



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

*“A mi familia, por aguantarme;
a mi pareja, por el apoyo que me ha brindado siempre;
a mis amigos, por estar ahí;
a Iván y Mireia en especial, por las quedadas para hacerlo;
a mis compañeros de este último año de Máster, en especial a Pedro, Dani y MAngel;
a Montajes Eléctricos Esber, en especial a Salva;
a mis tutores de TFM y del departamento, por ayudarme durante la elaboración del
trabajo.”*

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 55 kWp situada en el Colegio IVAF Luís Fortich, así como la justificación técnica y económica de la instalación.

En el proyecto se definirán y seleccionarán de manera justificada todos los elementos necesarios para garantizar el buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Los principales elementos que se han elegido son los paneles fotovoltaicos, inversor, el cableado, protecciones y aparatos de medida. Además, se completa mediante un plan de mantenimiento de la instalación, así como la fase de desmantelamiento, ya que ambos forman parte del ciclo de vida de la fotovoltaica.

El proyecto cuenta también con un segundo objetivo que es el dimensionamiento y diseño de un punto de recarga de vehículos eléctricos de 22kW de potencia, permitiendo así la carga simultánea de dos vehículos. Este segundo objetivo está en línea con el primero, puesto que ambos convergen a un mismo fin, el de promover la transición energética.

Palabras clave: Central fotovoltaica; autoconsumo; estudio energético; estudio económico; vehículo eléctrico.

RESUM

El present Treball de Fi de Màster té com a objectiu el disseny d'una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum de 55 kWp situada al Col·legi IVAF Luís Fortich, així com la justificació tècnica i econòmica de la instal·lació.

En el projecte es definiran i seleccionaran de manera justificada tots els elements necessaris per garantir el bon funcionament de la instal·lació fotovoltaica. Els principals elements que s'han triat són els panells fotovoltaics, inversor, el cablejat, proteccions i aparells de mesura. A més, es completa mitjançant un pla de manteniment de la instal·lació, així com la fase de desmantellament, ja que tots dos formen part de el cicle de vida de la fotovoltaica.

El projecte compta també amb un segon objectiu que és el dimensionament i disseny d'un punt de recàrrega de vehicles elèctrics de 22kW de potència, permetent així la càrrega simultània de dos vehicles. Aquest segon objectiu està en línia amb el primer, ja que tots dos convergeixen a un mateix fi, el de promoure la transició energètica.

Paraules clau: Central fotovoltaica; autoconsum; estudio energètic; estudi econòmic; vehicle elèctric.

ABSTRACT

The Master's Thesis objective is to design a 55 kWp self-consumption photovoltaic installation located at CEIP IVAF Luís Fortich, as well as the technical and economic justification of the installation.

In the project, will be defined and selected all the elements necessary to guarantee the proper operation in a justified manner. The main elements that have been chosen are the photovoltaic panels, inverter, wiring, protections and measuring devices. In addition, it is completed by a maintenance plan for the installation, as well as the dismantling phase, since both are part of the photovoltaic life cycle.

The project also has a second objective, which is the dimensioning and design of a charging point for electric vehicles with 22kW power. This second objective is in line with the first, since both converge towards the same goal, that of promoting the energy transition.

Keywords: Photovoltaic power station; self-consumption; energy study; economic study; electric vehicle.

Índice de contenido

1.	MEMORIA DESCRIPTIVA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	6
1.1.	Introducción.....	6
1.1.1.	Objeto del proyecto.....	6
1.1.2.	Alcance	6
1.1.3.	Motivación y justificación del proyecto.....	6
1.2.	Normativa aplicable	7
1.2.1.	Normativa estatal	7
1.2.2.	Normativa autonómica.....	7
1.2.3.	Normas UNE	7
1.3.	Antecedentes del recurso solar	8
1.3.1.	Introducción	8
1.3.2.	Recurso solar en España	8
1.3.3.	Tipos de instalaciones fotovoltaicas	11
1.4.	Energía solar fotovoltaica	11
1.4.1.	Introducción	11
1.4.2.	Célula fotovoltaica	12
1.4.3.	Conceptos teóricos para la captación.....	16
1.5.	Estudio energético	18
1.5.1.	Consumo energético.....	18
1.5.2.	Producción energética.....	20
1.5.3.	Ahorro económico instalación fotovoltaica.....	22
1.6.	Diseño de la instalación fotovoltaica	24
1.6.1.	Emplazamiento.....	24
1.6.2.	Selección elementos principales de la instalación.....	26
1.7.	Mantenimiento Instalación fotovoltaica.....	37
1.7.1.	Recepción y pruebas.....	37
1.7.2.	Operaciones de mantenimiento.....	37
1.8.	Desmantelamiento instalación fotovoltaica	39
2.	MEMORIA DESCRIPTIVA PUNTO DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	41
2.1.	Introducción.....	41
2.1.1.	Objeto del proyecto.....	41
2.1.2.	Alcance	41
2.1.3.	Motivación y justificación del proyecto.....	41
2.2.	Normativa aplicable	41
2.2.1.	Normativa estatal	41
2.2.2.	Normativa autonómica.....	42
2.3.	Antecedentes de los vehículos eléctricos	43
2.3.1.	Introducción	43
2.3.2.	Sistema de recarga eléctrica.....	44

2.3.3.	Tipos de recarga	45
2.4.	Diseño del punto de recarga de vehículos eléctricos.....	47
2.4.1.	Emplazamiento	47
2.4.2.	Esquema de instalación	47
2.4.3.	Descripción del punto de recarga.....	48
2.4.4.	Selección elementos principales de la instalación.....	49
3.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	58
3.1.	Configuración módulos fotovoltaicos	58
3.1.1.	Número de módulos.....	58
3.2.	Disposición de módulos	60
3.3.	Dimensionado cableado	61
3.3.1.	Tramo de continua (Strings-Caja de conexiones DC).....	61
3.3.2.	Tramo de continua (Caja de conexiones DC-inversor)	66
3.3.3.	Tramo de alterna (inversor-cuadro general)	68
3.4.	Protecciones	71
3.4.1.	Protecciones tramo de CC	73
3.4.2.	Protecciones tramo de AC	75
3.5.	Puesta a tierra.....	78
3.6.	Estudio producción anual esperada.....	80
3.6.1.	Producción instalación.....	81
4.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PUNTO DE RECARGA.....	84
4.1.	Dimensionado cableado	84
4.1.1.	Intensidad nominal.....	84
4.1.2.	Criterio térmico	84
4.1.3.	Criterio caída de tensión.....	87
4.2.	Protecciones	89
5.	PRESUPUESTO DEL PROYECTO	92
6.	ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO.....	98
6.1.	Payback descontado	98
6.2.	Valor Actual Neto.....	100
6.3.	Tasa Interna de Retorno	100
7.	CONCLUSIONES	102
8.	REFERENCIAS	103
9.	PLANOS.....	105
10.	ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS	114
11.	ANEXO II: TABLAS ESTUDIO ENERGÉTICO	131

Índice de tablas

Tabla 1. Acuerdos cumbres del clima	8
Tabla 2. Número de tipos de días según mes del año	21
Tabla 3. Número de tipos de días normal/nublado	22
Tabla 4. Resultados estudio económico	23
Tabla 5. Características paneles fotovoltaicos	26
Tabla 6. Características fusible	28
Tabla 7. Características inversor SUN2000-55ktl	29
Tabla 8. Características cableado CC	34
Tabla 9. Características cableado AC	34
Tabla 10. Coloración conductores instalación	35
Tabla 11. Diámetro exterior tubos [18]	36
Tabla 12. Características del equipo de recarga [21]	49
Tabla 13. Tabla de características del conductor	50
Tabla 14. Coloración de los conductores [18]	51
Tabla 15. Límites de emisión en corriente [24]	56
Tabla 16. Resultados criterio térmico	63
Tabla 17. Factor corrección por agrupamiento	63
Tabla 18. Factor de corrección por profundidad del cable	64
Tabla 19. Sección de cable en función de corriente admisible	64
Tabla 20. Factor de reducción de temperatura	64
Tabla 21. Secciones cableado CC	65
Tabla 22. Resultados criterio térmico cableado CC	66
Tabla 23. Factor de corrección por temperatura distinta a 40°C	66
Tabla 24. Factor de corrección por agrupación	67
Tabla 25. Sección del cableado en función de la corriente admisible	67
Tabla 26. Secciones cableado CC	68
Tabla 27. Resultado criterio térmico cableado AC	69
Tabla 28. Factor corrección temperatura distinta a 40°C	70
Tabla 29. Sección cableado en función de corriente admisible	70
Tabla 30. Sección cableado AC	71
Tabla 31. Número de días L-V/S-D en función del mes	81
Tabla 32. Número de días L-V/S-D según sea normal/nublado en función del mes	81
Tabla 33. Producción mensual total de la instalación	82
Tabla 34. Factor de corrección por temperatura distinta a 40°C	85
Tabla 35. Sección del cableado en función de la corriente admisible	86
Tabla 36. Factor de corrección por profundidad del cable	86
Tabla 37. Factor reducción por temperatura	87
Tabla 38. Sección de cable en función de corriente admisible	87
Tabla 39. Características cableado en tubo superficial	89
Tabla 40. Características cableado en tubo enterrado	89
Tabla 41. Intensidad de dimensionado	90
Tabla 42. Estudio de ahorro del coste de energía	98
Tabla 43. Flujo de caja acumulado	99

Índice de Figuras

Figura 1. Irradiación mapa global	9
Figura 2. Irradiación mapa España [2]	9
Figura 3. Evolución potencia instalada según REE [3].....	10
Figura 4. Evolución precio medio paneles solares [4].....	10
Figura 5. Esquema generación fotovoltaica [5]	12
Figura 6. Composición célula [7]	13
Figura 7. Fabricación paneles fotovoltaicos [7]	14
Figura 8. Componentes panel fotovoltaico [8]	15
Figura 9. Relación distancia del sol a la tierra e irradiancia solar [9]	16
Figura 10. Esquema ángulos elevación, azimut [10]	17
Figura 11. Relación masa de aire e irradiación solar [10]	17
Figura 12. Cálculo sombras instalación [11]	18
Figura 13. Curva horaria enero L-V	19
Figura 14. Curva horaria enero S-D-festivos	19
Figura 15. Curva horaria agosto L-V.....	20
Figura 16. Curva horaria agosto S-D-festivos	20
Figura 17. Resultados obtenidos en PVGIS [12]	22
Figura 18. Emplazamiento Instituto IVAF Luis Fortich [14].....	24
Figura 19. Evolución precipitaciones en el emplazamiento [13]	25
Figura 20. Emplazamiento instalación fotovoltaica [14].....	25
Figura 21. Estructura de hormigón Solarbloc	30
Figura 22. Conexiones del inversor con los distintos elementos de la instalación	31
Figura 23. Conexiones del Smart Power Sensor	32
Figura 24. Aplicación Fusion Solar de Huawei [17]	33
Figura 25. Modo de carga 1	45
Figura 26. Modo de carga 2	46
Figura 27. Modo de carga 3	46
Figura 28. Modo de carga 4	47
Figura 29. Esquema de la instalación [20]	48
Figura 30. Esquema punto de carga [20]	48
Figura 31. Conector tipo 2 [21]	50
Figura 32. Onda distorsionada, fundamental, y armónicos [22].....	54
Figura 33. Porcentaje armónicos [23].....	55
Figura 34. Esquema cargas conectadas al CT.....	56
Figura 35. Separación mínima entre paneles fotovoltaicos.....	60
Figura 36. Conexión paneles fotovoltaicos [27].....	62
Figura 37. Conexión puesta a tierra del inversor	79
Figura 38. Esquemas de conexión a red [29]	88

1. MEMORIA DESCRIPTIVA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1. Introducción

1.1.1. Objeto del proyecto

El presente Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo principal el diseño de una instalación de autoconsumo mediante una instalación fotovoltaica en el CEIP IVAF Luis Fortich. Se ha dimensionado la instalación de forma que sea posible autoabastecer el colegio de forma parcial con el fin de generar un ahorro en su factura eléctrica. Además, con el fin de complementar la instalación fotovoltaica y en vistas a incentivar el uso de vehículos eléctricos, se ha diseñado un punto de recarga en el aparcamiento del centro.

Tras el diseño de ambas instalaciones, se plantea un pequeño estudio de viabilidad económica acerca de ambos proyectos con el fin de conocer la rentabilidad de dichos proyectos.

1.1.2. Alcance

El alcance del proyecto comprende el diseño de la instalación solar, así como el diseño de la instalación eléctrica necesaria para su conexión a la red, en concreto:

- Normativa aplicable relativa a instalaciones de autoconsumo.
- Caracterización del recurso solar en la actualidad.
- Caracterización de la zona (climatología, irradiancia, etc).
- Diseño y elección de los elementos de la instalación.
- Estimación energía producida por la instalación.
- Descripción operaciones de mantenimiento

Además, tal y como se ha comentado en el objeto del proyecto, se ha diseñado un punto de recarga de vehículos eléctricos, del cual, se ha realizado lo siguiente:

- Normativa aplicable relativa a puntos de recarga de vehículos eléctricos.
- Descripción de elementos básicos de un punto de recarga de vehículos eléctricos.
- Diseño y cálculo elementos de la instalación.

1.1.3. Motivación y justificación del proyecto

Las energías renovables están cada vez más presentes en el marco actual. La búsqueda de nuevas alternativas para generar energía de una forma más limpia y respetuosa con el medioambiente, ha permitido desarrollar nuevas tecnologías, así como la mejora de las existentes. Es por ello que se ha planteado una instalación solar de autoconsumo, con el fin de poder abastecer energéticamente un edificio.

Asimismo, se ha querido plantear la incorporación de un punto de recarga de vehículo eléctrico, ya que se prevé que en un futuro su uso aumente, y sea necesario la presencia de puntos de recarga en todos los aparcamientos.

1.2. Normativa aplicable

1.2.1. Normativa estatal

- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- **Real Decreto-ley 15/2018**, 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores.
- **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. De aplicación a: Instalaciones de potencia inferior a 100 kW (Art. 2).
- **Plan de Energías Renovables (PER)**, aprobado el 11 de noviembre de 2011, se establece que las energías renovables cubrirán el 20,8% en el año 2020 en España [1].
- **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PTC-C Rev.** Julio de 2011. Que modifica al PTC-C del 2002 publicado por el IDAE.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus modificaciones.

1.2.2. Normativa autonómica

- **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.

1.2.3. Normas UNE

- **UNE EN 61173** sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía - Guía.
- **UNE EN 61194** sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- **UNE EN 61683** sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- **UNE EN 61724** sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- **UNE EN 61727** sobre Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

1.3. Antecedentes del recurso solar

1.3.1. Introducción

El cambio climático ha dado paso a la búsqueda de alternativas más limpias con el medioambiente en lo que a energía se refiere. Una de ellas es la energía solar. En el presente Capítulo se resume el marco actual del recurso solar en el mundo.

En los últimos años se han celebrado cumbres del clima, mediante las cuales se han ido estableciendo una serie de objetivos con el fin de frenar el cambio climático. Algunos de los acuerdos que han surgido en las cumbres son los siguientes:

Tabla 1. Acuerdos cumbres del clima

Kioto, 1997	Se firma el protocolo de Kioto, en el cual se acuerda reducir un 5% la emisión de gases de efecto invernadero. Se plantea el mercado de carbono, el cual permite la compra/venta de “derechos de emisión”. Entró en vigor en 2005.
Copenhague, 2009	Se pretende alcanzar un acuerdo más ambicioso que el Protocolo de Kioto. Algunos de los objetivos fijados son mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C y lograr la reducción de gases de efecto invernadero en un 50% para el año 2025.
Cancún, 2010	Se crea el Fondo Verde para el clima, el cual se encargará de recaudar fondos para ayudar a los países en vías de desarrollo a mitigar efectos del cambio climático.
París, 2015	Se acepta el Acuerdo de París, que entra en vigor en 2020. La principal medida es limitar el aumento de la temperatura global del planeta a 1,5°C.
Madrid, 2019	Los principales objetivos son ultimar el Acuerdo de París, movilizar 100 mil millones de euros para el Fondo Verde del Clima, así como regular el mercado de carbono.

1.3.2. Recurso solar en España

El clima en España es uno de los principales atractivos para la mayoría de los extranjeros. España es el país más soleado de Europa. En la Figura 1, se puede apreciar la irradiación solar en las distintas zonas de Europa, donde puede comprobarse que, efectivamente, el país presenta un nivel de irradiación superior al resto de países. Es por ello que, España es un país

donde las instalaciones solares tanto de autoconsumo como de generación son capaces de producir una gran cantidad de energía.

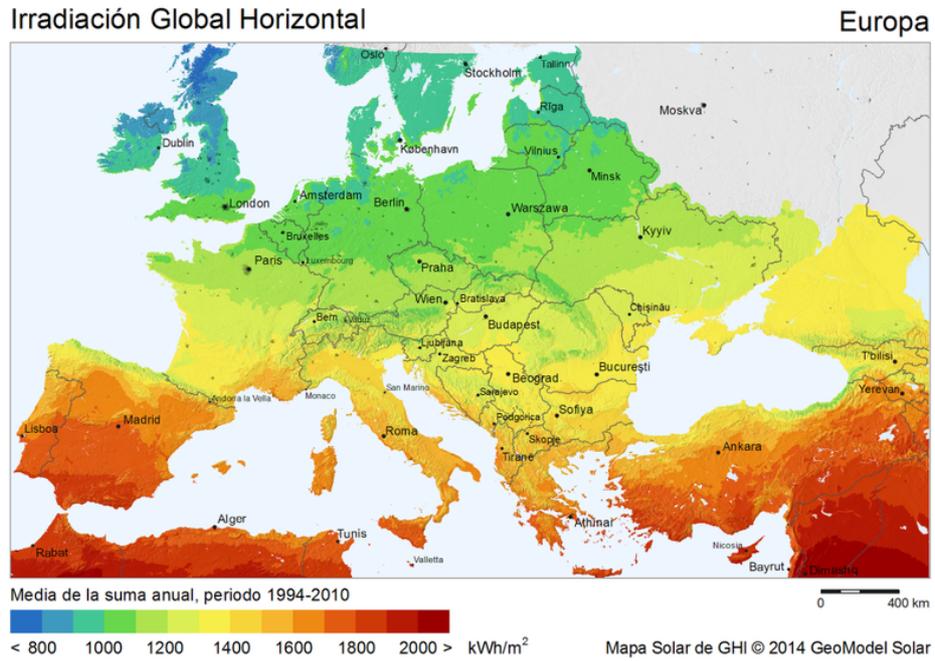


Figura 1. Irradiación mapa global



Figura 2. Irradiación mapa España [2]

Proyecto de instalación fotovoltaica de autoconsumo de 55kWp e incorporación de un punto de recarga de vehículo eléctrico de 22kW en el CEIP IVAF Luis Fortich (Valencia)

En la Figura 3 puede apreciarse la evolución que presenta la potencia solar instalada en España en los últimos años. Se prevé que esta potencia continúe aumentando a medida que disminuye el precio de los elementos que componen la instalación. Actualmente, el precio de los paneles solares es nueve veces más barato que en 2006, provocado principalmente por invertir en I+D en este tipo de tecnología, así como por el aumento de demanda y por tanto de competencia.



Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019
Hidráulica convencional y mixta	17.033	17.030	17.049	17.049
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329
Hidráulica	20.362	20.359	20.378	20.378
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.503
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284
Hidroeléctrica	11	11	11	11
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-
Eólica	23.050	23.130	23.507	23.725
Solar fotovoltaica	4.686	4.688	4.714	5.817
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	858	860	865	878
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	5.979	5.814	5.741	5.694
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	497	497	491	490
Residuos renovables ⁽⁵⁾	162	162	162	160
Total	104.647	104.108	104.094	105.046

Figura 3. Evolución potencia instalada según REE [3]

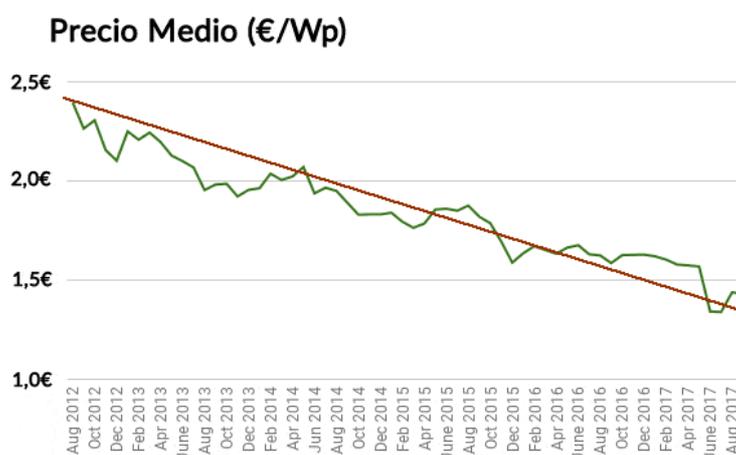


Figura 4. Evolución precio medio paneles solares [4]

Otro de los motivos por los cuales está aumentando el número de instalaciones de autoconsumo, es la aprobación de nuevas leyes que pretenden alentar a las instituciones, así como a la población en general a contribuir al cambio energético.

En 2019 se elaboró el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (APLCCTE), que tiene por objetivo la descarbonización de la economía española a 2050. Entre las medidas

propuestas, se establece que la presencia renovable en 2030 deberá ser de al menos un 70% y, antes de mitad de siglo, 2050, el sistema eléctrico de España deberá ser 100% renovable.

1.3.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

En 2019, se aprobó en España el Real Decreto 244/2019, el cual regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del RD 15/2018. Con el nuevo Real Decreto, se produjeron una serie de cambios en las instalaciones fotovoltaicas:

- Se elimina el impuesto al sol en las instalaciones de autoconsumo.
- Se aprueba el autoconsumo colectivo.
- Se elimina el límite de potencia instalada, ya que antes el límite de potencia era la potencia contratada.

Además, se reconocen dos tipos de autoconsumo, según la existencia o no de excedentes:

- Autoconsumo sin excedentes: aquellas instalaciones conectadas a red en las cuales la producción excedente no es vertida a la red. En estas, es necesario instalar un dispositivo de antivertido que impida la inyección de energía a la red.
- Autoconsumo con excedentes: aquellas instalaciones conectadas a red que sí vierten a la red la energía producida sobrante. Además, en este tipo de autoconsumo, es posible discernir entre dos casos:
 - Autoconsumo con excedentes acogida a compensación: instalaciones en las cuales los excedentes se acogen al sistema de compensación, en el cual los excedentes vertidos a red son compensados por la comercializadora para que al final de mes, se compense en la factura eléctrica. Los requisitos para optar a esta modalidad son los siguientes:
 - La potencia instalada debe ser menor a 100kW.
 - El resultado en la factura eléctrica no puede ser negativo, únicamente compensa la energía no consumida.
 - Es necesario firmar un contrato de compensación de excedentes.
 - Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación: aquellas instalaciones con excedentes que no cumplen los requisitos y/o no quieren acogerse al sistema de compensación. De esta forma, los excedentes se venden al mercado eléctrico.

1.4. Energía solar fotovoltaica

1.4.1. Introducción

Este capítulo tiene como objetivo entender el funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica. Para ello, se va explicar cómo se obtiene la energía eléctrica a través de los paneles fotovoltaicos. Asimismo, se presentan algunos conceptos teóricos que son necesarios tener en cuenta para el diseño de la instalación.

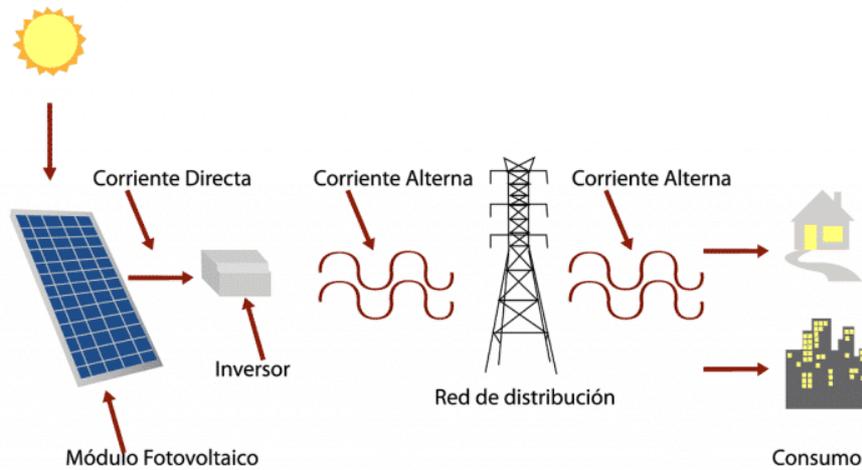


Figura 5. Esquema generación fotovoltaica [5]

1.4.2. Célula fotovoltaica

1.4.2.1. Funcionamiento

Una célula fotovoltaica es un dispositivo que obtiene energía eléctrica a partir de la interacción de la luz sobre un material. En 1883, se creó la primera célula fotovoltaica con una eficiencia del 1%, a partir de entonces, se ha experimentado con diferentes materiales semiconductores para elevar la eficiencia. Actualmente, el semiconductor empleado en los paneles es el silicio cristalino.

1.4.2.2. Tipos y configuración de semiconductores

Con el fin de comprender el funcionamiento, se recuerda que un material es semiconductor cuando se comporta como conductor o aislante dependiendo de diversos factores: campos eléctricos, magnéticos o radiación incidente entre otros.

Los semiconductores pueden clasificarse en intrínsecos y extrínsecos [6]:

- **Intrínsecos:** material semiconductor formado por un único tipo de átomo. Los más comunes son el Germanio y el Silicio, siendo este último el más empleado debido a su abundancia.

El silicio tiene cuatro electrones en su última órbita. Si se juntan átomos de silicio, se cumple la regla del octeto, la cual dice que los átomos tienden a completar su último nivel de energía con un total de ocho electrones para alcanzar la estabilidad, formando así un enlace covalente. Si a una red de silicio estable se conecta una batería induciendo así un flujo de electrones, no ocurrirá nada, puesto que la configuración impide el paso de electrones. En este caso, el silicio actúa como aislante.

Para que actúe como conductor, será necesario introducir electrones y/o huecos en la estructura. En el caso de los semiconductores intrínsecos, formados únicamente por un tipo de átomo, para que se produzca este fenómeno es necesario una determinada temperatura.

- Extrínsecos: con el fin de lograr que el silicio actúe como conductor, es posible introducir electrones y/o huecos mediante el dopaje. Esto es, introducir átomos distintos al silicio con el fin de introducir esos huecos y electrones. Dependiendo de con qué átomo se dope la red de silicio, se introducirán electrones o huecos. Dentro de los semiconductores extrínsecos existen dos grupos:
 - Semiconductor tipo N: se le llama semiconductor tipo N cuando ha sido dopado con el fin de aumentar el número de electrones. Para ello, se emplean átomos que poseen cinco electrones en su orbital de valencia.
 - Semiconductor tipo P: se le llama semiconductor tipo P cuando ha sido dopado con el fin de aumentar el número de huecos. Para ello, se emplean átomos que poseen tres electrones en su orbital de valencia.

1.4.2.3. Efecto fotoeléctrico

La unión de un semiconductor extrínseco tipo P, dopado con un exceso de huecos y un semiconductor extrínseco tipo N, dopado con un exceso de electrones, forma la unión PN. La finalidad de esta unión, es conseguir que exista un flujo de electrones.

A la zona de unión de ambos semiconductores, se le llama barrera interna de potencial, la cual aumenta conforme discurre el proceso de difusión. Cuando se acumula una gran cantidad de huecos en la zona N y electrones en la zona P, se origina un campo eléctrico que se opone al flujo de electrones de la zona N a la zona P, se alcanza el equilibrio estático, quedando así la unión bloqueada.

Si dicha unión se expone a luz solar, se puede dotar de suficiente energía a los electrones como para romper esa unión y permitir la circulación de electrones. A este efecto se le conoce como efecto fotoeléctrico.

Así pues, las células fotovoltaicas están compuestas por dos láminas de Silicio, una lámina tipo N normalmente dopada con fósforo y otra lámina tipo P dopada con boro.

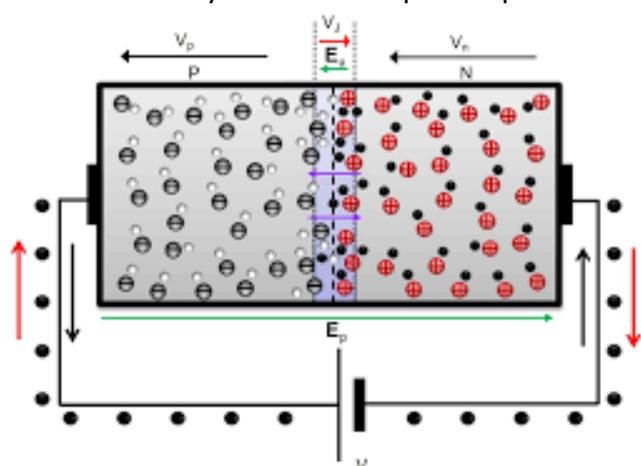


Figura 6. Composición célula [7]

1.4.2.4. Tipos de células fotovoltaicas

A continuación, se exponen los tipos de células fotovoltaicas más utilizadas en el mercado:

- Células de silicio monocristalino: formadas por un monocristal de silicio puro. En el proceso de fusión, se añaden los átomos dopantes como el boro o el fósforo. Durante el proceso de fabricación, el gradiente de temperatura, la velocidad de tracción y la velocidad de rotación son críticos para lograr un lingote monocristalino de gran calidad. La apariencia de las células monocristalinas, también conocidas como mono-Si es de color negro.
- Células de silicio policristalino: similares a las monocristalinas, se trata de una estructura no uniforme, lo que se traduce en una menor eficiencia y también un menor coste de fabricación que las monocristalinas. A pesar del desarrollo tecnológico de los últimos años, el cual ha permitido aumentar la eficiencia de las células, existe una diferencia de eficiencia del 2-3% respecto a las monocristalinas.



Figura 7. Fabricación paneles fotovoltaicos [7]

La elección del tipo de célula puede verse motivada por ciertos motivos, entre ellos:

- Eficiencia: actualmente, gracias al desarrollo tecnológico, la eficiencia de ambos tipos de células se ha visto incrementada. Las células monocristalinas pueden alcanzar rendimientos de hasta un 22%, mientras que las policristalinas alcanzan los 18-19%.
- Limitación de espacio: para los casos en que el espacio sea un factor decisivo, los paneles monocristalinos al tener una eficiencia mayor serían la mejor opción.
- Coste: el coste de las células policristalinas es menor a las células monocristalinas, si bien es cierto que el precio ha disminuido considerablemente en los últimos años, adquiriendo así un precio más asequible.
- Calidad/garantía: la garantía de las células depende más de los productores individuales que del tipo de célula. En general, las monocristalinas suelen ofrecer una garantía superior que las policristalinas, aunque como se ha dicho, depende en gran medida del productor.

1.4.2.5. Rendimiento células fotovoltaicas

Existen distintos factores que influyen sobre la eficiencia de las células fotovoltaicas, algunos de ellos son los siguientes:

- Pérdidas por exceso o defecto de energía en el efecto fotoeléctrico
- Pérdidas por caída de tensión en la célula
- Pérdidas por sombras y/o reflexión en la célula
- Pérdidas resistivas

Como bien se ha dicho, estas pérdidas varían de una célula a otra. En general, la eficiencia global de una célula se sitúa en torno al 17% para las policristalinas y el 19% para las monocristalinas.

1.4.2.6. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos están formados por agrupación de células fotovoltaicas. Actualmente, los paneles suelen estar formados por 36, 96, 72 y 144, dependiendo de la potencia pico del panel. Los componentes principales de un panel son los siguientes:

- Cubierta de vidrio delantera: cubierta templado y antirreflejante, capaz de transmitir un 90% de luz. La cubierta reduce significativamente el reflejo, evitando así la mayor parte de luz reflejada y por tanto, una mayor conversión de potencia.
- Capa de Etileno Vinilo Acetato (EVA) cuyo objetivo es evitar el contacto entre la cubierta de vidrio y la célula.
- Conjunto de células fotovoltaicas
- Cubierta trasera: cubierta cuyo objetivo es proteger frente a agentes atmosféricos, así como aislar eléctricamente el módulo.
- Bastidor metálico
- Caja de terminales: pequeña caja situada en la parte posterior del panel donde se encuentran los bornes de interconexión entre módulos.

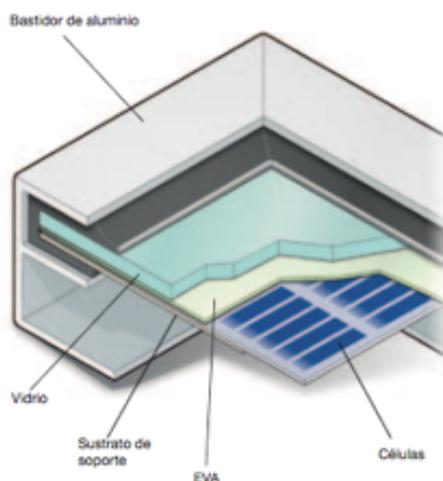


Figura 8. Componentes panel fotovoltaico [8]

1.4.3. Conceptos teóricos para la captación

1.4.3.1. Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El rango de radiación solar va desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, conocida como la potencia por unidad de superficie que alcanza a la tierra.

El total de la radiación incidente en la superficie terrestre se divide en tres tipos:

- Directa: proveniente directamente del sol. Incide en la superficie con un ángulo de 90° .
- Difusa: radiación resultante de la reflexión de la luz debida al choque con elementos naturales tales como las nubes. Su ángulo de incidencia es distinto a los 90° .
- Albedo: radiación reflejada por la superficie terrestre.

1.4.3.2. Posición relativa del Sol y la Tierra

Uno de los factores que afecta a la irradiancia solar es la posición relativa entre el sol y la tierra. La tierra describe dos movimientos: la rotación a través de su eje, y la traslación, una trayectoria elíptica en torno al sol que modifica la distancia existente entre el sol y la tierra. La distancia entre ambos tiene una influencia directa sobre la radiación solar que llega a la superficie terrestre.

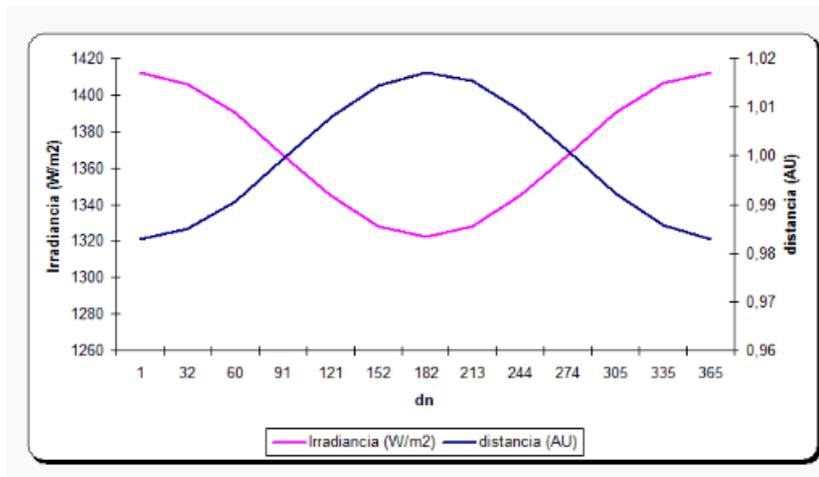


Figura 9. Relación distancia del sol a la tierra e irradiancia solar [9]

1.4.3.3. Coordenadas solares

Es importante conocer la posición del sol respecto al planeta. A pesar de que es la tierra la que describe un movimiento respecto al sol, en este caso se mantiene el sistema de referencia en la tierra.

La posición del sol viene determinada por dos ángulos: el azimut y la elevación:

- El azimut es el ángulo que forma el sol respecto del norte. Si este se halla en el norte, tiene un azimut de 0° , si está en el este, 90° , si está en el sur 180° y si está en el oeste 270° .

- La elevación es la distancia angular vertical entre el sol y el horizonte.

