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 120 mm^2 se necesitará un tubo de 50 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x120) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 50 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{93 \cdot 14}{48 \cdot 120 \cdot 56} = 0.4036\% = 0.1937\ V$$

Caja de conexión 2 y Regulador 2

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 14 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 93 A puesto que se conectan 10 strings.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 93\ A \cdot 1.25 = 116.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 116.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las cajas de conexión y los reguladores es de 0.50%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{93 \cdot 14}{48 \cdot 0.0050 \cdot 56} = 96.875\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 95 mm^2 y la de 120 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 120 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 314 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 120 mm^2 se necesitará un tubo de 50 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x120) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 50 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{93 \cdot 14}{48 \cdot 120 \cdot 56} = 0.4036\% = 0.1937\ V$$

Caja de conexión 3 y Regulador 3

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 14 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se

multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 93 A puesto que se conectan 10 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 93\ A \cdot 1.25 = 116.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 116.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las cajas de conexión y los reguladores es de 0.50%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{93 \cdot 14}{48 \cdot 0.0050 \cdot 56} = 96.875\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 95 mm^2 y la de 120 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 120 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 314 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 120 mm^2 se necesitará un tubo de 50 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x120) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 50 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{93 \cdot 14}{48 \cdot 120 \cdot 56} = 0.4036\% = 0.1937\ V$$

Caja de conexión 4 y Regulador 4

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 14 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 83.7 A puesto que se conectan 9 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 83.7\ A \cdot 1.25 = 104.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 104.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de $25\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las cajas de conexión y los reguladores es de 0.50%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{83.7 \cdot 14}{48 \cdot 0.0050 \cdot 56} = 87.188\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 70 mm^2 y la de 95 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 95 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 271 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 95 mm^2 se necesitará un tubo de 50 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x95) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 50 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{83.7 \cdot 14}{48 \cdot 95 \cdot 56} = 0.4589\% = 0.22\ V$$

Caja de conexión 5 y Regulador 5

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 14 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 83.7 A puesto que se conectan 9 strings.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 83.7\ A \cdot 1.25 = 104.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 104.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 25 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las cajas de conexión y los reguladores es de 0.50%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{83.7 \cdot 14}{48 \cdot 0.0050 \cdot 56} = 87.188\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 70 mm^2 y la de 95 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 95 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 271 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 95 mm^2 se necesitará un tubo de 50 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x95) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 50 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{83.7 \cdot 14}{48 \cdot 95 \cdot 56} = 0.4589\% = 0.22\ V$$

7.11.6. Cálculo del cableado entre los reguladores y las baterías

Regulador 1 y Baterías

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 30 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se

multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 93 A puesto que se conectan 10 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 93\ A \cdot 1.25 = 116.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 116.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los reguladores y las baterías es de 0.15%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{93 \cdot 30}{48 \cdot 0.015 \cdot 56} = 69.196\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 50 mm^2 y la de 70 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 70 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 223 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 70 mm^2 se necesitará un tubo de 40 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x70) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 40 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{93 \cdot 30}{48 \cdot 70 \cdot 56} = 1.4827\% = 0.712\ V$$

Regulador 2 y Baterías

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 25 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 93 A puesto que se conectan 10 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 93\ A \cdot 1.25 = 116.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 116.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de $35\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los reguladores y las baterías es de 0.15%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{93 \cdot 25}{48 \cdot 0.015 \cdot 56} = 57.664\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 50 mm^2 y la de 70 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 70 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 223 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 70 mm^2 se necesitará un tubo de 40 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x70) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 40 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{93 \cdot 25}{48 \cdot 70 \cdot 56} = 1.2357\% = 0.5931\ V$$

Regulador 3 y Baterías

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 20 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 93 A puesto que se conectan 10 strings.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 93\ A \cdot 1.25 = 116.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 116.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los reguladores y las baterías es de 0.15%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{93 \cdot 20}{48 \cdot 0.015 \cdot 56} = 46.131\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 35 mm^2 y la de 50 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 50 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 174 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 50 mm^2 se necesitará un tubo de 40 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x70) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 40 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{93 \cdot 20}{48 \cdot 50 \cdot 56} = 2.0759\% = 0.996\ V$$

Regulador 4 y Baterías

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 15 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 83.7 A puesto que se conectan 9 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 83.7\ A \cdot 1.25 = 104.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 104.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 25 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los reguladores y las baterías es de 0.15%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{83.7 \cdot 15}{48 \cdot 0.015 \cdot 56} = 31.138\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 25 mm^2 y la de 35 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 35 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 143 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 35 mm^2 se necesitará un tubo de 40 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x35) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{83.7 \cdot 15}{48 \cdot 35 \cdot 56} = 1.3345\% = 0.641\ V$$

Regulador 5 y Baterías

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 10 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la misma que circulará en el momento de máxima potencia de las placas, que en este caso es de 9.30 A y que se multiplicará por el número de conexiones que entran en la caja. En este caso será de 83.7 A puesto que se conectan 9 strings.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 83.7\ A \cdot 1.25 = 104.625\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 104.625 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de $25\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre los reguladores y las baterías es de 0.15%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{83.7 \cdot 10}{48 \cdot 0.015 \cdot 56} = 20.7589\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 16 mm^2 y la de 25 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 25 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 115 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 25 mm^2 se necesitará un tubo de 40 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x25) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{83.7 \cdot 10}{48 \cdot 25 \cdot 56} = 1.2455\% = 0.5979\ V$$

7.11.7. Cálculo del cableado entre las baterías y los inversores

Baterías e Inversor 1

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 7 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la intensidad nominal del inversor. Puesto que el inversor es de 5000 W y la tensión nominal de la instalación es de 48 V, se obtiene una intensidad nominal de 104.167 A.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 104.167\ A \cdot 1.25 = 130.209\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 130.209 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las baterías y el inversor es de 0.20%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{104.167 \cdot 7}{48 \cdot 0.020 \cdot 56} = 13.5634\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 10 mm^2 y la de 16 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 35 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 143 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 35 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x35) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{104.167 \cdot 7}{48 \cdot 35 \cdot 56} = 0.7751\% = 0.372\ V$$

Baterías e Inversor 2

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 7 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la intensidad nominal del inversor. Puesto que el inversor es de 5000 W y la tensión nominal de la instalación es de 48 V, se obtiene una intensidad nominal de 104.167 A.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 104.167\ A \cdot 1.25 = 130.209\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 130.209 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 35 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las baterías y el inversor es de 0.20%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{104.167 \cdot 7}{48 \cdot 0.020 \cdot 56} = 13.5634\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 10 mm^2 y la de 16 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 35 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 143 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 35 mm^2 se necesitará un tubo de 32 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x35) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 32 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{104.167 \cdot 7}{48 \cdot 35 \cdot 56} = 0.7751\% = 0.372\ V$$

Baterías e Inversor 3

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 7 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso también es de 48 V.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la intensidad nominal del inversor. Puesto que el inversor es de 1200 W y la tensión nominal de la instalación es de 48 V, se obtiene una intensidad nominal de 25 A.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 25\ A \cdot 1.25 = 31.25\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 31.25 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de $4\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las baterías y el inversor es de 0.20%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{25 \cdot 7}{48 \cdot 0.020 \cdot 56} = 3.255\ mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 2.5 mm^2 y la de 4 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 4 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 38 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 2, se obtiene que para un cable con una sección de 4 mm^2 se necesitará un tubo de 16 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(2x4) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 16 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{25 \cdot 7}{48 \cdot 4 \cdot 56} = 1.6276\% = 0.7813\ V$$

7.11.8. Cálculo del cableado entre el grupo electrógeno y el inversor

Datos de partida

- El tramo del conductor será de un total de 6 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso, es de 230 V alterna en monofásica.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la que corresponde a la nominal del grupo electrógeno, que en este caso es de entre 15 y 12.5 kVA, que con una tensión de 230 V, se obtiene una corriente máxima de 65.2174 A.

Secciones

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.\ Max.\ Adm = 65.2174\ A \cdot 1.25 = 81.5217\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 81.5217 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de 16 mm^2.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las baterías y el inversor es de 0.20%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{65.2174 \cdot 6}{230 \cdot 0.0145 \cdot 56} = 2.095 mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 2.5 mm^2 y la de 4 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 4 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 38 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 7, se obtiene que para un cable con una sección de 4 mm^2 se necesitará un tubo de 20 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(3x4) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 20 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{65.2174 \cdot 6}{230 \cdot 4 \cdot 56} = 0.7595\% = 1.7469\ V$$

7.11.9. Cálculo del cableado entre el inversor y el cuadro general de alimentación

<u>Datos de partida</u>

- El tramo del conductor será de un total de 20 metros.
- El cable al igual que los anteriores, contará con un aislamiento XLPE pero en este caso, la instalación se realizará en un tubo empotrado en la obra.
- El conductor será unipolar.
- La tensión, en este caso, es de 230 V alterna en monofásica.
- La intensidad máxima que circulará por la instalación será la intensidad nominal del inversor. Puesto que el inversor es de 5000 W y la tensión nominal de la instalación es de 230 V, se obtiene una intensidad nominal de 21.7391 A.

<u>Secciones</u>

- **Cálculo por Intensidad Máxima Admisible**

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la intensidad debe sobredimensionarse un 125% por lo tanto, la Intensidad Máxima Admisible será de:

$$Int.Max.Adm = 21.7391\ A \cdot 1.25 = 27.1739\ A$$

Según las tablas B-52.1 y C-52.1 bis, para una intensidad de 27.1739 A, un aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados en tubo empotrado le corresponde una sección de $2.5\ mm^2$.

- **Cálculo por Máxima Caída de Tensión**

Como se ha mencionado anteriormente, la máxima caída de tensión admisible que debe haber entre las baterías y el inversor es de 0.15%.

Si comenzamos a realizar los cálculos de la sección, se obtienen los siguientes resultados:

$$S = \frac{I \cdot L}{U \cdot \Delta U \cdot \sigma} = \frac{21.7391 \cdot 20}{230 \cdot 0.015 \cdot 56} = 2.2504 mm^2$$

La sección obtenida no corresponde a ninguna sección comercial. Esta sección se encuentra situada entre la sección de 2.5 mm^2 y la de 4 mm^2. Por lo tanto, escogeremos la inmediatamente superior para que no aparezcan problemas con la caída de tensión.

Al tratarse del caso más desfavorable, se ha escogido la sección de 4 mm^2 que es capaz de soportar tensiones de 38 A.

Por otra parte, según la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la Tabla 7, se obtiene que para un cable con una sección de 4 mm^2 se necesitará un tubo de 20 mm de diámetro.

Como conclusión la designación comercial del cableado para este grupo de paneles será:

(3x4) mm^2Cu bajo tubo empotrado de 20 mm de diámetro.

- **Cálculo de la caída de tensión**

Para poder realizar una corrección de las caídas de tensión, a continuación se realizará el cálculo.

$$e = 100 \cdot \frac{I \cdot L}{U \cdot S \cdot \sigma} = 100 \cdot \frac{21.7391 \cdot 20}{230 \cdot 4 \cdot 56} = 0.8439\% = 0.4051\ V$$

7.12. PUESTA A TIERRA

En la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, se establece que las instalaciones generadoras deberán estar provistas de un sistema de puesta a tierra que garantice, en todo momento, que las tensiones que se presenten en las masas metálicas no superen los valores que se establecen en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Este tipo de puestas a tierra deben tener las condiciones técnicas necesarias para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública o a las instalaciones privadas.

Según el apartado 8.2.1 de la ITC-BT-40, por la que se rigen las instalaciones generadoras aisladas conectadas a instalaciones receptoras que únicamente son alimentadas por dichos grupos, se expone que la puesta a tierra de las instalaciones conectadas al generador será independiente de cualquier otra puesta a tierra. Una red de tierra se considera independiente cuando el paso de la intensidad máxima de defecto no provoca en otras puestas a tierra una diferencia de tensión superior a 50 V respecto a la tierra de referencia.

En este tipo de instalaciones aisladas la puesta a tierra del neutro se realizará conforme al esquema TT que se expone en la ITC-BT-08. Este tipo de esquemas disponen de un punto de alimentación, como norma general es el neutro, que se encuentra conectado directamente a tierra y en el cual las masas de la parte receptora se encuentran conectadas a una puesta a tierra que se encuentra separada de la toma de tierra de la alimentación. A continuación, se adjunta un esquema de la puesta a tierra:

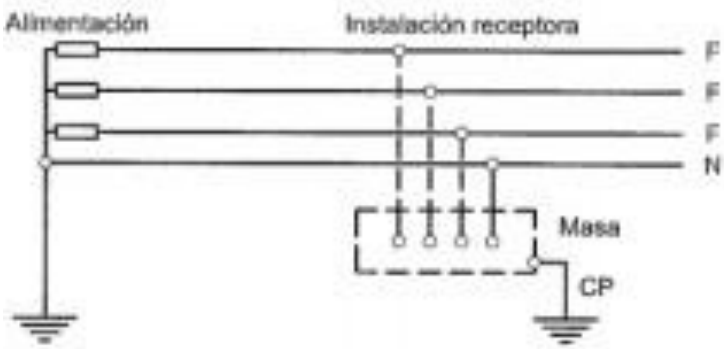


Ilustración 36: Esquema de distribución tipo TT

En la ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión se establece que la tensión de defecto debe ser inferior a la tensión límite de contacto, lo que viene expresado de la siguiente forma:

$$R_A \cdot I_A < U$$

Siendo R_A el sumatorio de las resistencias de la puesta de tierra y los conductores de protección de las masas del circuito, la I_A la corriente que asegura el funcionamiento de la protección y U será la tensión de contacto límite.

En el caso de la instalación planteada en este proyecto, puesto que se añadirá un interruptor diferencial como protección de 30 mA, que es el utilizado en las viviendas, y al disponer de un valor de 24 V para la tensión de contacto límite, por tratarse de un local conductor. Por lo tanto, y según la fórmula anterior, se obtendrá una resistencia de tierra máxima de:

$$R_A = \frac{24\ V}{30\ mA} = \frac{24}{0.030} = 800\ \Omega$$

Las instalaciones de puesta a tierra se encuentran reguladas, como se ha nombrado anteriormente, según la ITC-BT-18 y la ITC MIE RAT 13. Este tipo de instalaciones están formadas por:

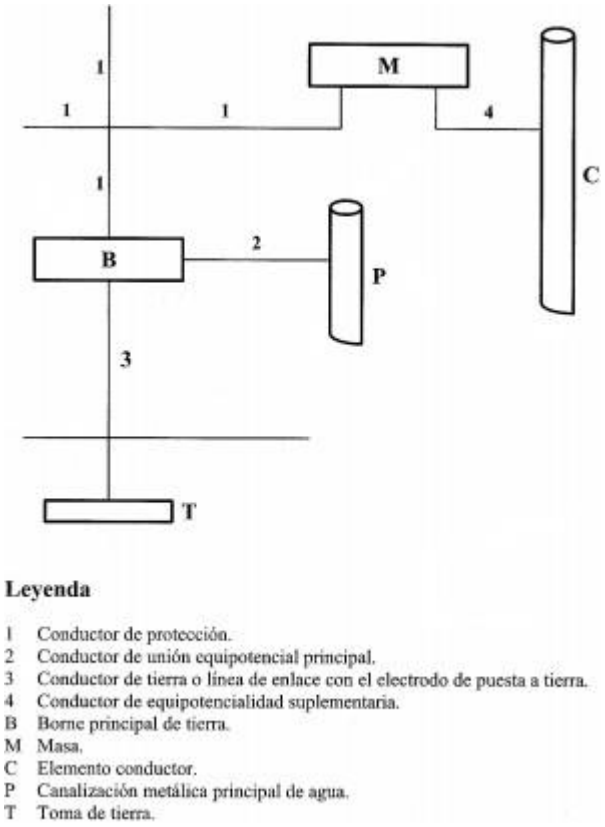


Ilustración 37: Esquema de los elementos de una puesta a tierra

- El **terreno** que es el que se encargará de absorber las descargas eléctricas.
- La **toma de tierra** que es el elemento que se encargará de unir el terreno con el circuito. La toma de tierra está formada en sí misma por unos electrodos que se colocarán en el terreno y que estarán unidos gracias a una línea de enlace con tierra.

- El **conductor de tierra** se encargará de unir los puntos de toma de tierra con todas las derivaciones que sean necesarias para que todas las masas del circuito queden conectadas a tierra.
- Los **bornes de tierra** son la unión entre la línea principal de la puesta a tierra y todos los conductores de protección que se instalen.
- Los **conductores de protección** son la unión entre las derivaciones de las masas y la línea principal de la puesta a tierra. Estos conductores tienen como finalidad la protección frente a posibles contactos indirectos.

La sección de los conductores que se utilicen, según el apartado 3.2 de la ITC-BT-18, deben satisfacer las prescripciones del apartado 3.4 de la misma ITC, y en caso de estar enterrados, deben estar de acuerdo a los valores de la Tabla 1 de la ITC que se adjunta a continuación:

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm² Cobre 16 mm² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm² Cobre 50 mm² Hierro	
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Ilustración 38: Tabla 1 de ITC-BT-18_Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra.

En el caso de esta instalación, la puesta a tierra se realizará por medio de un conductor de 50 mm² de desnudo que se encontrará enterrado a una profundidad de 2 metros en la periferia del edificio donde se encuentra ubicada la academia. Por otra parte, la longitud total del conductor será de unos 60 metros de largo.

Para poder calcular el valor de la puesta a tierra de una manera correcta, falta saber cuál es aproximadamente la resistividad del terreno. Para ello, en la Tabla 3 de la ITC-BT-18, en el apartado 9, se muestra, a modo de orientación, los valores de las resistividades para un determinado número de terrenos. Para poder trabajar, aunque sea, con una aproximación, el suelo tiene una naturaleza de arcilla compacta, lo que supone una resistividad de entre 100 y 200 Ohm.m. Por lo tanto, como dato, escogeremos un término medio, 150 Ohm.m.

Con todos estos datos como base, el siguiente paso es el cálculo de la resistencia de tierra. Para ello, según la Tabla 5 del apartado 9 de la ITC-18, se exponen las fórmulas que deberán ser utilizadas para el cálculo de la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y de las características del electrodo.

Para un conductor enterrado de manera horizontal, la fórmula a emplear será la siguiente:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 150}{60} = 5\ \Omega$$

Según todo lo mencionado anteriormente y a modo de conclusión; el valor de la resistencia que se ha obtenido de tierra es mucho menor que la resistencia de tierra máxima admisible, por lo que, utilizando un interruptor diferencial de 30 mA, teniendo una tensión de 24 V para locales conductores, puesto que las placas solares se encuentran instaladas a la intemperie, el resultado obtenido es correcto.

No obstante, según la ITC-BT-26 y por exigencia del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, se recomienda que la resistencia de puesta a tierra sea menor a 37 Ω para edificios sin pararrayos. Según la Tabla A de la ITC-BT-26:

Terrenos orgánicos, arcillas y margas		Arenas arcillosas y graveras, rocas sedimentarias y metamórficas		Calizas agrietadas y rocas eruptivas		Grava y arena silícea		Nº de picas de longitud (2 metros)
sin pararrayos	con pararrayos	sin pararrayos	con pararrayos	sin pararrayos	con pararrayos	sin pararrayos	con pararrayos	
25	34	28	67	54	134	162	400	0
^	30	25	63	50	130	158	396	1
	26	^	59	46	126	154	392	2
	^		55	42	122	150	388	3
			51	38	118	146	384	4
			47	34	114	142	380	5
			43	30	110	138	376	6
			39	^	106	134	372	7
			35		105	130	368	8
			^		98	126	364	9
					94	122	360	10
					74	102	340	15
					^	82	320	20
						^	280	30
							240	40
							200	50
							^	

^ aumentar la longitud de los conductores enterrados del anillo.
∑ L = longitud en planta de la conducción enterrada, en m

Ilustración 39: Número de electrodos en función de las características del terreno y la longitud del anillo

Según lo que se observa en la tabla anterior, para un terreno de arcilla compacta y para una longitud en planta de conducción enterrada de 60 metros y teniendo en cuenta que no disponemos de pararrayos en el edificio, se necesitará instalar únicamente una pica.

7.13. PROTECCIONES

Uno de los puntos más importantes de cualquier instalación eléctrica, ya sea de alta, media o baja tensión, son las protecciones, tanto para la parte de continua como para la parte de alterna. Para ello, vamos a buscar los diferentes tipos de protecciones que deben ser implantadas en la instalación para evitar cualquier tipo de accidentes.

- Protección frente a contactos directos
- Protección frente a contactos indirectos
- Protección frente a sobretensiones
- Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades en la parte de Corriente Continua
- Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades en la parte de Corriente Alterna

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la ITC-BT-40, las instalaciones generadoras aisladas, que cuenten entre sus equipos con un generador independiente, deberán incorporar las protecciones necesarias contra contactos directos e indirectos y frente sobre intensidades. Dichas protecciones deben ser conforme a las siguientes Normas UNE:

- Interruptor automático con capacidad de seccionamiento: UNE-EN 60947-2
- Interruptores diferenciales: UNE-EN 60947-2
- Fusibles: UNE-EN 60269-3
- Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias: UNE-EN 61643-11
- Dispositivos de protección contra sobretensiones temporales de uso doméstico y análogo: UNE-EN 50550

7.13.1. Protección frente contactos directos

La protección frente a contactos directos se basa en tomas las medidas de seguridad necesarias para la protección de las personas frente a los choques eléctricos que se pueden originar mediante el contacto con las partes activas de la instalación.

Las principales medidas que deben tomarse frente a estos contactos se encuentran expuestas y definidas en la Norma UNE 20460-441. Estas medidas son:

- **Protección por aislamiento de las partes activas:**
    - Todas las partes activas de la instalación deben estar cubiertas de un material aislante que no pueda ser eliminado.
- **Protección por medio de barreras o envolventes:**

- Todas las partes activas deberán situarse en el interior de las envolventes o por detrás de las barreras que dispongan con un grado de protección IP XXB, que se rige según la Norma UNE 20324.

- **Protección por medio de obstáculos:**
  - Por medio de esta medida no se garantiza una protección completa. La aplicación de esta medida se limita a locales solamente accesibles a personal autorizado. Los obstáculos que se dispongan deben impedir un acercamiento físico no intencionado a cualquier parte activa de la instalación.
- **Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.**
  - Al igual que la protección por medio de obstáculos, este tipo no garantiza una protección completa. Este tipo de protecciones solamente se enfocan a impedir los contactos fortuitos con las partes activas.
- **Protección auxiliar:**
  - El inversor Multiplus que se implantará en la instalación dispone de un controlador del aislamiento en la parte de continua, de manera que en el caso de que la resistencia de aislamiento disminuya por debajo de los valores de seguridad, el inversor se desconectará y se enviará una alarma. Además, para la parte de corriente alterna, dispone de un dispositivo de corriente diferencial residual, el cual se asociará al interruptor general de alterna.

7.13.2. Protección frente contactos indirectos

La protección frente a contactos indirectos se realiza mediante la aplicación de las medidas que se explican a continuación:

- **Protección por corte automático de la alimentación:**
  - Los cortes automáticos de la alimentación tras la aparición de uno o vario fallos están destinados a impedir que una tensión de contacto de un valor lo suficientemente elevado, se mantenga el tiempo suficiente para resultar un riesgo para el sistema.
- **Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente:**
  - Esta protección está asegurada al utilizar equipos con doble aislamiento o reforzado, aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica y que se encarguen de aislar equipos eléctricos que solamente posean un aislamiento principal.

Por lo tanto, este apartado lo dividiremos en dos partes: una primera parte de corriente continua y la segunda parte para corriente alterna.

- **Parte de Corriente Continua:**

- Según el esquema TT utilizado para la conexión de la puesta a tierra, se cumple que:

$$R_A \cdot I_A < U$$

Debemos tener en cuenta que en la parte de corriente contiua de la instalación no disponemos de ningún dispositivo de corte para corrientes diferenciales residuales, por lo tanto, la mejor opción de limitar la intensidad de defecto será conseguir mantener la resistencia de aislamiento mayor o igual que 10 veces la tensión de generación de la instalación.

El inversor Multiplus que ha sido escogido, dispone de un controlador de aislamiento de lo que es la parte de corriente continua.

- **Parte de Corriente Alterna:**
  - En la parte de corriente alterna, el corte automático se realizará, como se ha mencionado anteriormente, mediante un interruptor diferencial de 30 mA que se encontrará asociado al interruptor general del inversor, de manera que se cumpla lo siguiente:

$$R_A \cdot I_A < U$$

$$R_A \leq \frac{24}{0.03} = 800\ \Omega$$

Por lo tanto, según lo descrito en el apartado anterior, en el que se describe la instalación de la puesta a tierra necesaria, se implantará dicha puesta a tierra en un terreno de arcilla compacta, que contará con una longitud en planta de conducción de 60 metros y se utilizará una única pica. Todo esto se realizará teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-26 y las exigencias del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

7.13.3. Protección frente a sobretensiones

Las principales causas de sobretensiones transitorias, tienen su origen en el factor atmosférico. Las casusas más frecuentes de las sobretensiones son:

- La caída de un rayo en las proximidades de la línea de distribución o en la misma.
- El funcionamiento de un sistema externo de protección frente a descargas atmosféricas situado en las proximidades del edificio o en el propio edificio.
- Incidencia directa de una descarga atmosférica en el propio edificio.

Según la Tabla 1 del apartado 4 de la ITC-BT-23, se distinguen 4 tipos de sobretensiones diferentes. Además en esta misma tabla queda indicada e nivel de tensión soportada en kV según la tensión nominal de la instalación.

Categoría I: Aplicable a equipos muy sensibles a las sobretensiones y que deben conectarse a la instalación eléctrica fija.

Categoría II: Aplicable a equipos que deben conectarse a una instalación eléctrica fija.

Categoría III: Aplicable a equipos que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los que es necesario tener un gran nivel de fiabilidad.

Categoría IV: Aplicable a los equipos y materiales que se conectan cerca o en el mismo origen de la instalación.

Una vez diferenciadas las diferentes categorías, cabe distinguir también los dos tipos de sobretensiones que hay. Por una parte se encuentran las sobretensiones producidas como consecuencia de una descarga directa de un rayo, y por otra parte, las sobretensiones debidas a la influencia de la descarga lejana de un rayo.

Los dispositivos de protección frente a las sobretensiones que tienen su origen en fenómenos atmosféricos, se deben seleccionar de manera que el nivel de protección sea inferior a la tensión soportada de la categoría de los equipos. En las instalaciones de esquema TT, como es nuestro caso, los descargadores deben conectarse entre cada uno de los conductores, lo que incluye el neutro y a tierra de la instalación.

- **Parte de Corriente Continua:**
    - En la parte de corriente continua, se protegerán los generadores fotovoltaicos y el inversor. Para ello dispondremos de un cuadro de protección de descargadores frente a sobretensiones de clase II de hasta 1000 Vdc.
- **Parte de Corriente Alterna:**
    - En la parte de corriente alterna, para proteger la instalación frente a sobretensiones, el propio inversor dispone de un dispositivo de protección frente a sobretensiones. Por otra parte, para el esquema TT, como se ha mencionado con anterioridad, los descargadores se conectarán entre cada una de las fases, en el neutro y en la protección.

7.13.4. Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades

- **Parte de Corriente Continua:**
    - Para poder proteger correctamente la entrada del inversor, se colocará un cuadro de protecciones con bases portafusibles y fusibles. Además, el propio inversor cuenta con una protección de fusibles para ambos polos, el positivo y el negativo.

Los fusibles que se utilizarán serán aptos para las instalaciones fotovoltaicas y tendrán una curva gPV que seguirá la IEC 60269-6. La tensión mínima de los fusibles será como mínimo 1.1 veces la tensión máxima del circuito abierto del generador de la instalación.

Para la intensidad de los fusibles debe cumplir que:

$$I_N \geq 1.25 \cdot N_{MP} \cdot I_{MO\,SC\,SCT}$$

Por otra parte, para cumplir con la IEC 60634-7-712, será necesario instalar un interruptor capaz de realizar el corte con carga para poder llevar a cabo trabajos de mantenimiento o reparación.

- **Parte de Corriente Alterna:**
  - Para poder proteger correctamente la salida del inversor, se colocará un magnetotérmico C120N-4P de 125 A. Cada salida de cada inversor contará con su propio magnetotérmico.

    También se dispondrá de un interruptor diferencial de una intensidad asignada de 40 A que se encontrará asociado al interruptor diferencial de 30 mA que se ha mencionado en apartados anteriores.

Dejando este apartado de lado, cabe mencionar que las cajas de conexione disponen en cada string de un fusible y de un descargador de sobretensiones. Estas protecciones permitirán limitar a intensidad que llegará al regulador y a las baterías.

8. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para realizar un mantenimiento completo de la instalación se propone un programa de mantenimiento preventivo y correctivo que se realizará dos veces al año. Las fechas en las que se realizará dicho mantenimiento corresponderán a los cambios de inclinación de los paneles fotovoltaicos. De esta manera, aseguramos que se llevará a cabo un completo y correcto plan de mantenimiento, mediante el cual se revisará toda la instalación y se verificará el correcto funcionamiento de la misma.

A continuación, se detallará de una manera general los puntos más importantes del presente programa de mantenimiento:

- Se contratará un mantenimiento preventivo y correctivo durante 5 años como mínimo.
- Las revisiones preventivas se realizarán dos veces al año. Estas revisiones, como se ha mencionado anteriormente, se realizarán en el momento que sea necesario cambiar la inclinación de las placas.

8.1. PLAN DE MANTENIMIENTO

Dentro del programa de mantenimiento cabe diferenciar el *Mantenimiento Preventivo* del *Mantenimiento correctivo.*

- **Mantenimiento Preventivo:** Entre las actuaciones de este mantenimiento se encuentra la verificación del funcionamiento de los diferentes equipos que componen la instalación, limpiezas e inspecciones visuales entre otras.
- **Mantenimiento Correctivo:** En este mantenimiento se incluyen las sustituciones de cualquiera de los componentes de la instalación.

Para que el plan de mantenimiento sea llevado a cabo de una manera correcta, y lo más eficiente posible, se tendrán en cuenta los siguientes puntos:

- Todas las actuaciones que sean necesarias para conseguir el correcto funcionamiento de la instalación, ya sean por mantenimiento preventivo o por mantenimiento correctivo, serán llevadas a cabo por personal técnico cualificado y bajo la supervisión y responsabilidad de la empresa instaladora.
- Todas las actuaciones que sean llevadas a cabo, quedarán registradas en un libro de mantenimiento que será responsabilidad de la empresa instaladora. Dicha empresa se

encontrará en la obligación de facilitar el acceso a dicho libro en caso de ser requerido por el propietario de la instalación.

A continuación, se detallará de una manera más concreta, las actuaciones que se levarán a cabo en cada uno de los componentes de la instalación.

8.1.1. Paneles Fotovoltaicos

- Se realizará la limpieza de los paneles fotovoltaicos, eliminando los objetos, polvo y demás suciedades que puedan menguar la producción de energía eléctrica en los paneles. Dicha limpieza se llevará a cabo mediante el uso de productos no abrasivos para no dañar las células de los paneles.
- Se realizará una inspección visual de los paneles fotovoltaicos en busca de cualquier anomalía o daño que requiera un cambio de panel.
- Se realizará una inspección de todos los componentes de los paneles en busca de envejecimiento prematuro de los mismos.

8.1.2. Soportes Fotovoltaicos

- Se realizará una inspección visual de los soportes en busca de corrosión en los perfiles o en la tornillería. Como norma general, todos los soportes del mercado están fabricados en aluminio y acero inoxidable, por lo que no suele ser necesario un tratamiento anticorrosión.
- Se realizará el cambio de inclinación.

8.1.3. Cajas de Conexión

- Se comprobará que el cableado se encuentra perfectamente fijado y en buenas condiciones, sin roturas en los tubos ni degradación del aislamiento.
- Será necesario revisar las tensiones y corrientes de entrada y salida de las cajas de conexiones para verificar que los valores se sitúan dentro del rango correcto.

8.1.4. Reguladores

- Se deberá comprobar que no existen indicaciones de sobretensiones o cualquier advertencia de fallos en su funcionamiento.
- Se comprobará que el cableado se encuentra perfectamente fijado y en buenas condiciones, sin roturas en los tubos ni degradación del aislamiento.
- Será necesario revisar las tensiones y corrientes de entrada y salida de los reguladores para verificar que los valores se sitúan dentro del rango correcto.

8.1.5. Baterías

- Se realizará un control del nivel de agua destilada que se encuentra en la batería. En caso de situarse en niveles inferiores al recomendado se procederá al llenado de las mismas.
- Se revisará que la temperatura a la que se encuentren trabajando se situará dentro de los límites que permitan un buen aprovechamiento de las mismas.
- Se limpiarán los bornes de las baterías antes de realizar las conexiones y en cada una de las revisiones. Esta limpieza se realizará con un paño seco para eliminar la capa de suciedad. En el caso que las baterías presenten signos de sulfatación, los bornes deberán ser rascados con un cepillo de latón para limpiarlos.
- Se comprobará que el cableado se encuentra perfectamente fijado y en buenas condiciones, sin roturas en los tubos ni degradación del aislamiento.
- Será necesario revisar las tensiones y corrientes de entrada y salida de las baterías para verificar que los valores se sitúan dentro del rango correcto.

8.1.6. Inversores

- Se limpiarán las esferas de los filtros de entrada de aire.
- Se realizará una revisión de las rejillas que protegen las entradas y las salidas.
- Se realizará una inspección visual de la cubierta en busca de grietas.
- Se comprobará el correcto funcionamiento de los bloqueos del inversor.
- Se comprobará que el cableado se encuentra perfectamente fijado y en buenas condiciones, sin roturas en los tubos ni degradación del aislamiento.
- Se revisarán las conexiones para comprobar que realizan un buen contacto y que no se encuentran dañadas.
- Se realizará la limpieza del disipador de calor.

8.1.7. Grupo Electrógeno

- Se limpiarán las esferas de los filtros de entrada de aire.
- Se realizará una revisión de las rejillas que protegen las entradas y las salidas.
- Se realizará una inspección visual de la cubierta en busca de grietas.
- Se comprobará que el cableado se encuentra perfectamente fijado y en buenas condiciones, sin roturas en los tubos ni degradación del aislamiento.
- Se revisarán las conexiones para comprobar que realizan un buen contacto y que no se encuentran dañadas.
- Será necesario revisar las tensiones y corrientes de salida del generador para verificar que los valores se sitúan dentro del rango correcto.

9. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

9.1. NORMATIVA

Según lo dispuesto en la Ley 31/1995, del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, se ha aprobado el RD 1627/1997, del 24 de octubre, por el cual se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, y que se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado número 256, el 25 de octubre de 1997.