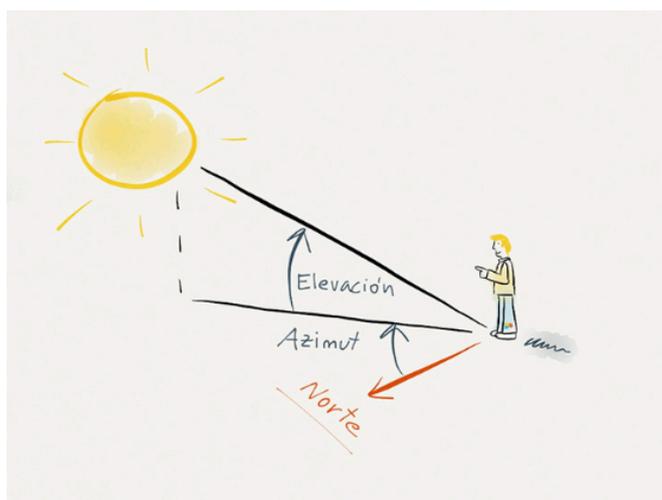


Figura 10. Esquema ángulos elevación, azimut [10]

1.4.3.4. Masa de aire

La masa de aire entre la atmósfera y la superficie terrestre es otro factor que modifica la irradiancia. Se trata de una medida indicativa del espesor de la atmósfera que ha tenido que recorrer la radiación hasta alcanzar la superficie terrestre.

Conforme mayor es la altura del sol, mayor es la masa de aire que debe atravesar la radiación, disminuyendo así la cantidad de energía que finalmente llega a la tierra.

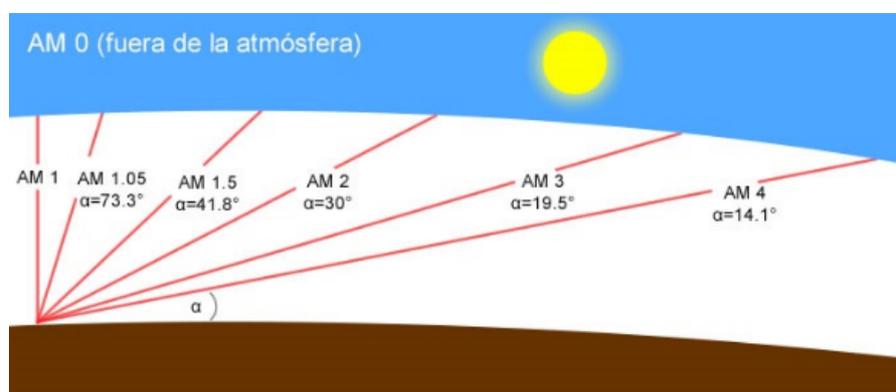


Figura 11. Relación masa de aire e irradiancia solar [10]

1.4.3.5. Sombras

La presencia de sombras en los paneles puede producir efectos adversos tales como la disminuir sustancialmente la producción del conjunto. Cuando una célula se encuentra totalmente en sombra, puede generarse un punto caliente en el módulo, produciendo así daños irreparables en él. Con el fin de evitarlo, los paneles incorporan unos diodos by-pass que evitan este problema.

Con el fin de estimar las pérdidas que supone la aparición de sombras sobre los paneles fotovoltaicos, se ha consultado el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones

Conectadas a la Red, en el cual se explica el cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.

Para ello, se representa el perfil de obstáculos en el diagrama de la Figura 12, válido para las localidades de la península ibérica. Dicho diagrama se muestra dividido en porciones, delimitadas por las horas solares identificadas por un número.

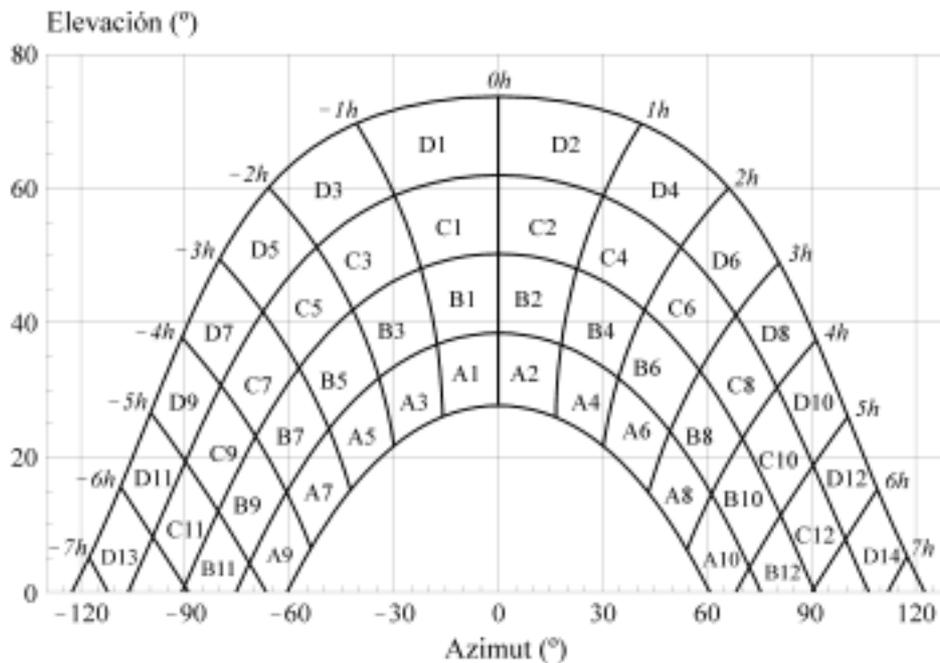


Figura 12. Cálculo sombras instalación [11]

Una vez se representa el perfil de obstáculos sobre el diagrama, se calculan las pérdidas por sombreado. Para ello, se suman las contribuciones de las porciones que resultan ocultas por el perfil de obstáculos. En caso de ocultación parcial se aplica un factor de llenado de: 0,25; 0,5; 0,75 ó 1 a las pérdidas por sombreado indicadas en las tablas del Anexo III del Pliego del IDAE. Para la elección de la tabla de aplicación, se escoge aquella que se corresponda más con el caso de estudio, teniendo en cuenta el azimut y la inclinación.

En este caso, no se procede al cálculo, se asume que en la zona escogida no hay una gran existencia de sombras. En instalaciones fotovoltaicas donde se prevea una gran cantidad de sombras, se emplean optimizadores de forma que se reduzcan las pérdidas por sombreado.

1.5. Estudio energético

1.5.1. Consumo energético

Para escoger la potencia pico de la instalación fotovoltaica es necesario realizar previamente un estudio de consumo, con el fin de escoger la potencia más adecuada para que no haya una gran cantidad de excedentes.

1.5.1.1. Demanda energética

Los datos de consumo disponibles de la instalación a partir del cual se ha realizado el estudio de consumo, son los siguientes:

- Curva de carga horaria día lectivo y no lectivo del mes de enero (Wh)
- Curva de carga horaria día lectivo y no lectivo del mes de agosto (Wh)

Las curvas de los días no lectivos presentan esa forma debido a la iluminación y otras cargas fijas que presenta la instalación. Durante el día, hay una disminución de las cargas de luminarias, es por eso que los consumos descienden de los 4 kWh.

Curva horaria lunes a viernes de enero

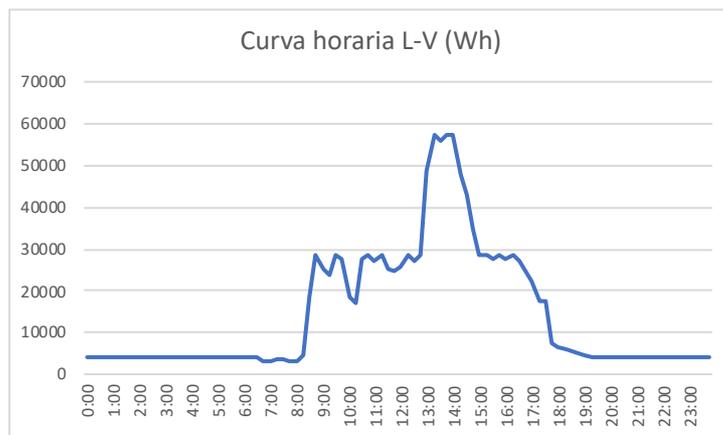


Figura 13. Curva horaria enero L-V

Curva horaria sábado y domingo de enero

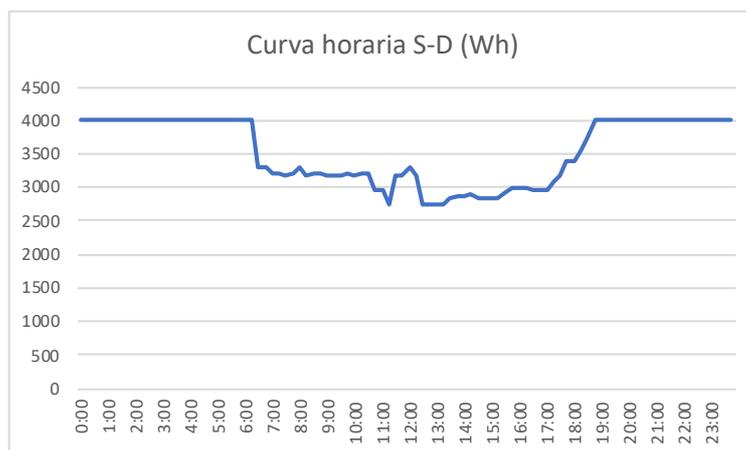


Figura 14. Curva horaria enero S-D-festivos

Curva horaria lunes a viernes de agosto

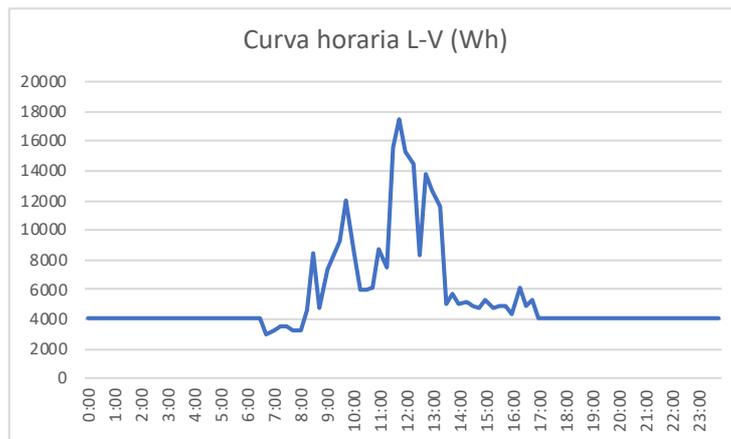


Figura 15. Curva horaria agosto L-V

Curva horaria sábado y domingo de agosto

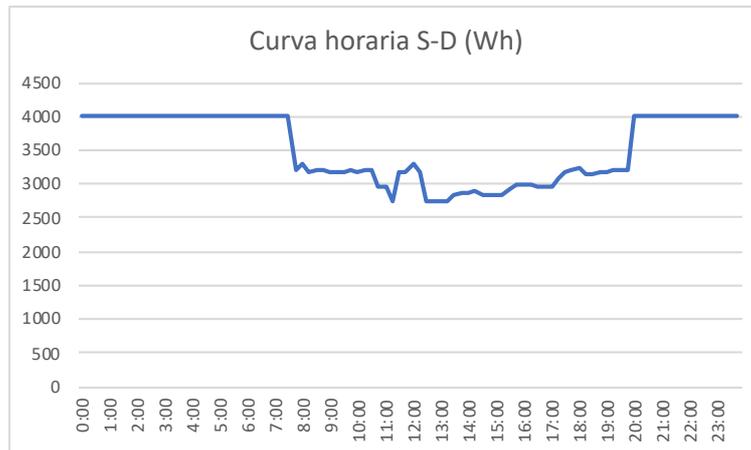


Figura 16. Curva horaria agosto S-D-festivos

1.5.2. Producción energética

Una vez obtenidas las curvas horarias para distintos días (lectivos y no lectivos) así como para distintos meses, se procede a realizar el estudio de producción de la planta. Para ello, se va a asumir lo siguiente:

- Se han empleado placas solares de 450 W de potencia pico.
- Las curvas horarias de L-V y S-D del mes de enero se extrapolan para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, septiembre, octubre, noviembre y diciembre.
- Las curvas horarias de L-V y S-D del mes de agosto se emplean también para el mes de julio, ya que durante estos dos meses el centro tiene un horario de 08:00 a 14:00h.
- A efectos de cálculos de consumos, los días festivos se considerarán como días tipo “sábado-domingo”. Según el mes, el número de días tipo L-V y S-D son los siguientes:

Tabla 2. Número de tipos de días según mes del año

	DÍAS L-V	DÍAS S-D
ENERO	16	15
FEBRERO	22	8
MARZO	22	8
ABRIL	28	12
MAYO	21	10
JUNIO	22	8
JULIO	22	9
AGOSTO	22	9
SEPTIEMBRE	19	11
OCTUBRE	21	10
NOVIEMBRE	22	8
DICIEMBRE	16	15

A partir de los datos de consumo de energía del edificio, se procede a realizar un estudio de producción de energía por parte de los paneles solares con el fin de escoger la potencia pico más adecuada de la instalación.

1.5.2.1. Ángulo óptimo paneles solares

El montaje de los paneles influye directamente sobre la potencia generada por estos. En concreto, existen dos parámetros que son clave a la hora del montaje de estos:

- Ángulo de inclinación: ángulo que presentan los módulos fotovoltaicos respecto al plano horizontal en sistemas con montaje fijo. En este caso, al fijarse con el sistema SolarBloc, el valor del ángulo de inclinación es 34°.
- Ángulo de azimut: ángulo que presentan los módulos fotovoltaicos respecto a la dirección Sur. En este caso toma un valor de 0° para sacar el máximo rendimiento a la instalación.

PVGIS permite realizar una simulación para calcular la posición óptima de los paneles para obtener la máxima producción. En este caso, la máxima producción se da para los valores de inclinación de 37° y de azimut 0°. Sin embargo, tal y como se ha indicado, la inclinación de los paneles será de 34°.

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	37 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	0 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	1626.03
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2090.57
Variación interanual [kWh]:	44.07
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.48
Efectos espectrales [%]:	0.59
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.8
Pérdidas totales [%]:	-22.22

Figura 17. Resultados obtenidos en PVGIS [12]

1.5.3. Ahorro económico instalación fotovoltaica

Para escoger la potencia pico de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar un estudio de producción y compararla con el estudio de consumo de la instalación. Para ello, es necesario tener en cuenta que:

- Los datos de irradiancia se han obtenido de la plataforma PVGIS, la cual ofrece los datos en día normal y totalmente despejado. Se ha empleado la irradiancia en día “normal”.
- Para el cálculo de la producción de los paneles, se tendrá en cuenta que, en los días nublados, la producción se sitúa en torno a un 10-20% del total. En este caso se ha empleado el 15%.

Con el fin de tener en cuenta la existencia de días nublados, se asume lo siguiente para realizar el cálculo de producción de energía de la instalación solar:

Tabla 3. Número de tipos de días normal/nublado

	DÍAS L-V NORMAL	DÍAS L-V NUBLADO	DÍAS S-D	DÍAS S-D NUBLADO
ENERO	11	5	13	2
FEBRERO	17	5	6	2
MARZO	17	5	6	2
ABRIL	23	5	10	2
MAYO	17	4	9	1
JUNIO	18	4	7	1
JULIO	18	4	8	1
AGOSTO	18	4	8	1
SEPTIEMBRE	15	4	10	1
OCTUBRE	16	5	8	2
NOVIEMBRE	17	5	6	2
DICIEMBRE	11	5	13	2

- Para el cálculo de la potencia producida por un panel, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$Potencia = \frac{P_{panel}}{1000} * G \text{ (kW)} \quad (1)$$

Siendo:

- P_panel: potencia pico del panel. En este caso, 450 W
- G: irradiancia global en la zona (W/m²)

Una vez se tiene la potencia producida por una placa en cada mes, se busca el número de placas necesario para cubrir la potencia demandada por el colegio. Para ello, se ha realizado un estudio económico para el caso de instalar 75, 100, 125 y 150 paneles solares, con el fin de escoger cuál es el rango de potencia más adecuado para la instalación.

Una vez calculado el ahorro económico debido a un menor consumo de la red y debido a la venta de energía excedente a la red, se ha realizado un pequeño estudio de viabilidad, mediante un presupuesto grosso modo para el caso de 75 paneles, a continuación, se muestra el resultado obtenido del estudio económico para los cuatro casos. Se trata de un resultado muy aproximado donde únicamente se tiene en cuenta el inversor y los paneles fotovoltaicos, por lo que en un estudio posterior el resultado puede variar considerablemente.

Tabla 4. Resultados estudio económico

Nº PANELES	COSTE (€)	AHORRO ANUAL (€)	PAY-BACK
75	10.294	4.039	2,6 años
100	12.994	4.446	3 años
125	17.156	5.326	3,4 años
150	20.587	5.927	3,7 años

En la Tabla 4 se observa cómo para el último caso, el de 150 placas solares, el ahorro anual es mayor. Sin embargo, el ahorro es inferior respecto de la simulación con 125 paneles. Esto es debido a que el porcentaje de energía desaprovechada aumenta, por lo que se vende a la red eléctrica a un precio menor. Por tanto, se escoge el caso de 125 paneles solares como el más idóneo para la instalación. Es importante tener en cuenta que los cálculos realizados se tratan de una aproximación, puesto que el coste de la instalación será casi el doble de lo estimado y el Pay-back (año en el cual se recupera la inversión) también será superior.

En los siguientes apartados, se establecerá la potencia pico de la instalación, la cual será de 57,6 kWp con un total de 128 paneles solares.

1.6. Diseño de la instalación fotovoltaica

1.6.1. Emplazamiento

El edificio en el cual se va a diseñar la instalación es el Instituto IVAF Luis Fortich ubicado en la Calle Juan de Garay número 23 en la localidad de Valencia.

La referencia catastral del edificio es 4205802YJ2740C0001BH, obtenida en la Sede Electrónica del Catastro.

Las coordenadas de ubicación son las siguientes:

UTM
X: 724187
Y: 4370278
Latitud: 39,454º
Longitud:-0,397º

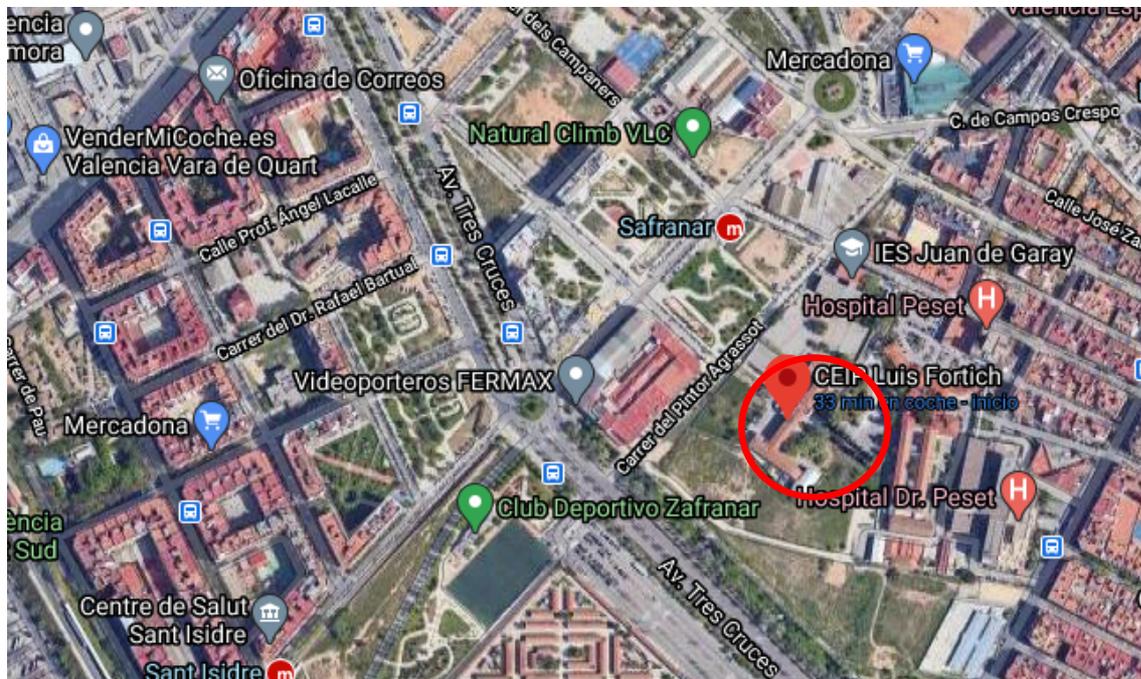


Figura 18. Emplazamiento Instituto IVAF Luis Fortich [14]

Valencia presenta un clima predominantemente cálido, con una temperatura media de 17,6ºC y un nivel de precipitación medio de 35,6 l/mm².

Con el fin de conocer la evolución de las precipitaciones, así como de la temperatura de la zona, se ha obtenido el siguiente gráfico, a partir de los datos ofrecidos por Climata-Data.org. En las barras del gráfico se muestran las precipitaciones medias que presenta la zona, Valencia presenta una diferencia de 50 l/mm² entre los meses más secos y los más húmedos. En cuanto a las temperaturas, en la curva roja, se observa que el mínimo ronda los 10ºC, siendo la temperatura máxima media de 26ºC en los meses de julio y agosto.

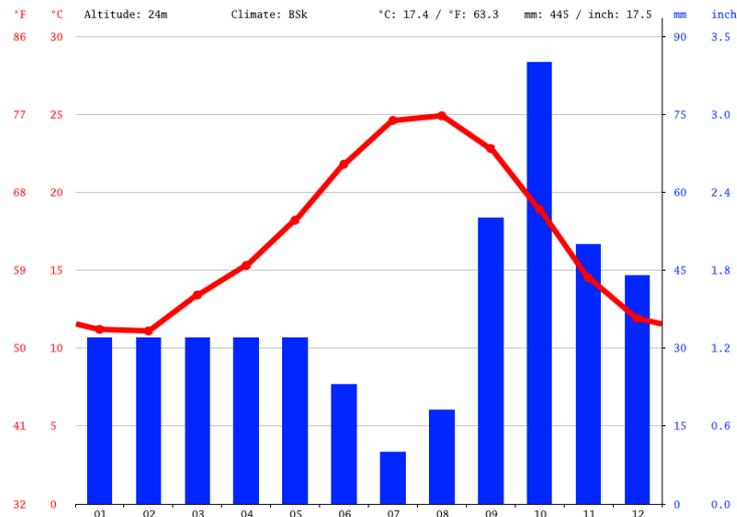


Figura 19. Evolución precipitaciones en el emplazamiento [13]

La instalación no se ha proyectado sobre la cubierta del edificio, ya que, debido al estado de la cubierta, esta no aguantaría el peso de los paneles, estructuras y demás componentes de la instalación. Por tanto, la instalación se ha diseñado en el solar adjunto perteneciente al colegio.

La potencia de diseño de la instalación se ha planteado de 57,6 kW, para la cual se dispone una superficie aproximada de 3.258,46 m², un espacio suficiente para todos los elementos que comprenden la planta fotovoltaica. Además, la parcela en la cual se va a ubicar la instalación, no presenta grandes desniveles. En cuanto a las sombras, hay espacio suficiente para evitar las sombras producidas por los muros que rodean el centro.

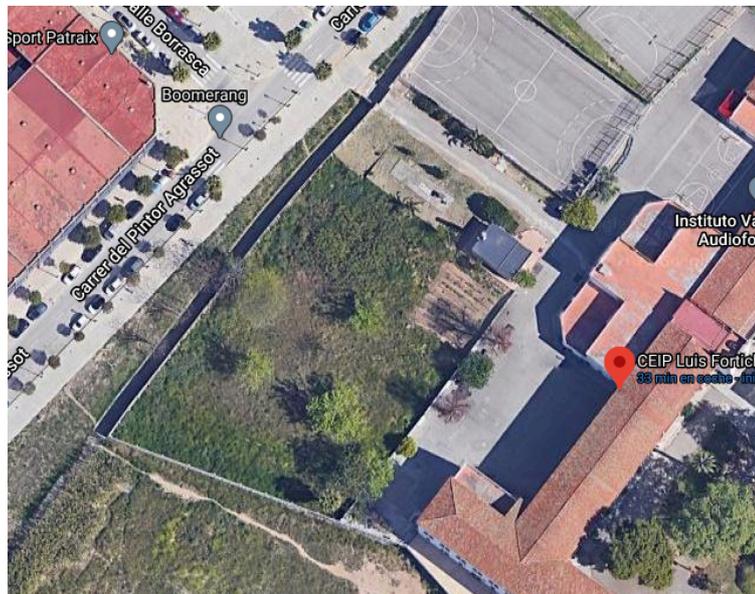


Figura 20. Emplazamiento instalación fotovoltaica [14]

1.6.2. Selección elementos principales de la instalación

1.6.2.1. Paneles solares

La potencia entregada por un panel se mide en vatios (W) y se obtiene multiplicando la tensión del panel por la intensidad que este produce.

En el diseño de una instalación fotovoltaica, los paneles se instalan en serie, en paralelo o una combinación de ambas, con el fin de aumentar la tensión, la corriente o ambas respectivamente.

- Conexión en serie

En la conexión en serie, los paneles se conectan en cadena, de forma que el borne positivo de un panel se conecta con el borne negativo del siguiente. El resultado es un aumento del voltaje total, siendo la corriente constante.

Al conjunto de paneles en serie, se le llama *String*.

- Conexión en paralelo

En la conexión en paralelo, los bornes negativos y los positivos se conectan a un cable central. El resultado es una corriente mayor (suma de todos los paneles) y una tensión constante.

- Combinación serie/paralelo

En el caso de querer aumentar tanto el valor de la tensión como de la corriente del sistema, se opta por una combinación de ambos métodos.

La elección del tipo de conexión de los paneles depende de las especificaciones técnicas de los paneles e inversores de la instalación, por lo que no es posible escoger cuál es la conexión idónea sin haber elegido previamente el modelo de los paneles e inversores.

Tabla 5. Características paneles fotovoltaicos

Especificaciones técnicas	AS-6M 380W	SPR-MAX3-395W	ESPSC-400W	AS-6M144-HC-450W
Características eléctricas				
Pmax (W)	380	395	400	450
Voc (V)	48,4	75,4	49,8	50,2
Isc (A)	9,99	6,56	10,36	11,28
Vmp (V)	39,8	65,1	41,7	41,8
Imp (A)	9,55	6,07	9,6	10,77
Eficiencia (%)	19,58	22,3	20,17	20,37
Max. Fusibles (A)	15	20	15	20
Max. Tensión (V)	1500V DC	1000V DC	1000V DC	1500V DC
Características de temperatura				
Tª funcionamiento	-40°C a +85°C	-40°C a +85°C	-40°C a +85°C	-40°C a +85°C
Tª nominal	45±2°C	43°C±2°C	43°C±2°C	43°C±2°C
Coef. Pmax	-0,38%/°C	-0,27%/°C	-0,38%/°C	-0,36%/°C
Coef. Voc	-0,29%/°C	-0,236%/°C	-0,29%/°C	-0,28%/°C
Coef. Isc	0,052%/°C	0,058%/°C	0,085%/°C	0,050%/°C

Especificaciones mecánicas				
Dimensiones (mm)	1956x992x40	1690x1046x40	1979x1002x40	2018x1048x40
Peso (kg)	21	19	22,5	24
Marco	Aluminio anodizado	Aluminio anodizado	Aluminio anodizado	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67, 3 diodos	IP68, 3 diodos	IP68, 3 diodos	IP68, 3 diodos
Cable	4 mm ²	4 mm ²	4 mm ²	4 mm ²
Precio sin IVA				
Precio (€/W)	0,24	0,40	0,61	0,24

Siendo:

- Voc: voltaje en circuito abierto. Es el voltaje que tiene el panel cuando no hay sol.
- Isc: corriente máxima que puede dar el panel.
- Vmp: voltaje del panel en el punto de máxima potencia.
- Imp: intensidad del panel en el punto de máxima potencia.
- Max. Tensión: voltaje máximo en serie de los paneles. Limita el número de módulos que se pueden conectar sin sobrepasar dicha tensión.

Si se analizan las características de cada uno de los modelos, se obtienen las siguientes conclusiones:

En cuanto a la eficiencia, al tratarse de paneles monocristalinos, todos tienen una eficiencia por encima del 19,5%. En general, conforme aumenta la potencia del panel, también lo hace la eficiencia. Sin embargo, en este caso, el módulo de SunPower de 395, presenta una eficiencia muy superior a los modelos de ERA y de Amerisolar. En este caso el mejor modelo en cuanto a eficiencia es el de SunPower.

La tensión máxima en continua de los paneles, puede ser de 1000V ó 1500V. En este caso, los modelos que ofrecen una tensión máxima de 1500V son los de la marca Amerisolar. La ventaja de estos paneles, es que permiten configuraciones de strings con un 50% más de módulos, lo que implica que se requerirán menos inversores. Esto se traduce en que será necesario la utilización de menos cableado y mano de obra.

Los coeficientes de temperatura permiten conocer el cambio que se produce en algunos parámetros tales como la potencia, tensión o corriente cuando varía la temperatura de funcionamiento de los paneles. En este caso, el panel que ofrece mejores condiciones es el de SunPower, con unos coeficientes de temperatura menores que el resto.

El cableado del que disponen cada uno de los paneles, tiene una sección de 4 mm². En las fichas técnicas, se indica la longitud de este. Es un dato importante a tener en cuenta, puesto que, en caso de querer conectar los paneles en disposición vertical u horizontal, o en caso de querer realizar la conexión estándar o mediante salto de rana, interesa disponer de un cableado de mayor longitud, para evitar realizar empalmes. El modelo de 450W de Amerisolar dispone de cableado de hasta 1,4 metros, por lo que en este caso sería el mejor respecto al resto.

Por último, se ha comparado el precio de cada panel respecto a la potencia que ofrece cada uno de ellos. El resultado es que el más caro, es el que mayor eficiencia ofrece, el de Sunpower, y el segundo con mejor rendimiento, el de 450W de Amerisolar, es el que mejor precio tiene (€/W).

En conclusión, dado los resultados que se han obtenido tras analizar cada una de las fichas técnicas, se escoge el modelo *AS-6M144-HC 450W* de la marca Amerisolar.

La instalación contará con 128 paneles del modelo *AS-6M144-HC* de Amerisolar, dispuestos en 8 strings de 16 paneles en serie.

1.6.2.2. Caja de conexiones DC

La caja de conexiones se emplea para agrupar los ramales que salen de los paneles hacia el inversor. En ella, albergan los fusibles de cada una de las líneas de los *Strings* que llegan al inversor. En concreto, incluye:

- Pletinas para la conexión de cables:
Elementos que sirven como punto de unión para los strings. En la caja de conexiones hay una pletina para el polo positivo y otra para el negativo. Cada pletina deberá soportar la corriente suma de los strings.
- Fusibles y portafusibles
La caja contiene un fusible por cada polo de los strings. En este caso, al tratarse de una caja de conexión de dos strings, cada caja contendrá cuatro fusibles de 10x85 con una corriente nominal de 16A y una tensión nominal de 1500V.
En cuanto a los portafusibles, se emplearán los de un polo, en total, se emplearán cuatro portafusibles por cada caja.

Tabla 6. Características fusible

Fusible gPV 1500VDC		
Intensidad nominal (A)	16	
Dimensiones (mm)	10x58	
Potencia disipada (W)	0,7*I _N	1,85
	I _N	3,86
Referencia	33F15PV	

- Seccionador de CC
No se incluye puesto que el inversor ya posee un interruptor seccionador en el lado de continua.

1.6.2.3. Inversor

El inversor es uno de los elementos más importantes de la instalación. Es el encargado de transformar la corriente continua generada por los paneles a corriente alterna para su posterior consumo.

Existen dos tipos de inversores según la distribución de la instalación: monofásicos o trifásicos. En este caso, se trata de una instalación trifásica, por lo que se va a escoger un inversor trifásico.

En este caso, se ha planteado el uso de un inversor de la compañía Huawei, el modelo SUN2000-55KTL-HV-D1. En la Tabla adjunta se pueden ver algunos de los parámetros característicos del modelo escogido:

Tabla 7. Características inversor SUN2000-55ktl

Especificaciones técnicas	SUN2000-55KTL-HV-D1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	99,0%
Eficiencia europea ponderada	98,8%
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada (V)	1500
Intensidad de entrada máxima por MPPT (A)	22
Intensidad de cortocircuito máxima (A)	30
Tensión de arranque (V)	650
Rango de tensión de operación (V)	600-1450
Cantidad de entrads	8
Cantidad de MPPT	4
Salida (AC)	
Potencia pico activa (W)	55000
Tensión nominal de salida (V)	230/400
Intensidad nominal de salida (A)	39,7
Comunicación	
RS485	Sí
Smart Dongle	Compatible con Smart Dongle WLAN-FE/4G
Especificaciones generales	
Dimensiones (ancho x profundo x alto)	930 x 600 x 270 mm
Peso	62 kg
Rango de temperaturas de operación	-25 a 60°C
Grado de protección	IP 65

Este inversor presenta las siguientes protecciones:

- Protección frente a desequilibrios de tensión (baja tensión o sobretensión).
- Protección de compensación de ángulo de desfase.
- Protección frente a sobretensiones.
- Protección frente a desequilibrios de frecuencia (baja frecuencia o sobrefrecuencia).
- Protección frente a funcionamiento en isla. Es importante comprobar que esta protección está habilitada, ya que, de no ser así, en caso de que en la red no haya tensión, el inversor inyectaría corriente, poniendo en peligro la vida de los operarios que estén realizando tareas de mantenimiento o reparación.

- Protección de resistencia de aislamiento. El inversor detecta la resistencia de aislamiento del lado de la entrada de la puesta a tierra. Si el valor es menor que el preestablecido, el inversor no exportará energía a la red. El valor predeterminado es de $0,05M\Omega$.

1.6.2.4. Estructura soporte

La función principal de los soportes es la fijación de los paneles solares al suelo, teniendo en cuenta posibles inclemencias del tiempo. La estructura de soporte de una instalación fotovoltaica tiene una gran influencia en la energía producida por la instalación, ya que, dependiendo del ángulo de incidencia de los rayos del Sol, la energía producida será mayor o menor.

En la actualidad, existen dos modalidades de soportes [14]:

- Estructuras fijas: aquellas en las que la posición de los paneles es fija, siendo el ángulo de inclinación y el ángulo de acimut fijos.
- Estructuras móviles: conocidos como seguidores solares, permiten modificar la posición de los paneles con el fin de optimizar la captación de radiación solar.

Al tratarse de una instalación de autoconsumo, se decide emplear estructuras fijas, ya que los seguidores solares tienen un coste elevado, más adecuado para centrales generadoras.

El soporte escogido es un prefabricado de hormigón, empleado en superficies planas, como es el caso. En concreto, se va a emplear el sistema Solarbloc. Este sistema permite acortar tiempos de ejecución, así como reducir los componentes necesarios para instalar los paneles solares fotovoltaicos.

Al tratarse de módulos prefabricados, los ángulos de inclinación de los paneles vendrán fijados por el soporte:

- Soportes de 28° , 30° y 34° , en los cuales los paneles únicamente pueden colocarse en posición horizontal.
- Soportes de 10° , 12° , 15° y 18° , en este caso los paneles pueden colocarse en vertical y horizontal, haciendo uso lastres para unir el soporte y la placa.



Figura 21. Estructura de hormigón Solarbloc

1.6.2.5. Sistema de monitorización

Los inversores Huawei disponen de dos sistemas distintos de monitorización, los cuales permiten una comunicación y control en tiempo real de los parámetros de funcionamiento de la instalación.

En concreto, los dispositivos disponibles para el modelo de inversor son el Smart-Dongle WLAN/FE y el Smart Dongle-4G. Ambos permiten subir los datos a la nube, de forma que se puedan ver en tiempo real los parámetros de la instalación a través de una aplicación llamada FusionSolar App.

- Smart Dongle WLAN-FE: el inversor se conecta al Smart Dongle a través de WLAN o de un cable de internet y se conecta a la aplicación FusionSolar a través del router.
- Smart Dongle 4G: el inversor se conecta a la plataforma FusionSolar mediante 4G incorporado en el propio Smart Dongle.