A lo largo del mencionado Real Decreto queda definido el nuevo Estudio de Seguridad y Salud, el Estudio Básico de Seguridad y Salud y el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo, y según lo dispuesto en el artículo 17:

1. *La inclusión en el proyecto de ejecución de obra del estudio de seguridad y salud, o en su caso, del estudio básico será requisito necesario para el visado de aquél por el Colegio profesional correspondiente, expedición de la licencia municipal y demás autorizaciones y trámites por parte de las distintas Administraciones públicas.*

(BOE, 25 de octubre de 1997)

Será obligatoria la elaboración de un Estudio de Seguridad y Salud en el caso de:

- El presupuesto de ejecución de contrata del proyecto sea igual o superior a 451.000 Euros.
- La duración de la obra supere los 30 días laborales y exista la presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
- La suma total de los días de trabajo de los trabajadores sea superior a 500 días.

9.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Las obras que serán objeto de este presente proyecto son todas las instalaciones eléctricas de los diferentes componentes que constituyen a instalación fotovoltaica, así como la obra necesaria para la caseta y los montajes necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

9.3. TÉCNICAS DE PREVENCIÓN

En función de los trabajos que se realizarán en la obra y montajes de la instalación, se han identificado y analizado los riesgos presentes. Dichos riesgos han sido evaluados y se han redactado unas medidas preventivas para reducir o minimizar la posibilidad de accidentes.

De manera periódica, queda previsto que un equipo asesor en materia de seguridad se presente en las instalaciones para realizar visitas de inspección para:

- Identificar riesgos que no hayan sido previstos en el presente estudio.
- Revisar la necesidad de nuevos equipos de protección.
- Verificar el correcto uso y estado de los equipos de protección personal y colectiva.
- Revisar el cumplimiento de todas las medidas preventivas que se encuentran en el presente Estudio.
- Preparar e impartir cursillos y formaciones en materia de Seguridad en el puesto de trabajo.

9.4. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS

Para la evaluación de los riesgos que se mencionarán en los siguientes apartados, se utilizará una tabla para la estimación del valor del riesgo. En dicha tabla se tiene en cuenta la probabilidad de que se efectúe dicho riesgo y la gravedad de las consecuencias:

ESTIMACIÓN DEL VALOR DEL RIESGO (GR)		(SV) CONSECUENCIAS		
		L LEVE	G GRAVE	MG MUY GRAVE
(PB) PROBABILIDAD	B BAJA	Trivial 1	Tolerable 2	Moderado 3
	M MEDIA	Tolerable 2	Moderado 3	Importante 4
	A ALTA	Moderado 3	Importante 4	Severo 5

Ilustración 40: Estimación del Valor del Riesgo

Por lo tanto, en la siguiente tabla se tendrá en cuenta si la probabilidad de que se efectúe un accidente será alta, baja o media; y si las consecuencias de dicho accidente serán leves, graves o muy graves.

Valor del Riesgo	ACCIÓN Y TEMPORIZACIÓN
1 Trivial	No se requiere acción específica
2 Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Sin embargo se deben considerar soluciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante. Se requieren comprobaciones periódicas para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
3 Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Las medidas para reducir el riesgo deben implantarse en un período determinado. Cuando el riesgo moderado está asociado con consecuencias altas, se precisará una acción posterior para establecer, con más precisión, la probabilidad de daño como base para determinar la necesidad de mejora de las medidas de control.
4 Importante	No debe comenzarse el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo. Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo. Cuando el riesgo corresponda a un trabajo que se está realizando, debe remediarse el problema en un tiempo inferior al de los riesgos moderados.
5 Severo	No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo. Si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos ilimitados, debe prohibirse el trabajo.

Ilustración 41: Valor del riesgo. Acción y Temporización.

9.5. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS

9.5.1. Instalaciones Eléctricas

En el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, se dispone:

Artículo 2. CAMPO DE APLICACIÓN

1. *El presente Reglamento se aplicará a instalaciones que distribuyan la energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras, en los siguientes límites de tensiones nominales:*
    a. *Corriente alterna: igual o inferior a 1000 voltios.*
    b. *Corriente continua: igual o inferior a 1500 voltios.*

A continuación se adjunta un listado con los riesgos que pueden llegar a sufrir los trabajadores y la evaluación de los riesgos:

RIESGOS	***Probabilidad***	***Consecuencia***	***Riesgo***
Caída a diferente nivel	Media	Grave	3
Caída de objetos por desplome	Baja	Leve	2
Caída de objetos por manipulación	Baja	Leve	1
Golpes contra objetos inmóviles	Baja	Leve	1
Sobreesfuerzos	Media	Grave	3
Contactos eléctricos	Baja	Grave	2

Contactos térmicos	Baja	Grave	2
Explosiones	Baja	Muy Grave	3
Enfermedades por agentes químicos	Baja	Grave	2
Introducción de partículas en ojos	Media	Grave	3
Heridas o cortes	Media	Leve	2
Atrapamiento entre objetos	Baja	Grave	2

Tabla 23: Análisis de riesgos

Dentro de las medidas preventivas que se deberán llevar a cabo para minimizar la posibilidad de sufrir cualquier tipo de accidente debido a los riesgos anteriormente mencionados encontramos:

- El personal encargado de realizar el montaje de a instalación debe tener la cualificación necesaria para este tipo de trabajos.
- Se impartirán cursos de formación, tanto en materia de seguridad en el puesto de trabajo, como en materia de electricidad y obras.
- La zona de trabajo debe mantenerse limpia y ordenada para poder evitar el riesgo de caídas al mismo nivel.
- Cualquier desnivel o cambio de altura debe quedar señalizado.
- Para el movimiento o traslado de los materiales y componentes, se tendrá que realizar posturas ergonómicas.
- Los operarios de la obra están obligados a llevar en todo momento y en todo la obra los equipos de protección individual que se les facilite.
- La zona contará con una iluminación mínima de 100 lúmenes para evitar el riesgo de caídas, heridas o cortes.
- Las herramientas utilizadas en la instalación eléctrica dispondrán de un doble aislamiento de clase II.
- La realización de cualquier tipo de prueba en la instalación será previamente anunciada a cada uno de los trabajadores de la obra.

9.6. BOTIQUINES

En la zona de obra se deberá disponer de un botiquín que contenga el material que se especifica en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Se deberá disponer de los materiales necesarios que permitan realizar las curas de urgencia y los primeros auxilios.

El botiquín será responsabilidad de una persona cualificada y que será designada por la empresa instaladora.

9.7. ASISTENCIA PARA LOS HERIDOS

Será obligatorio informar a los trabajadores de la obra, los emplazamientos de los servicio médicos a los que se deberá llevar al herido en caso de accidente en la obra. Además, será igualmente obligatorio, disponer de una lista con los nombres, direcciones y teléfonos de los centros médicos a los que se deberá acudir. Dicho listado debe estar en una zona visible y accesible para todo el personal.

9.8. EQUIPOS DE PROTECCIÓN

- Casco de seguridad homologado
- Calzado de seguridad y gafas de protección
- Guantes de seguridad homologados
- Protecciones auditivas
- Ropa de trabajo
- Banqueta aislante
- Comprobadores de tensión
- Equipos de protección colectiva (cintas, barreras, banderolas, señales, pegatinas,…)

9.9. PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES

9.9.1. Normativa Aplicable

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 8/1980, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Estatuto de los Trabajadores.
- RD 1/1994, de 20 de junio. Texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- RD 39/1995, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- RD 485/1997, de 14 de abril, sobre las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- RD 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD 487/1997, de 14 de abril, sobre las disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsos lumbares, para los trabajadores.
- RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- RD 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- RD 614/2001, de 8 de junio, por el que se establecen las disposiciones mínimas para la protección de salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

9.9.2. Obligaciones del Promotor

Según el RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, en los siguientes artículos quedan reflejadas las obligaciones del promotor en cualquier obra de construcción.

Artículo 2.1, apartado d:

Se designara al proyectista o proyectistas, que serán el autor o autores, por encargo del promotor, de la totalidad o parte del proyecto de obra.

Artículo 2.1, apartado g:

Se designará la Dirección Facultativa, que serán el técnico o técnicos competentes designados por el promotor, encargados de la dirección y del control de la ejecución de la obra.

Artículo 3.1:

En las obras incluidas en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto, cuando en la elaboración del proyecto de obra intervengan varios proyectistas, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración del proyecto de obra.

Artículo 3.2:

Cuando en la ejecución de la obra intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor, antes del inicio de los trabajadores o tan pronto como se constate dicha circunstancia, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Artículo 4:

1. *El promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un estudio de seguridad y salud en los proyectos de obras en que se den alguno de los supuestos siguientes:*

a. Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 451000 euros.

b. Que la duración estimada sea superior a 30 días laborales, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

c. Que el volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo de total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.

d. Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

2. En los proyecto de obras no incluidos en ninguno de los supuestos previstos en el apartado anterior, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un estudio básico de seguridad y salud.

Artículo 5:

1. El estudio de seguridad y salud a que se refiere el apartado 1 del artículo 4 será elaborado por el técnico competente designado por el promotor. Cuando deba existir un coordinador en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de obra e corresponderá a éste elaborar o hacer que se elabore, bajo su responsabilidad, dicho estudio.

2. El estudio contendrá, como mínimo los siguientes documentos:

a. Memoria descriptiva Memoria descriptiva de los procedimientos, equipos técnicos y medios auxiliares que hayan de utilizarse o cuya utilización pueda preverse; identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando a tal efecto las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos laborales que no puedan eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas.

Asimismo, se incluirá la descripción de los servicios sanitarios y comunes de que deberá estar dotado el centro de trabajo de la obra, en función del número de trabajadores que vayan a utilizarlos.

En la elaboración de la memoria habrán de tenerse en cuenta las condiciones del entorno en que se realice la obra, así como la tipología y características de los materiales y elementos que hayan de utilizarse, determinación del proceso constructivo y orden de ejecución de los trabajos.

b. Pliego de condiciones particulares en el que se tendrán en cuenta las normas legales y reglamentarias aplicables a las especificaciones técnicas propias de la

obra de que se trate, así como las prescripciones que se habrán de cumplir en relación con las características, la utilización y la conservación de las máquinas, útiles, herramientas, sistemas y equipos preventivos.

c. *Planos en los que se desarrollarán los gráficos y esquemas necesarios para la mejor definición y comprensión de las medidas preventivas definidas en la memoria, con expresión de las especificaciones técnicas necesarias.*
d. *Mediciones de todas aquellas unidades o elementos de seguridad y salud en el trabajo que hayan sido definidos o proyectados.*
e. *Presupuesto que cuantifique el conjunto de gastos previstos para la aplicación y ejecución del estudio de seguridad y salud.*

3. *Dicho estudio deberá formar parte del proyecto de ejecución de obra o, en su caso, del proyecto de obra, ser coherente con el contenido del mismo y recoger las medidas preventivas adecuadas a los riesgos que conlleve la realización de la obra.*
4. *El presupuesto para la aplicación y ejecución del estudio de seguridad y salud deberá cuantificar el conjunto de gastos previstos, tanto por lo que se refiere a la suma total como a la valoración unitaria de elementos, con referencia al cuadro de precios sobre el que se calcula. Sólo podrán figurar partidas alzadas en los casos de elementos u operaciones de difícil previsión.*

   Las mediciones, calidades y valoración recogidas en el presupuesto del estudio de seguridad y salud podrán ser modificadas o sustituidas por alternativas propuestas por el contratista en el plan de seguridad y salud a que se refiere el artículo 7, previa justificación técnica debidamente motivada, siempre que ello no suponga disminución del importe total, ni de los niveles de protección contenidos en el estudio. A estos efectos, el presupuesto del estudio de seguridad y salud deberá ir incorporado al presupuesto general de la obra como un capítulo más del mismo.

   No se incluirán en el presupuesto del estudio de seguridad y salud los costes exigidos por la correcta ejecución profesional de los trabajos, conforme a las normas reglamentarias en vigor y los criterios técnicos generalmente admitidos, emanados de organismos especializados.
5. *El estudio de seguridad y salud a que se refieren los apartados anteriores deberá tener en cuenta, en su caso, cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la obra, debiendo estar localizadas e identificadas las zonas en las que se presten trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del anexo II, así como sus correspondientes medidas específicas.*

6. *En todo caso, en el estudio de seguridad y salud se contemplarán también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.*

9.9.3. Obligaciones de los trabajadores autónomos.

Según el RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, en los siguientes artículos quedan reflejadas las obligaciones de los trabadores autónomos en cualquier obra de construcción.

Artículo 12.1:

a) *Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades indicadas en el artículo 10 del presente Real Decreto.*
b) *Cumplir las disposiciones mínimas de seguridad y salud establecidas en el anexo IV del presente Real Decreto, durante la ejecución de la obra.*
c) *Cumplir las obligaciones en materia de prevención de riesgos que establece para los trabajadores el artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.*
d) *Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidos en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.*
e) *Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el RD 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.*
f) *Elegir y utilizar equipos de protección individual en os términos previstos en el RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.*
g) *Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, o en su caso de la dirección facultativa.*

Artículo 12.2:

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el plan de seguridad y salud.

9.9.4. Libro de incidencias

Según el artículo 13 del RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, se establece que:

1. *Con fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud, en todos los centro, existirá un libro de incidencias que dispondrá de hojas por duplicado.*
2. *Dicho libro deberá ser facilitado por:*
    a. *El Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan de seguridad y salud.*
    b. *La Oficina de Supervisión de Proyectos o el órgano equivalente en el caso de tratarse de obras de la Administración.*
3. *El libro de incidencias, que deberá mantenerse siempre en la obra, estará en poder del coordinador en materia de seguridad y salud, durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, en poder de la dirección facultativa. A dicho libro tendrán acceso la dirección facultativa de la obra, los contratistas y subcontratistas y los trabajadores autónomos, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la obra, los representantes de los trabajadores y los técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en e trabajo de las Administraciones públicas competentes.*
4. *Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no sea necesaria la designación de coordinador, la dirección facultativa, estarán obligados a remitir, en el plazo de veinticuatro horas, una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra.*

10. ESTUDIO ECONÓMICO

10.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

A lo largo del presente apartado, realizaremos un pequeño estudio económico para ver cuánto tiempo será necesario emplear para recuperar la inversión inicial realizada en la instalación, y por consiguiente, saber cuándo se empezarán a obtener beneficios de dicha instalación.

Para comenzar con los cálculos, lo primero será obtener, de apartados anteriores del presente proyecto, los consumos mensuales para saber cuál es la cantidad de dinero que podríamos ahorrar el primer año.

Actualmente el precio del kWh es de aproximadamente 0.229 € según la página de la Red Eléctrica Española. A continuación se comenzará con los cálculos necesarios.

Meses	***kWh***	***Precio kWh (€)***	***Dinero Ahorrado***
Enero	2535,89952	0.229	580,7209
Febrero	3043,07942		696,8652
Marzo	735,511392		168,4321
Abril	778,776768		178,3399
Mayo	3077,4744		704,7416
Junio	3200,57337		732,9313
Julio	2977,1850		681,7754
Agosto	3360,18883		769,4832
Septiembre	1037,6847		237,6298
Octubre	994,44787		227,7286
Noviembre	3212,7744		735,7253
Diciembre	2028,71962		464,5768
TOTAL ANUAL	***26982,3154***		***6178,9502***

Tabla 24: Dinero ahorrado en el primer año

Como se puede observar en la tabla anterior, el primer año conseguiríamos ahorrar la cantidad de 6178,9502 €. Sabiendo que el precio de la luz se incrementará durante los siguientes años, se ha decidido que anualmente el precio ascenderá entre un 1.5 y un 3 %, por lo que se ha decidido escoger un valor intermedio de 2.25 % respecto al año anterior.

A continuación, se adjuntará una tabla con los precios del kWh, el dinero ahorrado anualmente y el dinero ahorrado acumulado. Teniendo en cuenta este último dato, se podrá ver de una manera mucho más clara en qué año conseguiremos amortizar la instalación sabiendo que la instalación tiene un coste total sin IVA de 91861.69€ y un coste con IVA de 111152.65€.

Año	Precio kWh (€)	Dinero Ahorrado	Dinero Acumulado
1	0,229	6178,95	6178,95
2	0,2342	6317,977	12496,927
3	0,2394	6460,131	18957,058
4	0,2448	6605,484	25562,542
5	0,2503	6754,107	32316,649
6	0,2559	6906,075	39222,724
7	0,2617	7061,462	46284,186
8	0,2676	7220,344	53504,53
9	0,2736	7382,802	60887,332
10	0,2798	7548,915	68436,247
11	0,2861	7718,766	76155,013
12	0,2925	7892,438	84047,451
13	0,2991	8070,018	92117,469
14	0,3058	8251,593	100369,062
15	0,3127	8437,254	108806,316
16	0,3197	8627,092	117433,409
17	0,3269	8821,202	126254,611
18	0,3343	9019,679	135274,29
19	0,3418	9222,622	144496,911
20	0,3495	9430,131	153927,042
21	0,3574	9642,309	163569,351
22	0,3654	9859,261	173428,611
23	0,3736	10081,094	183509,705
24	0,382	10307,919	193817,624
25	0,3906	10539,847	204357,471

Tabla 25: Amortización de la instalación

Como se puede observar en la tabla anterior, la instalación comenzará a ser rentable entre el año 15 y el año 16. Los costes de las baterías encarecen considerablemente la instalación aun habiendo eliminado gran parte de las mismas y haberlas cambiado por un grupo electrógeno.

10.2. COSTE WP INSTALADO

En el presente apartado, nos encargaremos de calcular el precio del vatio pico (Wp) de la instalación. Gracias a este dato, sabremos si la instalación realizada se encuentra dentro de unos valores razonables respecto al precio del Wp en el mercado.

Cabe destacar que el precio del vatio pico en el mercado se sitúa entre los 2 euros y los 3.5 euros. Por lo tanto, cualquier valor situado dentro de ese rango será aceptable y viable.

$$Coste\ Wp = \frac{Coste\ total\ instalación}{Potencia\ total\ instalada}$$

$$Coste\ Wp = \frac{91861.69€}{35520\ W} = 2.586\ €$$

Como se ha mencionado anteriormente, el valor del Wp en la instalación que se plantea se encuentra entre los rangos de valores del Wp en el mercado.

10.3. COSTE DE GENERACIÓN DEL KWH

A lo largo del presente apartado se calculará el precio del coste de generación del kWh en nuestra instalación. Para poder realizar los cálculos necesarios, vamos a escoger dos espacios de tiempo: A los 25 años y a los 40 años.

La elección de estos rangos de tiempo se basa en el momento en que ciertos componentes de la instalación deberán ser reemplazados por unos nuevos. Para ello, tendremos en cuenta el desembolso inicial que se realizará al implantar la instalación y el precio de la sustitución de diversos elementos de la misma.

10.3.1. Coste de generación del kWh a los 25 años

Para este primer escenario, se tendrá en cuenta:

- El desembolso inicial de la instalación.
- La sustitución de ciertos elementos como son los inversores, las baterías y los reguladores. Dentro del precio de cada uno de los elementos, se encuentra incluido el montaje y la mano de obra.

$$Coste\ total\ \text{sin}\ IVA = coste\ inicial + baterías + reguladores + inversores$$

$$Coste\ total\ \text{sin}\ IVA = 91861.69 + 38009.78 + 4097.45 + 4038.52$$

$$\boldsymbol{Coste\ total\ \text{sin}\ IVA = 138007.44\ €}$$

$$Coste\ total\ \text{con}\ IVA = coste\ inicial + baterías + reguladores + inversores$$

$$Coste\ total\ \text{con}\ IVA = 111152.65 + 45991.83 + 4957.91 + 4886.61$$

$$\boldsymbol{Coste\ total\ \text{con}\ IVA = 166988.99\ €}$$

A continuación, es necesario saber la cantidad de energía que se producirá en la zona en la que se sitúa la instalación. Para ello, tendremos que averiguar la cantidad de horas solares pico en un año. Se adjuntan dos gráficas con las horas solares pico según la inclinación de las placas y se escogerá un valor medio.

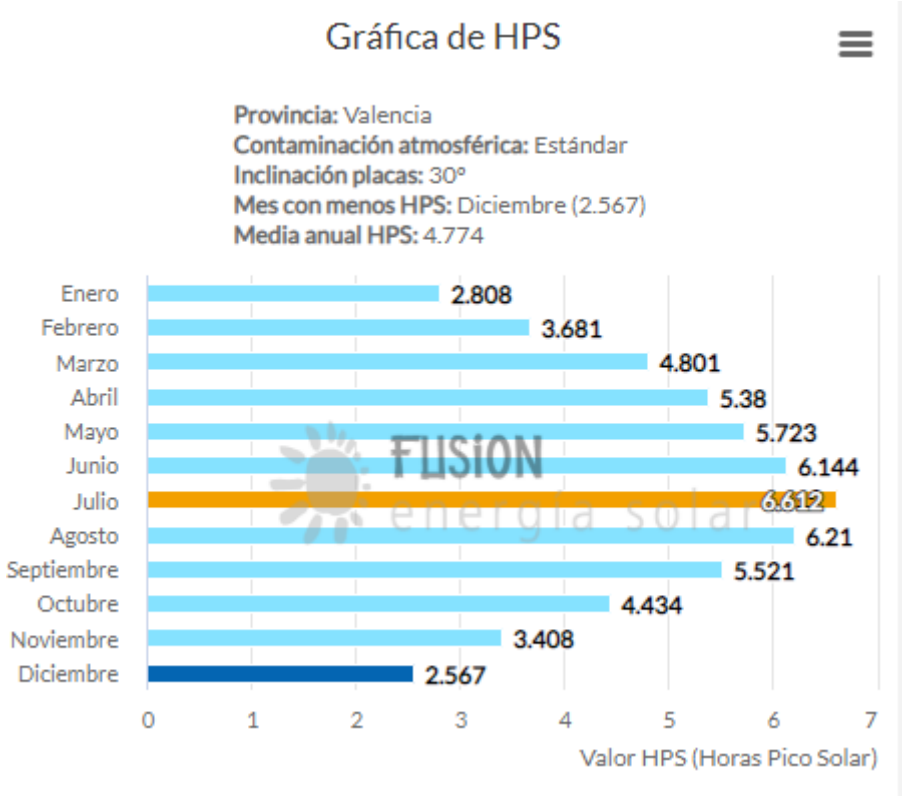


Ilustración 42: Horas Solares Pico Inclinación 30 grados

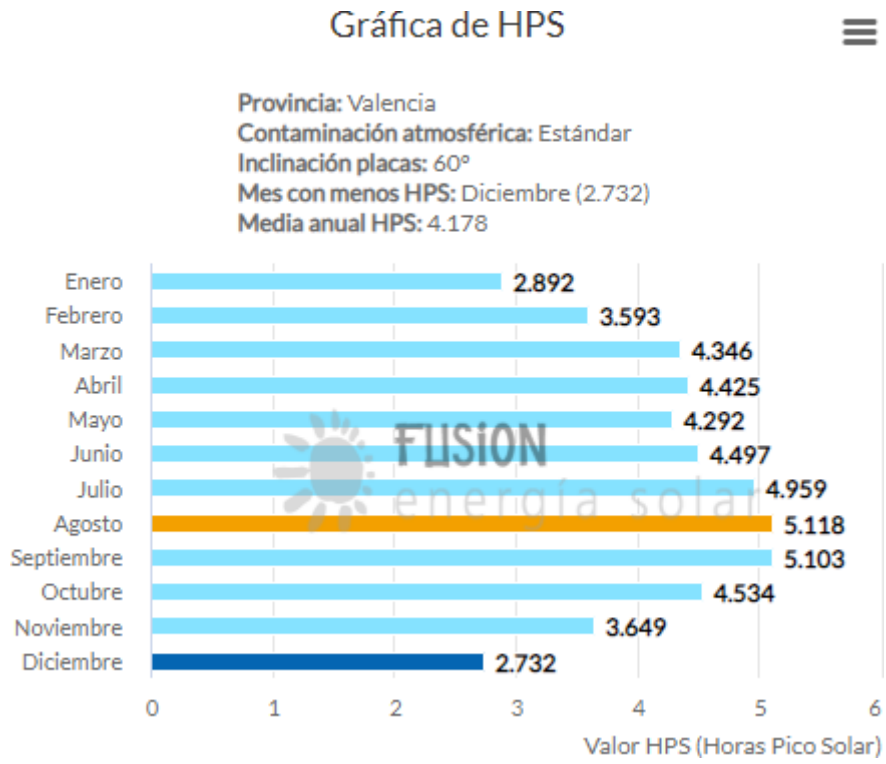


Ilustración 43: Horas Solares Pico Inclinación 60 grados

Como se puede observar en las gráficas la media anual de horas solares pico se sitúa en las 4000 horas. Para poder realizar correctamente los cálculos, escogeremos el valor más desfavorable de cada una de las inclinaciones. En este caso el mes de diciembre con la inclinación de 30 grados es el valor más desfavorable.

$$kWh\ total\ a\ los\ 25\ años = Wp\ instalados \cdot horas\ solar\ pico \cdot años$$

$$kWh\ total\ a\ los\ 25\ años = 35520 \cdot 2567 \cdot 25 \cdot 0.85$$

$$\boldsymbol{kWh\ totales = 1937571.6\ kWh}$$

$$Coste\ kWh \sin IVA = \frac{Coste\ total \sin IVA}{kWh\ total}$$

$$Coste\ kWh \sin IVA = \frac{138007.44}{1937571.6}$$

$$\boldsymbol{Coste\ kWh \sin IVA = 0.117\ €/kWh}$$

$$Coste\ kWh \text{ con } IVA = \frac{Coste\ total \text{ con } IVA}{kWh\ total}$$

$$Coste\ kWh \text{ con } IVA = \frac{166988.99}{1937571.6}$$

$$\boldsymbol{Coste\ kWh \text{ con } IVA = 0.196\ €/kWh}$$

10.3.2. Coste de generación del kWh a los 40 años

Para poder realizar los cálculos del coste del kWh para los 40 años se tendrá en cuenta como desembolso inicial, el coste total, con y sin IVA, de la instalación de 25 años. A este desembolso inicial se le sumarán nuevamente el coste de los inversores, los reguladores y las baterías. Al igual que en los cálculos anteriores, el montaje y la mano de obra se encuentra incluido en el precio.

$$Coste\ total \sin IVA = coste\ 25\ años + baterías + reguladores + inversores$$

$$Coste\ total \sin IVA = 138007.44 + 38009.78 + 4097.45 + 4038.52$$

$$\boldsymbol{Coste\ total \sin IVA = 184153.19\ €}$$

$$Coste\ total \text{ con } IVA = coste\ 25\ años + baterías + reguladores + inversores$$

$$Coste\ total \text{ con } IVA = 166988.99 + 45991.83 + 4957.91 + 4886.61$$

$$\boldsymbol{Coste\ total\ \text{con}\ IVA = 222825.34\ €}$$

$$kWh\ total\ a\ los\ 40\ años = Wp\ instalados \cdot horas\ solar\ pico \cdot años$$

$$kWh\ total\ a\ los\ 40\ años = 35520 \cdot 2567 \cdot 40 \cdot 0.85$$

$$\boldsymbol{kWh\ totales = 3100114.56\ kWh}$$

$$Coste\ kWh\ \text{sin}\ IVA = \frac{Coste\ total\ \text{sin}\ IVA}{kWh\ total}$$

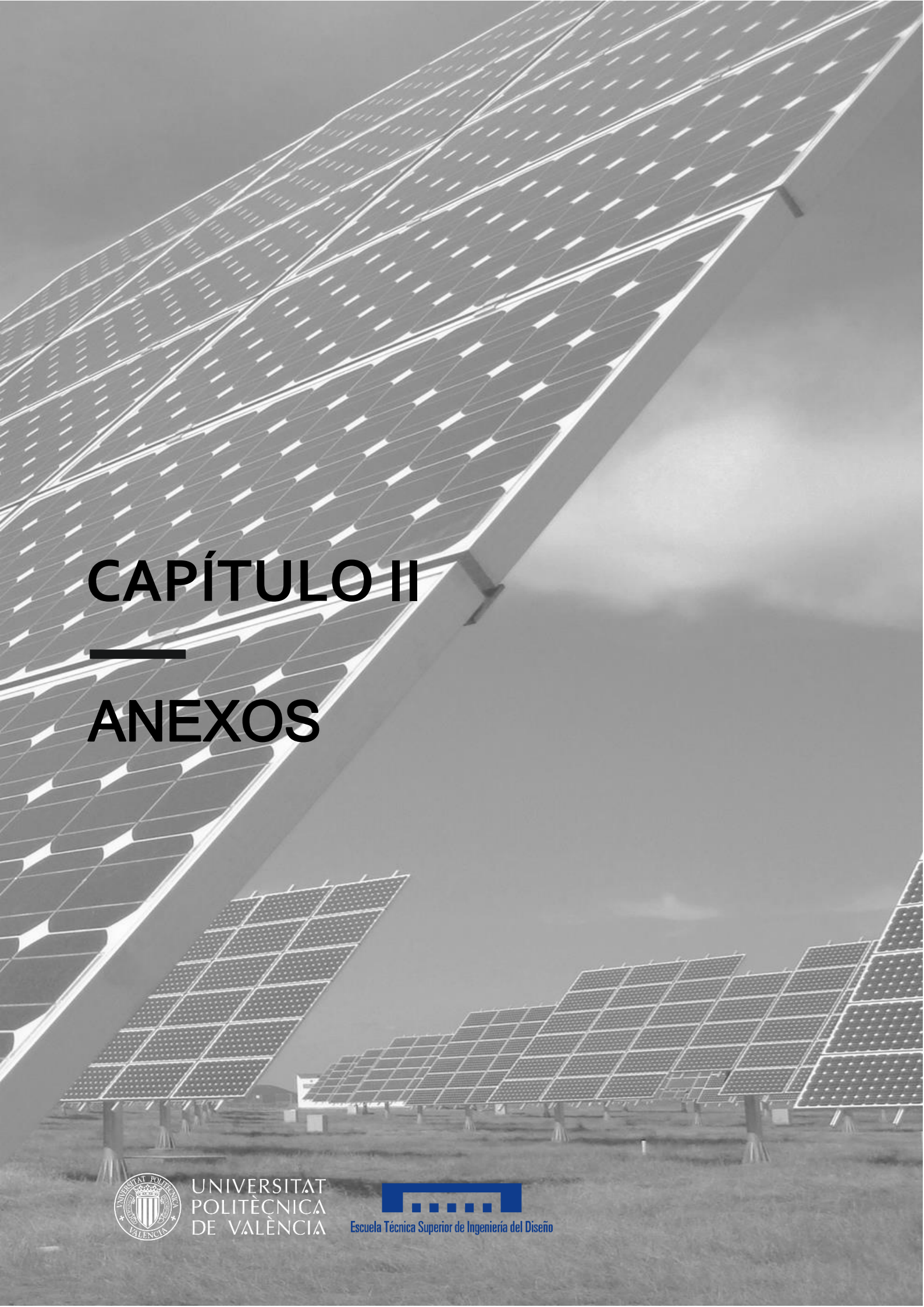
$$Coste\ kWh\ \text{sin}\ IVA = \frac{184153.19}{3100114.56}$$

$$\boldsymbol{Coste\ kWh\ \text{sin}\ IVA = 0.169\ €/kWh}$$

$$Coste\ kWh\ \text{con}\ IVA = \frac{Coste\ total\ \text{con}\ IVA}{kWh\ total}$$

$$Coste\ kWh\ \text{con}\ IVA = \frac{222825.35}{3100114.56}$$

$$\boldsymbol{Coste\ kWh\ \text{con}\ IVA = 0.181\ €/kWh}$$



CAPÍTULO II

ANEXOS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

ANEXO I: EQUIPOS RECEPTORES

ANEXO II: ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

ANEXO III: CABLEADO

ANEXO IV: PROTECCIONES

ANEXO I

Equipos Receptores

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TABLA DE CONTENIDO

Monitor 2

Ordenador CPU 3

Impresora 6

Proyector 8

Inverter 9

K2

Nombre del modelo : K242HL
Número de referencia : UM.FW3EE.001

Los monitores respetuosos con el medio ambiente Acer serie K2 son soluciones visuales asequibles para uso diario de PC. Ofrecen una experiencia libre de complicaciones sin sacrificar la calidad de imagen. El diseño inteligente aúna multitud de puertos de conexión, un rendimiento excepcional y el respeto por el medio ambiente. Y todo a un precio que le arrancará una sonrisa.

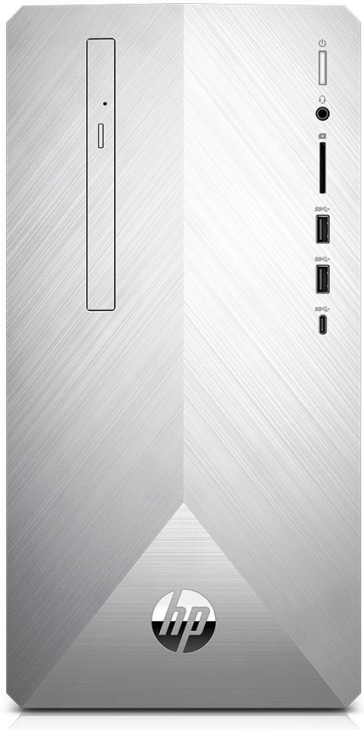
Resolución máx.	(Full HD)1920 x 1080@60 Hz
Relación de aspecto	16:9
Tiempo de Respuesta	5 ms
Brillo	250 cd/m²
Retroiluminación	LED
Ángulos de visión	170° Horizontal 160° Vertical
Puertos & conectores	VGA Entrada de DVI
Certificación medioambiental	MPR II
Colores	Negro
Peso (Aproximado)	3,10 kg 3,57 kg (con soporte)
Contenido de la Caja	Monitor LCD pantalla panorámica K242HL 1 x Cable VGA Cargador de batería
Garantía	2 Año(s)
Garantía	Garantía Estándar

Ficha técnica

HP Pavilion Desktop PC 595-p0013ns

Un PC de sobremesa potente cargado de prestaciones y estilo.

Este PC de sobremesa supera las expectativas con una nueva generación de rendimiento, con la libertad de almacenar lo que necesite, junto con un diseño elegante que reduce el tamaño.



XXXGB

Logra más
Todas sus actividades se vuelven más fáciles y rápidas que antes con el procesador más reciente y los gráficos avanzados. Vea vídeos, edite fotos y contacte con la familia y los amigos con toda la potencia que necesita para hacer las cosas.

Diseño y estilo únicos
Este nuevo diseño delgado es como una obra de arte, con bordes biselados y facetas en relieve. Con su diseño angular, sus distintivos acentos y su tamaño compacto, este dispositivo elegante tendrá un aspecto brillante en cualquier parte.

Cree. Guarde. Comparta.
Arranque sin problemas en segundos y guarde todo lo que ama con todo el almacenamiento y velocidad que necesita.

Ficha técnica

HP Pavilion Desktop PC 595-p0013ns

Incluye

Windows 10
Haz grandes cosas con confianza y la sensación de un entorno familiar como Windows, solo que mejor.

Procesador Intel® Core™ de 8.ª generación
Mejora del rendimiento con una capacidad de respuesta fluida del sistema y tiempos de carga rápidos para una experiencia de PC excepcional. Con una resolución increíble de hasta 4K, transmite contenido de alta calidad o incluso crea su propio contenido.

802.11 a/c (1x1) WLAN y Bluetooth® 4.2
Permanezca conectado a los accesorios Wi-Fi y Bluetooth® con la tecnología inalámbrica.

Unidad de DVD regrabable
Vea y grabe DVD utilizando la unidad óptica integrada.

Opciones de RAM DDR4
Diseñado para ejecutar de forma más eficiente y fiable a velocidades más rápidas, DDR4 es el futuro de la RAM. Todo, desde la multitarea hasta los juegos, disfruta de un aumento del rendimiento gracias a su mayor ancho de banda.

Almacenamiento de unidad de disco duro
No se preocupe por el crecimiento de su colección de películas digitales, canciones e imágenes. Con las opciones de almacenamiento masivo, podrá guardarlo todo y seguir disponiendo de una gran cantidad de espacio libre.

Almacenamiento PCIe SSD
El almacenamiento flash basado en PCIe, disponible en 128 GB, es hasta 17 veces más rápido que una unidad de disco duro tradicional para portátil de 5400 rpm.[5]

Unidad de estado sólido
Sin las piezas móviles de una unidad de disco duro estándar, las unidades de estado sólido son más fiables, rápidas y eficientes. Arranque en cuestión de segundos, transfiera archivos sin esperar durante horas y disfrute de una experiencia más ágil cada vez que utilice su PC.

[1] No todas las características están disponibles en todas las ediciones o versiones de Windows. Los sistemas pueden requerir la actualización o la compra por separado de hardware, controladores, software o BIOS para aprovechar al máximo la funcionalidad de Windows. Windows 10 se actualiza automáticamente, esta función está siempre activada. Se pueden aplicar tarifas de proveedores de servicios independientes y con el tiempo quizás existan requisitos adicionales para las actualizaciones. Consulte http://www.microsoft.com.

[2] Multi-core está diseñado para mejorar el rendimiento de determinados productos de software. No todos los clientes ni aplicaciones de software se beneficiarán necesariamente del uso de esta tecnología. El rendimiento y la frecuencia del reloj variarán en función de la carga de trabajo de las aplicaciones, así como de las configuraciones de hardware y software. La numeración de Intel no es una medida que indique un rendimiento mayor. Se requieren contenidos 4K para ver imágenes 4K completas. El tiempo de carga y la capacidad de respuesta del sistema dependen de la configuración del producto.

[3] Se requiere un punto de acceso inalámbrico y servicio de Internet. Disponibilidad limitada de puntos de acceso inalámbricos públicos. Las especificaciones para WLAN 802.11ac son provisionales y no definitivas. En caso de que las especificaciones definitivas difieran de las provisionales, la comunicación del portátil con otros dispositivos WLAN 802.11ac podrá verse afectada. Bluetooth® es una marca comercial perteneciente a su propietario y utilizada bajo licencia por HP Inc.

[4] Las velocidades reales pueden variar. No copies los materiales protegidos por leyes de derechos de autor.

[5] Basado en pruebas internas de HP utilizando el software comparativo CrystalDiskMark. El rendimiento es secuencialmente más rápido (solo lectura) en comparación con unidades de disco duro de 5400 rpm tradicionales.

Ficha técnica

HP Pavilion Desktop PC 595-p0013ns

Especificaciones

Prestaciones

Sistema operativo
Windows 10 Home 64
Procesador
Intel® Core™ i5-8400 (frecuencia base de 2,8 GHz, hasta 4 GHz con tecnología Intel® Turbo Boost, 9 MB de caché, 6 núcleos)
Familia del procesador: Procesador Intel® Core™ i5 de 8ª generación
Chipset
Intel® H370
Memoria
SDRAM DDR4-2666 de 8 GB (1 x 8 GB); Ranuras totales: 2 UDIMM
Velocidades de transferencia de hasta 2666 MT/s.
Almacenamiento de datos
SATA de 1 TB 7200 rpm
SSD de 128 GB PCIe® NVMe™ M.2
DVD-writer
Dropbox[1]
Gráficos
Integrada: Intel® HD Graphics 630;
Audio
Sonido 5.1 surround
Descripción de la pantalla
Los monitores LCD se venden por separado. Para obtener más información, visite www.hp.com/eur/home-monitors.
Alimentación
Fuente de alimentación interna de 180 W

Conectividad

Interfaz de red
LAN 10/100/1000 GbE integrada
Conectividad inalámbrica
Combo 802.11a/b/g/n/ac (1 x 1) y Bluetooth® 4.2
Puertos
Parte delantera: 1 USB 3.1 Type-C™; 2 USB 3.1; 1 combo de auriculares/micrófono
Parte trasera: 2 USB 3.1; 4 USB 2.0; 1 entrada de audio; 1 salida de audio; 1 entrada de micrófono, 1 combo de auriculares y micrófono; 1 RJ-45
Lector tarjetas de memoria 3 en 1

Diseño

Color del producto
Bisel frontal en plata natural premium, patrón en fino cepillado

Software

Aplicaciones HP
HP Audio Switch; HP JumpStart
Software
Netflix; 1 mes de prueba para los nuevos clientes de Microsoft® Office 365
Servicio y asistencia
McAfee LiveSafe™ [2]

Información adicional

Número de producto
P/N: 3ZY62EA #ABE
UPC/EAN code: 192545726979
Conformidad del rendimiento energético
Certificación ENERGY STAR®; Registro EPEAT® Silver
Peso
5,15 kg; Empaquetado: 12,48 kg
Dimensiones
17 x 27,7 x 33,8 cm; Empaquetado: 61,8 x 37,5 x 43,6 cm
Garantía
1 año de garantía limitada para piezas, mano de obra y servicio de recogida y devolución.; Puede ampliar la cobertura de la garantía del producto hasta alcanzar 3 años en total; para obtener más información, consulte la sección web "Opciones y accesorios" de las páginas del producto hp.com.
Accesorios incluidos
Teclado con USB negro
Ratón óptico USB

Accesorios recomendados*

* No incluidas.

Sistema de altavoces HP 400
1FU68AA

Pantalla HP Pavilion 27q
1HR73AA

Auriculares estéreo HP H2800 (Negros y dorados)
2AP94AA

Servicios de garantía*

3 años recogida y entrega
U4812E

[1] 25 GB de almacenamiento en línea gratuito durante 12 meses desde la fecha de registro. Para obtener información detallada y términos de uso, incluyendo políticas de cancelación, visite el sitio web en www.dropbox.com. Se requiere servicio de Internet, no incluido. [2] Oferta de prueba gratuita de 30 días de McAfee LiveSafe (Se requiere acceso a Internet. 30 primeros días incluidos. Suscripción obligatoria para las actualizaciones automáticas posteriores). [6] El Multi-Core está diseñado para mejorar el rendimiento de determinados productos de software. No todos los clientes o aplicaciones de software se beneficiarán necesariamente del uso de esta tecnología. El rendimiento y la frecuencia del reloj pueden variar en función de la carga de trabajo de las aplicaciones y las configuraciones de hardware y software. La numeración de Intel no refleja una medida del rendimiento superior. Intel, Pentium, Intel Core, Celeron y el logotipo de Intel son marcas comerciales de Intel Corporation en los EE. UU. y otros países. [7] El rendimiento de Intel® Turbo Boost varía dependiendo del hardware, el software y la configuración general del sistema. Consulta http://www.intel.com/technology/turboboost/ para más información.

© Copyright 2018 HP Development Company, L.P. La información contenida en este documento está sujeta a cambios sin previo aviso. Las únicas garantías para los productos y servicios de HP son las establecidas en las declaraciones expresas de garantía adjuntas a dichos productos y servicios. Nada de lo que aquí se indica debe interpretarse como una garantía adicional. HP no se responsabiliza de errores u omisiones técnicos o editoriales que puedan existir en este documento. No todas las características están disponibles en todas las ediciones o versiones de Windows. Los sistemas pueden requerir la actualización o la compra por separado de hardware, controladores, software o BIOS para aprovechar al máximo la funcionalidad de Windows. Windows 10 se actualiza automáticamente, esta función está siempre activada. Se pueden aplicar tarifas de proveedores de servicios independientes y con el tiempo quizás existan requisitos adicionales para las actualizaciones. Consulta http://www.microsoft.com. Microsoft, Windows y el logotipo de Windows son marcas registradas en EE. UU. de Microsoft Corporation. Bluetooth es una marca de su propietario y usada por Hewlett-Packard Company bajo licencia. Intel y Core son marcas de Intel Corporation en EE. UU. y otros países. ENERGY STAR es una marca registrada propiedad del gobierno de EE. UU. Todas las restantes marcas comerciales son propiedad de sus respectivos propietarios.

Abril 2018

Detalles técnicos	
Software incluido	HP Solution Center, HP Photosmart Essential Software, HP Smart Web Printing, HP Update, HP Product Assistant
Software incluido	HP Solution Center, HP Photosmart Essential Software, HP Smart Web Printing, HP Update, HP Product Assistant
Calidad de impresión, exactitud vertical de alineacion	+/- 0.006 mm
Calidad de impresión, exactitud vertical de alineacion	+/- 0.006 mm
Dimensiones del embalaje (Ancho x Profundidad x Altura)	500.9 x 238 x 438.9 mm (19.72 x 9.37 x 17.28 ")
Dimensiones del embalaje (Ancho x Profundidad x Altura)	500.9 x 238 x 438.9 mm (19.72 x 9.37 x 17.28 ")
Tamaño del producto abierto	458 mm (18.03 ")
Tamaño del producto abierto	458 mm (18.03 ")
Velocidad de impresión en negro (óptima, carta)	2.5 ppm
Velocidad de impresión en negro (óptima, carta)	2.5 ppm
Velocidad de impresión en color (óptima, carta)	2.5 ppm

Peso y dimensiones	
Dimensiones (Ancho x Profundidad x Altura)	458 x 389 x 164 mm
Dimensiones (Ancho x Profundidad x Altura)	458 x 389 x 164 mm
Peso	4800 g
Dimensiones máximas (Ancho x Profundidad x Altura)	458.02 x 494.61 x 163.83 mm
Peso de papel por bandeja	A4: 60 to 105 g/m²; envelopes: 75 to 90 g/m²; HP cards: up to 200 g/m²; HP photo paper: up to 280 g/m²
Peso de papel por bandeja	A4: 60 to 105 g/m²; envelopes: 75 to 90 g/m²; HP cards: up to 200 g/m²; HP photo paper: up to 280 g/m²
Peso	4800 g
Dimensiones máximas (Ancho x Profundidad x Altura)	458.02 x 494.61 x 163.83 mm

Condiciones ambientales	
Intervalo de temperaturas de funcionamiento recomendada	15 - 32 °C
Intervalo de temperatura de almacenaje	-40 - 60 °C
Intervalo de temperatura operativa	5 - 40 °C
Intervalo de humedad relativa durante almacenaje	20 - 90 %

en color (óptima, carta)	[illegible]
Velocidad de impresión en color (óptima, carta)	2.5 ppm
Peso recomendado del papel (imperial)	20 - 24 lb
Peso recomendado del papel (imperial)	20 - 24 lb
Sensor de papel automático	Y
Sensor de papel automático	Y
Número de cajas de cartón por palé	10
Número de cajas de cartón por palé	10
Número de capas por palé	5
Número de capas por palé	5
Altitud de funcionamiento (imperial)	10,000 ft

Altitud de funcionamiento (imperial)	10,000 ft
Área imprimible (A4)	203.4 x 290.4 mm
Área imprimible (A4)	203.4 x 290.4 mm
Sesgar	+/- 0.006 in +/- 0.006 mm
Sesgar	+/- 0.006 in +/- 0.006 mm
Capacidad de salida estándar (etiquetas)	25 hojas
Capacidad de salida estándar (etiquetas)	25 hojas
Admite SureSupply	Y
Admite SureSupply	Y
Tintas Vivera soportadas	N
Tintas Vivera soportadas	N
Primera página impresa en negro (A4, lista)	As fast as 20 s
Primera página impresa en negro (A4, lista)	As fast as 20 s

Intervalo de temperaturas de funcionamiento recomendada	15 - 32 °C
Intervalo de temperatura de almacenaje	-40 - 60 °C
Intervalo de temperatura operativa	5 - 40 °C
Intervalo de humedad relativa durante almacenaje	20 - 90 %

Capacidad de salida	
Capacidad de salida estándar para transparencias	25 hojas
Capacidad de salida estándar para transparencias	25 hojas
Capacidad de salida máxima	50 hojas
Capacidad de salida estándar	50 hojas
Capacidad estándar de salidad de sobres	15 hojas
Capacidad de salida estándar para tarjetas	25
Capacidad de salida máxima	50 hojas
Capacidad de salida estándar	50 hojas
Capacidad estándar de salidad de sobres	15 hojas
Capacidad de salida estándar para tarjetas	25

Requisitos del sistema	
Requisitos mínimos del sistema para Macintosh	Mac OS X v 10.4.11, v 10.5. v 10.6, PowerPC G3, G4, G5, or Intel Core processor; 256 MB memory; 500 MB free hard disk space
Requisitos mínimos del sistema para Macintosh	Mac OS X v 10.4.11, v 10.5. v 10.6, PowerPC G3, G4, G5, or Intel Core processor; 256 MB memory; 500 MB free hard disk space
Sistemas operativos compatibles	Microsoft Windows 7, Windows Vista (32 & 64-bit), Windows XP 32 & 64-bit (SP1), Windows XP Home, Windows 2000 (SP4) Windows Foundation Server 2008, Windows Small Business Server 2008 Standard Edition; Mac OS X v 10.4, Mac OS X v 10.5, Mac OS X v 10.6, Linux
Sistemas operativos compatibles	Microsoft Windows 7, Windows Vista (32 & 64-bit), Windows XP 32 & 64-bit (SP1), Windows XP Home, Windows 2000 (SP4) Windows Foundation Server 2008, Windows Small Business Server 2008 Standard Edition; Mac OS X v 10.4, Mac OS X v 10.5, Mac OS X v 10.6, Linux
Compatible con Mac	Y
Compatible con Mac	Y

Especificaciones del artículo

Nombre de la marca: AUN

Tipo: 3D

Tipo de enchufe: Enchufe estadounidense

Tipo de enchufe: Enchufe británico

Pantalla gigante: 4:3 / 16:9

Portable: No

Fuente de luz: LED

Resolución óptica: 1920x1080dpi

Poder: 150W

Proyectiva modo: Techo

Peso: 3,2 kg

Brillo: 6500 Lumens

Distancia de Proyección: 1.34-5.5m

Número de modelo: F30

Memory (Only F30UP): 2G RAM / 16G ROM

Speaker: 5W x2pcs

Best projection distance: 2.8m/100inch

3D: Red-blue 3D

Power input: AC 90-240v & 50 – 60HZ

Corrección de distorsión trapezoidal: Corrección manual

Tipo de enchufe: Enchufe europeo

Tipo de enchufe: Enchufe AU

Dimensiones de proyección: 50-300 inches

Proyector del teatro casero: Sí

Sistema: Sistema Multimedia

Relación de contraste: 4000 : 01:00

Uso: Proyector de entretenimiento

Proyectiva modo: Lanzar

Proyectiva modo: Retroproyección

Zoom: Ninguno

Ansi Lúmenes: 350 ANSI

Tecnología de proyección: LCD

System (Only F30UP): Android 6.0 (Later upgradeable Android 9.0)

WIFI (Only F30UP): 2.4G / 5G

LED Life: 50,000 hours

Video decoding: 4K (Only F30UP)

Interface: HD/USB/SPDIF out/Audio out

Warranty: 2 Years

ASY 25-35 Ui-LLCC

Altos valores SEER y SCOP

Valores de SEER y SCOP sensiblemente mejorados gracias al compresor rotativo DC altamente eficiente, al intercambiador de calor y a la tecnología All DC Inverter de Fujitsu.

Incremento del rango de funcionamiento en modo frío

Rango de funcionamiento ampliado desde -10ºC hasta 43ºC.

"Super Quiet"

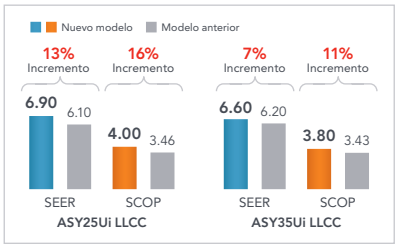
El bajo nivel sonoro en modo "Super Quiet" convierte cualquier estancia en un espacio mucho más confortable gracias al diseño de sus nuevas lamas.

Funcionamiento en máxima potencia

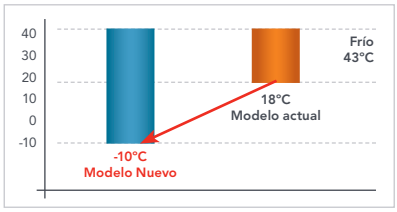
Alcanza la temperatura seleccionada rápidamente.

Modo de funcionamiento económico

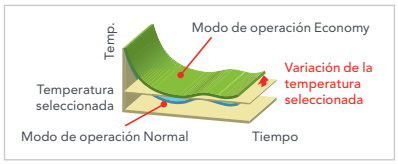
El termostato sube la temperatura seleccionada gradualmente 1ºC en refrigeración y ayuda a controlar el gasto energético.



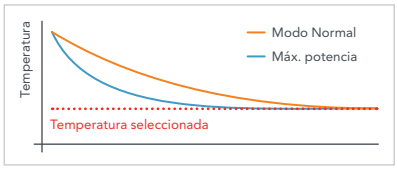
Altos valores SEER y SCOP



Incremento del rango de funcionamiento en modo frío.



Modo de funcionamiento económico.



Funcionamiento en máxima potencia.

Características técnicas

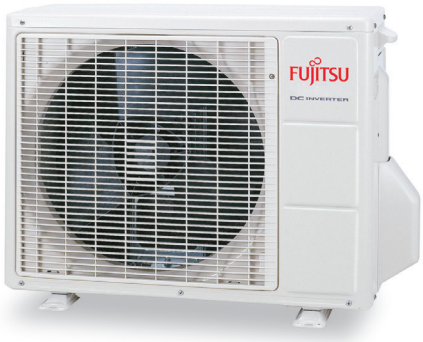
Modelos			ASY 25 Ui-LLCC	ASY 35 Ui-LLCC
Código			3NGF8740	3NGF8745
Potencia frigorífica		kcal/h	2.150 (774~2.580)	2.924 (774~3.268)
		W	2.500 (900~3.000)	3.400 (900~3.800)
		kcal/h	2.752 (774~3.268)	3.440 (774~4.300)
Potencia calorífica		W	3.000 (900~3.800)	4.000 (900~5.000)
Ratio ahorro energético (SEER/SCOP)	Frío / Calor		6,90/4,00	6,60/3,80
Clase energética	Frío / Calor		A++ / A+	A++ / A
Tensión / Fases / Frecuencia		V/nº/Hz	230 / 1 / 50	230 / 1 / 50
Consumo eléctrico	Frío / Calor	kW	0,73 / 0,74	1,08 / 1,13
Intensidad absorbida	Frío / Calor	A	3,5 / 3,5	5,2 / 5,4
Alimentación eléctrica			(U.E) 2 x 2,5 + T	(U.E) 2 x 2,5 + T
Interconexión eléctrica			3 x 2,5 + T	3 x 2,5 + T
Caudal aire ud. interior	Min / Máx.	m^3/h	325 / 720	325 / 720
Caudal aire ud. exterior	Máx.	m^3/h	1.670	1.830
Presión sonora ud. interior	A/M/B/SQ	dB (A)	43/38/33/22	43/38/33/22
Presión sonora ud. exterior		dB (A)	47	50
Dimensiones ud. interior	Ancho/Fondo/Alto	mm	820/206/262	820/206/262
Dimensiones ud. exterior	Ancho/Fondo/Alto	mm	663/293/535	663/293/535
Peso neto u. int / ext.		Kg	7,0 / 24	7,0 / 26
Diámetros de tubería	Líquido-Gas	pulg.	1/4"-3/8"	1/4"-3/8"
Distancias máximas	Total/Vert.	m	20 / 15	20 / 15
Refrigerante		Tipo	R410A	R410A
Precarga - Carga adicional		m - gr/m	15 - 20	15 - 20

Reservados los derechos a modificar modelos y datos técnicos.

FUJITSU

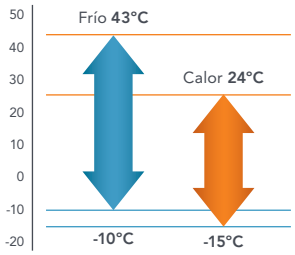
SPLIT PARED INVERTER LLCC

ASY 25-35 Ui-LLCC



ASY 25-35 Ui-LLCC

Rango funcionamiento



Funcionamiento óptimo
a baja temperatura.
(Low ambient operation)

ANEXO II

Elementos de la instalación fotovoltaica

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TABLA DE CONTENIDO

Placa Atersa A-370M GS 2

Inversor Multiplus Victron Energy 4

Baterías OPzS Solar 2350 9

Grupo Electrógeno Cervascan 12

Regulador MPPT Victron 13

Soporte 2 placas horizontales 14

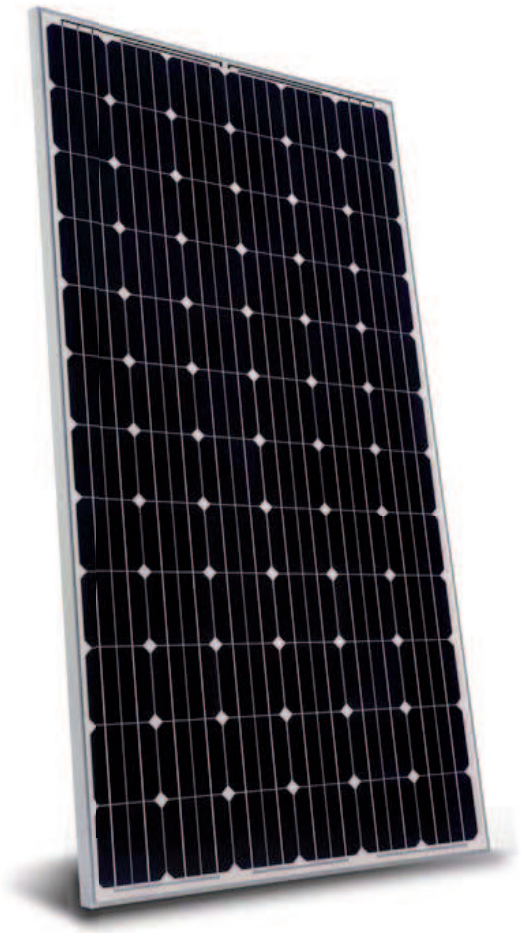
Soportes 7 placas horizontales 15

Cajas de coneión MaxConnect Plus 12 16

Caseta de obra 18

atersa
grupo elecnor

Optimum
nueva gama



Módulo solar (72 células 6”)

A-xxxM GS (360/365/370 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento (80% potencia de salida).

Para una información más detallada de los términos de la garantía, consulte:
→ www.atersa.com

A-xxxM GS (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-360M GS	A-365M GS	A-370M GS
Potencia Máxima (Pmax)	360 W	365 W	370 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	39.39 V	39.59 V	39.79 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9.14 A	9.22 A	9.30 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	47.65 V	47.73 V	47.80 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9.69 A	9.81 A	9.88 A
Eficiencia del Módulo (%)	18.55	18.81	19.07
Tolerancia de Potencia (W)		0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)		20	
Máxima Tensión del Sistema (IEC)		DC 1000 V	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (ºC)		45±2	

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², spectro AM 1.5 y temperatura de 25 ºC.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Especificaciones mecánicas

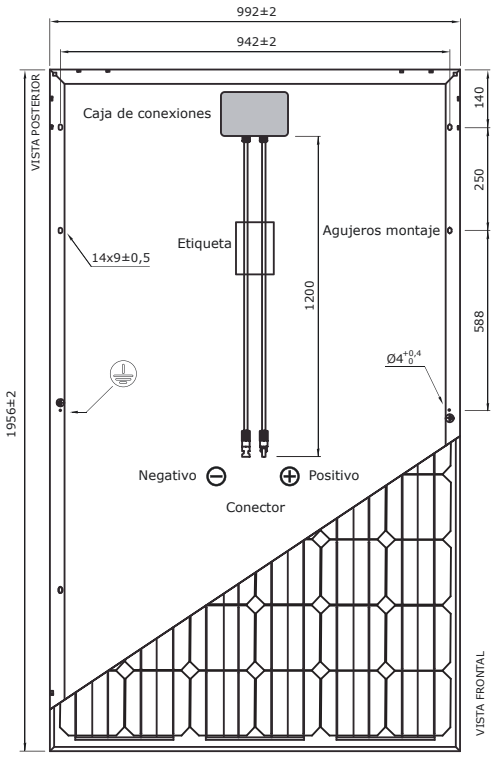
Dimensiones (± 2 mm.)	1956x992x40 mm.
Peso (± 5 %)	21.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/Monocristalina /156.75 x 156.75 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección) / **Conector**	1.200 mm. /4 mm²/MC4 compatible

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo



NOTA: El dibujo no está a escala.

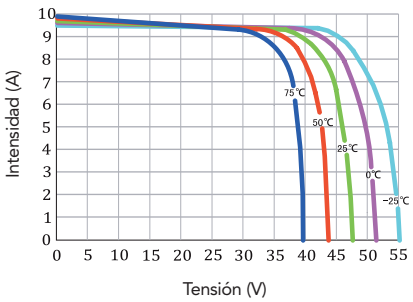
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.05% /ºC
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32% /ºC
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.40% /ºC
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 ºC

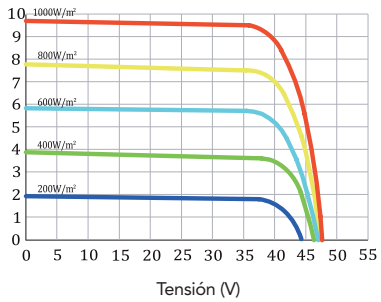
Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40´ HQ	24 palés
Módulos/contenedor 40´ HQ	624 pzas
Palés/contenedor 20´	9 palés
Módulos/contenedor 20´	234 pzas

Temperatura Varia (A-360M GS)



Irradiación Varia (A-360M GS)



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: **10/12/18**
Ref.: **MU-6M 6x12 GS (2)-A (WW)**
© Atersa SL, 2016

CLASS II
IEC 61215
IEC 61730

07-05-2019

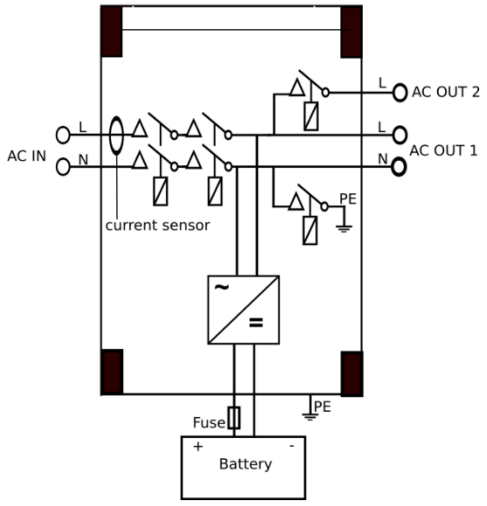
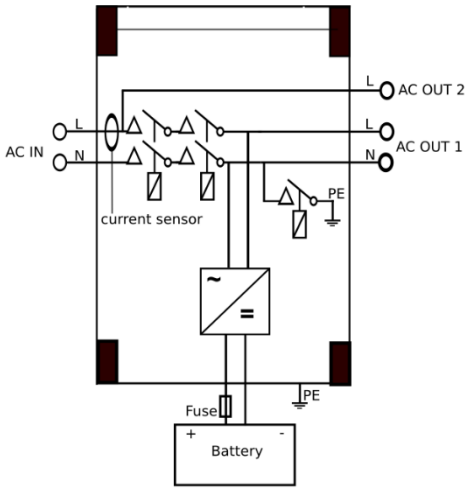
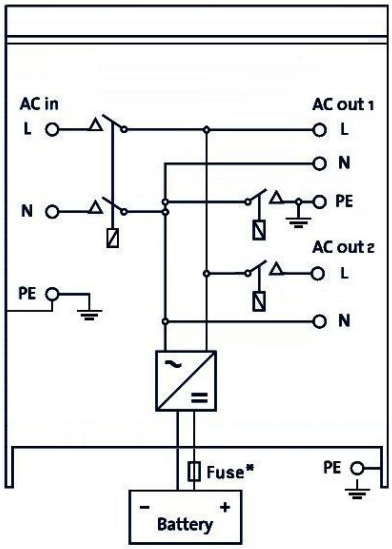
MultiPlus-II

Hoja comparativa

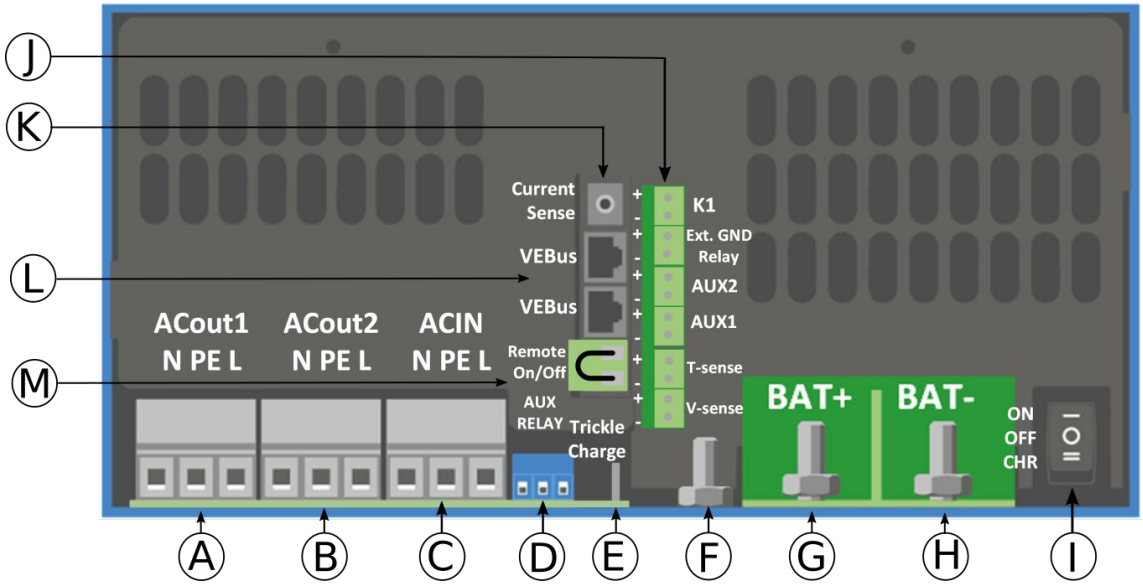
Especificaciones

	MultiPlus-II 24/3000/70-32 PMP242305010 HW rev. 01 y sup.	MultiPlus-II 48/3000/35-32 PMP482305010 HW rev. 08 y sup.	MultiPlus-II 48/5000/70-50 PMP482505010 HW rev. 03 y sup.	MultiPlus-II 48/3000/35-32 PMP482305000 HW rev. < 08	MultiPlus-II 48/5000/70-50 PMP482505000 HW rev. < 03	MultiGrid 48/3000/35-50	MultiPlus 48/3000/35
PowerControl y PowerAssist	Sí						
Conmutador de transferencia	32 A	32 A	50 A	32 A	50 A	50 A	16A o 50A
	INVERSOR						
Rango de tensión de entrada CC	19 – 33 V	38 – 66 V					
Salida	Tensión de salida: 230 V CA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)						
Potencia cont. de salida a 25 ºC (3)	3000 VA	3000 VA	5000 VA	3000 VA	5000 VA	3000 VA	
Potencia cont. de salida a 25ºC	2400 W	2400 W	4000 W	2400 W	4000 W	2400 W	
Potencia cont. de salida a 40 ºC	2200 W	2200 W	3700 W	2200 W	3700 W	2200 W	
Potencia cont. de salida a 65 ºC	1700 W	1700 W	3000 W	1700 W	3000 W	1700 W	
Máx. potencia de alimentación aparente	2500 VA	2500 VA	4000 VA	2500 VA	4000 VA	2500 VA	
Pico de potencia	5500 W	5500 W	9000 W	5500 W	9000 W	6000 W	
Eficacia máxima	95 %	95 %	96 %	95 %	96%	95 %	
Consumo en vacío	11 W	11 W	18 W	11 W	18 W	25 W	
Consumo en vacío en modo AES	7 W	7 W	12 W	7 W	12 W	20 W	
Consumo en vacío en modo búsqueda	2 W	2 W	2 W	2 W	2 W	12 W	
	CARGADOR						
Entrada de CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz						
Tensión de carga de "absorción"	28,8 V	57,6 V					
Tensión de carga de "flotación"	27,6 V	55,2 V					
Modo de almacenamiento	26,4 V	52,8 V					
Máxima corriente de carga de la batería (4)	70 A	35 A	70 A	35 A	70 A	35 A	
Corriente de carga batería arranque (A)	4 A	n.d.					
Sensor de tensión y temperatura de la batería	Sí	Sí	Sí	Mochila inteligente VE.Bus Smart dongle (opcional)		Sí	
	GENERAL						
Salida auxiliar	Sí (32 A) Relé con retraso de encendido de 2 minutos			Sí (32 A) Conectada directamente a la entrada de CA		Sí (16 A) Relé con retraso de encendido de 2 minutos	
Sensor de corriente externo (opcional)	50 A	50 A	100 A	50 A	100 A	No	
Relé programable (5)	Sí						
Protección (2)	a – g						
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema						
Puertos com. de uso general	Sí, 2 puertos						
On/Off remoto	Sí, 2 polos					Sí, 3 polos (Incl. Cargador remoto solamente)	
Rango de temperaturas de trabajo	-40 a +65°C (refrigerado por ventilador)						
Humedad (sin condensación)	máx. 95%						
	CARCASA						
Material y color	Acero, azul RAL 5012					Aluminio, azul RAL 5012	
Grado de protección	IP22					IP20	
Conexión de la batería	Pernos M8					Cuatro pernos M8	
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm² (6 AWG)						
Peso	18 kg	18 kg	29 kg	18 kg	29 kg	18 kg	
Dimensiones (al x an x p)	506 x 275 x 147 mm	506 x 275 x 147 mm	565 x 323 x 148 mm	499 x 268 x 141 mm	560 x 320 x 141 mm	362 x 258 x 218 mm	

1) Puede ajustarse a 60 Hz
2) Claves de protección:
a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja
e) temperatura demasiado alta
f) 230 VCA en salida del inversor g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1
4) A 25°C de temperatura ambiente
5) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o función de arranque/parada para el generador
Capacidad nominal CA: 230V/4A, Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 V CC y 1 A hasta 60 V CC

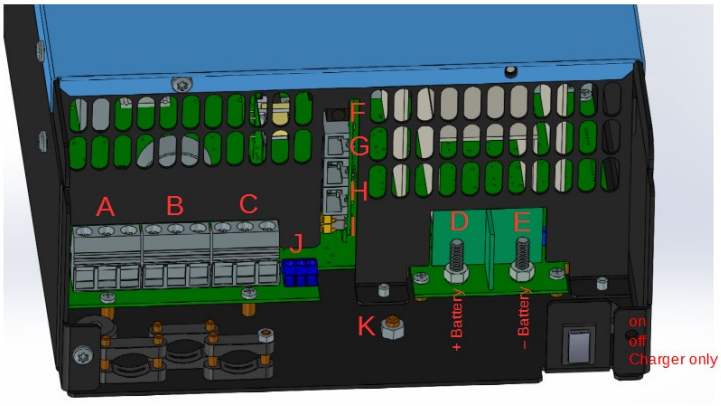
PMP242305010 PMP482305010 PMP482505010	PMP482305000 PMP482505000	MultiGrid MultiPlus
		
AC-out-2 está conectado a la salida de CA	El sensor de corriente AC-in (sensor de corriente interno) del MultiPlus-II se coloca directamente en la entrada de CA. AC-out-2 se conecta a la entrada de AC, por debajo del sensor de corriente.	