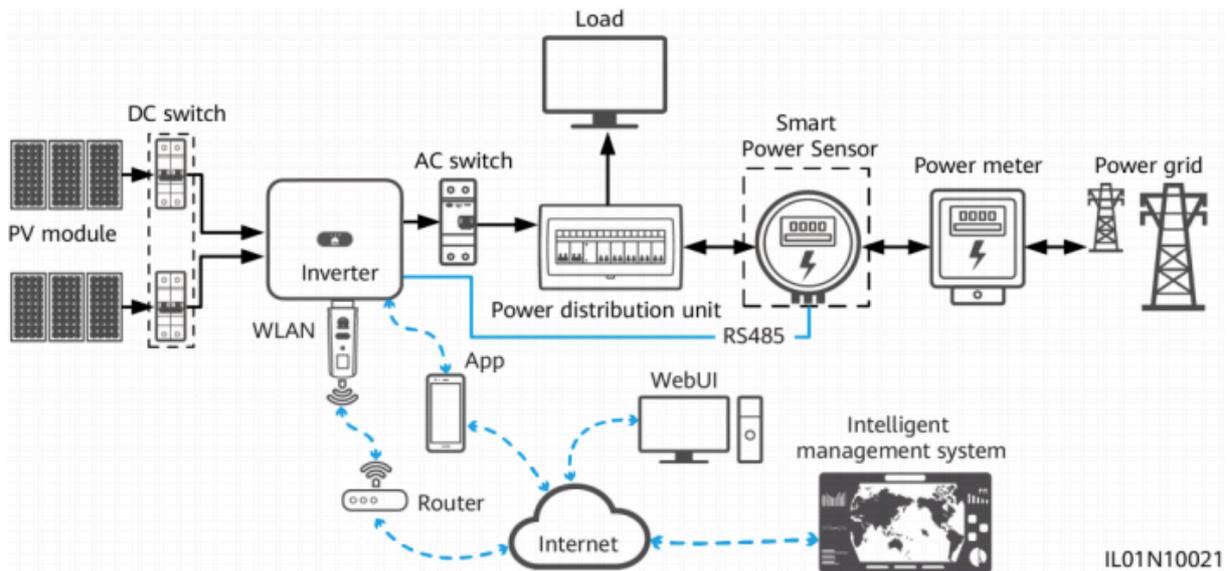


Figura 22. Conexiones del inversor con los distintos elementos de la instalación

En este caso se instala un dispositivo que permite regular la potencia activa inyectada a la red. El dispositivo a emplear recomendado por Huawei es el Smart Power Sensor DTSU666H, se trata de un sensor trifásico que permite visualizar la producción solar y la demanda de la instalación. Para la conexión al Inversor Huawei se empleará el puerto RS485. A continuación, se muestra un esquema de conexión del dispositivo:

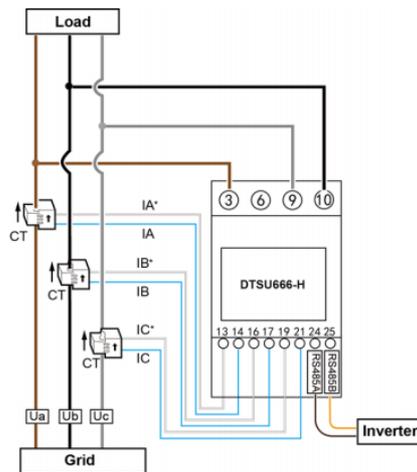


Figura 23. Conexiones del Smart Power Sensor

Una vez instalados el Smart Dongle así como el Smart Power Sensor, es posible dar de alta la instalación fotovoltaica en la aplicación FusionSolar. Los pasos para crear la planta a través de FusionSolar son los siguientes:

1. Dar de alta al titular de la instalación
2. Conectar el inversor, así como otros dispositivos (Smart Dongle) a través del código QR que presenta el inversor en uno de sus laterales
3. Configurar el tipo de instalación (con/sin excedentes). Esta opción permite limitar la potencia inyectada a la red, tanto activa como reactiva.

También es posible conectarse a través de la página web FusionSolar. Se pueden configurar parámetros de la instalación tanto desde la App como desde la web. Esto permite mostrar en tiempo real la producción de la instalación en un monitor.

A continuación, se muestran algunos de los datos que pueden obtenerse de la aplicación. Se muestra un esquema de la instalación, donde puede verse la cantidad de energía generada, la importada desde la red, la exportada y la consumida por parte de la instalación eléctrica donde se ha instalado la fotovoltaica. También es posible visualizar en forma de gráfico estos mismos datos, de forma que, con un simple vistazo a la aplicación, el usuario es capaz de ver el consumo que está teniendo.

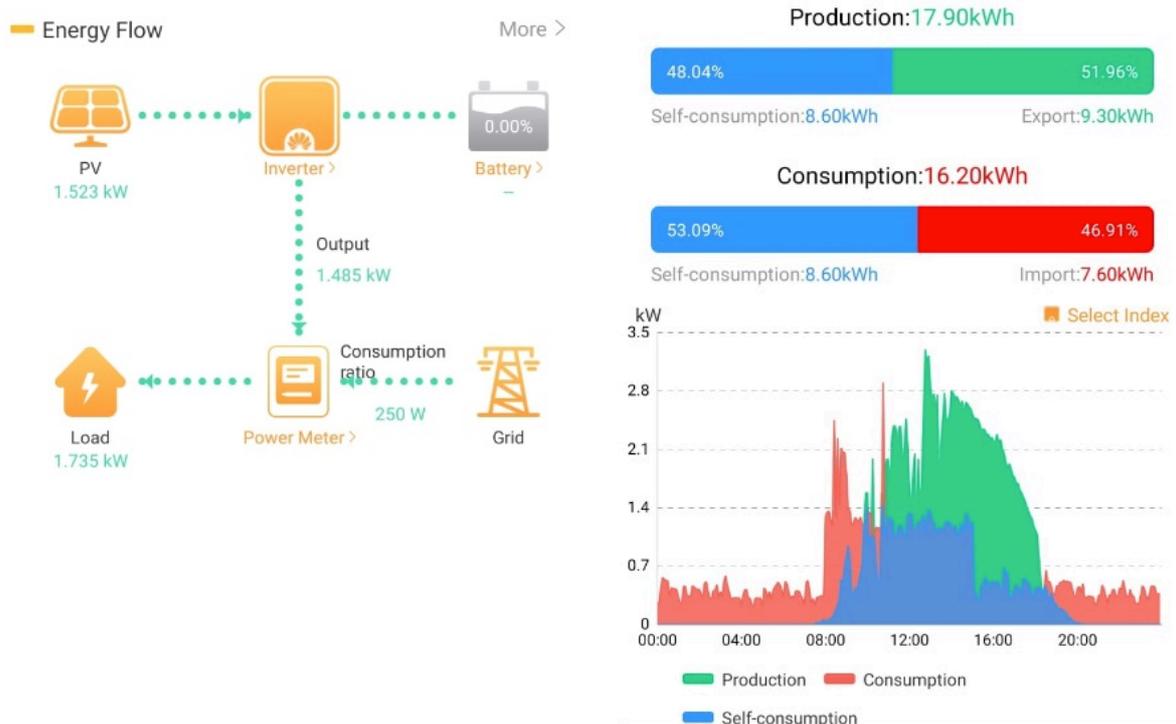


Figura 24. Aplicación Fusion Solar de Huawei [17]

1.6.2.6. Caja de conexiones AC

La caja de conexiones las protecciones de la parte de alterna de la instalación, es decir, aquella que va desde el inversor hasta el cuadro de conexión.

En este caso, al existir hueco en el cuadro al cual se conecta la instalación, las protecciones irán sobre el cuadro existente. Al cuadro se conectarán las siguientes protecciones:

- Interruptor automático
El interruptor se instala frente a sobrecargas y cortocircuitos. El interruptor empleado es el magnetotérmico 4P 125A DZ158PROT CHINT Curva C.
- Interruptor diferencial
El interruptor diferencial protege frente a contactos indirectos. En este caso, se ha empleado el diferencial 125A 4P 300mA clase B de EATON-MOELLER.

1.6.2.7. Cableado instalación

Se trata de una instalación que por sus dimensiones requiere gran cantidad de cableado tanto de corriente continua como de corriente alterna. Por lo tanto, con el objetivo de minimizar las pérdidas en los conductores, es importante dimensionar estos elementos de modo adecuado.

En este caso se ha elegido como criterio de acuerdo con el Pliego de Condiciones del IDAE para Instalaciones Conectadas a Red que la caída de tensión sea inferior a 1,5 % en las de la parte de CC y sea inferior al 1,5% en la parte de CA teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Las características de la instalación de cableado y cuadros de conexionado desde conjuntos de paneles solares hasta inversor tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

- Los conductores de conexión desde módulos de generación fotovoltaica hasta el equipo inversor, se instalarán en tubos enterrados y serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas estarán de acuerdo con la tabla 5 de la instrucción ICT-07 (para conductores enterrados) del Reglamento de BT.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Los conductores de esta zona de cableado tratándose de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cableado de continua y alterna será de doble aislamiento, tipo XLPE, adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo a la norma UNE 21123.
- Los cables de conexión se deben dimensionar con una intensidad no inferior a 125% de la máxima intensidad del generador, según indica la ITC-BT-40.

El cableado en la parte de continúa escogido es el SOLFLEX H1Z2Z2-K de Miguelez y en la parte de alterna es el BARRYFLEX RV-K 0,6/1 kV de Miguelez, cuya elección se justifica en la memoria de cálculos.

Tabla 8. Características cableado CC

CABLEADO CC	
Designación	H1Z2Z2-K
Tensión nominal (kV)	1500 VDC
Conductor	Cobre estañado flexible clase 5
Aislamiento	XLPE
Cubierta	PVC
Canalización	Tubo PVC/Bandeja perforada
Temperaturas operación (°C)	hasta 90°
Color	Rojo/negro
Resistencia a la intemperie	
No propagación de la llama	

Tabla 9. Características cableado AC

CABLEADO AC	
Designación	RV-K 0,6/1 kV
Tensión nominal (kV)	0,6/1 kV CA
Conductor	Cobre
Aislamiento	XLPE
Cubierta	PVC
Canalización	Bandeja perforada
Temperaturas operación (°C)	90°C
Resistencia a la intemperie	
No propagación de la llama	

En cuanto a la identificación de conductores, se empleará la identificación definida en la ITC-BT-19. El cableado de continua, será de color rojo/negro según sea el polo positivo/negativo, mientras que en el cableado de salida del inversor se emplearán los colores definidos en la siguiente tabla:

Tabla 10. Coloración conductores instalación

conductor	coloración		
neutro (o previsión de que un conductor de fase pase posteriormente a neutro)	azul 		
protección	verde-amarillo 		
fase	marrón 	negro 	gris 

1.6.2.8. Canalización

Canalización de continua

Según la ITC-BT-21, en caso de tubos enterrados, debe instalarse un tubo que permita un fácil alojamiento y extracción del cableado. En dicha ITC, se indica una tabla en función de la sección nominal de los conductores, así como del número de conductores en dicho tubo.

Se permite instalar más de 10 conductores en un mismo tubo, sin embargo, se procede a instalar un total de 4 tubos, con el fin de evitar grandes calentamientos. Por tanto, en el cableado de continua enterrado, se emplearán 4 tubos de PVC de sección 50 mm² que contendrán los 16 cables que llegan al inversor.

En cuanto a la canalización empleada para el tramo que une la caja de conexiones con el inversor, se empleará, se empleará una bandeja perforada.

Canalización de alterna

En el tramo que une la salida del inversor con el cuadro se empleará una bandeja perforada.

Tabla 11. Diámetro exterior tubos [18]

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

1.6.2.9. Puesta a tierra

En el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, se indican las condiciones a cumplir por la puesta a tierra:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

En la instalación proyectada habrá un único circuito de puesta a tierra unido para la parte de alterna y la parte de continua.

El dimensionado de la resistencia de puesta a tierra debe tener en cuenta que la tensión de contacto según la normativa es de 50V en locales secos y 24V en locales húmedos. En este caso, al tratarse de una instalación a la intemperie, se considera como local húmedo, por lo que la máxima tensión de contacto es de 24V.

La puesta a tierra de continua se diseña mediante un conductor enterrado horizontalmente. El cable empleado se trata de un cable de cobre con una sección de 35 mm². La longitud total de cable enterrado es de 10 metros.

1.7. Mantenimiento Instalación fotovoltaica

1.7.1. Recepción y pruebas

Una vez se finalice la instalación de la planta fotovoltaica, se entregará al titular un documento en el que conste los componentes, materiales, manuales de uso, así como el mantenimiento que se realizará en la instalación.

Las pruebas de recepción realizadas serán las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de la instalación.
- Pruebas de arranque y parada.
- Pruebas de los elementos de protección, procediendo a su actuación.
- Determinación de la potencia instalada.

1.7.2. Operaciones de mantenimiento

Se firmará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de tres años, el cual estará realizado por personal técnico cualificado. Existen dos tipos de mantenimiento que engloban las operaciones de mantenimiento necesarias durante la vida útil de la instalación, que son:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

A continuación, se detallan las operaciones de mantenimiento a realizar por la empresa instaladora, indicando la periodicidad con la que se llevarán a cabo:

- Paneles fotovoltaicos y estructura

ACTUACIÓN	FRECUENCIA
Inspeccionar estado exterior módulos fotovoltaicos	MENSUAL
Inspeccionar estado exterior de estructura	MENSUAL
Detección puntos calientes mediante cámara termográfica	MENSUAL
Comprobación estanqueidad de los módulos	MENSUAL
Limpieza módulos fotovoltaicos mediante producto de limpieza no abrasivo	MENSUAL
Limpieza estructura y puntos de acumulación de suciedad	MENSUAL
Verificación estado de las conexiones entre módulos	MENSUAL
Comprobación estructura metálica de los módulos, restos de oxidación/corrosión	MENSUAL
Revisión de anclajes sobre estructura de apoyo, reapriete de tornillería	MENSUAL
Comprobación del conexionado a tierra de las partes metálicas	MENSUAL
Verificación de parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos	MENSUAL
Comprobación de sobras que afecten a la instalación fotovoltaica	MENSUAL

- Cableado y conexiones

ACTUACIÓN	FRECUENCIA
Comprobación visual del estado del cableado instalado	MENSUAL
Comprobación visual canalizaciones eléctricas	MENSUAL
Detección puntos calientes mediante cámara termográfica	MENSUAL
Reapriete de conexiones de terminales, bornas, etc...	MENSUAL
Comprobación de la conexión y continuidad de la línea de puesta a tierra	MENSUAL

- Cuadros eléctricos y aparataje

ACTUACIÓN	FRECUENCIA
Comprobación visual de los cuadros eléctricos y protecciones	MENSUAL
Comprobación visual del estado de mecanismos eléctricos asociados a la instalación fotovoltaica	MENSUAL
Detección puntos calientes mediante cámara termográfica	MENSUAL
Reapriete de terminales, bornas, regleteros, etc...	MENSUAL
Comprobación de conexión y continuidad de puesta a tierra	MENSUAL
Limpieza de cuadros y comprobación de etiquetado	MENSUAL
Comprobación de señalizaciones y carteles indicativos	MENSUAL
Comprobación de resistencia de aislamiento entre conductores activos y activos y tierra	MENSUAL
Comprobación de los interruptores diferenciales y mecanismo de actuación	MENSUAL
Medida de valor de puesta a tierra de la instalación	MENSUAL
Comprobación continuidad en fusibles de C.C. en cada string	MENSUAL

- Inversores

ACTUACIÓN	FRECUENCIA
Comprobación visual del estado de los inversores	MENSUAL
Comprobación de los dispositivos de protección eléctrica	MENSUAL
Limpieza de inversor, incluyendo filtros (en su caso)	MENSUAL
Realización pruebas de parada y arranque	MENSUAL
Detección puntos calientes mediante cámara termográfica	MENSUAL
Toma lectura horas de funcionamiento inversor	MENSUAL

- Registro de seguimiento y control

ACTUACIÓN	FRECUENCIA
Informe de revisión – mantenimiento preventivo	Tras cada revisión MENSUAL
Informe de mantenimiento correctivo	Tras cada actuación de mantenimiento correctivo

Informe analizando funcionamiento de la instalación, análisis de la producción generada, estudio de incidencias y propuesta de mejoras	ANUAL
--	-------

Anualmente, se realizará una revisión del sistema de monitorización, comprobando la limpieza y funcionamiento de los medidores, y comprobando los datos obtenidos por el sistema y garantizar el correcto almacenamiento de datos.

Todas las operaciones de mantenimiento se registrarán en un libro de mantenimiento donde se registre el personal de mantenimiento, se indiquen defectos encontrados y se indiquen las labores correctivas realizadas.

1.8. Desmantelamiento instalación fotovoltaica

Las instalaciones de energía renovable (solares, eólicas, hidráulica, etc.) han aumentado considerablemente en los últimos años tanto en España como en otros países del mundo. Esto es debido al interés global que existe en frenar el cambio climático y apoyar la transición energética con el fin de producir una energía más limpia.

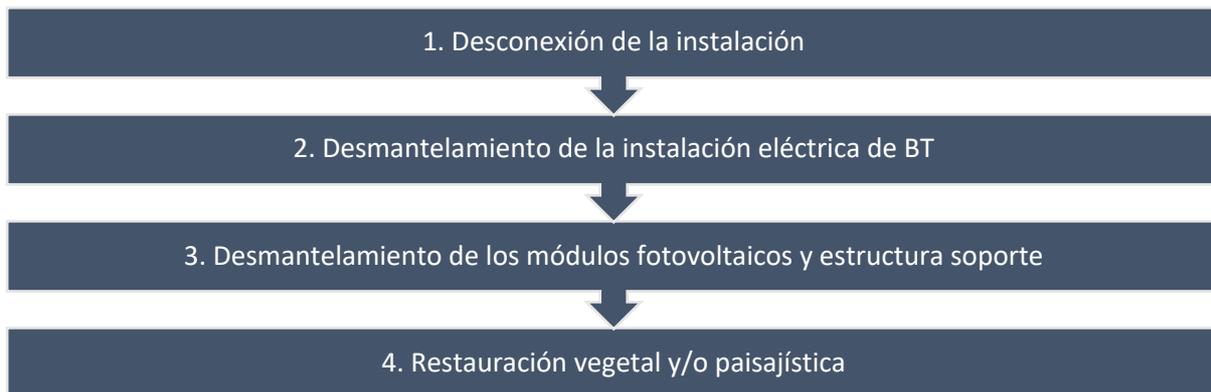
En cualquier tipo de instalación ha de tenerse en cuenta el ciclo de vida de esta, esto es, desde la concepción de dicha instalación hasta el momento en que es retirada. Las instalaciones renovables, como toda instalación, tienen un ciclo de vida, donde también se incluye la etapa de desmantelamiento. Que se trate de una energía renovable, no implica que dicha instalación no contamine con el paso de los años, ya que supone el empleo de distintos materiales que, al final de su vida útil, han de ser repuestos o retirados.