MultiPlus-II
PMP242305010 PMP482305010 PMP482505010

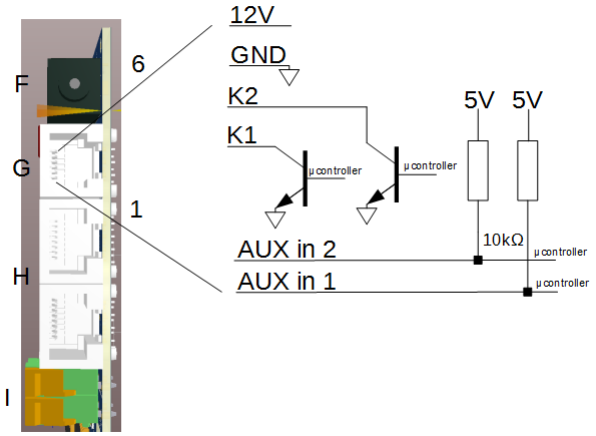


A	Conexión de la carga. AC-out1. Izquierda a derecha: N (neutro), PE (tierra), L (fase)
B	Conexión de la carga. AC out2. Izquierda a derecha: N (neutro), PE (tierra), L (fase)
C	Entrada de CA: Izquierda a derecha: N (neutro), PE (tierra), L (fase)
D	Contacto de la alarma: (de izquierda a derecha) NO, NC, COM.
E	Carga de mantenimiento (modelos de 12 y 24V exclusivamente)
F	Conexión a tierra primaria M6 (PE).
G	Conexión positivo batería M8.
H	Conexión negativo batería M8.
I	interruptor: 1=Encendido, 0=Apagado, ||=cargador solamente
J	Conexión para: de arriba a abajo: 1. 12 V 100 mA 2. Contacto programable K1 colector abierto 70V 100mA 3. Relé de puesta a tierra externo + 4. Relé de puesta a tierra externo - 5. Entrada aux 1 + 6. Entrada aux 1 - 7. Entrada aux 2 + 8. Entrada aux 2 - 9. Sensor de temperatura + 10. Sensor de temperatura - 11. Sensor de tensión de la batería + 12. Sensor de tensión de la batería -
K	Sensor de corriente externo
L	2 conectores VE-BUS RJ45 para panel remoto y/o funcionamiento en paralelo o trifásico
M	Conector para conmutador remoto: Puentear para activar.

MultiPlus-II
PMP482305000 PMP482505000



A	Conexión de la carga. AC out1. De izquierda a derecha: N (neutro), PE (tierra), L (fase)
B	Entrada de CA: De izquierda a derecha: N (neutro), PE (tierra), L (fase)
C	Conexión de la carga. AC out2. De izquierda a derecha: N (neutro), PE (tierra), L (fase)
D	Conexión positivo batería M8.
E	Conexión negativo batería M8.
F	Sensor de corriente externo (no disponible en el MultiGrid)
G	Conector IO adicional RJ12 (véase a continuación)
H	2 conectores VE-BUS RJ45 para panel remoto y/o funcionamiento en paralelo o trifásico (VE.Bus)
I	Conector para conmutador remoto: Puentear para activar.
J	Relé programable (de izquierda a derecha) NO, NC, COM. (interruptor virtual en VE.Configure)
K	Conexión a tierra primaria M8 (PE).



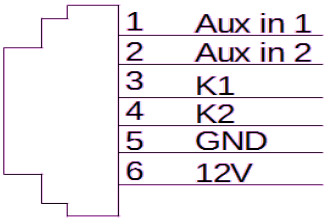
Detalle del conector IO adicional RJ12 (G)

Conector IO adicional RJ12

Aux en 1 y Aux en 2: 0 – 5 V (misma fio que en el MultiGrid)

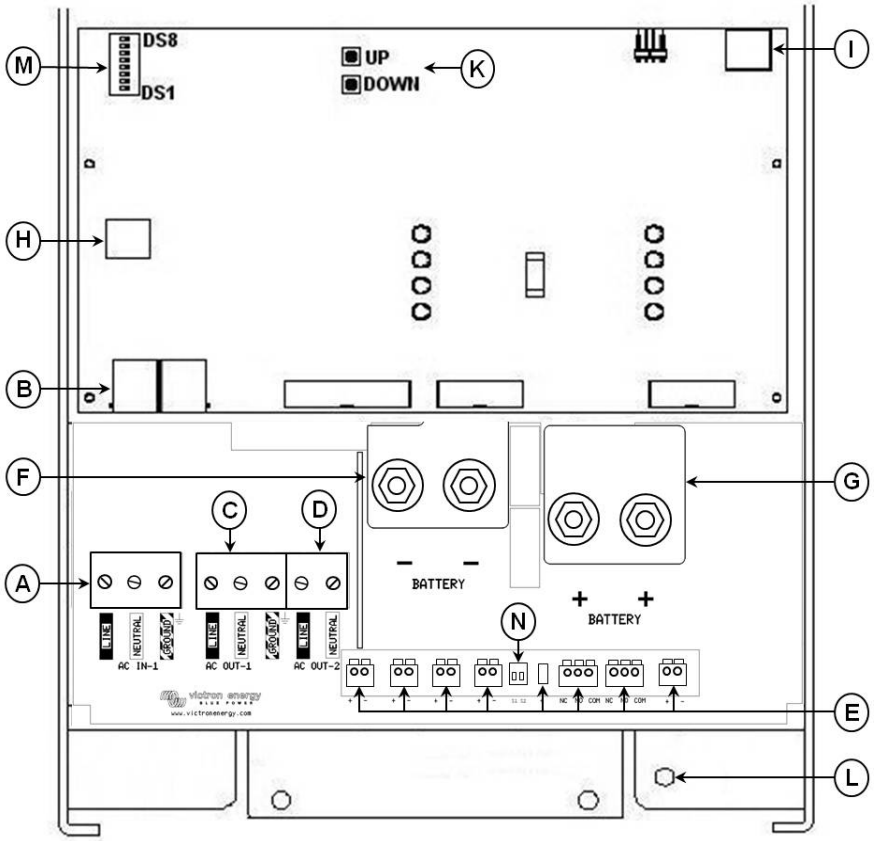
K1, K2: colector abierto 70 V 100 mA máx. (entradas de colector abierto, sustituye los contactos del relé programable del MultiGrid)

12 V: 12 V 10 0mA máximo suministro de potencia



Detalle del conector IO adicional RJ12 (G)

MultiGrid



A	Entrada de CA: Izquierda a derecha: L (fase), N (neutro), PE (tierra).
B	2 conectores RJ45 para panel remoto y/o funcionamiento en paralelo o trifásico (VE.Bus)
C	Conexión de la carga. AC out1. Izquierda a derecha: L (fase), N (neutro), PE (tierra).
D	Conexión de la carga. AC out2. Izquierda a derecha: PE (tierra), L (fase), N (neutro).
E	Terminales Sensor de temperatura (no disponible en el MultiPlus-II: se necesita la mochila inteligente VE.Bus Smart dongle) Aux input 1 (misma fio que el MultiPlus-II) Aux input 2 (misma fio que el MultiPlus-II) Positivo de la batería de arranque + (el negativo de la batería de arranque debe conectarse al negativo de la batería de servicio). No disponible en el MultiPlus-II. Contactos del relé programable K1 Contactos del relé programable K2 Sensor de tensión (no disponible en el MultiPlus-II: se necesita la mochila inteligente VE.Bus Smart dongle)
F	Conexión del negativo de la batería por medio de M8 doble.
G	Conexión positivo batería M8 doble.
H	Conector para conmutador remoto: Terminal izquierdo corto y medio para "encender". Terminal derecho corto y medio para conmutar a ‘charger only’. (solo cargador). (**no disponible en MultiPlus-II**).
I	Contacto de la alarma: (de izquierda a derecha) NC, NO, COM.
K	Pulsadores para modo configuración. No está disponible en el MultiPlus-II.
L	Conexión a tierra primaria M8 (PE).
M	Interruptores DIP, DS1-DS8, para modo configuración. No está disponible en el MultiPlus-II.
N	Interruptores deslizantes, configuración de fábrica: SW1= posición hacia abajo (off), SW2 = posición hacia abajo (off). No está disponible en el MultiPlus-II. SW1: posición hacia abajo (off) = relé GND interno seleccionado, hacia arriba (on) = relé GND externo seleccionado (para conectar un relé GND externo: véase E). No está disponible en el MultiPlus-II. SW2: Sin función. Para su uso en funciones futuras. No está disponible en el MultiPlus-II.

GNB® INDUSTRIAL POWER
A Division of Exide Technologies

Industrial Batteries / Network Power

Classic Solar

*»**Powerful energy storage** for **renewable energy systems**«*

Classic®

Classic OPzS Solar

Energy storage for outstanding power applications

The Classic OPzS Solar range has been well proven for decades in medium and large power applications. Due to their robustness, long design life and high operational safety they are ideally suitable for use in solar and wind power stations, telecommunications, power distribution companies, railways and many other safety equipment power supplies. The wide range of available capacities and sizes provides a solution for every power need, even in harsh environments.

Your benefits:

> **Optimised design for renewable energy applications** – highest cycling ability and long life

> **Special alloy and large electrolyte reserve** – very long topping up intervals

> **Low maintenance** – saving costs

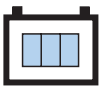
> **Completely recyclable** – low CO_2 footprint

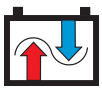
Specifications:

> Nominal capacity (C_{120} at 25 °C): 82.7 - 4600 Ah
> Very thick tubular positive plates for the most demanding applications
> Up to 2800 cycles at 60 % depth of discharge (C_{10}) with IU charging profile at 20 °C. For enhanced performance and for systems ≥ 48 V we recommend IUI charging to reach 3000 cycles and more.
> Designed in accordance with IEC 61427 and IEC 60896-11
> Screw connectors for a better contact and reliability
> Also available in dry-charged version with separate electrolyte
> High quality transparent or translucent containers for easy maintenance

Nominal capacity 82.7 – 4600 Ah

Block battery/ Single cell


Tubular plate


up to 3000*+ cycles at 60 % depth of discharge

Recyclable

Low maintenance

*Using IUI charging at 20 °C

Classic OPzS Solar

Technical data

Technical characteristics and data

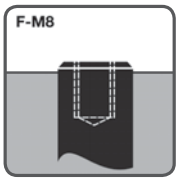
Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{120} 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height* (h) max. mm	Installed length (L) max. mm	Weight incl. acid approx. kg	Weight acid** approx. kg	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FB	2	190	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FB	2	245	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FB	2	305	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FB	2	380	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FB	2	450	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FB	2	550	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FB	2	660	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FB	2	765	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FB	2	985	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FB	2	1080	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FB	2	1320	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FB	2	1410	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FB	2	1650	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	812	225	151	50.0	0.16	12800	F-M8	3
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	812	225	158	48.0	0.14	14600	F-M8	3
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	812	225	184	60.0	0.12	17000	F-M8	4
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	812	225	191	58.0	0.11	17800	F-M8	4
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	812	225	217	71.0	0.11	18600	F-M8	4
6V 4 OPzS 200 LA	NVZS060200WC0FB	6	294	272	206	347	282	41.0	13.0	2.68	2283	F-M8	1
6V 5 OPzS 250 LA	NVZS060250WC0FB	6	364	380	206	347	392	56.0	20.0	2.39	2800	F-M8	1
6V 6 OPzS 300 LA	NVZS060300WC0FB	6	417	380	206	347	392	63.0	20.0	1.96	3106	F-M8	1
12V 1 OPzS 50 LA	NVZS120050WC0FB	12	82.7	272	206	347	282	35.0	15.0	18.1	688	F-M8	1
12V 2 OPzS 100 LA	NVZS120100WC0FB	12	139	272	206	347	282	45.0	14.0	9.26	1314	F-M8	1
12V 3 OPzS 150 LA	NVZS120150WC0FB	12	210	380	206	347	392	64.0	19.0	6.46	1884	F-M8	1

Type	C_6 1.75 Vpc	C_{10} 1.80 Vpc	C_{12} 1.80 Vpc	C_{24} 1.80 Vpc	C_{48} 1.80 Vpc	C_{72} 1.80 Vpc	C_{100} 1.85 Vpc	C_{120} 1.85 Vpc	C_{240} 1.85 Vpc
OPzS Solar 190	122	132	134	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	159	173	176	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	203	220	224	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	250	273	277	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	296	325	330	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	353	391	398	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	422	469	477	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	492	546	555	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	606	700	710	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	669	773	784	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	820	937	950	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	888	1009	1024	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	1024	1174	1190	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	1218	1411	1430	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	1573	1751	1770	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	1667	1854	1875	2015	2215	2335	2445	2500	2600
OPzS Solar 3100	2080	2318	2343	2520	2755	2910	3040	3100	3250
OPzS Solar 3350	2268	2524	2550	2740	2985	3135	3280	3350	3520
OPzS Solar 3850	2592	2884	2915	3135	3430	3615	3765	3850	4040
OPzS Solar 4100	2775	3090	3125	3355	3650	3840	4000	4100	4300
OPzS Solar 4600	3099	3451	3490	3765	4100	4300	4500	4600	4850
6V 4 OPzS 200 LA	203	206	229	250	296	304	287	294	338
6V 5 OPzS 250 LA	245	257	284	311	374	383	355	364	424
6V 6 OPzS 300 LA	284	309	322	354	420	432	408	417	482
12V 1 OPzS 50 LA	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	81.0	82.7	92.9
12V 2 OPzS 100 LA	95.4	103	108	118	141	145	136	139	162
12V 3 OPzS 150 LA	131	154	162	177	206	217	203	210	234

Capacities in Ah (C_6 – C_{240} at 25 °C)

* Includes installed connector, the above mentioned height can differ depending on the used vent(s).
** Acid density d_N = 1.24 kg/l

Terminal and torque



12 Nm for blocks;
20 Nm for cells

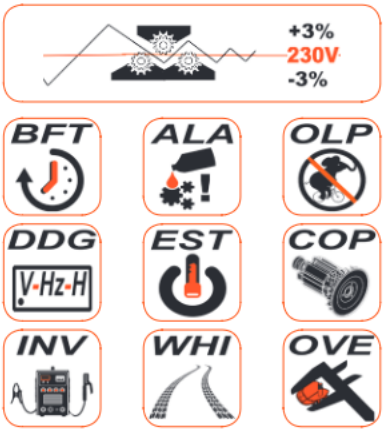
Data is also valid for dry charged version.
Change »**W**« (Wet) to »**D**« (Dry) in the part number.
E.g.:
> filled and charged: NVSL023100 **W** C0FA
> dry charged: NVSL023100 **D** C0FA

CERVASCAN

12000W 400V / 12000W 230V E-START

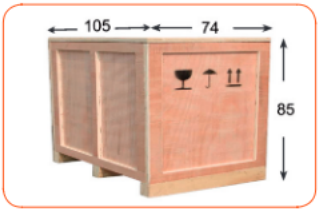
TIPO / TYPE

EQUIPAMIENTO / FEATURES



DOTACIÓN / INCLUDED

EMBALAJE / PACKAGING



RECAMBIOS FRECUENTES / FREQUENT SPARE PARTS

MODELO / MODEL	CERVASCAN
Regulación - Voltaje - Frecuencia / Regulation - Voltage - Frequency	Estabilizador electrónico - 230V - 50Hz Electronic stabilizer - 230V - 50Hz
AC 400V Máxima-Nominal / Maximum-Rated	12000W - 10000W (15 - 12.5kVA) fdp / pf 0.8
AC 230V Máxima-Nominal / Maximum-Rated	12000W - 10000W
Modelo motor/ Engine model	GENERGY SGS240E
Cilindrada/ Displacement	688cc
Tipo de motor / Engine type	Gasolina, 4 tiempos OHV refrigeración forzada por aire Gasoline, 4-stroke OHV, air forced cooling
Nivel de presión acústica media a 7Mts LpA / Acoustic pressure level average at 7Mts LpA	72dB (A)
Nivel de potencia acústica garantizada LwA acorde 2000/14/EC enmienda 2005/88/EC Guaranteed sound power level LwA pursuant to 2000/14/EC amended by 2005/88/EC	98dB (A)
Tipo de arranque / Startup type	Eléctrico con batería de obsequio* / Electric with gift battery*
Capacidad tanque combustible / Fuel tank capacity	30L
Consumo hora - Autonomía al 25% 50% 75% carga Hourly consumption - Autonomy at 25% 50% 75% loads	(1,8 l/h - 16h) (2,5 l/h - 12h) (3.9 l/h - 7.5h)
Capacidad de aceite - Tipo aceite / Oil capacity - Type of oil	1.4L SAE10W30 - SAE10W40
Cantidad reemplazada de aceite sin cambio de filtro / Cantidad reemplazada de aceite sin cambio de filtro	1.1L
Kit de transporte / Transportation kit	2 Ruedas fijas 4" + 2 ruedas giratorias 4" 2 swiveling caster + 2 Non-swiveling 4"
Dimensiones con ruedas L x A x Alto (cm) / Dimensiones con ruedas L x W x H (cm)	89 x 68 x 82
Peso máquina / bruto embalaje (Kg) / Machine weight / gross packaging (Kg)	175 / 183
Referencia / Reference	2016011

*La batería se entrega gratuitamente, no está incluida en el precio de la máquina y no queda cubierta por la garantía. Si no desea recibir la batería de obsequio indíquelo al emplazar su pedido.
*The battery is free, cost is not included in machine price and is not cover by machine guarantie. If you do not want to receive the battery gift, indicate notice when you place a order.

Controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia

MPPT 250/60, 250/70, 250/85 & 250/100

www.victronenergy.com

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.
Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.
El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura.
Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación. en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control, un Venus GX, un PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

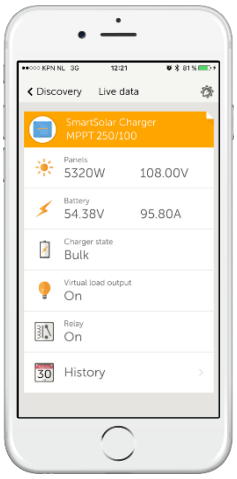
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente)
para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



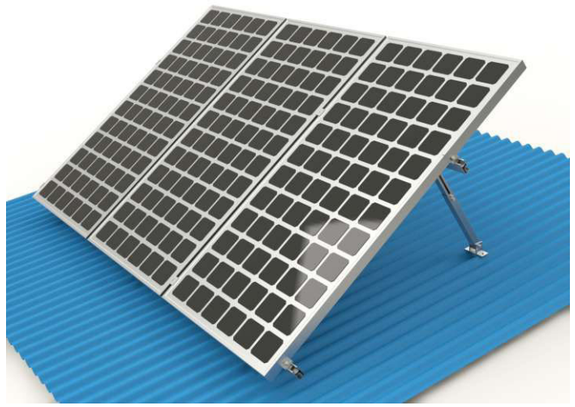
Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con dispositivo conectable

Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de *software* para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV máxima, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV máxima, 48 V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo			
Eficacia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC			
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215x250x95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246x295x103 mm	
NORMATIVAS				
Seguridad	EN/IEC 62109			

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.
2) Unos paneles FV con una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de dichos paneles FV.
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
Centralita: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E-mail: sales@victronenergy.com | **www.victronenergy.com**



Adjustable System

Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM

⊙ Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

⊙ Benefits

❖ Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assemblyed on factory to save your install time on site.

❖ Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

❖ Safety and Reliability

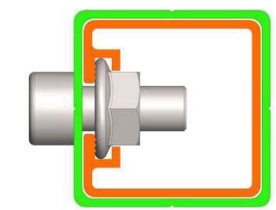
The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

⊙ Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to1. 4KN/㎡
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Telescope Solution

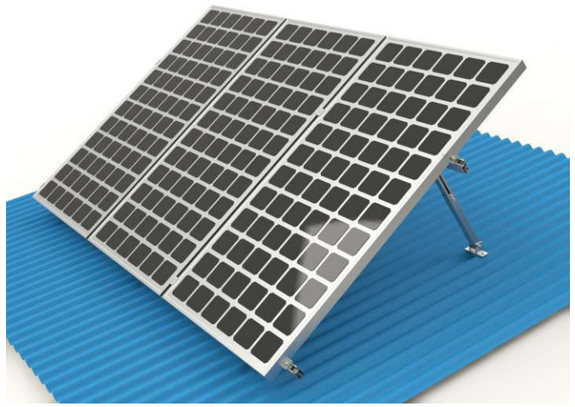
Legs

Front Leg

Rear Leg

Item No.	Description	Leg Length
ADFL	AD Front Leg	
ADRL1015	AD Rear Leg 10/15 deg	240~360mm
ADRL1530	AD Rear Leg 15/30 deg	340~680mm
ADRL3060	AD Rear Leg 30/60 deg	700~1200mm

Tel: 0034 902 60 20 44 - Fax: 0034 902 60 20 55 - Address: Avenida Pérez Galdós 37, 46018 Valencia, Spain
Email: info@technosun.com - Website: www.technosun.com



Adjustable System

Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM

⊙ Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

⊙ Benefits

❖ Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assemblyed on factory to save your install time on site.

❖ Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

❖ Safety and Reliability

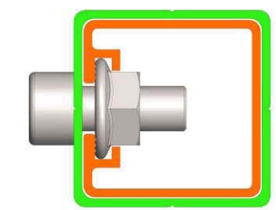
The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

⊙ Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to1. 4KN/㎡
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Telescope Solution

Legs

Front Leg

Rear Leg

Item No.	Description	Leg Length
ADFL	AD Front Leg	
ADRL1015	AD Rear Leg 10/15 deg	240~360mm
ADRL1530	AD Rear Leg 15/30 deg	340~680mm
ADRL3060	AD Rear Leg 30/60 deg	700~1200mm

Tel: 0034 902 60 20 44 - Fax: 0034 902 60 20 55 - Address: Avenida Pérez Galdós 37, 46018 Valencia, Spain
Email: info@technosun.com - Website: www.technosun.com

MaxConnect plus

La caja de conexiones de generador para inversores centrales SolarMax

SWISS QUALITY

MaxConnect plus sirve para agrupar cada uno de los ramales de su generador fotovoltaico. Gracias a su sistema de supervisión individual de ramales, el dispositivo es capaz de reconocer a tiempo **defectos y oscurecimientos**.

Las corrientes y tensiones que se generan exigen que los componentes tengan unas características especiales. El dispositivo está diseñado de forma consecuente para 900 V. Sus componentes de alta calidad garantizan una gran durabilidad y la mayor disponibilidad.

MaxConnect plus está completamente **protegido:**

- Los fusibles de ramales y descargadores de sobretensión integrados protegen de estados de funcionamiento extraordinarios.
- Gracias al seccionador de gran capacidad integrado, podrá desconectar la instalación en todo momento, de forma rápida y segura, incluso cuando esté funcionando con carga.

Para las operaciones de mantenimiento y control es posible desconectar y medir cada uno de los ramales. Los cartuchos de fusibles se pueden cambiar sin tensión.

MaxConnect plus **se entrega listo para instalar**. Solamente se han de conectar los cables de los ramales de los módulos solares y la línea colectora al inversor solar SolarMax. Para montar el dispositivo, puede emplear los orificios de sujeción que se encuentran en la parte posterior.

MaxConnect plus dispone de un **sistema de supervisión de ramales electrónico** que mide cada una de las corrientes y detecta las desviaciones del valor promedio. La tolerancia de fallos se puede ajustar, los ramales se pueden ocultar por separado. Los datos correspondientes se muestran en la pantalla LCD integrada.

El dispositivo se puede integrar en el sistema de supervisión sin más complicaciones. En caso de avería, mediante un registrador de datos se envían **las notificaciones de fallo por correo electrónico o SMS.**

SolarMax®
by Sputnik Engineering

Datos técnicos

		MaxConnect 12 plus	MaxConnect 16 plus
Valores de entrada	Tensión CC máxima	900 V	
	Corriente por string CC máxima	10 A	
	Categoría de sobretensión	II (III hasta 849 VCC)	
	Bornes de conexión	16 mm^2	
	Terminal de puesta a tierra	50 mm^2	
Valores de salida	Corriente colectiva CC máxima	120 A	160 A
	Bornes de conexión	95 mm^2	150 mm^2
	Condiciones ambientales	Tipo 2	
Condiciones ambientales	Tipo de protección conforme a EN 60529	IP65	
	Margen de temperatura ambiente	-20 °C … +50	
Equipamiento	Seccionador bajo carga	omnipolar; conmutable a plena carga	
	Supervisión de la corriente por string	Comparación de corrientes por string; Tolerancia ajustable; enmascaramiento individual de ramales	
	Pantalla	A, Ah por ramal; A, Ah total; avisos de avería; Configuración de todos los parámetros importantes	
	Clase de protección conforme a EN 61140	I	
	Carcasa	Aluminio	
	Color	RAL 1028/ RAL 7035	
Normas y directrices	Conformidad CE	Sí	
	CEM	EN 61000-6-3; EN 61000-6-2	
	Seguridad del dispositivo	Tipo homologado“ por el organismo TÜV según EN 50178	
Interfaces	Comunicación de datos	RS-485	
	Contacto de aviso de fallo	Contacto de relé sin tensión	
Peso y dimensiones	Peso	14 kg	17 kg
	Dimensiones en mm (anchura x altura x profundidad)	600 x 520 x 150	720 x 520 x 170

Características

- Carcasa de aluminio a prueba de corrosión con tipo de protección IP65
- Montaje a la pared sencillo y rápido
- Completamente montado y listo para conectar, incluidas boquillas para cables
- Diseño para 12 o 16 ramales
- Sistema de supervisión electrónico de ramales con alarma mediante MaxWeb xp
- Pantalla LCD integrada
- Protección contra sobretensión integrada

2011/02 es

SolarMax®
www.solarmax.com

Casetas de Obra
en venta y alquiler

ALQUILER y VENTA
Balat
MODULOS PREFABRICADOS

www.balat.com 902 70 22 47

Las casetas prefabricadas de **Balat** se adaptan a diferentes usos gracias a su amplia gama de medidas y acabados.

Totalmente terminadas desde nuestras instalaciones, nuestras casetas prefabricadas ofrecen una solución rápida y funcional a sus problemas de espacio.

Gracias a su diseño, las casetas prefabricadas Balat son adosables y apilables creando superficies ampliables y adaptadas para cada necesidad.

Casetas de obra personalizadas

Casetas de obra adosables

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
- Estructura galvanizada.
- Cerramiento en fachada y cubierta mediante Panel Sándwich.
- Instalación Eléctrica.
- Climatización.

Nuestro producto se adapta a cualquiera de las siguientes necesidades:
- Casetas de obra.
- Casetas prefabricadas para comedores.
- Vestuarios.
- Casetas prefabricadas para despachos.
- Oficinas de obra.

ANEXO III

Cableado

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Prysmian Group

Cables y accesorios para Instalaciones Fotovoltaicas

Cables and accessories for Photovoltaic Plants

CPR COMPLIANT

PRYSMIAN

Draka

Cables de energía para baja tensión |

Low voltage power cables

Prysmian Group

P-SUN 2.0 CPRO
ZZ-F

Tensión asignada | *Rated voltage:* 1,0/1,0 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño | *Design standard:* DKE-VDE AK 411.2.3
Designación genérica | *Generic designation:* ZZ-F

ECOLÓGICO
ECOLOGICAL

CPR COMPLIANT

Eca CPR

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP
DOWNLOAD
the DoP (Declaration of Performance) with this QR code.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

Nº DoP 1006545

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | *CHARACTERISTICS AND TESTING*

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | *FLAME RETARDANT*
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2

LIBRE DE HALÓGENOS | *HALOGEN FREE*
EN 60754-1
IEC 60754-1
BS 6425-1

BAJA OPACIDAD DE HUMOS | *LOW OPACITY OF SMOKE*
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | *NO EMISSION OF CORROSIVE GASES*
EN 60754-2
IEC 60754-2
pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | *RESISTANT TO ABSORPTION OF WATER*

RESISTENCIA AL FRÍO | *COLD RESISTANT*

CABLE FLEXIBLE | *FLEXIBLE CABLE*

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | *RESISTANCE TO THE ULTRAVIOLET RAYS*

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS | *CHEMICAL RESISTANT*

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES | *FAT AND OIL RESISTANT*

RESISTENCIA A LOS GOLPES | *IMPACT RESISTANT*

RESISTENCIA A LA ABRASIÓN | *ABRASION RESISTANT*

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV1-F CPRO | *FV TECSUN PV1-F CPRO CABLE: ADDITIONAL TESTING & DATA*

Garantía 30 años	*30 years warranty*	**Sí**	*Yes*
Servicios móviles	*Mobile services*	**Sí**	*Yes*
T³ máxima 120 °C en el conductor	*120°C maximum conductor temperature*	**20000 h**
Resistencia al ozono	*Ozone resistance*	**EN 50396, test B**
Resistencia a los rayos UVA	*UV Resistance*	**UL 1581 (Xeno test); ISO 4892-2 (Método A** *Method A)* **HD 605/A1-2.4.20**
Resistencia a la absorción del agua	*Water absorbance*	**EN 60811-1-3**
Protección contra el agua	*Water resistance*	**AD7 (inmersión** *immersion)*
Resistencia al frío	*Cold resistance*	**Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4**	*EN 60811-1-4 low temperature bend testing*
Presión a temperatura elevada	*Pressure at high temperature*	**EN 60811-3-1**
Dureza	*Hardness*	**DIN 53505 Apuntalar** *Shore* **A ≤ 85**
Resistencia a aceites minerales	*Resistance to mineral oils*	**EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C**
Resistencia a ácidos y bases	*Resistance to acids and bases*	**EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálido, hidróxido sódico**	*EN 60811-2-1, 7 days, 23 ° C n-oxalide acid, sodium hydroxide*
Doble aislamiento (clase II)	*Double insulation (class II)*	**Sí**	*Yes*

TECSUN H1Z2Z2-K

H1Z2Z2-K

Tensión asignada | *Rated voltage:* 1,0/1,0 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño | *Design standard:* EN 50618
Designación genérica | *Generic designation:* H1Z2Z2-K

ECOLÓGICO
ECOLOGICAL

CPR COMPLIANT

Eca CPR

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of Performance) with this QR code.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

www.tuv.com TÜV TÜV Rheinland Group ID:1234567890

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | *CHARACTERISTICS AND TESTING*

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | *FLAME RETARDANT*
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO | *FIRE RETARDANT*
EN 50305-9
DIN VDE 0482 parte 266-2-5

LIBRE DE HALÓGENOS | *HALOGEN FREE*
EN 50525-1

BAJA OPACIDAD DE HUMOS | *LOW OPACITY OF SMOKE*
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | *NO EMISSION OF CORROSIVE GASES*
EN 50305 (ITC < 3)

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | *RESISTANCE TO ABSORPTION OF WATER*

RESISTENCIA AL FRÍO | *COLD RESISTANCE*

CABLE FLEXIBLE | *FLEXIBLE CABLE*

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | *RESISTANCE TO THE ULTRAVIOLET RAYS*

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS | *CHEMICAL RESISTANT*

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES | *FAT AND OIL RESISTANT*

RESISTENCIA A LOS GOLPES | *IMPACT RESISTANT*

RESISTENCIA A LA ABRASIÓN | *ABRASION RESISTANT*

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV1-F CPRO | *FV TECSUN PV1-F CPRO CABLE: ADDITIONAL TESTING & DATA*

Garantía 30 años	*30 years warranty*	**Sí**	*Yes*
Servicios Mobiles	*Mobile services*	**Sí**	*Yes*
Certificación TÜV	*TÜV certification*	**Sí**	*Yes*
T³ máxima 120 °C en el conductor	*120°C maximum conductor temperature*	**20000 h**
Resistencia al ozono	*Ozone resistance*	**EN 50396, test B**
Resistencia a los rayos UVA	*UV Resistance*	**Resistencia a la tracción y elongación a la ruptura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17, (Método A) HD 605/A1-2.4.20**	*Tensile strength and elongation at break after 720 h (360 cycles) of exposure to UVA acc. to EN 50289-4-17, (Method A) HD 605 / A1-2.4.20*
Resistencia a la absorción del agua	*Water absorbance*	**DIN EN 60811-402**
Protección contra el agua	*Water resistance*	**AD7 (inmersión**	*immersion)*
Prueba de contracción	*Contraction test*	**EN 50618, tabla**	***table* 2: < 2%**
Resistencia al frío	*Cold resistance*	**Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4**	*EN 60811-1-4 low temperature bend testing*
Resistencia a calor húmedo	*Resistance to damp heat*	**1000 h a 90 °C 85 % H.R.(EN 60811-2-78) (EN 50618)**
Presión a temperatura elevada	*Pressure at high temperature*	**< 50% EN 60811-508**
Dureza Prysmian	*Prysmian hardness*	**Ensayo especial de Prysmian tipo A: 85 según DIN EN ISO 868**	*Special Prysmian test, Type A: 85 according to DIN EN ISO 868*
Resistencia a la abrasión	*Abrasion resistance*	**Ensayo especial de Prysmian DIN ISO 4649 contra papel abrasivo • Cubierta contra cubierta • Cubierta contra metal • Cubierta contra plásticos**	*Special Prysmian test acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper • Sheath against sheath • Sheath against metal • Sheath against plastics*
Resistencia a penetración dinámica	*Dynamic penetration resistance*	**EN 50618, anexo**	*annex* **D**
Resistencia a aceites minerales	*Resistance to mineral oils*	**EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C**
Resistencia a ácidos y bases	*Resistance to acids and bases*	**EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálido, hidróxido sódico**	*EN 60811-2-1, 7 days, 23°C n-oxalic acid, sodium hydroxide*
Resistencia al amoniaco	*Resistance to ammonia*	**Ensayo especial de Prysmian 30 días en atmósfera saturada de amoniaco**	*Special 30-day Prysmian test in ammonia-saturated atmosphere*
Doble aislamiento (clase II)	*Double insulation (class II)*	**Sí**	*Yes*

Comparativa | *Comparative*

	P-SUN 2.0 CPRO	TECSUN H1Z2Z2-K
Tensión asignada | *Rated voltage*	1,0/1,0 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)	1,0/1,0 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma de diseño | *Design standard*	DKE-VDE AK 411.2.3	EN 50618
Designación genérica | *Generic designation*	ZZ-F	H1Z2Z2-K
Certificación TÜV | *TÜV certification*	No | *Not*	Si | *Yes*
Tensión de diseño en c.a. (kV) | *Design tension in a.c. (kV)*	1,0/1,0 kV	**1,0/1,0**
Tensión de diseño en c.c. (kV) | *Design tension in c.c. (kV)*		1,5/1,5
Tensión máximá en c.a. (kV) | *Maximum voltage in a.c. (kV)*	0,7/1,2/1 kV	1,2/1,2
Tensión máximá en c.c. (kV) | *Maximum voltage in c.c. (kV)*	1,8/1,8	1,8/1,8
Ensayo de tensión en c.a. (kV) | *Tension test in a.c. (kV)*	5 min 6,5 kV	5 min 6,5 kV
Ensayo de tensión en c.c. (kV) | *Tension test in c.c. (kV)*	5 min 15 kV	5 min 15 kV
Metal | *Metal*	Cobre electrolítico | *Electrolytic copper*	Cobre estañado | *Tinned copper*
Aislamiento | *Insulation*	Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1 | *Rubber type E16 according to UNE-EN 50363-1*	Material reticulado tabla B.1 anexo B de EN 50618 | *Crosslinked material table B.1 annex B of EN 50618*
Material cubierta | *Sheath material*	Mezcla libre de halógenos tipo EMS según UNE-EN 50363-2-2 ó EMB según UNE-EN 50363-6 | *HMS-free mix EMS type according to UNE-EN 50363-2-2 or EMB according to UNE-EN 50363-6*	Material reticulado tabla B.1 anexo B de EN 50618 | *Crosslinked material table B.1 annex B of EN 50618*
Espesor de aislamiento | *Insulation thickness*	de 0,6 mm (1,5 mm²) a 0,8 mm (120 mm²) | *from 0.6 mm (1,5 mm2) to 0,8 mm (120 mm2)*	
Espesor de cubierta | *Cover thickness*	de 0,8 mm (1,5 mm²) a 0,8 mm (120 mm²) | *from 0.6 mm (1,5 mm2) to 1,0 mm (120 mm2)*	
T³ máxima de servicio (30 años) | *Maximum service T*	-40 °C	-40 °C
T³ máxima de conductor (30 años) | *Maximum conductor T (30 years)*	90 °C	90 °C
T³ máxima de conductor (20.000 h) | *Maximum conductor T (20000 h)*	120 °C	120 °C
T³ máxima cortocircuito | *Maximum short-circuit T*	250 °C	250 °C
Euroclase | *Euroclass*	Eca	Eca
No propagación de la llama | *Flame retardant*	EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2	EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
No propagación de incendio| *Fire retardant*		EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte | *part* 266-2-5
Libre de halógenos | *Halogen free*	EN 50267-2-1;IEC 60754-1; BS 6425-1	EN 50525-1
Baja emisión de humos opacos | *Low opacity of smoke*	EN 61034-2; IEC 61034-2	EN 61034-2; IEC 61034-2
Nula emisión de gases corrosivos | *No emission of corrosive gases*	50267-2-3;IEC60754-2;ph>4,3; C<10u S/m	EEN50305 (ITC < 3)
Servicios móviles | *Mobile services*	Sí / *Yes*	Sí / *Yes*
Garantía 30 años | *30 years warranty*	Sí / *Yes*	Sí / *Yes*
T³ máxima 120 °C en el conductor | *Maximum T 120 °C in the driver*	20 000 h	20 000 h
Resistencia al ozono| *Ozone resistance*	EN 50396, test B	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA | *Resistance to the ultraviolet rays*	UL 1581 (prueba xeno), ISO 4892-2 (Método A) HD 605 / A1-2.4.20 | *UL 1581 (xeno test), ISO 4892-2 (Method A) HD 605/A1-2.4.20*	Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 Ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17, Método A; HD605 / A1-2.4.20 | *Tensile strength and elongation at break after of 720 h (360 cycles) of exposure to UVA according to EN 50289-4-17, Method A; HD605 / A1-2.4.20*
Resistencia a la absorción agua | *Resistance to water absorption*	EN 60811-1-3	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua | *Protection against water*	AD7 (inmersión | *immersion*)	AD7 (inmersión | *immersion*)
Prueba de contracción | *Contraction test*		EN 50618, tabla 2 | *table 2* < 2%
Resistencia al frío | *Resistance to cold*	Doblado a baja temparatura según EN 60811-1-4 *Cold bending test according to EN 60811-1-4*	Doblado a baja temparatura según EN 60811-1-4 *Cold bending test according to EN 60811-1-4*
Damp-heat test | *Damp-heat test*		1000 h a | *to* 90 °C 85% H.R. (EN 60811-2-78) (EN 50618)
Presión a temperatura elevada | *Pressure at high temperature*	EN 60811-3-1	< 50% según | *according to* EN 60811-508
Dureza | *Hardness*	DIN 53505 apuntalar | *shore* A < 85	
Dureza Prysmian | *Prysmian hardness*		Ensayo especial de Prysmian tipo A:85 según DIN EN ISO 868 *Special test of Prysmian type A:85 according to DIN EN ISO 868*
Resistencia a la abrasión | *Abrasion resistance*		Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos | *Special Prysmian test acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper . • Sheath against sheath • Sheath against metal • Sheath against plastics*
Test de penetración dinámica | *Dynamic penetration test*		EN 50618, anexo | *annex* D
Resistencia a aceites minerales | *Resistance to mineral oils*	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencias a ácidos y bases | *Resistance to acids and bases*	Según EN 60811-2-1; 7 días; 23 °C; ácido n-oxalido, hidrógeno sódico | *According to EN 60811-2-1; 7 days; 23 °C; n-oxalide acid, sodium hydrogen*	Según EN 60811-2-1; 7 días; 23 °C; ácido n-oxalido, hidrógeno sódico | *Acc. to EN 60811-2-1, 7 days, 23°C n-oxalic acid, sodium hydroxide*
Resistencia al amoniaco | *Ammonia resistance*		Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoniaco | *Special 30-day Prysmian test in ammonia-saturated atmosphere*
Doble aislamiento (clase II) | *Double insulation (class II)*	Sí / *Yes*	Sí / *Yes*

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)
RZ1-K (AS)

Tensión asignada | *Rated voltage:* 0,6/1 kV
Norma diseño | *Design Standard:* UNE 21123-4
Designación genérica | *Generic designation:* RZ1-K (AS)

ECOLÓGICO | *ECOLOGICAL*

CPR COMPLIANT

C_{ca} CPR
C_{ca}-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR. www.prysmianclub.es/cprblog/DoP
DOWNLOAD *the DoP (Declaration of Performance) with this QR code.* *www.prysmianclub.es/cprblog/DoP*

Nº DoP 1003875

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | *CHARACTERISTICS AND TESTING*

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | *FLAME RETARDANT*
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO | *FIRE RETARDANT*
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24

LIBRE DE HALÓGENOS | *HALOGEN FREE*
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1

REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS | *LOW TOXIC GASES EMISSION*
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713

BAJA EMISIÓN DE HUMOS | *LOW SMOKE EMISSION*
EN 50399

BAJA OPACIDAD DE HUMOS | *LOW OPACITY OF SMOKE*
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | *NO EMISSION OF CORROSIVE GASES*
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453

BAJA EMISIÓN DE CALOR | *LOW HEAT EMISSION*
EN 50399

REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS / PARTÍCULAS INFLAMADAS | *REDUCED DETACHMENT DROPS/PARTICLES INFLAMED*
EN 50399

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | *RESISTANCE TO ABSORPTION OF WATER*

RESISTENCIA AL FRÍO | *COLD RESISTANCE*

CABLE FLEXIBLE | *FLEXIBLE CABLE*

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | *RESISTANCE TO THE ULTRAVIOLET RAYS*

ALTA SEGURIDAD | *HIGH SAFETY*

MÁXIMA PELABILIDAD | *MAXIMUM PELABILITY*
Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación | *Thanks to its special non-stick layer, the sheath can be removed easily and quickly, significantly cutting installation times.*

LIMPIO Y ECOLÓGICO | *CLEAN AND ECOLOGICAL*
La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes | *The absence of talc and silicone oils permits a cleaner working environment with fewer contaminating particles.*

AFUMEX CLASS BLINDEX 1000 V (AS)
Z1C4Z1-K (AS)

ECOLÓGICO | *ECOLOGICAL*

Tensión asignada | *Rated voltage:* 0,6/1 kV
Norma diseño | *Design standard:* Basado en | *Based on* IEC 60502-1
Designación genérica | *Generic designation:* Z1C4Z1-K (AS)

CPR COMPLIANT

Cca CPR
C_{ca}-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP
DOWNLOAD
the DoP (Declaration of Performance) with this QR code.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

Nº DoP 1006990

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | *CHARACTERISTICS AND TESTING*

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | *FLAME RETARDANT*
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO | *FIRE RETARDANT*
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24

LIBRE DE HALÓGENOS | *HALOGEN FREE*
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1

REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS | *LOW TOXIC GASES EMISSION*
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713

BAJA EMISIÓN DE HUMOS | *LOW SMOKE EMISSION*
EN 50399

BAJA OPACIDAD DE HUMOS | *LOW OPACITY OF SMOKE*
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | *NO EMISSION OF CORROSIVE GASES*
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453

BAJA EMISIÓN DE CALOR | *LOW HEAT EMISSION*
EN 50399

REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS / PARTÍCULAS INFLAMADAS | *REDUCED DETACHMENT DROPS/PARTICLES INFLAMED*
EN 50399

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | *RESISTANCE TO ABSORPTION OF WATER*

RESISTENCIA AL FRÍO | *COLD RESISTANT*

CABLE FLEXIBLE | *FLEXIBLE CABLE*

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | *RESISTANCE TO THE ULTRAVIOLET RAYS*

ALTA SEGURIDAD | *HIGH SAFETY*

ALTA PROTECCIÓN ELECTROMAGNÉTICA | *HIGH ELECTROMAGNETIC PROTECTION*

Gracias a su pantalla de trenza de cobre al 65% de cobertura, muy por encima de las versiones que se pueden encontrar en el mercado, nuestra gama de apantallados proporciona una alta inmunidad a las interferencias.
Lo cual supone una óptima calidad en la transmisión de las señales, así como mayor seguridad y vida útil para los equipos.
Los cables con pantallas de trenza de cobre, con coberturas inferiores al 60%, incumplen la normativa. |
Thanks to its copper braid shield providing 65% coverage, well above that of other cables on the market, our range of shielded cables provides high immunity to interference.
This results in optimum signal transmission quality, not to mention enhanced equipment safety and useful life.
Cables with copper braid shields providing coverage of less than 60% do not comply with regulations.

AFUMEX CLASS XZ1FA3Z-K (AS)

XZ1FA3Z-K (AS)

Tensión asignada | *Rated voltage:* 0,6/1 kVac, 1,8 kVdc
Norma diseño | *Design standard:* EA 0038 (AENOR)
Designación genérica | *Generic designation:* XZ1FA3Z-K (AS)

ECOLÓGICO | *ECOLOGICAL*

CPR COMPLIANT

Cca CPR
C_{ca}-s1b,d2,a1

DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR. www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

DOWNLOAD the DoP (Declaration of Performance) with this QR code. www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | *CHARACTERISTICS AND TESTING*

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | *FLAME RETARDANT*
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO | *FIRE RETARDANT*
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24

LIBRE DE HALÓGENOS | *HALOGEN FREE*
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1

RESISTENCIA A LOS GOLPES | *IMPACT RESISTANT*

RESISTENCIA A LOS ROEDORES | *RODENT RESISTANT*

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | *RESISTANCE TO ABSORPTION OF WATER*

RESISTENCIA AL FRÍO | *COLD RESISTANT*

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | *RESISTANCE TO THE ULTRAVIOLET RAYS*

AFUMEX AS

ALTA SEGURIDAD | *HIGH SAFETY*

REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS | *LOW TOXIC GASES EMISSION*
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713

BAJA EMISIÓN DE HUMOS | *LOW SMOKE EMISSION*
EN 50399

BAJA OPACIDAD DE HUMOS | *LOW OPACITY OF SMOKE*
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | *NO EMISSION OF CORROSIVE GASES*
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453

BAJA EMISIÓN DE CALOR | *LOW HEAT EMISSION*
EN 50399

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV | *ADDITIONAL FV CABLE TESTING* AFUMEX CLASS XZ1FA3Z-K (AS)

Alta protección mecánica	*High mechanical protection*	**Resistencia a golpes, roedores, aplastamiento...**	*Impact, rodent, crush, etc. resistant*
Resistencia a temperaturas extremas	*Resistance to extreme temperatures*	**IEC 60811-1-4, -40 °C**
Resistencia a los rayos ultravioleta	*Resistance to ultraviolet rays*	**HD 605-2-4**
Resistencia al ozono	*Ozone resistance*	**IEC 60811-2-1**
Resistencia a la absorción del agua	*Resistance to water absorption*	**IEC 60811-1-3**

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

Tensión asignada | *Rated voltage:* 0,6/1 kV
Norma diseño | *Design standard:* UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica | *Generic designation:* AL XZ1 (S)

CPR COMPLIANT

Eca CPR

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

DOWNLOAD
he DoP (Declaration of Benefits) in this QR code.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

Nº DoP 1003862

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | *CHARACTERISTICS AND TESTING*

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA | *FLAME RETARDANT*
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2

LIBRE DE HALÓGENOS | *HALOGEN FREE*
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1

REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS | *LOW TOXIC GASES EMISSION*
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713

BAJA OPACIDAD DE HUMOS | *LOW OPACITY OF SMOKE*
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS | *NO EMISSION OF CORROSIVE GASES*
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA | *RESISTANCE TO ABSORPTION OF WATER*

RESISTENCIA AL FRÍO | *COLD RESISTANT*

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA | *RESISTANCE TO THE ULTRAVIOLET RAYS*

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS | *CHEMICAL RESISTANT*

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES | *FAT AND OIL RESISTANT*

RESISTENCIA A LOS GOLPES | *IMPACT RESISTANT*

NORMALIZADO POR LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS | *APPROVED FOR USE IN LEADING ELECTRICITY COMPANIES.*

Prysmian Group

LINKING THE FUTURE

PRYSMIAN CABLES SPAIN, S.A.U.
Ctra. C-15, km 2
08800 Vilanova i la Geltrú, Spain

Teléfono de Atención al Cliente: **938 116 006**
atencion.clientes@prysmiangroup.com

www.prysmiangroup.com

www.prysmianclub.es

Síguenos en

PRYSMIAN

Draka

ANEXO IV

Protecciónes

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TABLA DE CONTENIDO

Interruptor Automático TNXXXD 2

Interruptor automático Acti 9..... 4

Interruptor Diferencial ABB 6

Interruptor Magnetotérmico 7

Hoja de características del producto
Características

LV438161
Interruptor automático Compact NSX160 CC PV - TM-D - 160 A - 4P

Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSX DC
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Nombre corto del dispositivo	Compact NSX160 CC PV
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4t
Tipo de red	DC
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1000 V DC acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a IEC 60947-2
[Ue] Tensión nominal de empleo	1000 V DC acorde a IEC 60947-2
Capacidad de corte	10 kA Icu en 1000 V DC acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LI
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2

Complementario

Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte frontal

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

Durabilidad mecánica	10000 ciclos
Durabilidad eléctrica	1500 ciclos 1.000 V DC In acorde a IEC 60947-2
Paso de conexión	35 mm
Señalizaciones en local	Indicación de contacto positivo
Tipo de protección	Protección contra sobrecarga (térmica) Protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	160 A en 40 °C
Tipo de ajuste de detección a largo plazo Ir	Ajustable
Intervalo de ajuste de detección a largo plazo	0,7...1 x In
Tipo de ajuste de retardo de larga duración	Fijo
[Tr] intervalo de ajuste de retardo de corta duración	0…1250 s
Altura	161 mm
Anchura	140 mm
Profundidad	186 mm
Peso del producto	2,6 kg
Código de compatibilidad	NSX160

Entorno

Normas	EN/IEC 60947
Certificaciones de producto	EAC CCC
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a EN 50102

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACh	Declaración de REACh
Directiva RoHS UE	Cumplimiento proactivo (producto fuera del alcance de la normativa RoHS UE) Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months

Hoja de características del producto
Características

A9K17106
Interruptor automático magnetotérmico - iK60N - 1P - 6 A - curva C

Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iK60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IK60N
Número de polos	1P
Número de polos protegidos	1
[In] Corriente nominal	6 A en 30 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6000 A Icn en 230 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60898-1
Normas	EN/IEC 60898-1
Certificaciones de producto	Aenor

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230 V AC 50/60 Hz
Clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	4 kV acorde a EN/IEC 60898-1
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN

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

Pasos de 9 mm	2
Altura	85 mm
Anchura	18 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	100 g
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1…25 mm² rígido
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Sin

Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	2 acorde a EN/IEC 60898-1
Categoría de sobretensión	III
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25…60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40…85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACh	Declaración de REACh
Conforme con REACh sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Cumplimiento proactivo (producto fuera del alcance de la normativa RoHS UE) Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	No se necesitan operaciones de reciclaje específicas
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

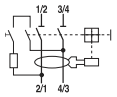
País de Origen	ES

Life Is On Schneider Electric

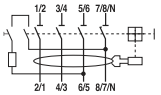
AC

3

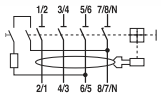
2CSC400565F0201



2CSC400569F0201



2CSC400197F0201



F 200 AC type

Function: protection against the effects of sinusoidal alternating earth fault currents; protection against indirect contacts and additional protection against direct (with IΔn=30 mA) contacts.

Application: residential, commercial, industrial.

Standard: IEC/EN 61008

Marking: according to EN 61008

Number of poles	Rated residual current IΔn mA	Rated current In A	**Order details** Type code	Order code	**Bbn 8012542** EAN	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece kg	Pack unit pc.
2	10	16	**F202 AC-16/0.01**	2CSF202001R0160	**779902**			0.225	1/6
	30	25	**F202 AC-25/0.03**	2CSF202001R1250	**780007**			0.225	1/6
		40	**F202 AC-40/0.03**	2CSF202001R1400	**780106**			0.225	1/6
		63	**F202 AC-63/0.03**	2CSF202001R1630	**780205**			0.225	1/6
		80	**F202 AC-80/0.03**	2CSF202001R1800	**914204**			0.225	1/6
		100	**F202 AC-100/0.03**	2CSF202001R1900	**914303**			0.225	1/6
	100	25	**F202 AC-25/0.1**	2CSF202001R2250	**780304**			0.225	1/6
		40	**F202 AC-40/0.1**	2CSF202001R2400	**780403**			0.225	1/6
		63	**F202 AC-63/0.1**	2CSF202001R2630	**780502**			0.225	1/6
		80	**F202 AC-80/0.1**	2CSF202001R2800	**914402**			0.225	1/6
		100	**F202 AC-100/0.1**	2CSF202001R2900	**914501**			0.225	1/6
	300	25	**F202 AC-25/0.3**	2CSF202001R3250	**780601**			0.225	1/6
		40	**F202 AC-40/0.3**	2CSF202001R3400	**780700**			0.225	1/6
		63	**F202 AC-63/0.3**	2CSF202001R3630	**780809**			0.225	1/6
		80	**F202 AC-80/0.3**	2CSF202001R3800	**914600**			0.225	1/6
		100	**F202 AC-100/0.3**	2CSF202001R3900	**914709**			0.225	1/6
	500	25	**F202 AC-25/0.5**	2CSF202001R4250	**780908**			0.225	1/6
		40	**F202 AC-40/0.5**	2CSF202001R4400	**781004**			0.225	1/6
		63	**F202 AC-63/0.5**	2CSF202001R4630	**781103**			0.225	1/6
		80	**F202 AC-80/0.5**	2CSF202001R4800	**914808**			0.225	1/6
		100	**F202 AC-100/0.5**	2CSF202001R4900	**914907**			0.225	1/6
4	30	25	**F204 AC-25/0.03**	2CSF204001R1250	**781202**			0.375	1/3
		40	**F204 AC-40/0.03**	2CSF204001R1400	**781301**			0.375	1/3
		63	**F204 AC-63/0.03**	2CSF204001R1630	**781400**			0.375	1/3
		80	**F204 AC-80/0.03**	2CSF204001R1800	**916604**			0.405	1/3
		100	**F204 AC-100/0.03**	2CSF204001R1900	**916703**			0.405	1/3
		125	**F204 AC-125/0.03**	2CSF204001R1950	**941507**			0.500	1
	100	25	**F204 AC-25/0.1**	2CSF204001R2250	**781509**			0.375	1/3
		40	**F204 AC-40/0.1**	2CSF204001R2400	**781608**			0.375	1/3
		63	**F204 AC-63/0.1**	2CSF204001R2630	**781707**			0.375	1/3
		80	**F204 AC-80/0.1**	2CSF204001R2800	**916802**			0.405	1/3
		100	**F204 AC-100/0.1**	2CSF204001R2900	**916901**			0.405	1/3
		125	**F204 AC-125/0.1**	2CSF204001R2950	**941606**			0.500	1
	300	25	**F204 AC-25/0.3**	2CSF204001R3250	**781806**			0.375	1/3
		40	**F204 AC-40/0.3**	2CSF204001R3400	**781905**			0.375	1/3
		63	**F204 AC-63/0.3**	2CSF204001R3630	**782001**			0.375	1/3
		80	**F204 AC-80/0.3**	2CSF204001R3800	**917007**			0.405	1/3
		100	**F204 AC-100/0.3**	2CSF204001R3900	**917106**			0.405	1/3
		125	**F204 AC-125/0.3**	2CSF204001R3950	**941705**			0.500	1
	500	25	**F204 AC-25/0.5**	2CSF204001R4250	**782100**			0.375	1/3
		40	**F204 AC-40/0.5**	2CSF204001R4400	**782209**			0.375	1/3
		63	**F204 AC-63/0.5**	2CSF204001R4630	**782308**			0.375	1/3
		80	**F204 AC-80/0.5**	2CSF204001R4800	**917205**			0.405	1/3
		100	**F204 AC-100/0.5**	2CSF204001R4900	**917304**			0.405	1/3
		125	**F204 AC-125/0.5**	2CSF204001R4950	**941804**			0.500	1

Technical details ..... **pag. 11/76** **Overall dimensions** ..... **pag. 13/6**

Hoja de características del producto
Características

18649
NG125 - Interruptor automático magnetotérmico - NG125N - 4P - 10A - curva C

Principal

Gama de producto	NG125
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 NG125
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	NG125N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	10 A en 40 °C
Tipo de red	AC DC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	20 kA Icu en <= 500 V DC acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 25 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 50 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz 500 V AC 50/60 Hz <= 500 V DC 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x pol
[Ics] poder de corte en servicio	37,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 18,75 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 500 V AC 50/60 Hz 20 kA 100 % acorde a EN/IEC 60947-2 - <= 500 V DC
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2

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

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta Prueba de disparo manual
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado Indicador de disparo
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	SÍ
Pasos de 9 mm	12
Altura	103 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	81 mm
Peso del producto	0,96 kg
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	Candado integrado
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel1,5…50 mm² rígido Terminales de tipo túnel1…35 mm² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	20 mm
Par de apriete	3,5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN/IEC 60947-2
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK05 acorde a EN/IEC 62263
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30…70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40…70 °C

Sostenibilidad de la oferta

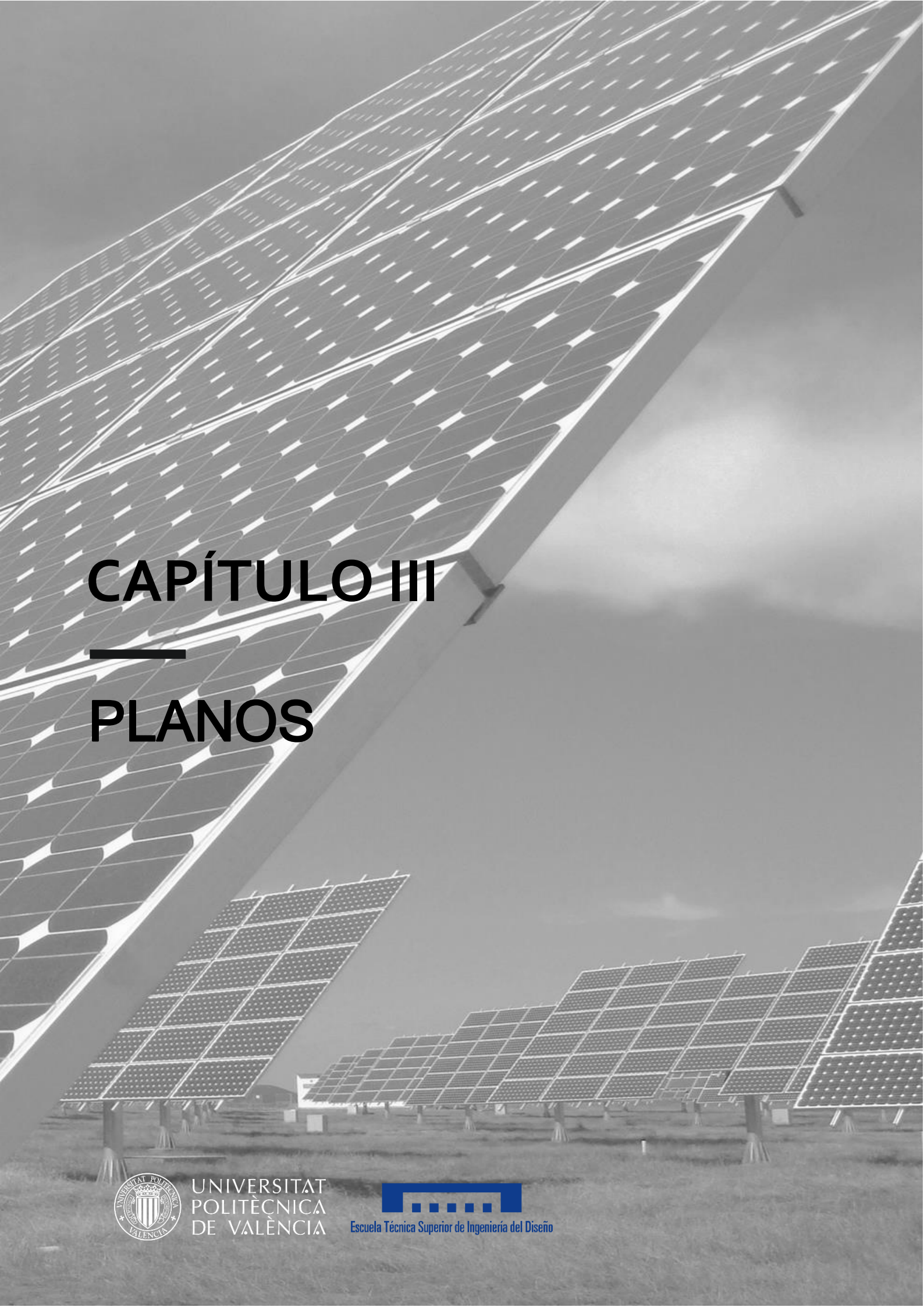
Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACh	Declaración de REACh
Conforme con REACh sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Cumplimiento proactivo (producto fuera del alcance de la normativa RoHS UE) Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months

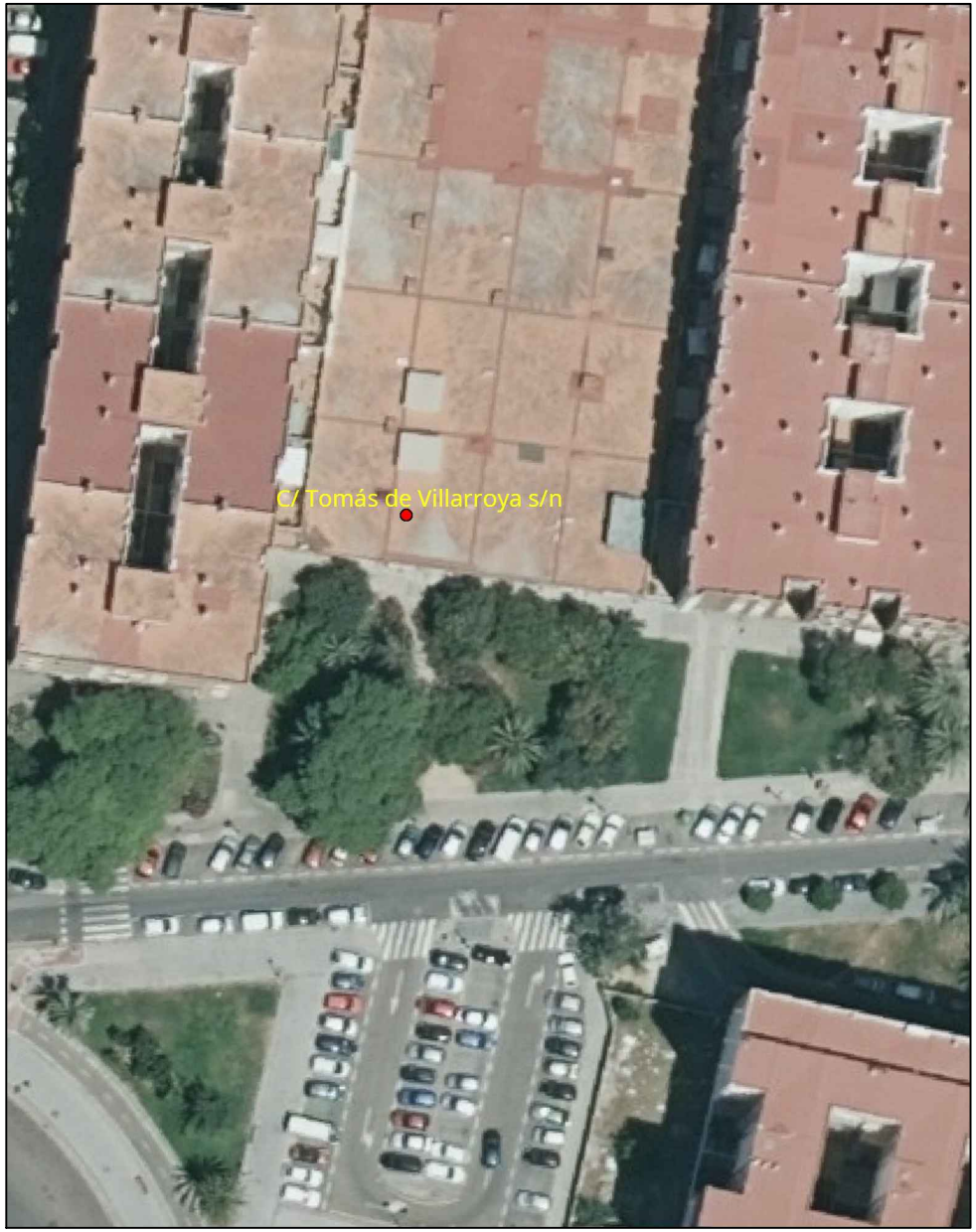


CAPÍTULO III

PLANOS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

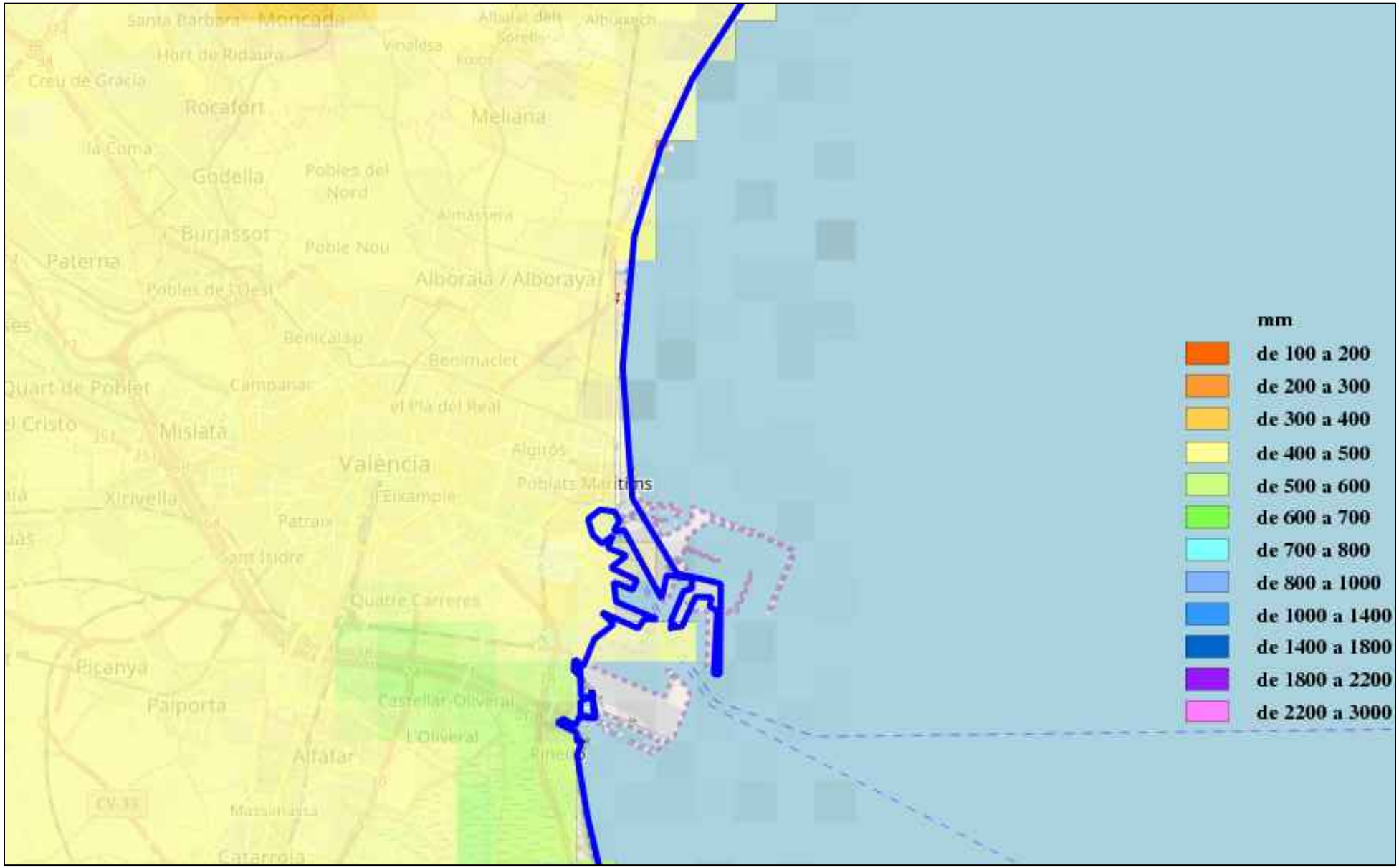
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