Es por ello, que se ha querido incluir este apartado en el proyecto, con el fin de explicar el proceso de desmantelamiento de una instalación fotovoltaica. A continuación se incluye un esquema del ciclo de vida de una instalación cualquiera.



En la Comunidad Valenciana, se aprobó el “*DECRETO LEY 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica*” donde se indica la necesidad de realizar un plan de desmantelamiento y una posterior restitución del terreno en las instalaciones de generación mediante fuentes energéticas renovables.

El siguiente esquema define las fases de las obras de desmantelamiento de una instalación fotovoltaica:



Al tratarse de una instalación de autoconsumo, en este caso, no se procede a realizar una restauración vegetal y/o paisajística, ya que esto sería necesario en caso de una central fotovoltaica. Lo que sí se realizará, es una adecuación del terreno donde se han instalado los módulos junto con los soportes en caso de requerirlo, pero, en principio, en este caso no sería necesario.

Desconexión de la instalación

En esta fase, se procede a la desconexión de las protecciones e interruptores con el fin de desconectar la instalación de la red. En esta etapa también se procede a desconectar el inversor, así como el cableado que une las partes de continua y alterna al inversor.

Desmantelamiento de la instalación eléctrica de BT

Los trabajos de desmantelamiento de la instalación eléctrica consistirán en la desconexión y retirada del cableado correspondiente a la parte de DC y de AC. Esto incluye retirar cableado de zanjas, por lo que también se procederá al relleno de dichas zanjas con el fin de adecuar el terreno.

Una vez se haya retirado todo el cableado, así como los elementos de protección de la instalación, el material retirado se transportará a un vertedero autorizado o a un emplazamiento donde procedan a la reutilización o reciclado del mismo.

Desmantelamiento de los módulos fotovoltaicos y estructura soporte

El desmantelamiento de los módulos consiste en desmontarlos de la estructura de soporte, en este caso bloques de hormigón, a los cuales se unen mediante tornillería. Una vez retirados, se trasladarán a un camión.

Tras su retirada se procederá a llevar los módulos a un emplazamiento donde se proceda a su reciclado, ya que es posible reciclar hasta un 90% de los paneles.

Restauración vegetal y/o paisajística

En este caso, no se requieren trabajos de restauración, puesto que se encuentra en suelo urbanizable y salvo posibles zanjas a rellenar, no se requiere un tratamiento de replantación o similares.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA PUNTO DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

2.1. Introducción

2.1.1. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es definir las características técnicas de la instalación eléctrica en baja tensión de un equipo de recarga eléctrica semi-rápida para vehículos eléctricos público. La instalación del punto de recarga de ha proyectado como la ampliación de una existente tal y como se indica en el punto 5 de la ITC-BT-52, destinada a Local de reunión. La instalación del edificio no se modifica.

2.1.2. Alcance

El alcance del proyecto comprende el diseño de la instalación del equipo de recarga, en concreto, incluye:

- Normativa aplicable relativa a puntos de recarga de vehículos eléctricos.
- Descripción de elementos básicos de un punto de recarga de vehículos eléctricos.
- Diseño y cálculo elementos de la instalación.

2.1.3. Motivación y justificación del proyecto

Ante el crecimiento de la movilidad eléctrica en los últimos años, la Diputación Provincial de Valencia quiere instalar puntos de recarga en los diferentes edificios que posee, entre ellos, el IVAF. Es por ello que se procede al diseño de un punto de recarga de vehículos eléctricos semi-rápida.

2.2. Normativa aplicable

2.2.1. Normativa estatal

- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-Ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 842/2002** de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT-01 a ITC-BT-52)
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **Real Decreto 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- **Real Decreto 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- **Real Decreto 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.
- **Real Decreto 486/1997**, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en lugares de trabajo.
- **Real Decreto 485/1997**, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1048/2013**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 314/2006**, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- **Ley 9/2017**, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por el que se trasponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014.
- **Real Decreto 1098/2001**, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- Normas particulares de la empresa eléctrica suministradora de energía, Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U.

2.2.2. Normativa autonómica

- **Resolución de 20 de junio de 2003**, de la Dirección General de Industria y Energía, por la que se modifican los anexos de la Orden de 17 de julio de 1989, de la Conselleria de Industria, Comercio y Turismo, y la Orden de 12 de febrero de 2001, de la Conselleria de Industria y Comercio, sobre contenido mínimo de los proyectos de industrias e instalaciones industriales.
- **Orden de 12 de febrero de 2001**, de la Conselleria de Industria y Comercio, por la que se modifica la de 13 de marzo de 2000, sobre contenido mínimo en proyectos de industrias e instalaciones industriales.
- **Orden de 13 de marzo de 2000**, de la Conselleria de Industria y Comercio, por la que se modifican los anexos de la Orden de 17 de julio de 1989 de la Conselleria de Industria, Comercio y Turismo, por la que se establece un contenido mínimo en proyectos de industrias e instalaciones industriales.
- **Orden de 17 de julio de 1989**, de Conselleria de Industria, Comercio y Turismo por la que se establece el contenido mínimo en proyectos de industrias y de instalaciones industriales.

- **Orden de 25 de julio de 1989**, de la Conselleria de Industria, Comercio y Turismo, por la se autoriza la norma técnica para instalaciones de enlace en edificios destinados preferentemente a viviendas (NT-IEEV).
- **Orden de 13 de mayo de 1991**, de la Conselleria de Industria, Comercio y Turismo, por la que se regula la inspección periódica de instalaciones eléctricas en locales de publica concurrencia.
- **Orden de 9 de mayo de 2002**, de la Conselleria de Innovación y Competitividad, por la que se establece el procedimiento de actuación de los organismos de control en la realización de las inspecciones periódicas de instalaciones eléctricas en locales de publica concurrencia de la Comunidad Valenciana.
- **Orden 9/2017, de 5 de mayo**, de la Conselleria de Economía Sostenible, Sectores Productivos, Comercio y Trabajo, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE), en materia de ahorro y eficiencia energética.
- **Resolución de 15 de enero de 2018**, del presidente del Instituto Valenciano de Competitividad Empresaria (IVACE), por la que se convocan ayudas para la instalación de infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos, con cargo al presupuesto del ejercicio 2018.

2.3. Antecedentes de los vehículos eléctricos

2.3.1. Introducción

El crecimiento de los medios de transporte para la población mundial, ha hecho que el sector de transporte incida negativamente sobre el medio ambiente, debido a las sustancias tóxicas evacuadas por el consumo de los diferentes combustibles que existen en el mercado.

Actualmente, existen políticas referidas a la movilidad sostenible, que promueven el uso de medios de transporte más respetuosos con el medio ambiente, como por ejemplo el uso del transporte público, el uso de vehículos no motorizados o el uso del coche compartido, entre otros. Sin embargo, esto no ha evitado que se sigan expulsando grandes cantidades de CO₂ y otros gases nocivos para la atmósfera. Es por ello, que la investigación de nuevas formas de movilidad, ha dado con una solución más respetuosa con el medio ambiente, como es el vehículo eléctrico. Algunas de las ventajas que supone este tipo de vehículos, son las siguientes:

- No emiten sustancias tóxicas a la atmósfera.
- Disminuye la contaminación acústica, ya que, a diferencia de los motores convencionales, sus motores no emiten casi ruido.
- Tienen una eficiencia mayor que los vehículos convencionales.
- Tanto el mantenimiento del vehículo como el coste del combustible (electricidad) son inferiores a los del coche convencional. El precio de la electricidad es aproximadamente una cuarta parte del precio de los combustibles fósiles.

Existen tres tipologías de vehículos eléctricos [19]:

- Vehículos eléctricos puros (VE): aquellos cuyas baterías son cargadas a través de la red eléctrica.
- Vehículos híbridos (VEH): aquellos que presentan un motor de combustión interna para la tracción del vehículo y de un motor eléctrico que apoya la tracción, que es alimentado por una batería sin capacidad de conectarse a red.
- Vehículos híbridos enchufables (VEHE): vehículos híbridos que permiten conectarse a la red eléctrica.

En cuanto a la recarga de los vehículos eléctricos, destacan dos sistemas de recarga:

- Electrolineras de sustitución de baterías, en las cuales se procede al cambio de la batería del vehículo en cuestión de minutos.
- Puntos de recarga de baterías, en las cuales se procede a la recarga de la batería fija que lleva el vehículo.

2.3.2. Sistema de recarga eléctrica

Energía suministrada

Las baterías de los vehículos eléctricos operan en corriente continua. Sin embargo, la corriente de la red es corriente alterna, por lo que es necesario rectificar la corriente para poder alimentar las baterías. La etapa de rectificación puede realizarse en el interior del vehículo (en caso de alimentar con CA) o fuera de él (en caso de alimentar con CC).

Flujo de energía

Existen dos tipos de cargadores: los que permiten un flujo de potencia unidireccional de la red al vehículo, y los que permiten un flujo bidireccional. El segundo tipo de cargadores, tienen como ventaja un contenido de armónicos menor que los primeros.

Velocidad de recarga

Existen tres tipos de velocidad en la recarga de vehículos eléctricos, la cual atiende a la potencia demandada a la red:

- Recarga lenta: consiste en un sistema monofásico de corriente alterna a una tensión de 230 V e intensidad de hasta 16 A.
- Recarga media: sistema trifásico con intensidades de hasta 63 A.
- Recarga rápida: el tipo de recarga con mayor demanda de potencia a la red. Se emplea corriente continua. Se trata de un sistema con tensiones de hasta 500 V e intensidades de hasta 550 A.

Transferencia de energía

La energía es transferida a los vehículos por medio de unos conectores estandarizados. Los principales, son los siguientes:

- Conector Schuko: conector apto para puntos de recarga de modalidad lenta. Está dotado de fase, neutro y tierra, para intensidades inferiores a los 16 A.

- Conector Tipo 1: conector similar al Schuko, se trata de un enchufe clásico doméstico, que no es específico para la carga de vehículos eléctricos. Se suele emplear para cargar pequeñas motor/bicis eléctricas, no así para vehículos o motor de mayor potencia, ya que carecen de seguridad/protección.
- Conector Tipo 2: permite carga media y rápida. Permite recarga trifásica y recarga lenta.
- Conector Tipo 3: potencia máxima admitida de 22 kW, presenta protecciones en los terminales de conexión.
- Conector Tipo 4: permite recarga rápida, potencia máxima de 62,5 kW.
- COMBO: combinación de los conectores Tipo 1 y Tipo 3.

2.3.3. Tipos de recarga

En la normativa IEC 61851 se estandarizan los tipos de sistemas de recarga, en concreto, se clasifican en 4 tipos distintos [19]:

- Modo de carga 1: consiste en punto de recarga de corriente alterna, con conectores limitados a los 16 A por fase y tensión de alimentación no superior a 250V en monofásico ó 480V en trifásico. Se emplea un conector tipo Schuko, y se emplea para la carga de pequeños vehículos tales como motos, bicicletas o patinetes eléctricos.



Figura 25. Modo de carga 1

- Modo de carga 2: también conocido como Carga Lenta, se trata de punto de recarga de corriente alterna, con conectores limitados a los 32 A por fase y tensión de alimentación no superior a 250V en monofásico ó 480V en trifásico. Este modo incluye un control piloto y un sistema de protección para las personas y el vehículo.

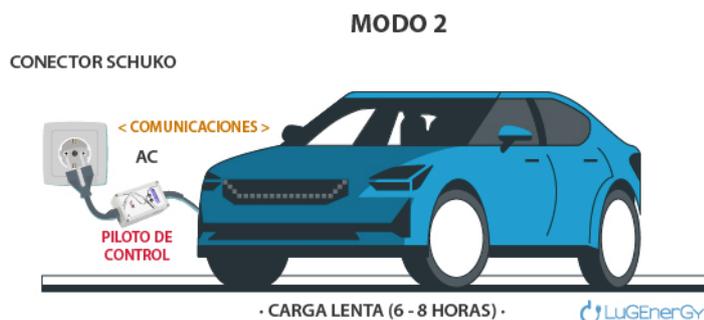


Figura 26. Modo de carga 2

- Modo de carga 3: también conocido como Carga Semi-Rápida, se trata de un punto de recarga con conexión directa a la red de alimentación de corriente alterna usando un SAVE, toma de corriente específica para vehículos eléctricos. La corriente máxima es de 63 A, aunque suelen usarse de 32 A. Este modo de recarga es obligatorio para los puntos de recarga de uso público. Para este tipo de carga, se emplean conectores de Tipo 1 o de Tipo 2.



Figura 27. Modo de carga 3

- Modo de carga 4: también conocido como carga rápida, se trata de una conexión indirecta a la red de alimentación mediante un SAVE. La recarga se realiza en corriente continua a través de un rectificador externo al vehículo. Este modo se emplea en carga rápida, permitiendo una corriente de hasta 400 A. Este modo de recarga es obligatorio para los puntos de recarga de uso público. Para este tipo de carga, se emplean conectores de Tipo 1 o de Tipo 2.
A diferencia de los otros 3 modos, en este modo se realiza la recarga en corriente continua.

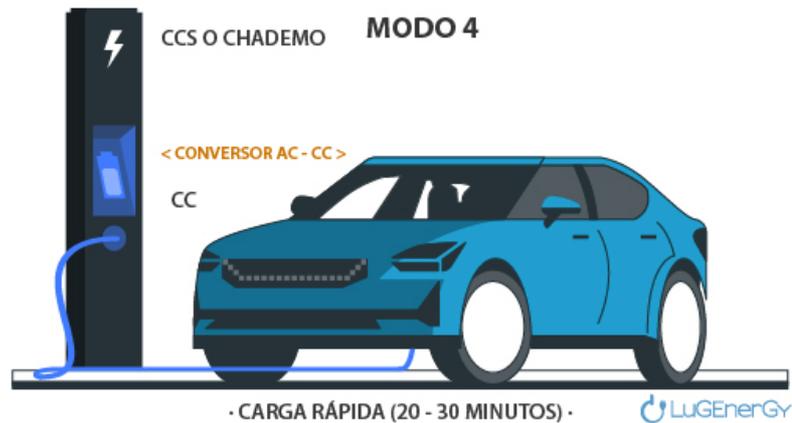


Figura 28. Modo de carga 4

2.4. Diseño del punto de recarga de vehículos eléctricos

2.4.1. Emplazamiento

La instalación objeto del presente proyecto se ubica en el IVAF, en la C/ Juan de Garay, 23, Valencia, al igual que la instalación fotovoltaica descrita anteriormente.

La infraestructura de recarga para vehículo eléctrico formará parte del Cuadro General existente en la instalación. El nuevo circuito, conectará a la salida del interruptor general y unirá este con los elementos de control y protección del punto de recarga. En los planos se puede observar la modificación de dicho cuadro general, donde se incluye también el circuito correspondiente a la instalación fotovoltaica.

2.4.2. Esquema de instalación

La instalación objeto de este proyecto se encuentra dentro del ámbito de aplicación de la ITC-BT-52, aprobada en el RD 1053/2014 de 12 de diciembre. En concreto, en dicho Decreto, se indica que *“Las disposiciones de esta Instrucción se aplicarán a las instalaciones eléctricas incluidas en el ámbito del Reglamento electrotécnico para baja tensión con independencia de si su titularidad es individual, colectiva o corresponde a un gestor de cargas, necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos en lugares públicos o privados tales como aparcamientos o estacionamientos públicos, gratuitos o de pago, sean de titularidad pública o privada”* [20].

En cuanto al esquema de instalación empleado, en dicho Decreto, se indican 4 esquemas posibles para la conexión de la instalación. En este caso, el esquema empleado será el 4b *“Esquema con circuito o circuitos adicionales para la recarga del VEHÍCULO ELÉCTRICO”*, ya que es el indicado cuando la alimentación del punto de recarga se proyecta como parte que atiende a los servicios generales de los garajes.

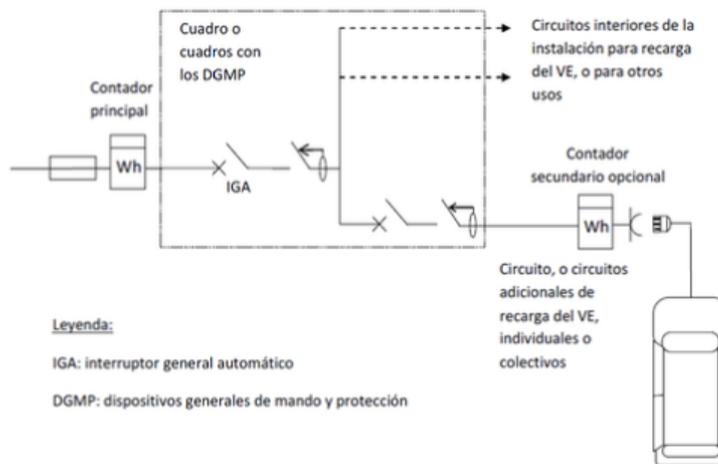


Figura 29. Esquema de la instalación [20]

2.4.3. Descripción del punto de recarga

La instalación que se ha proyectado corresponde con un punto de recarga Semi-Rápida, siendo el modo de carga 3 según la ITC-BT-52.