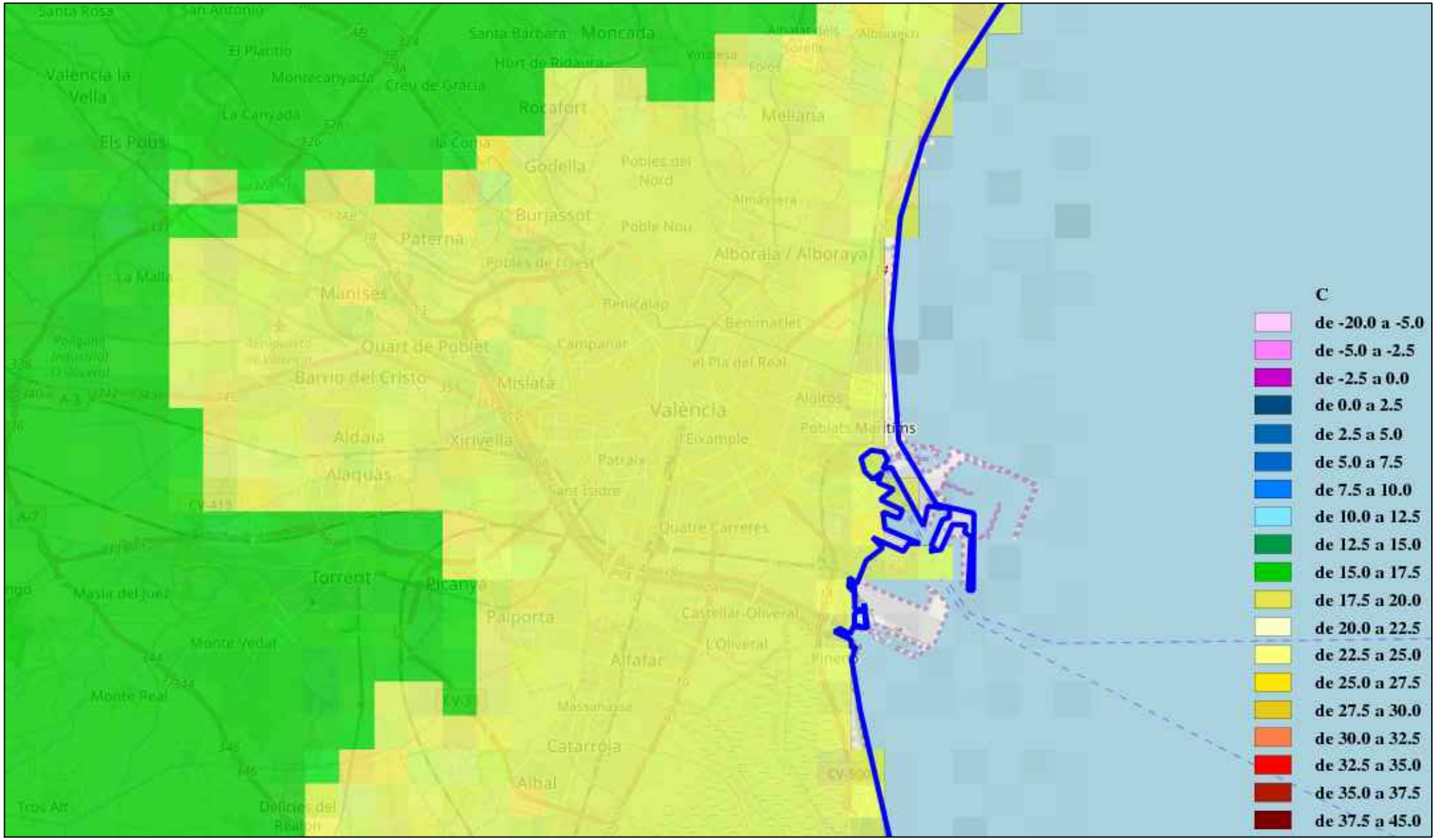
PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
LOCALIZACIÓN DE LA ACADEMIA

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:500**	**Sept-2019**	**1** /25



PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA**			
PLANO: **PRECIPITACIONES**			
AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**	ESCALA: **1:10000**	FECHA: **Sept-2019**	Nº **2** /25



PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA**			
PLANO: **TEMPERATURAS**			
AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**	ESCALA: **1:10000**	FECHA: **Sept-2019**	Nº **3** /25

PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA**			
PLANO: **DISTRIBUCIÓN DE LA ACADEMIA**			
AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**	ESCALA: **------**	FECHA: **Sept-2019**	Nº **4** /25

PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

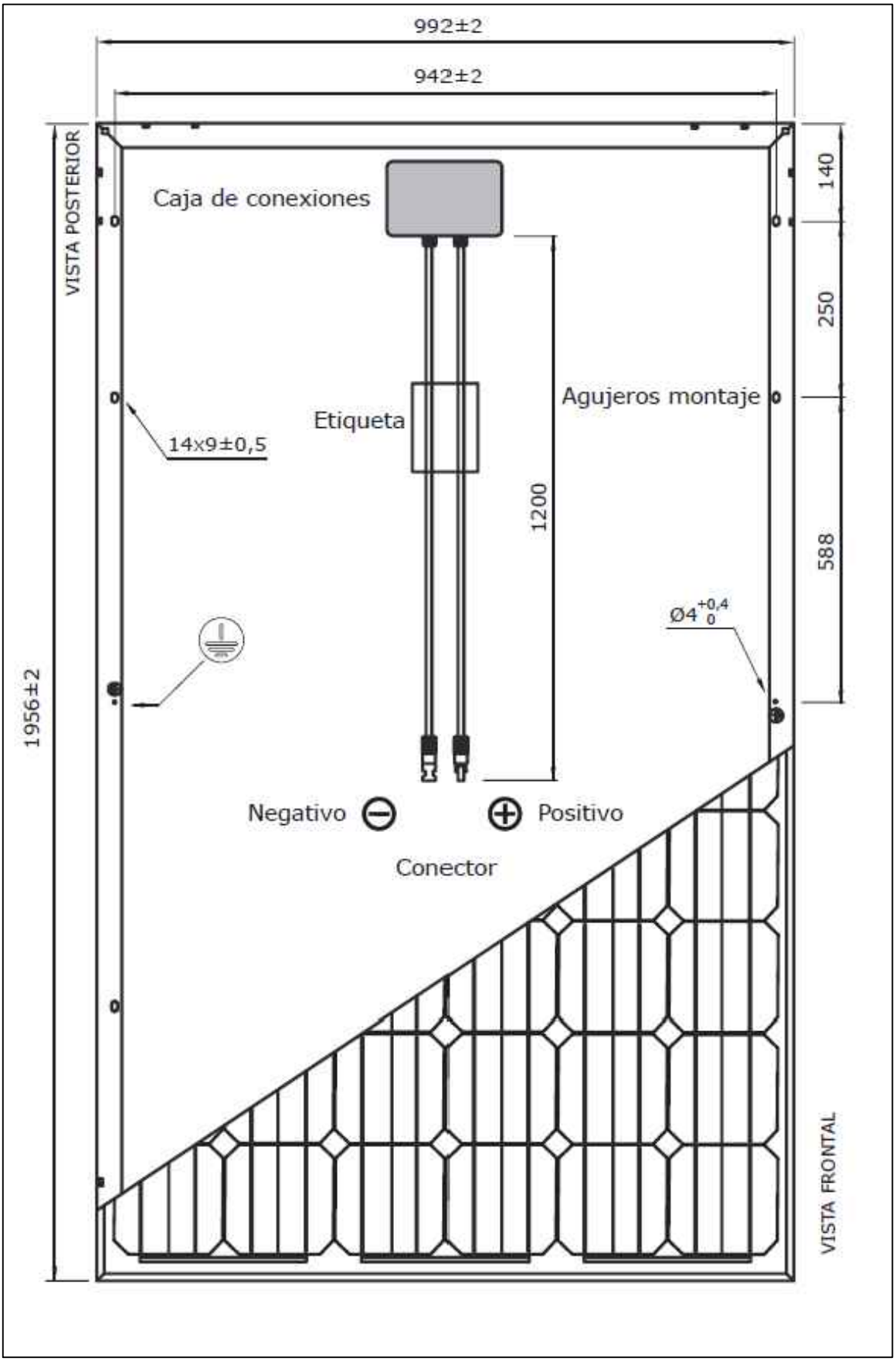
PLANO:
ORIENTACIÓN DE LA ACADEMIA

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:500**	**Sept-2019**	**5** /25

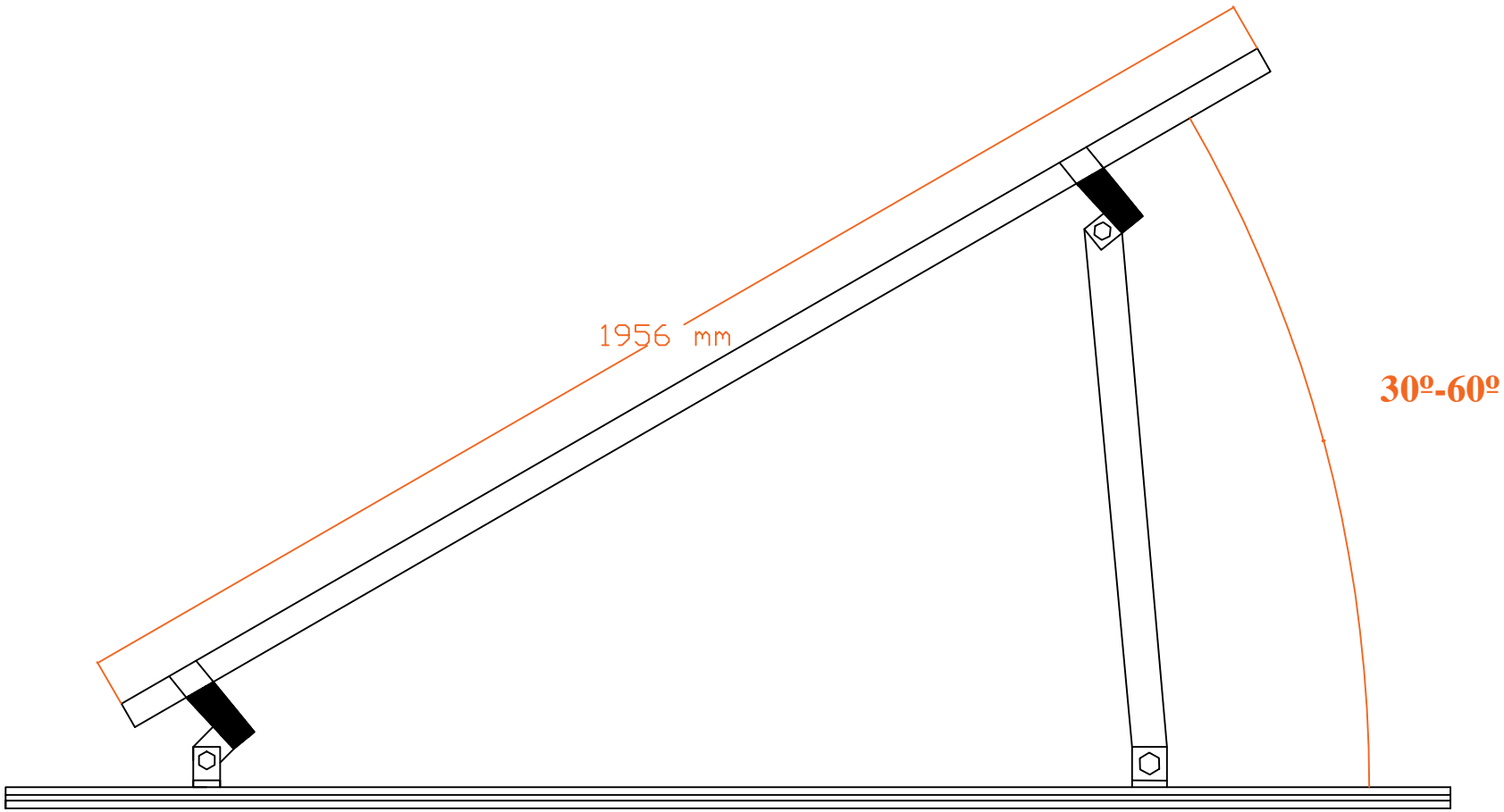
PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
SUPERFICIE DISPONIBLE Y SOMBRA MÁXIMA

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:250**	**Sept-2019**	**6** /25



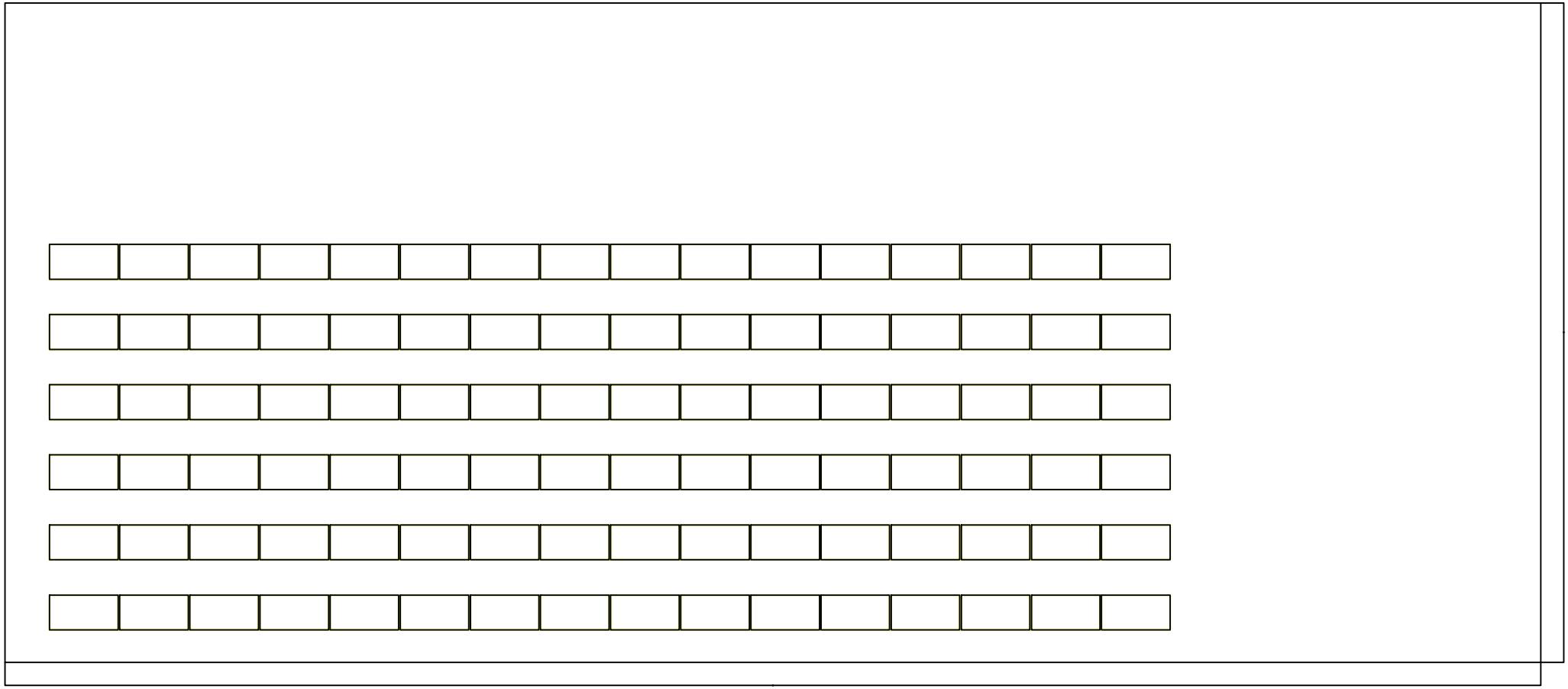
PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA**			
PLANO: **PLACA ATERSA 370 W**			
AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**	ESCALA: **------**	FECHA: **Sept-2019**	Nº **7** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
COLOCACIÓN DE LA PLACA EN EL SOPORTE

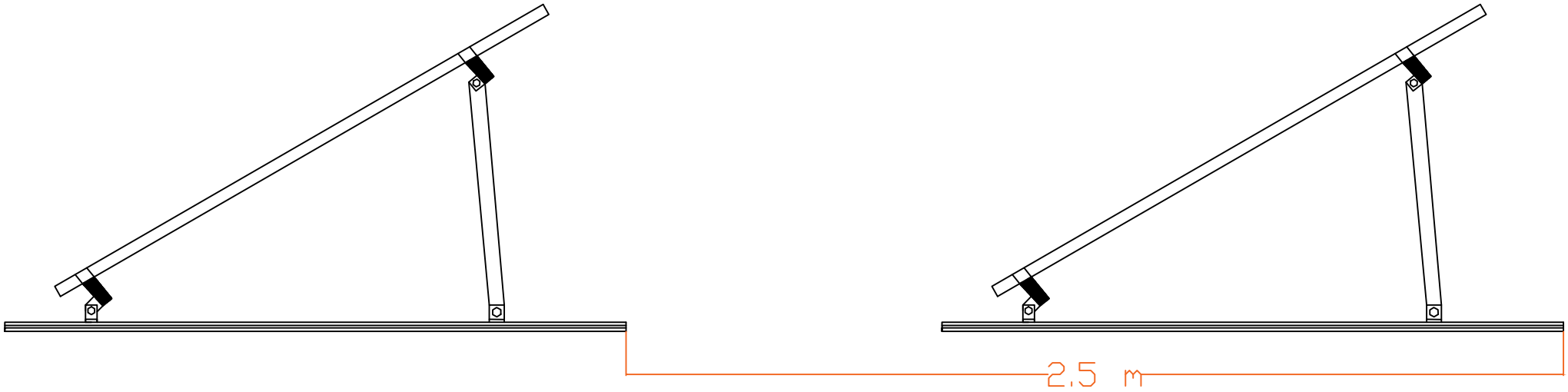
AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**8** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
SUPERFICIE Y DISTRIBUCIÓN DE PLACAS

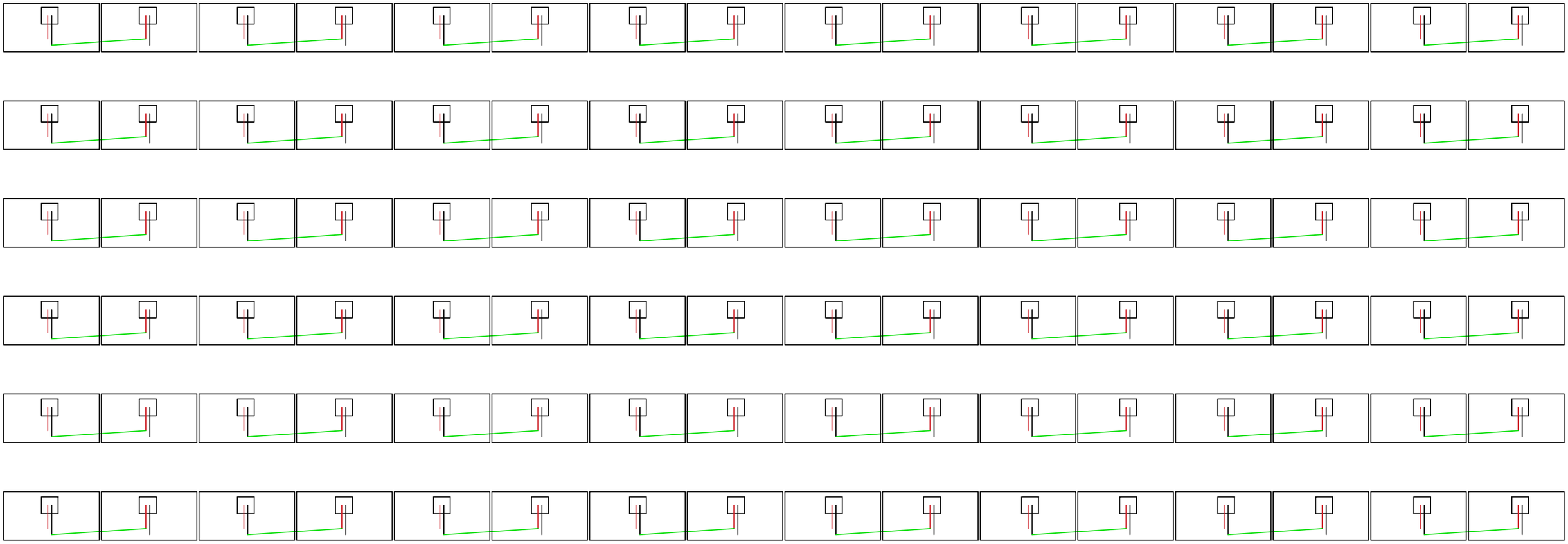
AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:1000**	**Sept-2019**	**9** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
SEPARACIÓN ENTRE FILAS

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**10** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LAS PLACAS EN SERIE

AUTOR:
REBECA VIDAL RUIZ

ESCALA:
1:100

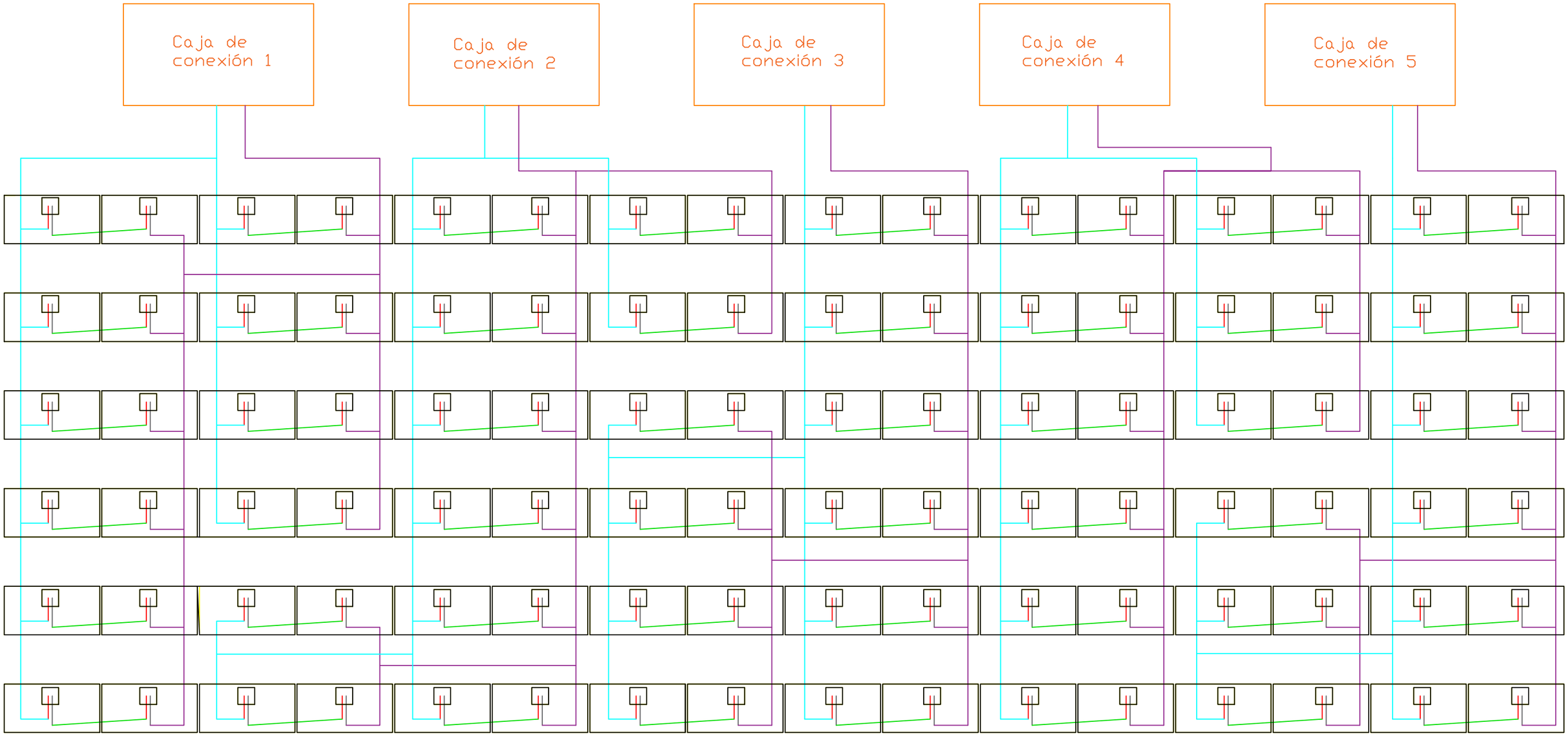
FECHA:
Sept-2019

Nº **11** /25

PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LAS PLACAS EN PARALELO

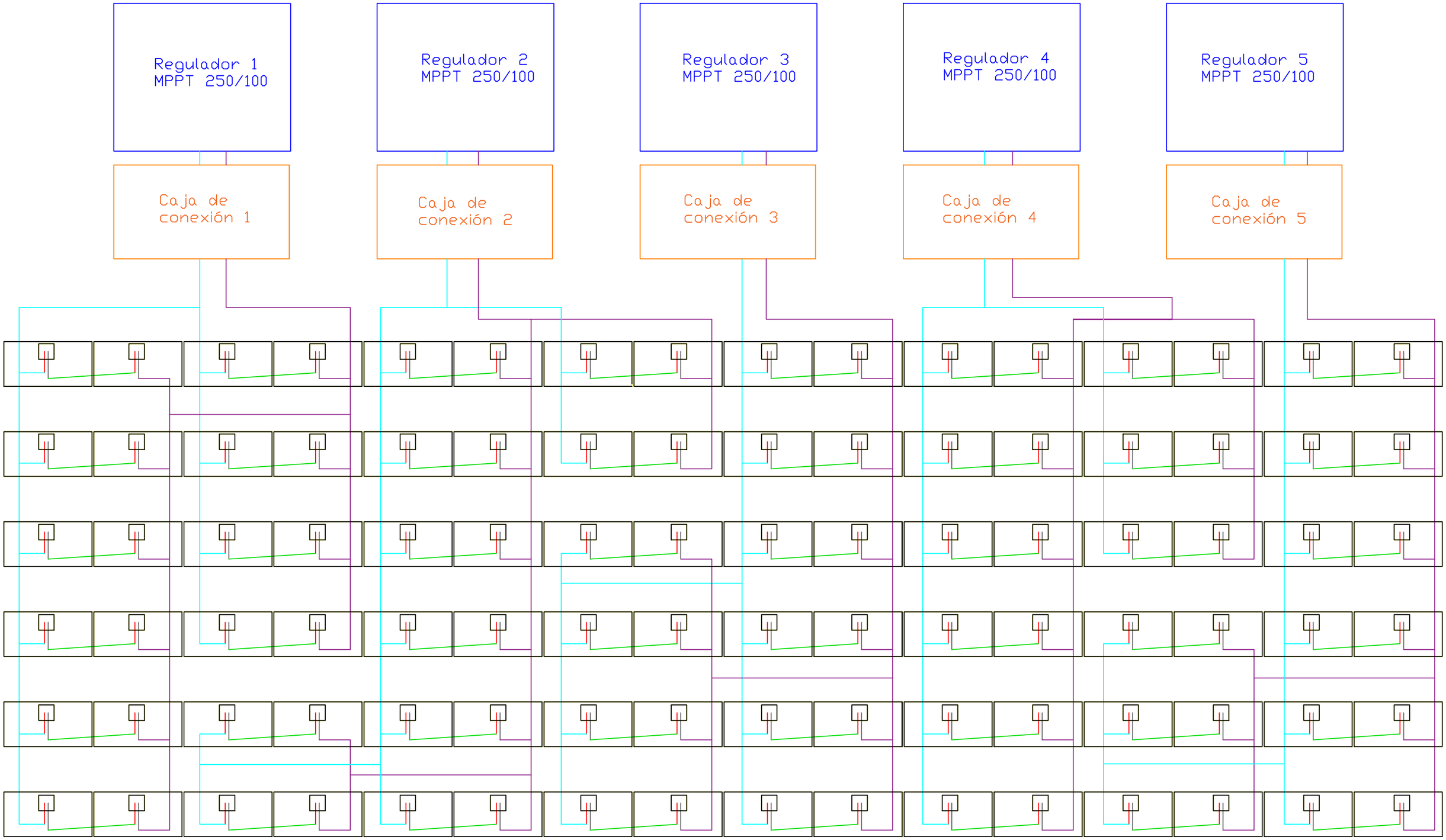
AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**12** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LAS PLACAS CON LA CAJA DE CONEXIONES

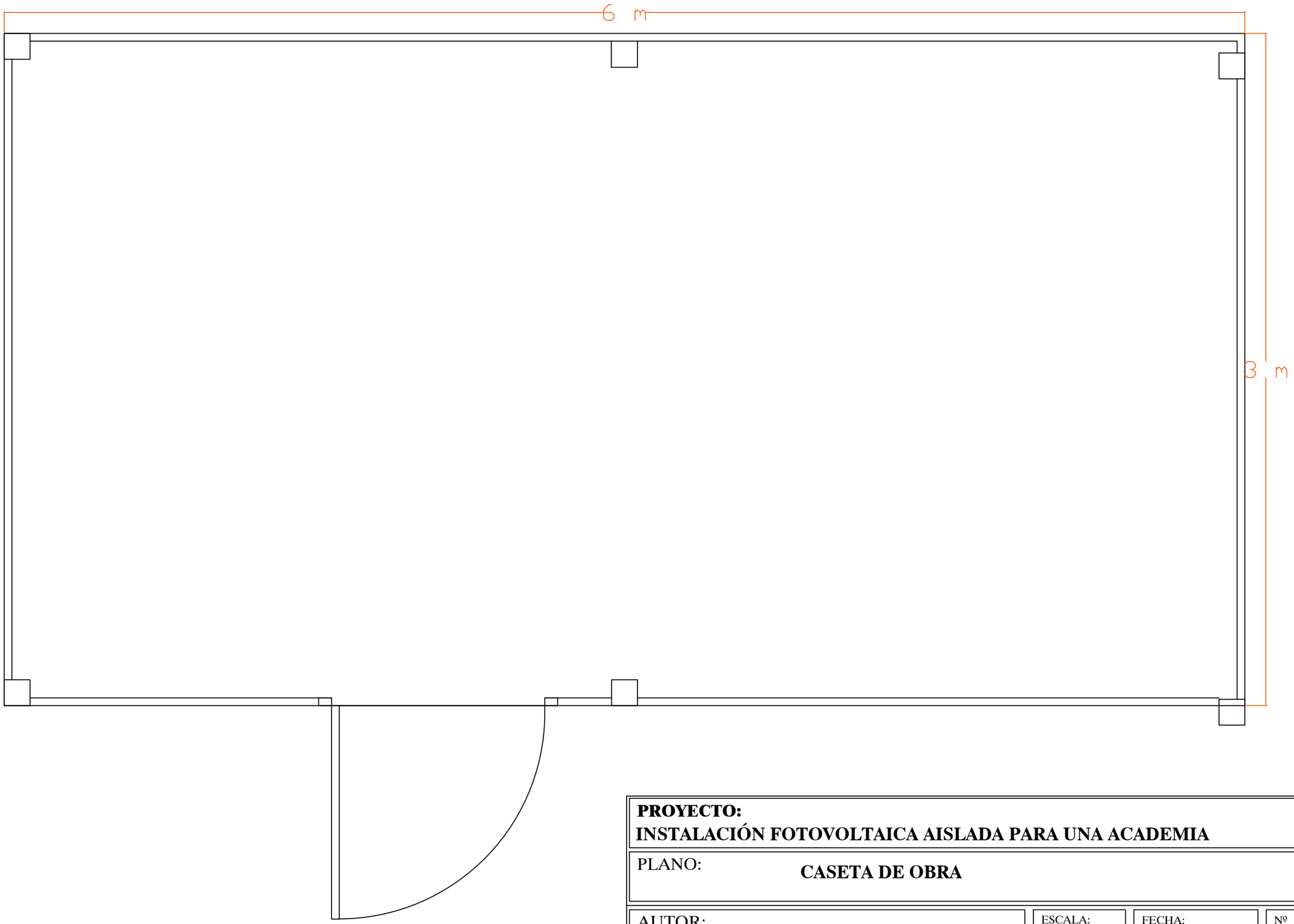
AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**13** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LAS PLACAS A LOS REGULADORES

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**14** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

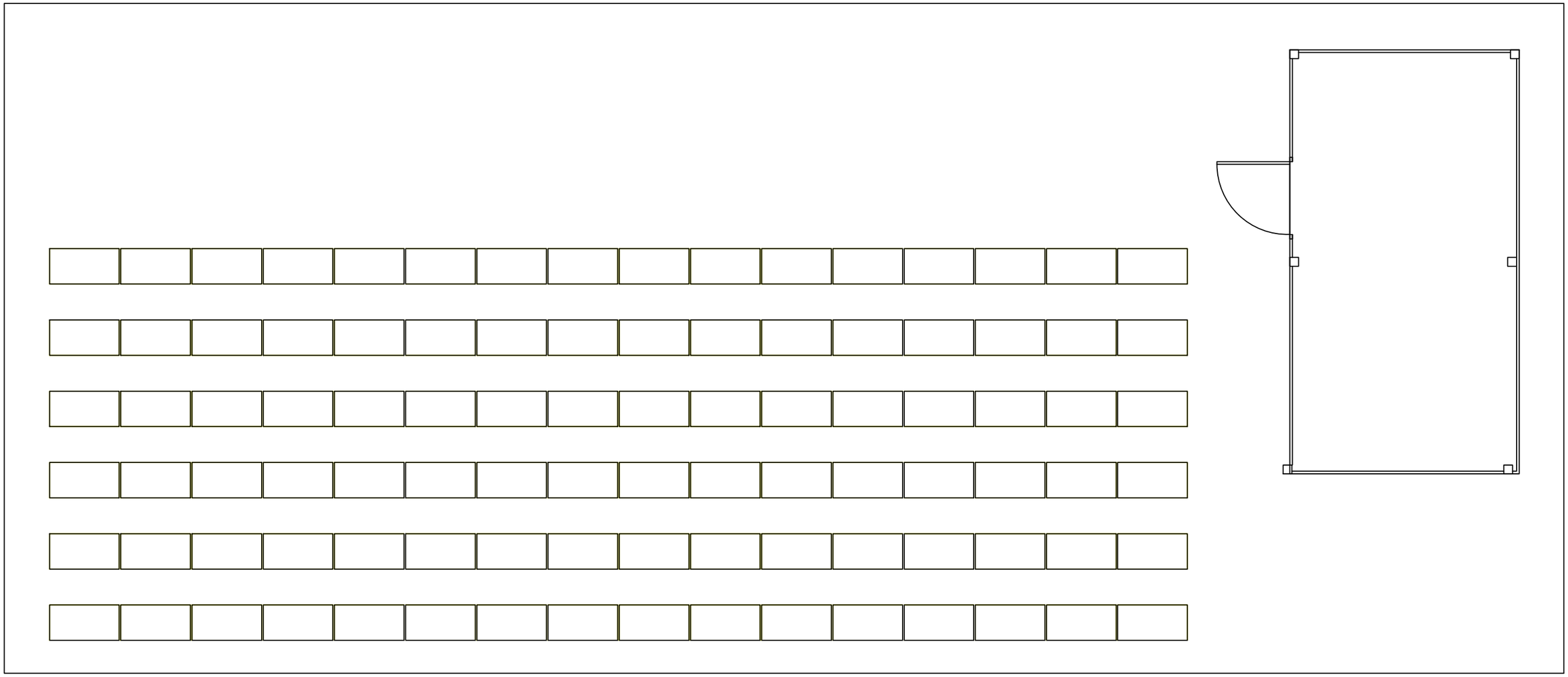
PLANO: **CASETA DE OBRA**

AUTOR:
REBECA VIDAL RUIZ

ESCALA: **1:100**

FECHA: **Sept-2019**

Nº **15** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

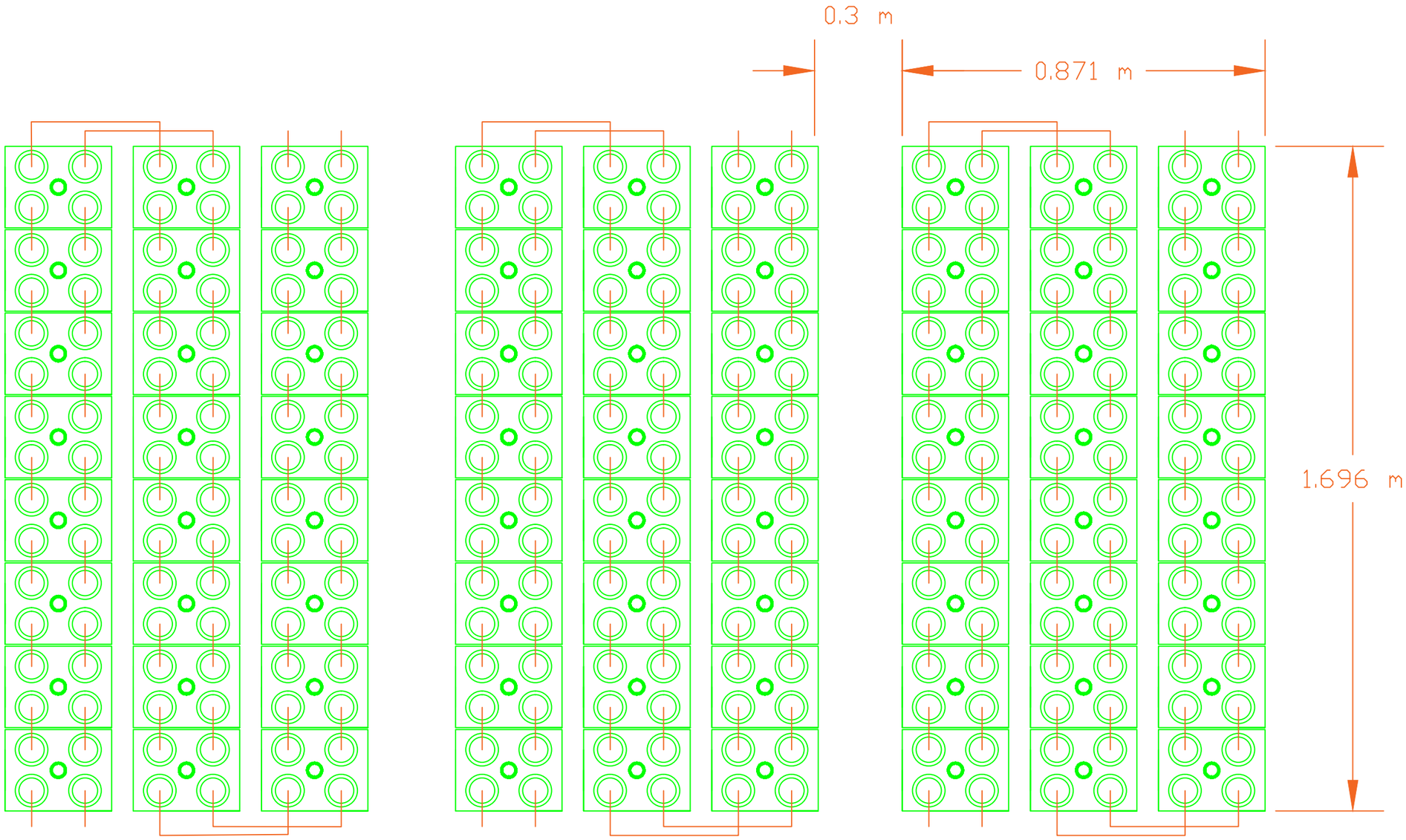
PLANO: **SUPERFICIE, PLACAS Y CASETA**

AUTOR:
REBECA VIDAL RUIZ

ESCALA: **1:100**

FECHA: **Sept-2019**

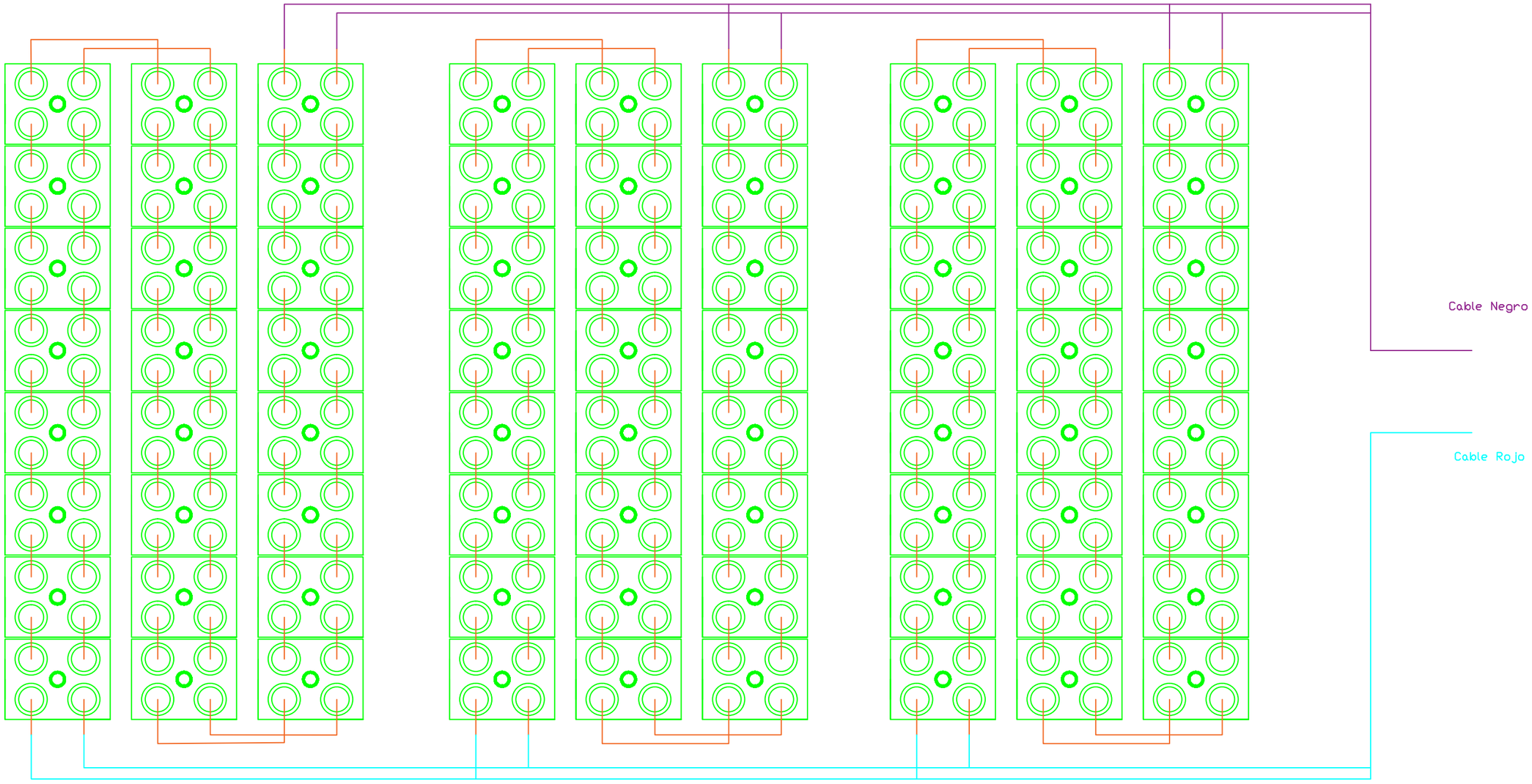
Nº **16** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LAS BATERÍAS EN SERIE

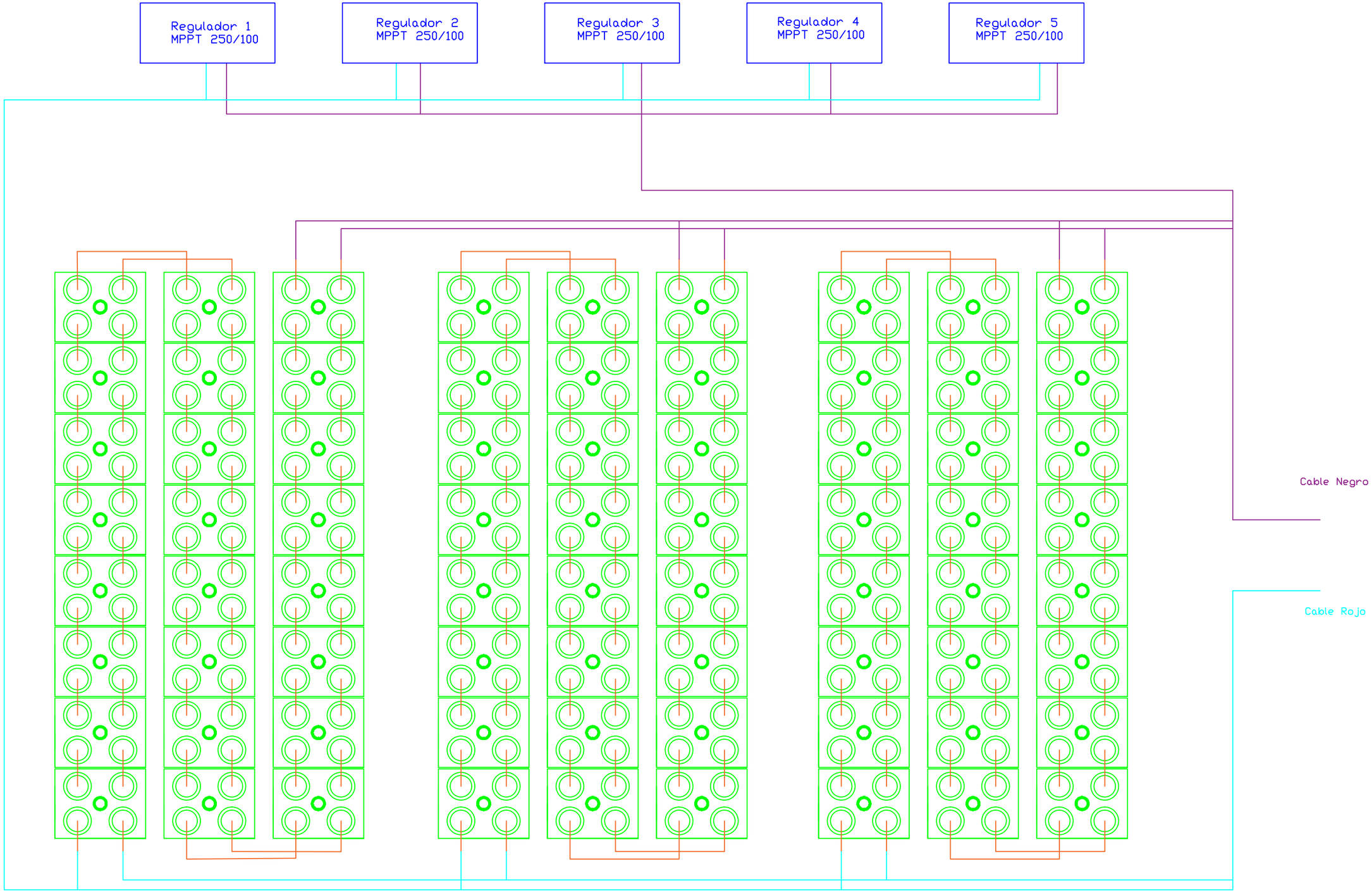
AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**17** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LAS BATERÍAS EN PARALELO

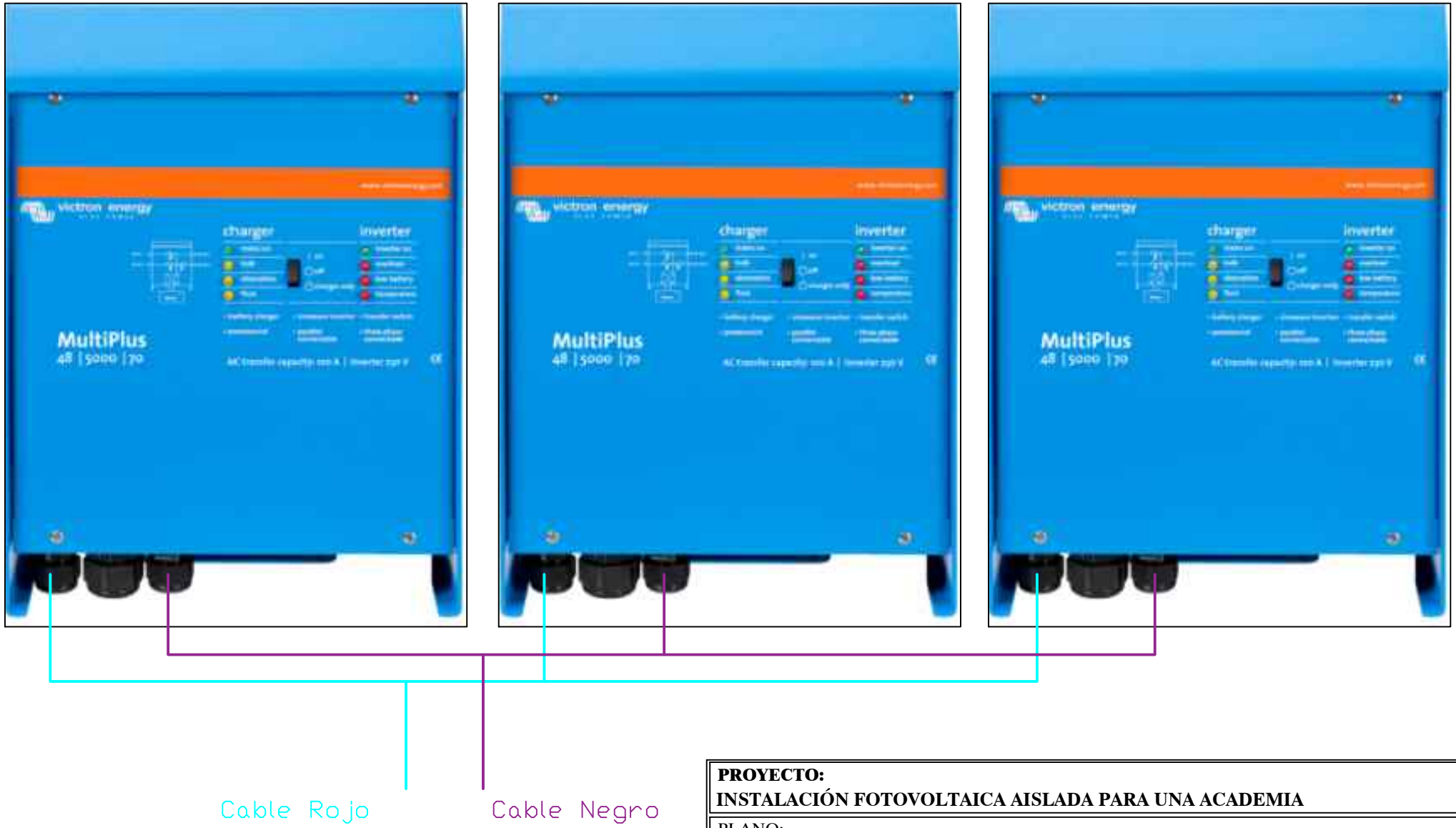
AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**18** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LOS REGULADORES CON LAS BATERÍAS

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**19** /25



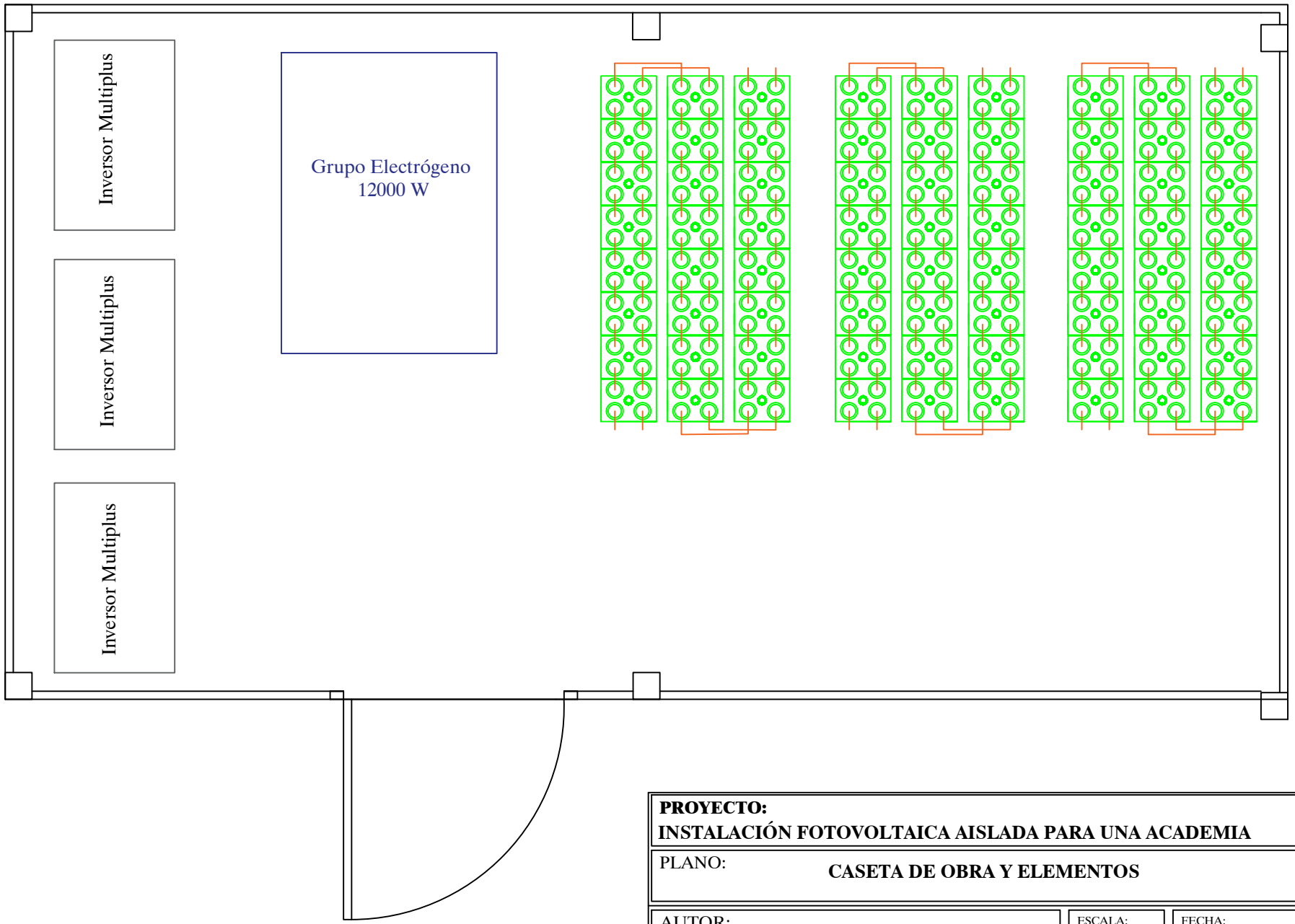
PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA**			
PLANO: **CONEXIÓN DE LOS INVERSORES**			
AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**	ESCALA: ---------	FECHA: **Sept-2019**	Nº **20** /25

PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA**			
PLANO: **CONEXIÓN DE LAS BATERÍAS E INVERSORES**			
AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**	ESCALA: ---------	FECHA: **Sept-2019**	Nº **21** /25

PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
CONEXIÓN DE LOS INVERSORES CON EL GRUPO ELECTRÓGENO

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	---------	**Sept-2019**	**22** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

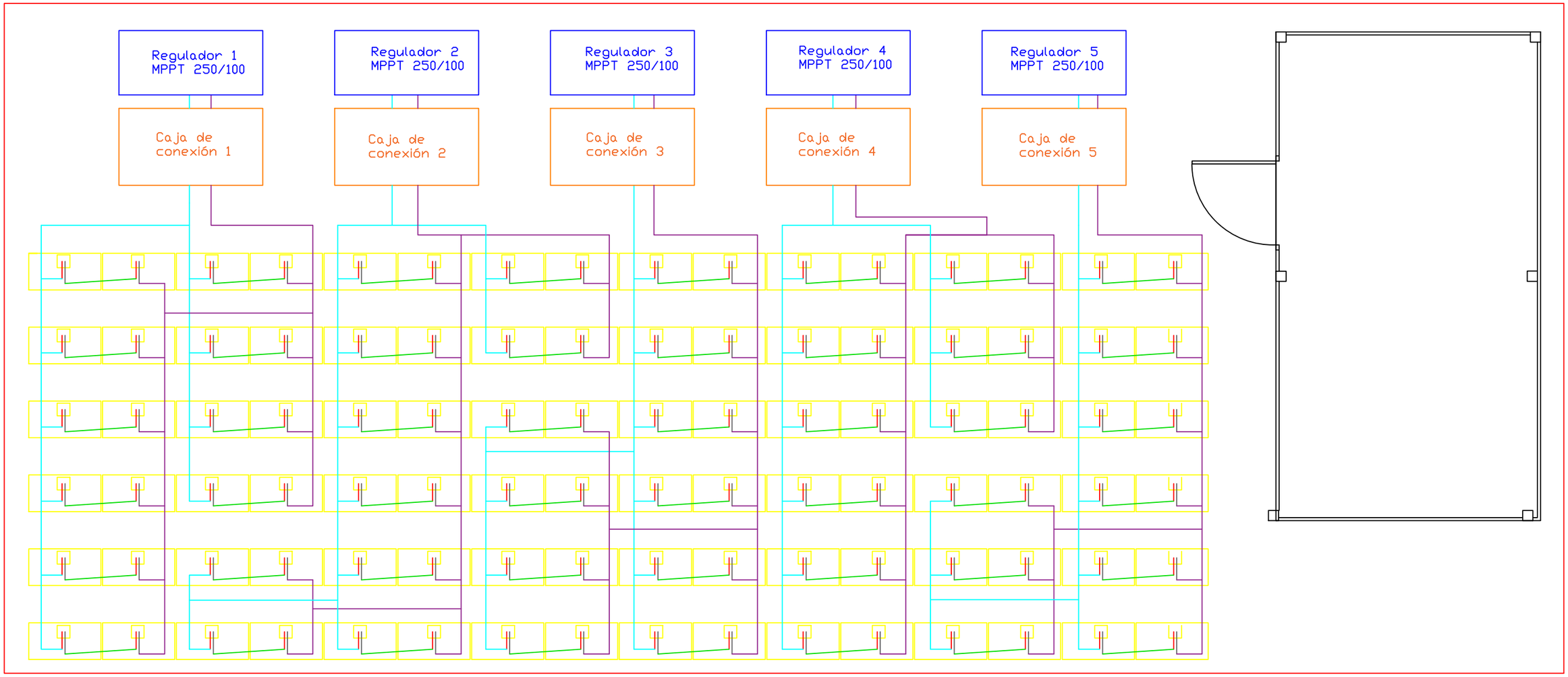
PLANO: **CASETA DE OBRA Y ELEMENTOS**

AUTOR: **REBECA VIDAL RUIZ**

ESCALA: **1:100**

FECHA: **Sept-2019**

Nº **23** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

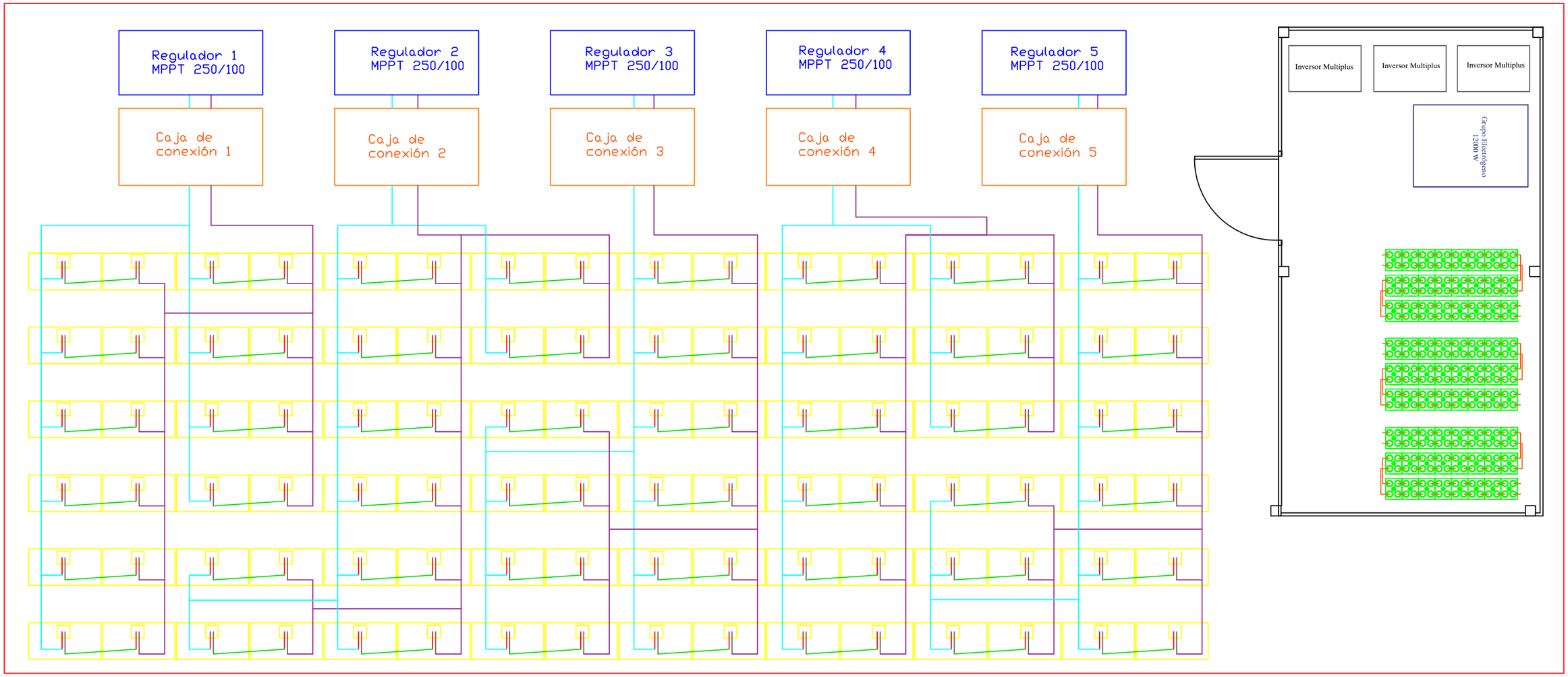
PLANO:
SUPERFICIE CON INSTALACIÓN !

AUTOR:
REBECA VIDAL RUIZ

ESCALA:
1:1000

FECHA:
Sept-2019

Nº **24** /25



PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA ACADEMIA

PLANO:
SUPERFICIE CON INSTALACIÓN II

AUTOR:	ESCALA:	FECHA:	Nº
REBECA VIDAL RUIZ	**1:100**	**Sept-2019**	**25** /25

CAPÍTULO IV

PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TABLA DE CONTENIDO

OBJETO 2

NORMATIVA 2

DEFINICIONES 3

PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES 5

Paneles Fotovoltaicos 5

Soportes Fotovoltaicos 6

Cajas de conexiones 10

Reguladores 11

Inversores 13

Baterías 15

Grupo electrógeno 16

Cableado 17

Protecciones y Puesta a tierra 18

OBJETO

A lo largo del presente capítulo se fijarán las condiciones técnicas mínimas que deberán cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas comprendidas en este Pliego de Condiciones. Este documento, pretende ser una guía para los instaladores y los fabricantes, para conseguir la implantación de una instalación fotovoltaica de calidad.

Este pliego se aplicará a cada una de las partes que conforman la instalación, en este caso, la parte mecánica, eléctrica y electrónica.

En caso de ser estrictamente necesarios, los proyectos podrán adoptar soluciones diferentes a las planteadas en el presente Pliego de Condiciones, siempre y cuando se justifique de manera detallada el porqué de su necesidad y que no implique la reducción de las disposiciones mínimas de calidad de la instalación.

NORMATIVA

- Ley 54/1997, del 7 de noviembre, por el que se regula el Sector Eléctrico.
- RD 1578/2008, del 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- RD 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.
- En el caso de ser necesaria la integración de la instalación fotovoltaica en la estructura del edificio, se deberá tener en cuenta el Código Técnico de la Edificación.

DEFINICIONES

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.

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo.

Célula Solar Fotovoltaica: Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

Célula de Tecnología Equivalente (CTE): Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

Panel Fotovoltaico: Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Ramal fotovoltaico: Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie y en muchas ocasiones en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Condiciones Estándar de Medida: Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

– Irradiancia (GSTC): 1000 W/m2

– Distribución espectral: AM 1,5 G

– Incidencia normal

– Temperatura de célula: 25 °C

Potencia máxima del generador: Potencia máxima que puede entregar el módulo en las condiciones estándar de medida.

Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.

Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

Autodescarga: Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

Capacidad nominal: Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperaturade 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: C100 /C20 ± 1,25, C40 /C20± 1,14, C20 /C10 ±1,17.

Capacidad útil: Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PDmax.

Profundidad de descarga: Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

Regulador: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

Inversor: Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

Potencia nominal: Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES

PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos que se utilizarán en la instalación pertenecen a la empresa Atersa y son uno de los modelos más potentes de la empresa. A continuación se adjuntan las características eléctricas y constructivas de la placa especificada.

Características Eléctricas

Fabricante:	Atersa
Modelo:	A-370M GS
Tecnología:	Monocristalino
Potencia (Wp):	370 Wp
Intensidad de cortocircuito (A):	9.30 A
Tensión de circuito abierto (V):	47.80 V
Eficiencia del módulo (%):	19.07 %

Características mecánicas

Dimensiones (mm):	1956x992x40 mm
Peso (Kg):	21.5 Kg

Los valores que se han obtenido para la potencia pico de las placas, son en condiciones estándar de medida, es decir, una incidencia normal, una irradiancia de 1000 W/m², un espectro de 1.5 AM y 25 ºC de temperatura de la célula.

En el caso de ser necesario el cambio del módulo preestablecido, el módulo sustituto deberá ser catalogado de una calidad similar para evitar posibles defectos en la dispersión de los datos.

Este tipo de módulos son específicos para la optimización de las instalaciones fotovoltaicas. Dispone de una alta eficiencia y una potencia de salida muy estable, que se basa en una tecnología que cada día cuenta con nuevas innovaciones. Entre ellas, es capaz de trabajas en condiciones de altas temperaturas y de baja irradiación, lo que supone un gran funcionamiento eléctrico.

Los paneles deben incluir en el marco de su estructura de una forma clara, visible e indeleble el modelo del panel, así como el logotipo del fabricante y un número de serie o de identificación que pueda ser asociado a la fecha de fabricación.

Las cajas de conexiones disponen de un grado de protección IP67, el cual hace referencia a la norma CEI 60529. Las letras IP de la nomenclatura se identifican con el estándar inglés "Ingres Protection", el número 6 hacer referencia al nivel de protección contra el polvo, y por último el 7 es el nivel de protección frente a los líquidos. Además estas cajas de conexiones disponen de 3 diodos de derivación con un grado de protección IP65 para evitar averías en las células y en los circuitos debidas a posibles sombreados parciales.

Todos los paneles fotovoltaicos que se pretendan instalar, deberán cumplir las especificaciones:

- UNE EN 61215 por el que se regulan los módulos fotovoltaicos para uso terrestre, su cualificación del diseño y homologación.
- UNE EN 61646 por el que se regulan los módulos fotovoltaicos de lámina delgada para aplicaciones terrestres.
- UNE EN 62128 por el que se regulan los módulos fotovoltaicos de concentración.
- UNE EN 61730 por el que se regula la seguridad en los módulos fotovoltaicos.

Todos los paneles fotovoltaicos que presenten defectos de fabricación, como son las roturas, manchas, grietas o suciedades, serán rechazados para su uso en la instalación.

SOPORTES FOTOVOLTAICOS

Los soportes de los paneles fotovoltaicos tienen dos funciones: servir como una fijación segura para las placas solares y proporcionarles la orientación y la inclinación necesarias para poder mantener la producción lo más alta posible, consiguiendo el máximo aprovechamiento de la radiación solar, y por lo tanto, el máximo aprovechamiento de la instalación.

Los soportes cuentan con las siguientes características:

Fijación:	Directa en el terreno
Inclinación:	Ajustable entre 30 y 60 grados
Material:	Aleación de aluminio y acero antioxidante
Anticorrosión:	Anodizado

Vidal útil: Más de 20 años

Los soportes, en el caso particular que se presenta, irán anclados directamente en la azotea del edificio. Dentro de la ficha técnica de las estructuras, se definen las condiciones meteorológicas adversas que serán capaces de soportar asegurando siempre un anclaje perfecto.

Carga de nieve: 20 kg/m²

Carga de viento: 50 kg/ m²

Estos tipos de soportes disponen de una larga vida útil y de un mantenimiento prácticamente nulo. Como se ha descrito en el plan de mantenimiento expuesto en la memoria descriptiva, el poco mantenimiento que necesita, es la limpieza del soporte en general y la revisión de los elementos en busca de posibles corrosiones, aunque es muy poco probable.

A continuación se adjunta una imagen con las partes que componen la estructura:

Ilustración 1: Partes de la estructura de soporte

Item	Code	Description
1	659.08.01.RAIL	Rail
2	659.08.01.INTER	Inter Clamp Kit
3	659.08.01.ENDCLAMP	End Clamp Kit
4	659.08.01.FRONTLEG	Adjustable Front Leg Kit
5	659.08.01.RL	Adjustable Rear Leg Kit
6	659.08.01.SPLICE	Rail Splice (optional)

Tabla 1: Elementos de la estructura de soporte

Lo primero será instalar la primera pata delantera como se muestra en la ilustración 2. Se ajustará la ubicación de la pata delantera (asegurando que la superficie inferior de la pata delantera esté paralelo al borde del techo). Colocaremos la goma de 25x50 mm debajo de la pata delantera y alinearemos los agujeros de los tornillos. Se fijarán los kits de las patas delanteras al techo con tornillos de madera M6x80, bloqueados como se muestra en la ilustración 3.