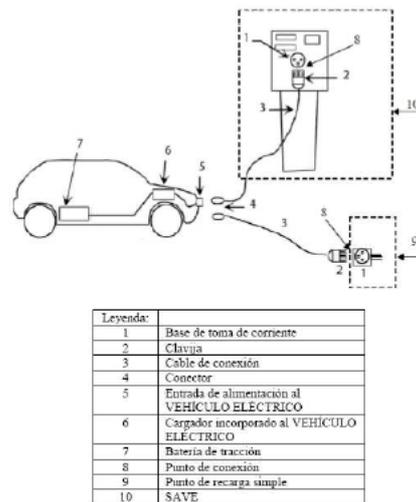


Figura 30. Esquema punto de carga [20]

En la ITC, se indica que para circuitos de recarga con esquema 4b, la potencia instalada del punto de recarga será de 22 kW. En este caso, a pesar de aumentar la potencia de la instalación, tanto la potencia contratada, así como las protecciones del Cuadro General, están sobredimensionadas, por lo que no habría que realizar ningún cambio sobre el cuadro ni sobre la potencia contratada.

El equipo de recarga escogido es el EVLink Wallbox de Schneider Electric, algunas de las características que presenta son las siguientes:

- Permite la instalación en exterior o interior.
- El montaje se realiza en pared o en el suelo.
- El rango de potencias va desde los 3,7kW hasta los 22,1kW.

- Incluye cerradura para limitar el acceso a la toma de corriente o limitar el acceso durante la carga.

En el apartado 2.4.4, se describe con más detalle las características del EVLink Wallbox.

2.4.4. Selección elementos principales de la instalación

2.4.4.1 Equipo de recarga

El equipo de recarga escogido es el EVLink Wallbox Standard de Schneider Electric, se trata de una gama que presenta las siguientes características:

Tabla 12. Características del equipo de recarga [21]

EVLink Wallbox Standard	
Potencia nominal	3,7; 7,4; 11 ó 22,1 kW
Toma de corriente	Conector Tipo 2
Grado de Protección IP	IP54
Grado de protección frente a impacto mecánico	IK10
Limitación de corriente*	de 32 A a 16 A
Temperatura de funcionamiento	-30°C a +50°C
Garantía	2 años
Normas	<ul style="list-style-type: none"> • IEC/EN 61851-1 ed. 2.0 • IEC/EN 61851-22 ed. 1.0 • IEC/EN 62196-1 ed. 2.0 • IEC/EN 62196-2 ed. 1.0

*Presenta un ajuste temporal de la intensidad de carga con el fin de evitar disparos cuando el consumo general de la instalación se aproxima a la potencia contratada.

En la ITC, se indica que: *“Para garantizar la interconectividad del VEHÍCULO ELÉCTRICO a los puntos de recarga, para potencias mayores de 3,7 kW y menores o iguales de 22 kW los puntos de recarga de corriente alterna estarán equipados al menos con bases o conectores del tipo 2”* por lo que el conector empleado será el Tipo 2.



Figura 31. Conector tipo 2 [21]

2.4.4.2 Cableado instalación

El cableado de la instalación estará formado por cuatro conductores de cobre de 10 mm² de sección nominal (3F+N). El cableado empleado es el BARRYNAX RZ-0,6/1KV 5G10 de Miguez. En cuanto al aislamiento del cable, varía según la canalización empleada:

- En canalización bajo tubo y en superficie: RZ1-K, según la norma UNE 21123-4.
- En canalización bajo tubo y enterrada: RVFAV, según la norma UNE 21123-2.

El tramo que une el CGBT al punto de recarga, tendrá parte de tubo enterrado y parte de tubo en superficie, por lo que según se emplee uno u otro la configuración del conductor variará según la norma UNE.

En el tramo de tubo enterrado, se empleará un tubo de 63 mm² de diámetro, conforme indica la norma ITC-BT-21. En el tramo de tubo en superficie, el tubo empleado será 32 mm², reforzando el paso aéreo-subterráneo mediante un tubo de acero de 40 mm².

A continuación, se adjunta la Tabla 13 con las características del conductor escogido:

Tabla 13. Tabla de características del conductor

CABLEADO	
Designación	RV-K 0,6/1 kV
Tensión nominal (kV)	0,6/1 kV CA
Conductor	Cobre
Temperaturas operación (°C)	90°C
Resistencia a la intemperie	
No propagación de la llama	

En cuanto a la identificación de conductores, se empleará la identificación definida en la ITC-BT-19, se emplearán los colores definidos en la Tabla 14:

Tabla 14. Coloración de los conductores [18]

conductor	coloración		
neutro (o previsión de que un conductor de fase pase posteriormente a neutro)	azul 		
protección	verde-amarillo 		
fase	marrón 	negro 	gris 

2.4.4.3 Protecciones

La instalación debe incluir los equipos de protección necesarios para hacer frente a los problemas eléctricos que pueden aparecer durante su funcionamiento, en concreto, debe estar protegida frente a:

- **Sobrecarga:**
Situación en la cual en la instalación circula una corriente mayor a la corriente nominal de diseño. Algunas de las causas que pueden producir la sobrecarga son un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga.

El efecto principal de la sobrecarga es un calentamiento excesivo de los conductores, produciendo así el deterioro de los mismos y de sus aislantes, lo cual afecta a la vida útil del cable.

Las protecciones que actúan frente a sobrecarga permiten desconectar el circuito antes de sobrepasar un tiempo de sobrecarga admisible. El dispositivo de protección puede ser un interruptor automático con curva térmica de corte o un fusible. La potencia instalada en el circuito de recarga es 22.000 W. Según la tabla 2 de la ITC-BT-52 el calibre del interruptor automático de protección general será de 40 A Curva C.

- **Cortocircuito:**
Fenómeno que se produce cuando dos partes de un circuito eléctrico con una diferencia de potencial, se unen entre sí a través de una pequeña impedancia. Las principales causas son la conexión incorrecta o un defecto de aislamiento.

Las protecciones que actúan frente a cortocircuitos son el interruptor automático y el fusible. Ambos dispositivos deben cumplir lo siguiente:

- El poder de corte debe ser superior a la máxima corriente de cortocircuito que pueda darse en dicho punto.
- El tiempo de corte debe ser menor que el tiempo que tardan los conductores en alcanzar su temperatura máxima.

Según la tabla 2 de la ITC-BT-52 el calibre del interruptor automático de protección general será de 40 A Curva C.

- Sobretensión:

Situación en la cual la tensión se eleva a valores muy altos con respecto a la tensión nominal durante un transitorio de pocos milisegundos. En el Reglamento de BT se contemplan tres tipos de sobretensiones: sobretensión tipo rayo, tipo maniobra y la sobretensión a frecuencia industrial.

En referencia a la protección contra sobretensiones, y según lo indicado en el punto 6.4 de la ITC-BT-52, todos los circuitos de recarga deben estar protegidos contra sobretensiones temporales y transitorias. Por tanto, se instalará un limitador de sobretensiones entre el punto de recarga y el interruptor general y entre el interruptor general y el embarrado de tierras. Además, se instalará aguas arriba del limitador de sobretensiones un interruptor magnetotérmico, de forma que en caso de que se destruya el limitador de sobretensiones, actúe dicho interruptor y no el interruptor general.

El dispositivo empleado es interruptor automático magnetotérmico SPU 3P+N 40A Schneider, se trata de un interruptor automático que combina protecciones contra sobretensiones permanentes y transitorias.

- Contactos indirectos:

Un contacto indirecto se produce cuando hay un contacto de personas con masas puestas accidentalmente en tensión. La protección se llevará a cabo poniendo a tierra todas las masas metálicas no sometidas a tensión. El dispositivo a instalar que protege frente a contactos indirectos es el interruptor diferencial.

Según la ITC-BT-52, en la recarga modo 3, se requiere medidas contra corrientes de fuga con componente en corriente continua. Dichas medidas pueden ser:

- Utilizar diferencial de clase B
- Utilizar diferencial de clase A y equipo que asegure la desconexión de la alimentación en caso de corrientes de defecto con componente en continua superior a los 6 mA (RDC-CC).

En este caso, el punto de recarga incorpora el dispositivo de corriente residual, RDC-CC, por lo que en caso de que se produzca un defecto en el lado de continua con una corriente superior a 6 mA, el dispositivo procederá a abrir el circuito.

El dispositivo empleado es ID 4P 40A 30MA A-SI de Schneider Electric.

- Armónicos

Según lo indicado en el punto 5 de la ITC-BT-52, cuando una instalación de recarga para vehículo eléctrico que cuente con más de 5 estaciones de recarga, es necesario realizar un estudio por si fuera necesario instalar un filtro frente a armónicos. En este proyecto únicamente se ha instalado una estación de recarga por lo que no es necesario instalar ningún filtro frente a armónicos. Sin embargo, en el apartado 2.4.4.4 se procede a comentar algunos de los efectos que pueden tener los armónicos sobre la red y, se plantea, cómo debería calcularse en caso de haber más de 5 puntos de recarga.

2.4.4.4 Armónicos

Introducción

Se conoce como armónicos a cada una de las componentes no fundamentales que forman parte de la corriente o tensión. Se denomina “armónico de orden n ” a la componente armónica de orden “ n ” veces la frecuencia fundamental, que, en este caso, es la de red.

Existen armónicos pares (2, 4, 6...) y armónicos impares (3, 5, 7...). Los primeros no suelen estudiarse puesto que en entornos industriales se anulan debido a la simetría de la señal alterna. Sin embargo, en el caso de los impares, sí que es necesario realizar un estudio puesto que, en ciertos casos, pueden alcanzar valores muy elevados que produzcan distorsión en la tensión y/o corriente de la red. A continuación, se muestra la forma de onda de tensión distorsionada debido a la presencia de armónicos y la onda fundamental, en la Figura 32.

La principal causa de la presencia de armónicos en la red son las cargas no lineales, las cuales absorben o generan corrientes no sinusoidales que ocasiona el fenómeno conocido como armónicos. A diferencia de las cargas lineales, las cargas no lineales cambian su impedancia en función de la tensión instantánea aplicada, dando lugar a las corrientes no sinusoidales comentadas anteriormente.

Algunas de las fuentes de armónicos son:

- Hornos de arco
- Lámparas de descarga
- Núcleos magnéticos en transformadores y máquinas rotativas que requieren corriente de tercer armónico
- Controladores de velocidad
- Rectificadores basados en diodos o tiristores
- Compensadores estáticos de potencia reactiva
- Convertidores de AC a DC (inversores)

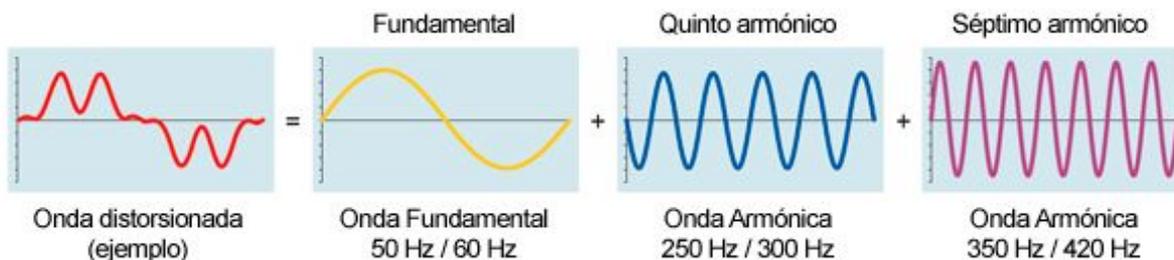


Figura 32. Onda distorsionada, fundamental, y armónicos [22]

Una vez conocido el origen de los armónicos, es importante conocer el efecto que tienen estos sobre distintos elementos de la red y/o instalación eléctrica. Algunos de los efectos son los siguientes [23]:

- **Cableado**
En alterna, la distribución de corriente a través del conductor no es uniforme. Conforme aumenta la frecuencia, también lo hace la no uniformidad. A esto se le conoce como efecto pelicular, donde la densidad de corriente es mayor en la superficie que en el centro.
- **Transformadores**
Se producen sobrecalentamientos, aumentan las pérdidas totales, sobretodo las pérdidas por corrientes de Foucault.
- **Capacitores**
Se puede producir una resonancia entre el sistema y estos. Cuando aumenta la frecuencia, la reactancia del capacitor disminuye, por lo que se comporta como un "sumidero" para armónicos de alta frecuencia. Esto genera sobrecalentamientos, que se resuelven mediante el propio diseño de los capacitores.
- **Motores**
La principal consecuencia de la presencia de armónicos en motores es el aumento del calor en estos.
- **Disparo de protecciones**
Se puede producir un disparo de protecciones debido a la presencia de armónicos, ya que pueden producir el disparo en caso de que el factor de cresta de la onda de corriente supere el límite de estos.

Medida de armónicos

- **Porcentaje de armónicos**
El porcentaje de armónico se obtiene mediante el cociente de la corriente del armónico "n" y la corriente fundamental (a frecuencia fundamental, en la red española, 50 Hz).

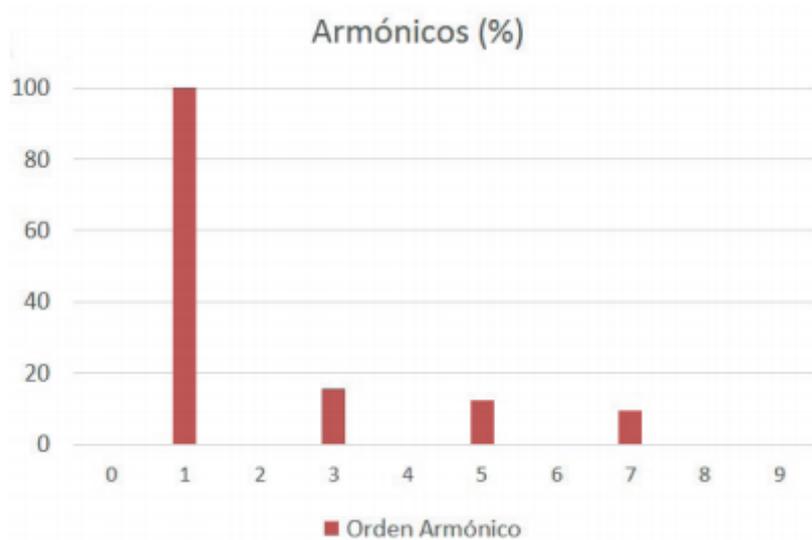


Figura 33. Porcentaje armónicos [23]

- Distorsión armónica total

La tasa de distorsión armónica total se define como la relación entre el valor eficaz de los armónicos y el valor eficaz del fundamental. Se puede calcular la tasa de distorsión armónica de corriente y de tensión.

$$THDi = \sqrt{\sum_2^N \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2} \quad (2)$$

$$THDv = \sqrt{\sum_2^N \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2} \quad (3)$$

Normativa

En cuanto a normativa de armónicos, en la IEC 61000 se establecen los límites de compatibilidad electromagnética para los equipos conectados a la red pública. En dicha norma, se definen unos límites para el control de los armónicos en el sistema eléctrico, los cuales dependen del equipo que se conecte a la red.

En el caso de puntos de recarga, los límites que se fijan corresponden a los equipos trifásicos equilibrados que se incluyen en la IEC 61000-3-12, en función de la relación de cortocircuito que, a su vez, es función de la potencia asignada del equipo y la potencia de cortocircuito en un punto de la red.

Tabla 15. Límites de emisión en corriente [24]

Límites de emisión en corriente para equipos trifásicos equilibrados

R_{cee} mínimo	Corriente armónica individual admisible I_n/I_1^a %				Factor de distorsión armónica de corriente admisible %	
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	<i>THD</i>	<i>PWHD</i>
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
250	31	20	12	7	37	38
≥ 350	40	25	15	10	48	46

Los valores relativos de los armónicos pares de orden inferior o igual a 12 no deben sobrepasar $16/n\%$. Los armónicos pares de orden estrictamente superior a 12 se tienen en cuenta en el *THD* y en el *PWHD* de la misma manera que los armónicos de orden impar.

NOTA – La interpolación lineal entre valores sucesivos de R_{cee} está permitida. Véase también el anexo B.

^a I_1 = corriente fundamental de referencia; I_n = componente armónica de corriente.

El esquema eléctrico necesario para plantear el cálculo de los armónicos en la instalación, sería el mostrado en la Figura 34. En este caso, no se disponen de datos para realizar el cálculo y, al no exigirlo la norma para un punto de recarga, no se ha procedido a realizarlo.

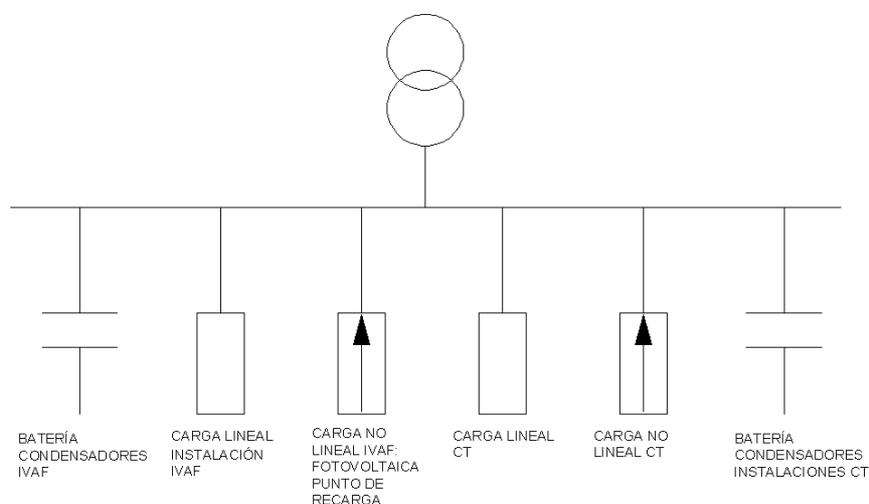


Figura 34. Esquema cargas conectadas al CT

En caso de querer obtener la tasa de distorsión armónica en tensión para compararla con el límite fijado en la norma, será necesario conocer los siguientes datos:

- Porcentaje de cargas no lineales conectados al centro de transformación
- Medición de armónicos en el punto de recarga
- Medición de armónicos en instalación fotovoltaica (si se quiere incluir en el estudio)

- Asumir baterías de condensadores conectadas al centro de transformación

Una vez realizados los cálculos, se tendrían que comparar con los límites fijados en la normativa y, en caso de superarse, proceder a la implementación de acciones correctivas de forma que se eliminen o reduzcan los valores de armónicos.