Ilustración 2: Montaje paso 1

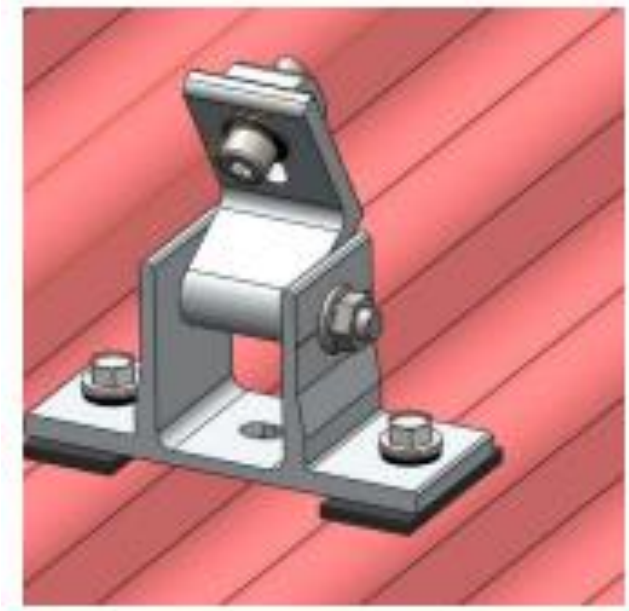


Ilustración 3: Montaje paso 2

Una vez instalada la primera pata delantera, ajustaremos la disposición de las patas traseras (asegurando que la superficie inferior de la pata delantera está paralela al borde del techo). Una vez

se encuentren dispuestas de una manera vertical, se fijarán las patas traseras a la viga del techo con tornillos para madera como se muestra en la siguiente imagen:

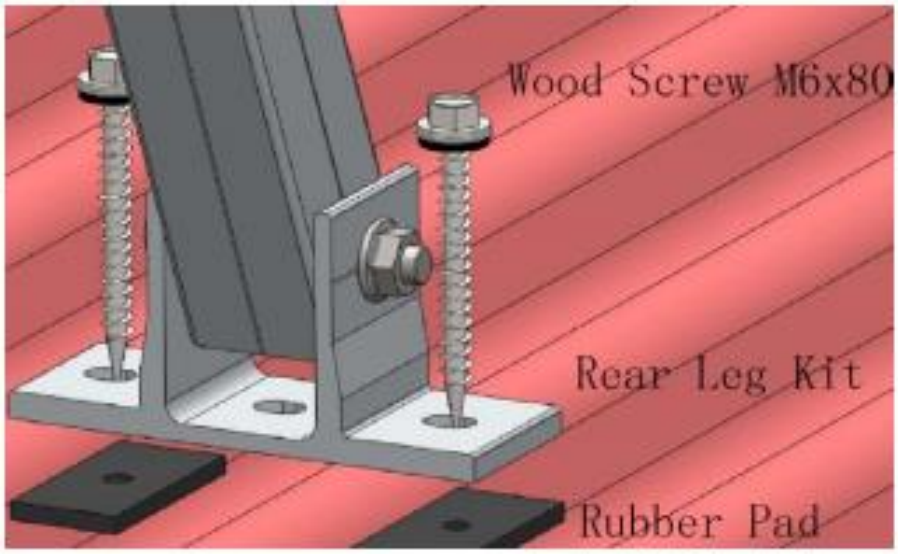


Ilustración 4: Montaje paso 3

Una vez finalizada la instalación de las patas delanteras y traseras, llega el momento de instalar los rieles. Para ello, es necesario colocar las patas delanteras en la ranura del riel. Se ajustará la longitud izquierda en 2 terminales del riel y luego se bloquearán las empulgueras.

Afloremos los 2 tornillos hexagonales de una de las patas traseras y se ajustará la longitud de dichas patas según el ángulo que se necesite. Luego se pondrá en la ranura del riel la otra pata trasera y se ajustará la ubicación del mismo, manteniéndolo paralelo a las patas traseras. Por último se bloquearán uno por uno como se muestra en la siguiente imagen:

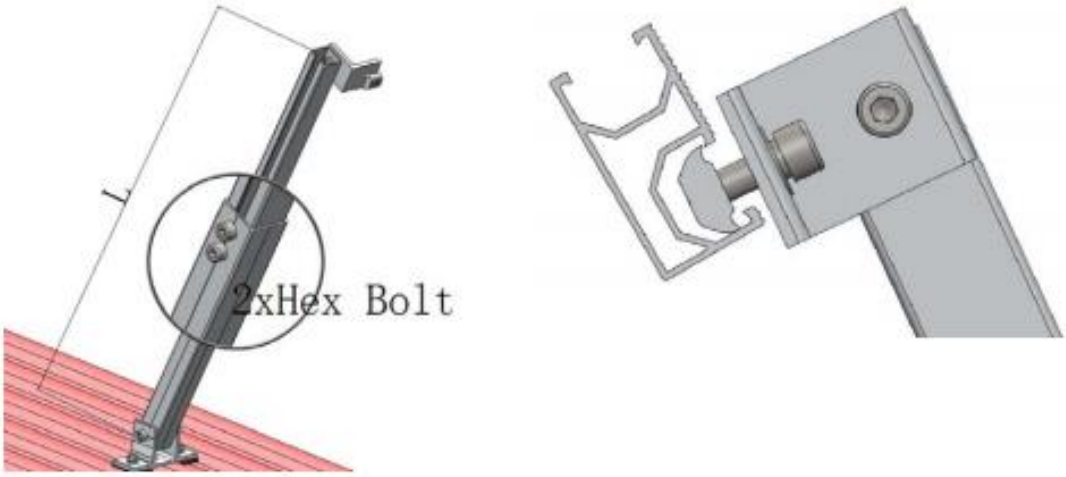


Ilustración 5: Montaje paso 5

Una vez realizado la instalación de las estructuras de soporte, el último paso será la colocación de las placas en los soportes y el anclaje a los mismos mediantes unas pequeñas abrazaderas.

La tornillería que se deberá emplear será de acero inoxidable. En el caso de que las estructuras sean galvanizadas, se aceptará el uso de tornillería galvanizada excepto en las sujeciones de los paneles fotovoltaicos.

CAJAS DE CONEXIONES

Para evitar el uso excesivo de cableado entre los módulos fotovoltaicos y los reguladores, se ha decidido colocar cajas de conexiones para separar cada regulador y los ramales fotovoltaicos que le corresponden.

La caja de conexión escogida es la MaxConnect Plus. Mediante el uso de estas cajas se agruparan los ramales y se podrá mantener una supervisión constante e individual de cada uno, puesto que el dispositivo puede ser capaz de reconocer defectos en las placas.

A continuación se adjuntan las principales características del dispositivo:

Valores de entrada	
Tensión CC máxima	900 V
Corriente por string CC máx.	10 A
Categoría sobretensión	Clase II
Valores de salida	
Corriente colectiva CC máx.	120 A
Condiciones ambientales	Tipo 2

MaxConnect Plus se encuentra plenamente protegido mediante fusibles para cada uno de los ramales y descargadores de sobretensión integrados que se encargarán de la protección frente a estados de funcionamiento no normales.

Por otra parte, dispone de un seccionador omnipolar de una considerable capacidad mediante el que se podrá desconectar la instalación en cualquier momento que sea necesario. Esta desconexión será rápida y totalmente segura, incluso cuando se encuentre funcionando con carga.

Esta caja de conexiones no necesita mano de obra para instalar, únicamente es necesario que se conecte el cableado de cada uno de los ramales de las placas y el cableado que llega a los reguladores.

Una de las ventajas de este tipo de caja de conexión es su pantalla LCD para el sistema de supervisión y visualización de los datos. Mediante esta pequeña pantalla integrada se pueden ver las mediciones de cada una de las corrientes, las posibles derivaciones que puedan aparecer, las tolerancias, alertas de los posibles fallos, etc…

A continuación se adjuntan las características mecánicas del MaxConnect Plus:

Peso:	14 kg
Dimensiones:	600x520x150 mm

El dispositivo dispone de una carcasa de aluminio con un tratamiento anticorrosivo con una protección IP65 según la norma EN 60529. Además dispone de un sencillo diseño que facilita la instalación en paredes y suelos.

REGULADORES

El regulador utilizado en la instalación es un regulador maximizador. Debido a la disminución del precio de las instalaciones, se ha planteado el uso de aplicaciones aisladas en casos donde el consumo es elevado.

Puesto que es necesario generar una gran cantidad de energía, la tensión máxima que se consigue en la instalación se queda en un valor muy pequeño. Los 48 voltios, suponen grandes intensidades circulando por la instalación y apareciendo grandes pérdidas. Todo esto ha conllevado al desarrollo e dispositivos reguladores especiales que se encargan de optimizar el funcionamiento del campo fotovoltaico mediante dos acciones principales:

- Elevando la tensión de funcionamiento de las placas en valores superiores a los 100 V, permitiendo que se utilicen placas solares de mayor potencia.
- Conseguir que los ramales fotovoltaicos puedan trabajar lo más cerca posible del punto de funcionamiento máximo el mayor tiempo posible.

Para ello se ha decidido implantar un regulador maximizador de la marca Victron Energy, modelo SmartSolar. A continuación se adjuntan los datos técnicos del modelo empleado:

Tensión de la batería	48 V

Corriente de carga nominal	100 A
Potencia FV máx.	5800 W
Máx. Corriente Cortocircuito	70 A
Tensión máx. Circuito abierto	250 V
Eficacia máxima	99 %

Entre las características principales del modelo escogido, destaca el seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT). Esta característica es particularmente útil con cielos nubosos o cuando la intensidad de la luz cambia de una manera continua. Debido a la opción de maximizador, se mejorará a recogida de la energía hasta en un 30 % si los comparamos con los reguladores convencionales. También se observa que gracias al uso de este modelo, se recogerá un 10 % más de energía comparado con otros reguladores maximizadores más lentos.

En caso de tratarse de un cielo nuboso parcial, cabe la posibilidad de darse dos o más puntos de máxima potencia en la curva de tensión de carga. Los reguladores convencionales, suelen escoger un punto de máxima potencia local, lo que no siempre es el punto óptimo. Gracias a las ventajas del SmartSolar, siempre se escogerá el punto óptimo de la curva de tensión de carga.

Una de las características más importantes en cuanto a las características técnicas son las protecciones. Dispone de una amplia protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de altas temperaturas. Además dispone de una protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles fotovoltaicos y una protección de corriente inversa fotovoltaica. Dichas protecciones se realizan mediante fusibles de polaridad inversa de la batería, que no son accesibles por los usuarios.

Por último cuenta con un sensor de temperatura interna, que se encarga de compensar la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

La mayor particularidad es la conexión integrada mediante aplicación y blueetooth. Se trata de una innovadora solución inalámbrica para poder configurar, supervisar y actualizar los datos del regulador mediante un teléfono inteligente y una aplicación. Además dispone de una pequeña pantalla LCD que es conectable. Únicamente es necesario retirar el protector de goma del enchufe y se conecta la pantalla.

A continuación se adjuntan las características mecánicas de la carcasa:

Terminales FV	3 pares de conectores MC4
Borne de batería	Diámetro de 35 mm^2

Grado de protección	IP43 e IP22
Peso	4,5 Kg
Dimensiones	246x295x103 mm

El regulador deberá estar protegido frente a la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador trabajando en las condiciones estándar y con cualquier tipo de carga. En este caso, el regulador deberá asegurar, además de su protección, la protección de las cargas conectadas.

Las caídas internas de la tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador será inferior al 4 % de la tensión nominal para los sistemas de 1 kW de potencia y del 2 % para sistemas superiores del 1 kW.

INVERSORES

El inversor que se implantará en la instalación pertenece a la marca Victron Energy, modelo Multiplus. Este tipo de reguladores pertenece a la gama de reguladores cargadores. Estos reguladores cargadores cuentan con dos características principales:

- Se conecta un grupo generador externo a una de sus salidas de corriente alterna. Esta conexión externa permite, que en caso de caída del sistema, se conecte automáticamente el grupo electrógeno, proporcionando la potencia necesaria a la instalación para cubrir la demanda energética.
- Por otra parte, en el momento la capacidad de las baterías tenga un valor inferior a los programados, se realizará la conexión automática del grupo electrógeno que se encargará de la carga de las mismas.

Los inversores especificados para la presente instalación, se conectarán a la salida de consumo del regulador o en bornes del acumulador. En esta situación se debe asegurar la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones estarán incorporadas en el interior de inversor o se realizarán con un regulador de carga, que permitirá breves bajadas de tensión para asegurar el arranque del inversor.

Este inversor dispone de dos salidas de corriente alterna. La salida principal dispone de la llamada función “sin interrupción”. Esto supone que en caso de desconexión de los generadores, se encargará de mantener el suministro de energía. La segunda salida solamente estará activa cuando una de las entradas tiene alimentación de corriente alterna. A esta salida se puede conectar un grupo electrógeno para realizar la carga de las baterías.

Este tipo de dispositivos dispone de una potencia prácticamente ilimitada ya que dispone de un funcionamiento en paralelo que permite la conexión de hasta 6 Multiplus de una manera simultánea. De esta manera se podrá alcanzar una mayor potencia de salida.

A parte de la conexión en paralelo, existe la posibilidad de configurar tres unidades del mismo modelo para una misma salida trifásica. Además se pueden conectar hasta 6 paquetes de tres unidades, o que supone una gran potencia.

A continuación se adjunta una tabla con las características técnicas:

Inversor	
Potencia continua de salida	5000 VA
Pico de potencia	9000 W
Eficacia máxima	96 %
Consumo en vacío	18 W
Cargador	
Tensión carga absorción	57,6 V
Tensión carga flotación	55,2 V
Modo almacenamiento	52,8 V
Máx. Corriente de carga	70 A

El inversor cargador debe asegurar una operación correcta en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

Este dispositivo debe ser capaz de entregar la potencia nominal de forma continua en los márgenes de temperatura ambiente que queda especificado por el fabricante.

Las protecciones con las que cuenta el inversor son:

- Protección frente a tensiones de entrada fuera del margen de operación.
- Protección frente a la desconexión del acumulador.
- Protección frente a cortocircuitos en la salida de la corriente alterna.
- Protección frente a las sobrecargas que superen los valores de duración y límites especificados.

A continuación se adjuntan las características mecánicas de la carcasa:

Grado de protección	IP22
Conexión de baterías	Pernos M8
Conexión 230 V CA	Bornes tornillo 13 mm^2
Peso	29 Kg
Dimensiones	565x323x148 mm

Las pérdidas de energía diarias que se ocasionaran debido al autoconsumo del propio inversor, deben ser inferiores al 5 % del consumo diario energético. Es recomendable que el inversor disponga de un sistema de "stand-by" para conseguir reducir estas pérdidas.

BATERÍAS

Las baterías escogidas para la instalación son de la marca Tudor, modelo OPzS. La gama Classic OPzS ha sido probada durante décadas en aplicaciones de potencia media y grande. Debido a su robustez, su larga vida útil y la alta seguridad operativa, son ideales para su uso en estaciones de energía solar y eólica, telecomunicaciones, compañías de distribución de energía, ferrocarriles y muchos otros suministros de energía para equipos de seguridad.

La amplia gama de capacidades y tamaños disponibles proporciona una solución para cada una de las necesidades de energía, incluso en entornos hostiles.

Esta gama de baterías dispone de un diseño optimizado para aplicaciones de energía renovable como son:

- Máxima capacidad para los ciclos y una gran vida útil.
- Aleación especial y una gran reserva de electrolitos.
- Bajo mantenimiento. Lo que implica un ahorro en los costes.
- Se trata de una batería completamente reciclable, lo que se traduce en que tiene una baja huella de CO_2.

Es recomendable que las baterías sean, preferentemente estacionarias y de placas tubulares. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

De manera que se pueda asegurar una correcta recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador no deberá exceder en 25 veces la corriente de cortocircuito en condiciones estándar del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad sea superior debe justificarse de una manera adecuada.

La máxima profundidad de descarga no superará el 70 % en las instalaciones que se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En las aplicaciones en las que las descargas sean habituales, la máxima profundidad de descarga será del 60 %.

La capacidad inicial del acumulador debe ser superior al 90 % de la capacidad nominal. En cada uno de los casos expuestos, se debe hacer caso a las recomendaciones del fabricante. Por otra parte, la autodescarga del acumulador a 20 ºC no deberá ser superior al 6 % de su capacidad nominal por mes.

Cada una de las baterías debe estar etiquetada por obligación con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricantes (nombre o logotipo de la empresa) y número de serie asociado con la fecha de fabricación.

A continuación se adjunta una tabla con las características de las baterías escogidas:

Modelo	OPzS Solar 2350
Voltaje nominal	2 V
Capacidad C48	2090 Ah
Dimensiones	212x277x836 mm
Peso	33,7 Kg
Resistencia interna	0.24 mOhm
Corriente Cortocircuito	8500 A
Pares de polos	2

GRUPO ELECTRÓGENO

El grupo electrógeno que se utilizará en la instalación será de la marca Cervascan, modelo E-Start. Este dispositivo es un generador eléctrico con un motor de gasolina de cuatro tiempos de la gama SG series de Genergy. Se trata de un motor muy eficiente, fiable y con un arranque muy suave y muy sencillo.

Este grupo electrógeno dispone de una ignición electrónica mediante transistores, lo que asegura un arranque muy rápido en cualquier tipo de condición. Además cuenta con un arranque eléctrico para poder ponerlo en marcha con un solo botón con el que se incluye una llave.

Dispone de un depósito de combustible de gran capacidad, unos 30 L, lo que permite una gran autonomía y realizar un menor número de repostajes.

Este generador lleva protección por sobrecarga mediante un disyuntor térmico, además de una regulación electrónica del voltaje para asegurar que sea el adecuado y lo más estable posible. Además cuenta con una parada automática por falta de aceite, para proteger el motor en caso de que el nivel se encuentre por debajo del umbral mínimo.

Este dispositivo, al tratarse de un elemento muy robusto, dispone de un kit para el transporte formado por 4 ruedas de 6”, de las cuales 2 son fijas y las otras 2 permiten una rotación de 360 grados, para obtener una gran movilidad.

CABLEADO

Todo el cableado debe cumplir las normas y especificaciones técnicas según lo establecido en la actual legislación vigente.

Los conductores que se necesitarán deberán tener la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Para ser más concretos, para cualquier condición de trabajo los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1.5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria, tanto para la parte de corriente continua, como corriente alterna, para cada tipo de aplicación, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los cables tendrán el siguiente código de colores:

- Los cables positivos serán de color rojo.
- Los cables negativos serán negros.
- Los cables utilizados para la toma de tierra y las protecciones serán verdes y amarillos.

PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

Todas las instalaciones que dispongan de una tensión superior a los 48 voltios, contará con una puesta a tierra a la que se conectará, como mínimo, las estructuras de soporte de los generadores y los marcos metálicos de cada uno de los módulos.

El sistema de protecciones debe asegurar la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos, además de frente a sobretensiones, sobrecargas y sobreintensidades. En caso de existir una instalación previa, no deben alterarse las condiciones de seguridad de dicha instalación. Se debe prestar una especial atención a la protección de las baterías frente a los cortocircuitos mediante el uso de fusibles, disyuntores magnetotérmicos o cualquier elemento que se encargue de esta protección.

CAPÍTULO V

PRESUPUESTO

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TABLA DE CONTENIDO

Precios unitarios 4
Panel fotovoltaico A-370M GS 4
Soportes de los paneles 4
Cajas de conexiones 4
Regulador-Maximizador MPPT 250 V / 100 A Victron Smart 5
Baterías OPzS Solar 2350 5
Inversores 5 kVA / 1.2 kVA 5
Grupo electrógeno Cervascan 12000 kW 6
Cableado de corriente continua de 25 mm² 6
Cableado de corriente continua de 120 mm² 6
Cableado de corriente continua de 35 mm² 7
Cableado de corriente continua de 70 mm² 7
Cableado de corriente continua de 95 mm² 7
Cableado de corriente alterna de 4 mm² 8
Cableado de corriente alterna de 50 mm² 8
Interruptor automático CC de 100 A 8
Interruptor automático CC de 125 A 9
Interruptor automático CA de 32 A 9
Interruptor diferencial de 40 A 9
Interruptor magnetotérmico de 60 A 10
Puesta a tierra 10
Partidas del presupuesto 11
Instalación fotovoltaica 11
Cableado 11
Protecciones 11

Puesta a tierra 12

Total de las partidas 12

Presupuesto total 12

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Precios unitarios de los paneles 4
Tabla 2: Precios unitarios de los soportes I 4
Tabla 3: Precios unitarios de los soportes II 4
Tabla 4: Precios unitarios de las cajas de conexiones 4
Tabla 5: Precios unitarios de los Reguladores 5
Tabla 6: Precios unitarios de las Baterías 5
Tabla 7: Precios unitarios de los Inversores I 5
Tabla 8: Precios unitarios de los inversores II 5
Tabla 9: Precios unitarios del grupo electrógeno 6
Tabla 10: Precios unitarios cableado 25 mm². 6
Tabla 11: Precios unitario cableado 120 mm². 6
Tabla 12: Precios unitarios de cableado de 35 mm². 7
Tabla 13: Precios unitarios de cableado de 70 mm². 7
Tabla 14: Precios unitarios de cableado de 95 mm². 8
Tabla 15: Precios unitarios de cableado de 4 mm². 8
Tabla 16: Precios unitarios de cableado de 50 mm². 8
Tabla 17: Precios unitarios de Interruptor 100 A 9
Tabla 18: Precios unitarios de Interruptor 125 A 9
Tabla 19: Precios unitarios de Interruptor 32 A 9
Tabla 20: Precios unitarios de Interruptor 40 A 10
Tabla 21: Precios unitarios de Magnetotérmico 125 A 10
Tabla 22: Precios unitarios de la puesta a tierra 10
Tabla 23: Partida presupuesto Instalación Fotovoltaica 11
Tabla 24: Partida presupuesto Cableado 11
Tabla 25: Partida presupuesto Protecciones 11
Tabla 26: Partida presupuesto Puesta a Tierra 12
Tabla 27: Total de las partidas 12
Tabla 28: Presupuesto Final de la Contrata 12

PRECIOS UNITARIOS

PANEL FOTOVOLTAICO A-370M GS

Panel fotovoltaico de alta eficiencia y gran estabilidad de la potencia de salida de 370 W, 39.79 V y 9.30 A. Formado por 72 células monocristalinas y con unas dimensiones de 1956 x 992 x 40 mm.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.15	3.75
h	Ayudante electricista	18	0.15	2.7
ud	Panel A-370M GS	151.87	1	151.87
TOTAL				***158.32***

Tabla 1: Precios unitarios de los paneles

SOPORTES DE LOS PANELES

En la instalación fotovoltaica, trabajaremos con dos tipos de estructuras: STR07H-1642-994 y STR02H-1642-994. Estos soportes, al igual que la tornillería, son de acero inoxidable, lo que hace que no sea necesario un gran mantenimiento.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
h	STR07H-1642-994	21.05	1	21.05
TOTAL				***25.55***

Tabla 2: Precios unitarios de los soportes I

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
ud	STR02H-1642-994	15.07	1	15.07
TOTAL				***19.57***

Tabla 3: Precios unitarios de los soportes II

CAJAS DE CONEXIONES

Cajas de conexiones Solar MaxConnect 12 plus, permiten la conexión de hasta 12 strings de 10 A cada uno, aunque únicamente se llegarán a conectar 10 strings simultáneamente.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.75	18.75
h	Ayudante electricista	18	0.75	13.5
ud	MaxConnect 12 Plus	1860	1	1860
TOTAL				***1892.25***

Tabla 4: Precios unitarios de las cajas de conexiones

REGULADOR-MAXIMIZADOR MPPT 250 V / 100 A VICTRON SMART

Regulador – maximizador de Victron Energy, MPPT 250 V / 100 A preparado para trabajar en 48 V. Dispone de pantalla LCD y protecciones frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.5	12.5
h	Ayudante electricista	18	0.5	9
ud	MPPT 250 V/100 A	797.99	1	797.99
TOTAL				***819.49***

Tabla 5: Precios unitarios de los Reguladores

BATERÍAS OPZS SOLAR 2350

Baterías OPzS Solar 2350 con capacidad C48 de 2090 Ah y 2V de tensión. Baterías diseñaas de acuerdo con la IEC 61427 y la IEC 60896-11. Disponen de un bajo mantenimiento, lo que supone una reducción de costes y es completamente reciclable.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.5	12.5
h	Ayudante electricista	18	0.5	9
ud	Baterías OPzS Solar 2350	506.413	1	506.413
TOTAL				***527.913***

Tabla 6: Precios unitarios de las Baterías

INVERSORES 5 KVA / 1.2 KVA

Inversores de 5000 W y 1200 W de potencia, con capacidad para trabajar con una tensión de instalación de 48 V de entrada y con una tensión de salida de 230 V en alterna. Estos inversores se encuentran protegidos, tanto a la entrada como a la salida, en las partes de continua y de alterna.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.5	12.5
h	Ayudante electricista	18	0.5	9
ud	Inversor 48/5000/70	1671.60	1	1671.60
TOTAL				***1693.10***

Tabla 7: Precios unitarios de los Inversores I

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.5	12.5
h	Ayudante electricista	18	0.5	9
Ud	Inversor 48/1200/70	630.82	1	630.82
TOTAL				***652.32***

Tabla 8: Precios unitarios de los inversores II

GRUPO ELECTRÓGENO CERVASCAN 12000 KW

El grupo electrógeno Cervascan dispone de una potencia de 12000 W y tiene una tensión de salida monofásica de 230 V y una tensión de salida trifásica de 400 V. Se trata de un motor de gasolina de 4 tiempos con una refrigeración forzada de aire.

UD	*Descripción*	*Precio*	*Cantidad*	*Importe (€)*
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.5	12.5
h	Ayudante electricista	18	0.5	9
ud	Grupo electrógeno 12 kW	2213.844	1	2213.844
TOTAL				***2235.34***

Tabla 9: Precios unitarios del grupo electrógeno

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA DE 25 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 25 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y modelo p-Sun 2.0, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	*Descripción*	*Precio*	*Cantidad*	*Importe (€)*
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado P-Sun 25 mm²	7.48	1	7.48
m	Tubo de PVC diam. 32 mm	0.45	1	0.45
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***13.48***

Tabla 10: Precios unitarios cableado 25 mm².

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA DE 120 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 120 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y Afumex, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	*Descripción*	*Precio*	*Cantidad*	*Importe (€)*
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado Afumex 120 mm²	18.35	1	18.35
m	Tubo de PVC diam. 50 mm	0.73	1	0.73
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***24.63***

Tabla 11: Precios unitario cableado 120 mm².

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA DE 35 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 35 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y modelo p-Sun 2.0, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	***Descripción***	***Precio***	***Cantidad***	***Importe (€)***
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado P-Sun 35 mm²	7.98	1	7.98
m	Tubo de PVC diam. 32 mm	0.45	1	0.45
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***13.98***

Tabla 12: Precios unitarios de cableado de 35 mm².

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA DE 70 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 70 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y modelo p-Sun 2.0, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	***Descripción***	***Precio***	***Cantidad***	***Importe (€)***
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado P-Sun 70 mm²	13.32	1	13.32
m	Tubo de PVC diam. 40 mm	0.59	1	0.59
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***19.46***

Tabla 13: Precios unitarios de cableado de 70 mm².

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA DE 95 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 95 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y Afumex, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	***Descripción***	***Precio***	***Cantidad***	***Importe (€)***
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado Afumex 95 mm²	14.53	1	14.53

m	Tubo de PVC diam. 50 mm	0.73	1	0.73
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***20.81***

Tabla 14: Precios unitarios de cableado de 95 mm².

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA DE 4 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 4 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y Afumex, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	***Descripción***	***Precio***	***Cantidad***	***Importe (€)***
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado Afumex 4 mm²	1.20	1	1.20
m	Tubo de PVC diam. 16 mm	0.29	1	0.29
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***7.04***

Tabla 15: Precios unitarios de cableado de 4 mm².

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA DE 50 MM²

El tipo de cable que se empleará será un conductor unipolar de cobre con un aislamiento XLPE (0.6/1 kV) de una sección de 50 mm². La marca de dicho cableado será Prysmian y Afumex, lo que supone que es ideal para instalaciones fotovoltaicas, se encuentra libre de halógenos y no propaga las llamas. Además se adjuntan los tubos protectores.

UD	***Descripción***	***Precio***	***Cantidad***	***Importe (€)***
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cableado Afumex 50 mm²	7.97	1	7.97
m	Tubo de PVC diam. 40 mm	0.52	1	0.52
Ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***14.04***

Tabla 16: Precios unitarios de cableado de 50 mm².

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CC DE 100 A

Se instalará un interruptor bipolar de la marca Schneider y modelo TN100D que pertenece a la serie NSX. Este tipo de interruptores está diseñado para aplicaciones fotovoltaicas para corrientes de 100 A y tensiones que van de 24 V y llegando hasta los 750 V. Además se incluye el montaje dentro de los precios.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.25	6.25
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
ud	Int. Schneider TN100D	615.78	1	615.78
TOTAL				***626.53***

Tabla 17: Precios unitarios de Interruptor 100 A

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CC DE 125 A

Se instalará un interruptor bipolar de la marca Schneider y modelo TN125D que pertenece a la serie NSX. Este tipo de interruptores está diseñado para aplicaciones fotovoltaicas para corrientes de 125 A y tensiones que van de 24 V y llegando hasta los 750 V. Además se incluye el montaje dentro de los precios.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.25	6.25
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
ud	Int. Schneider TN125D	707.95	1	707.95
TOTAL				***718.7***

Tabla 18: Precios unitarios de Interruptor 125 A

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CA DE 32 A

Se instalará un interruptor bipolar de la marca Schneider y modelo Acti9 que pertenece a la serie iK60. Este tipo de interruptores está diseñado para aplicaciones fotovoltaicas para corrientes de 32 A y tensiones que van de 230 V monofásicos y hasta los 400 V trifásico. Este tipo de interruptores dispone de un doble aislamiento de Clase II.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.25	6.25
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
ud	Int. Schneider iK60	51.98	1	51.98
TOTAL				***62.73***

Tabla 19: Precios unitarios de Interruptor 32 A

INTERRUPTOR DIFERENCIAL DE 40 A

Se instalará un interruptor diferencial residual de la marca ABB bipolar. Este tipo de interruptores está diseñado para aplicaciones fotovoltaicas para corrientes de 40 A y tensiones de 230 V. Además cuenta con una sensibilidad de 30 mA. Este tipo de interruptores dispone de un doble aislamiento de Clase II.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.25	6.25
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
ud	Int. Dif. Residual ABB	71.20	1	71.20
TOTAL				***81.95***

Tabla 20: Precios unitarios de Interruptor 40 A

INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO DE 60 A

Se instalará un interruptor diferencial residual de la marca Schneider. Este tipo de interruptores está diseñado para aplicaciones fotovoltaicas para corrientes de 125 A y tensiones de 230 V. Este magnetotérmico pertenece a la gama Acti 9 y cuenta con 4 polos.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.25	6.25
h	Ayudante electricista	18	0.25	4.5
ud	Magnetotérmico 125 A	199.89	1	199.89
TOTAL				***210.64***

Tabla 21: Precios unitarios de Magnetotérmico 125 A

PUESTA A TIERRA

Según la MIE RAT 13 y la ITC-BT-18, la puesta a tierra general del edificio la realizaremos con un conductor desnudo de 50 mm² de sección.

UD	Descripción	Precio	Cantidad	Importe (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0.1	2.5
h	Ayudante electricista	18	0.1	1.8
m	Cable 50 mm²	4.97	1	4.97
ud	Material	1.25	1	1.25
TOTAL				***10.52***

Tabla 22: Precios unitarios de la puesta a tierra

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Orden	Medición (ud)	Descripción	Precio (€)	Importe (€)
1.1	96	Panel A-370M GS	*158.32*	15198.72
1.2	12	STR07H-1642-994	25.55	306.60
1.3	6	STR02H-1642-994	19.57	117.42
1.4	5	MaxConnect 12 Plus	1892.25	9461.25
1.5	5	MPPT 250 V/100 A	819.49	4097.45
1.6	72	Baterías OPzS Solar 2350	527.913	38009.78
1.7	2	Inversor 48/5000/70	1693.10	3386.20
1.8	1	Inversor 48/1200/70	652.32	652.32
1.9	1	Grupo electrógeno 12 kW	2235.34	2235.34
	TOTAL			***73465.08***

Tabla 23: Partida presupuesto Instalación Fotovoltaica

CABLEADO

Orden	Medición (m)	Descripción	Precio (€)	Importe (€)
2.1	540	Cableado CC 25 mm²	13.48	7279.2
2.2	62	Cableado CC 35 mm²	13.98	866.76
2.3	115	Cableado CC 70 mm²	19.46	2237.8
2.4	48	Cableado CC 95 mm²	20.81	998.88
2.5	72	Cableado CC 120 mm²	24.63	1773.36
2.6	89	Cableado CA 4 mm²	7.04	626.56
2.7	48	Cableado CA 50 mm²	14.04	673.92
	TOTAL			***14456.48***

Tabla 24: Partida presupuesto Cableado

PROTECCIONES

Orden	Medición (ud)	Descripción	Precio (€)	Importe (€)
3.1	3	Int. Schneider TN100D	626.53	1879.59
3.2	1	Int. Schneider TN125D	718.7	718.7
3.3	2	Int. Schneider iK60	62.73	125.46
3.4	2	Int. Dif. Residual ABB	81.95	163.9
3.5	2	Magnetotérmico 125 A	210.64	421.28
	TOTAL			***3308.93***

Tabla 25: Partida presupuesto Protecciones

PUESTA A TIERRA

Orden	Medición (m)	Descripción	Precio (€)	Importe (€)
4.1	60	Cableado PT 50 mm²	10.52	631.2
	TOTAL			***631.2***

Tabla 26: Partida presupuesto Puesta a Tierra

TOTAL DE LAS PARTIDAS

Orden	Descripción de la Partida	Importe (€)
1	Instalación Fotovoltaica	73465.08
2	Cableado de la Instalación	14456.48
3	Protecciones	3308.93
4	Puesta a Tierra	631.2
TOTAL		***91861.69***

Tabla 27: Total de las partidas

TOTAL: NOVENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y UN EUROS Y SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

PRESUPUESTO TOTAL

Concepto	Importe (€)
Total de las partidas	91861.69
Gastos generales (13%)	10104.79
Beneficios (6%)	5511.70
Presupuesto Total sin IVA	***107478.18***
IVA 21%	***19346.072***
Presupuesto Total con IVA	***126824.25***

Tabla 28: Presupuesto Final de la Contrata

TOTAL: CIENTO VEINTISEIS MIL OCHOCIENTOS VEINTICUATRO EUROS Y VEINTICINCO CÉNTIMOS.