2.4.4.5 Puesta a tierra

Para el dimensionado de la resistencia de puesta a tierra debe tener en cuenta que la tensión de contacto según la normativa es de 50V en locales secos y 24V en locales húmedos. En este caso, al tratarse de una instalación a la intemperie, se considera como local húmedo, por lo que la máxima tensión de contacto es de 24V.

Las masas de dicha instalación se unirán a la puesta a tierra con el fin de asegurar la protección frente a contactos indirectos.

3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1. Configuración módulos fotovoltaicos

3.1.1. Número de módulos

La configuración de paneles fotovoltaicos depende del modelo de paneles solares, así como del modelo del inversor, puesto que los parámetros técnicos de ambos elementos definen la cantidad de módulos que es posible agrupar.

El número de módulos se obtiene con el cociente de la potencia pico de la planta y la potencia pico del módulo fotovoltaico:

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{P_{\text{pico_planta}}}{P_{\text{pico_módulo}}} \quad (4)$$

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{57600}{450} = 128 \text{ paneles}$$

Con el fin de conocer el número de módulos en serie que es posible conectar al inversor, es necesario calcular las temperaturas mínima y máxima a las que estarán sometidos, ya que afectan directamente a la tensión generada por los módulos, tal y como se ha comentado previamente, a través del coeficiente de temperatura de V_{oc} , que, en este caso, tiene un valor de $-0,28\%/^{\circ}\text{C}$, por lo que, a mayor temperatura, menor tensión.

En la ficha técnica del inversor, también se indica la temperatura de funcionamiento del inversor, rango en el cual, el string podrá trabajar en el punto de máxima potencia MPP regulado por el inversor. Además, es necesario comprobar que la tensión máxima del string no supera la tensión máxima admitida en el lado de continua del inversor y que la corriente de entrada máxima de cada seguidor MPP no se supera.

Para la temperatura mínima, se ha escogido la temperatura mínima del lugar:

$$T_{\text{min}}=0^{\circ}\text{C}$$

Para la temperatura máxima, se considera la temperatura máxima de Valencia y el nivel de irradiancia máximo [15]:

$$T_{\text{max}} = T_{\text{max_amb}} + G * \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \quad (5)$$

$$T_{\text{max}} = 35 + 1000 * \left(\frac{43 - 20}{800} \right)$$

$$T_{\max}=68,75^{\circ}\text{C}$$

Siendo:

- T_{\max_amb} : temperatura máxima ambiente en Valencia, en este caso 35°C .
- G : irradiancia en la superficie, considerada como 1000 W/m^2 .
- TONC: temperatura de operación nominal de la célula, que, en este caso, para el panel elegido, es de 800 W/m^2 . La TONC del panel es 43°C .

Una vez conocidas las temperaturas mínima y máxima, es necesario realizar dos comprobaciones:

- La tensión máxima del string no supera la tensión máxima del seguidor MPPT del inversor, que se corresponde a los módulos trabajando en circuito abierto en condiciones de mínima temperatura.

$$V_{\max}=V_{oc}(T_{\min})=V_{oc}+V_{oc}*\frac{Coef_Voc}{100}*(T_{\min}-25) \quad (6)$$

$$N^{\circ}_max_módulos=\frac{V_max_MPPT}{V_max} \quad (7)$$

$$V_{\max}= 53,71\text{V}$$

$$N^{\circ}_max_módulos= 27$$

- La tensión mínima del string supera la tensión mínima del seguidor MPPT del inversor.

$$V_{\min}=V_{mpp}(T_{\max})=V_{mpp}+V_{mpp}*\frac{Coef_Voc}{100}*(T_{\max}-25) \quad (8)$$

$$N^{\circ}_min_módulos=\frac{V_min_MPPT}{V_min} \quad (9)$$

$$V_{\min}= 36,67\text{V}$$

$$N^{\circ}_min_módulos= 16$$

Por tanto, siendo el número de paneles mínimo a conectar en serie 16, se emplearán strings de 16 módulos en serie ($N_{módulos_por_string}=16$). El número total de strings de 16 módulos de la planta será:

$$N_{strings} = \frac{N_{módulos}}{N_{módulos_por_string}} \quad (10)$$

$$N_{strings} = 7,75 \text{ strings}$$

Finalmente, la instalación constará de 8 strings de 16 módulos, 128 módulos en total. La potencia de pico de la planta será de 57600 Wp, ligeramente superior al diseño inicial.

Es necesario realizar una última comprobación, la de corriente máxima de entrada en cada seguidor MPPT que incorpora el inversor. En este caso, el inversor dispone de 4 seguidores MPPT y 8 entradas, por lo que cada seguidor regulará 2 entradas. En la siguiente ecuación puede comprobarse que se cumple el límite de corriente:

$$I_{mpp} * 2 < I_{max_mppt} \quad (11)$$

$$21,54 < 22 \text{ A}$$

3.2. Disposición de módulos

En este apartado se va a calcular la separación mínima que ha de existir entre strings con el fin de evitar sombras y permitir el acceso necesario para un correcto mantenimiento [11].

Para el cálculo se ha empleado el Anexo III del Pliego de Condiciones del IDAE, donde establece lo siguiente: “La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno”.

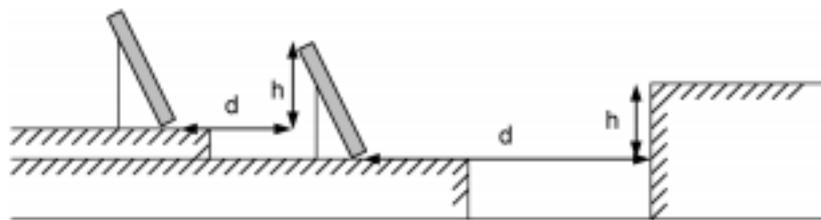


Figura 35. Separación mínima entre paneles fotovoltaicos

En el Anexo, se propone la siguiente expresión de cálculo [11]:

$$d = h * k \quad (12)$$

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = \frac{L * \sin(\theta)}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (13)$$

$$d = 1,48 \text{ m}$$

Siendo:

- d: distancia mínima entre strings (m).
- L: longitud vertical u horizontal del panel. En este caso, se van a instalar horizontalmente, ya que los soportes escogidos únicamente permiten esta disposición (m).
- θ : ángulo de inclinación del panel. En este caso, se toma un valor de 34° .

Teniendo en cuenta el resultado obtenido, la distancia entre los strings de la instalación será de 2 metros.

3.3. Dimensionado cableado

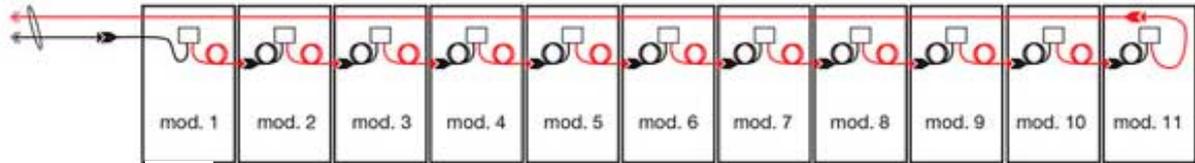
Para el cálculo de cableado de la instalación se ha tenido en cuenta la ITC-BT-07, ITC-BT-40, y la ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, así como el pliego de condiciones del IDAE. Por tanto, para el dimensionado del cableado, se tendrá en cuenta:

- La corriente de diseño no debe ser inferior al 125% de la corriente máxima del generador [16].
- La caída de tensión máxima entre el inversor y el punto de conexión con la red interior es de 1,5%. Del lado de CC, de acuerdo con el pliego de instalaciones del IDAE, se ha considerado una caída máxima del 1,5%. [11] [16].

Los cables empleados en la zona de corriente continua son los cables SOLFLEX H1Z2Z2-K del fabricante Miguelez. Se trata de cables solares, principalmente diseñados para ser instalados en instalaciones fotovoltaicas. Este tipo de cables tienen una menor degradación con el paso del tiempo, por lo que la vida útil del cableado aumenta.

3.3.1. Tramo de continua (Strings-Caja de conexiones DC)

El tramo de cableado de continua, corresponde al que une los paneles con el inversor. La conexión de los paneles se realiza con el método a tresbolillo mediante conductores de 4 mm^2 que ya incorporan los propios paneles. La configuración a tresbolillo permite ahorrar longitud de cableado, ya que requiere un cable de retorno menor. La única restricción que tiene esta configuración, es que necesita que el cableado que incorpora cada panel sea mayor que el ancho del propio panel.



1 Conexión estándar de módulos solares en cadena (daisy chain)

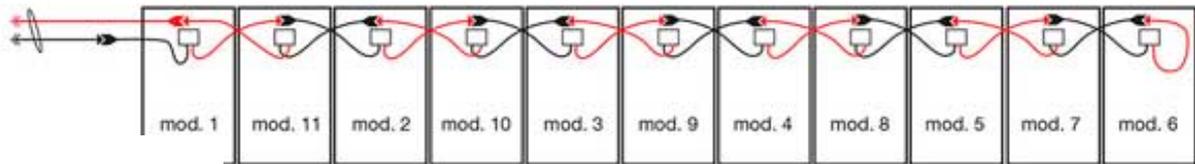


Fig.2 Conexión de módulos solares con técnica de salto de rana (leapfrog wiring)

Figura 36. Conexión paneles fotovoltaicos [27]

El tramo de continua discurre enterrado bajo tubo, en una canalización existente. Para el cálculo del cableado, es necesario tener en cuenta las condiciones que presenta:

- El cable se encuentra a una profundidad 0,8 m
- Resistividad térmica del terreno es de 1 km/W
- Se trata de cable unipolar
- Temperatura máxima terreno de 35°C
- Sección mínima de 6 mm²
- El cable discurre en tubo de PVC con un máximo de 16 cables agrupados en contacto (aproximadamente 6 ternas de cables unipolares).
- El conductor empleado es SOLFLEX H1Z2Z2-K

3.3.1.1. Criterio térmico

El criterio térmico consiste en el dimensionado del cable teniendo en cuenta la temperatura máxima que es capaz de soportar el cable sin sufrir daños. Tal y como se ha indicado al principio del apartado 2.6, para el dimensionado del cableado, se tendrá en cuenta que la corriente de diseño debe ser al menos un 125% de la corriente máxima del generador.

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 * I_{\text{max_gen}} \quad (14)$$

$$I_{\text{max_gen}} = I_{\text{SC}(T_{\text{max}})} = I_{\text{SC}} + I_{\text{SC}} * \frac{\text{Coef}_{\text{ISC}}}{100} * (T_{\text{max}} - 25) \quad (15)$$

$$T_{\text{max}} = T_{\text{max_amb}} + G * \frac{(TONC - 20)}{800} \quad (16)$$

Siendo:

- I_{max_gen} = corriente máxima del generador.
- I_{SC} = corriente de cortocircuito.
- $Coef_{ISC}$ = coeficiente de corrección por temperatura de la corriente ISC.
- T_{max_amb} = Temperatura máxima ambiental. En este caso, según datos históricos, es de 35°C.
- T_{max} = Temperatura máxima a la que trabajan los paneles solares.
- G = irradiancia en la superficie, considerada en 1000 W/m² un día soleado con el Sol en su punto más alto.
- T_{ONC} = temperatura de operación nominal de la célula. En este caso es 43°C.

El resultado es el siguiente:

Tabla 16. Resultados criterio térmico

T_{max} (°C)	I_{max_gen} (A)	$I_{diseño}$ (A)
63,75	11,52	14,40

La condición que se ha de cumplir es:

$$I_b = I_{admissible} * F \geq I_{diseño} \quad (17)$$

Siendo F los factores de corrección obtenidos de la ITC-BT 07 [17], que se detallan a continuación.

- Factor de reducción por agrupamiento de cables: $F_2=0,56$

Tabla 17. Factor corrección por agrupamiento

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

- Factor de reducción por profundidad del cable diferente a 0,7m: $F_1=0,99$

Tabla 18. Factor de corrección por profundidad del cable

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 19. Sección de cable en función de corriente admisible

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

- Factor de reducción por temperatura diferente a 25º: F₁=0,92

Tabla 20. Factor de reducción de temperatura

Temperatura de servicio Θ _s (°C)	Temperatura del terreno, Θ _t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Con la sección mínima de 6 mm², se cumple la condición sobradamente, por lo que, en este caso, el criterio térmico no es crítico.

$$72 * 0,99 * 0,56 * 0,92 = 36,72 \geq I_{\text{diseño}} = 14,40$$

3.3.1.2. Criterio caída de tensión

Para este criterio, se limita la caída de tensión al 1,5%, según el Pliego de Instalaciones del IDAE.

La ecuación que permite calcular la caída de tensión porcentual es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * 200 * P * L}{U^2 * S} \quad (18)$$

Siendo:

- P : potencia de cada línea que lleva el cable (W).
- L : longitud del cableado (m).
- ρ : resistividad del cobre. Para este caso se ha calculado la resistividad tomando como temperatura máxima de servicio 35°C:

$$\rho = \frac{1}{58} * (1 + 0,00393 * (T_{\max_amb} - 20)) \quad (19)$$

$$\rho = 0,01859 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$$

- U : tensión a la que está sometido el cable. En este caso es la tensión de 668,8V.

Despejando el valor de la sección de la fórmula, se obtiene:

$$S = \frac{\rho * 200 * P * L}{U^2 * \Delta U} \quad (20)$$

A continuación, se adjunta la Tabla 21 con los resultados para cada cable que une los paneles con el inversor:

Tabla 21. Secciones cableado CC

	L (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	U (%)
Serie A	62	2,43	6	668,8	10,77	7202,97	0,61
Serie B	63	2,47	6	668,8	10,77	7202,97	0,62
Serie C	65	2,55	6	668,8	10,77	7202,97	0,64
Serie D	65	2,55	6	668,8	10,77	7202,97	0,64
Serie E	65,5	2,57	6	668,8	10,77	7202,97	0,64
Serie F	66	2,59	6	668,8	10,77	7202,97	0,65
Serie G	66	2,59	6	668,8	10,77	7202,97	0,65
Serie H	66,5	2,61	6	668,8	10,77	7202,97	0,65

Por tanto, finalmente, se emplea el cable de 6 mm², puesto que cumple sobradamente ambos criterios de diseño.

3.3.2. Tramo de continua (Caja de conexiones DC-inversor)

Se procede de la misma forma que para el primer tramo de continua, calculando así la sección de diseño del cableado teniendo en cuenta los dos métodos existentes: criterio térmico y criterio de caída de tensión. Para el cálculo del cableado, es necesario tener en cuenta las condiciones que presenta:

- El método de instalación es la E, puesto que se trata de un cable unipolar sobre una bandeja perforada.
- El número de circuitos que discurren por la bandeja es 8 (4 positivos y 4 negativos).
- Se trata de cable unipolar.
- Temperatura máxima ambiente es de 35°C
- Sección mínima de 6 mm²

3.3.2.1. Criterio térmico

Aplicando el mismo procedimiento, se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 22. Resultados criterio térmico cableado CC

T _{max} (°C)	I _{max_gen} (A)	I _{diseño} (A)
63,75	23,05	28,81

La condición que se ha de cumplir es la fórmula 15, empleando los factores de corrección indicados en la ITC-BT-19:

- Factor de corrección por temperatura ambiente distinta a 40°C: F₁= 1,05

Tabla 23. Factor de corrección por temperatura distinta a 40°C

Temperatura ambiente (°C)	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral	
			Cubierta de PVC o desnudo accesible 70 °C	Desnudo inaccesible 105 °C
10	1,40	1,26	1,48	1,24
15	1,34	1,23	1,41	1,21
20	1,29	1,19	1,34	1,16
25	1,22	1,14	1,26	1,13
30	1,15	1,10	1,18	1,09
35	1,08	1,05	1,09	1,04
40	1,00	1,00	1,00	1,00
45	0,91	0,96	0,89	0,96
50	0,82	0,90	0,79	0,91
55	0,70	0,83	0,67	0,87
60	0,57	0,78	0,53	0,81
65		0,71		0,76
70		0,64		0,71
75		0,55		0,65
80		0,45		0,59
85				0,51
90				0,43
95				0,35

- Factor de corrección por agrupación de conductores: $F_1 = 0,70$

Tabla 24. Factor de corrección por agrupación

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines), etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Tabla 25. Sección del cableado en función de la corriente admisible

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Con la sección mínima de 6 mm², sería suficiente para cumplir la condición anteriormente citada:

$$57 * 1,05 * 0,70 = 41,90 \geq I_{\text{diseño}} = 28,81 \text{ A}$$

3.3.2.2. Criterio caída de tensión

Para este criterio, se limita la caída de tensión al 0,77%, ya que según el Pliego de Instalaciones del IDAE, la máxima caída de tensión en el lado de continua es de 1,5%, por lo que la caída de tensión acumulada no puede superar ese valor.

La ecuación que permite calcular la caída de tensión porcentual es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * 200 * P * L}{U^2 * S} \quad (21)$$

Siendo:

- P : potencia de los dos strings que conecta la caja de conexiones (W).
- L : longitud del cableado (m).
- ρ : resistividad del cobre. Para este caso se ha calculado la resistividad tomando como temperatura máxima de servicio 35°C, fórmula 17:

$$\rho = 0,01825 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$$

- U : tensión nominal a la que está sometido el cable. En este caso son 668,8 V.

Despejando el valor de la sección de la fórmula, se obtiene una sección mínima de 0,44 mm². En este caso, la sección empleada también es de 6 mm².

Tabla 26. Secciones cableado CC

	L (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	U (%)
Serie A-B	5	0,39	6	668,8	21,54	14405,952	0,10
Serie C-D	5	0,39	6	668,8	21,54	14405,952	0,10
Serie E-F	5	0,39	6	668,8	21,54	14405,952	0,10
Serie G-H	5	0,39	6	668,8	21,54	14405,952	0,10

3.3.3. Tramo de alterna (inversor-cuadro general)

El tramo de alterna, corresponde al que une el inversor con el cuadro general. El inversor se sitúa muy cerca del cuadro.

Al igual que el tramo de continua, se dimensiona mediante el criterio térmico y el de caída de tensión. Sin embargo, en este caso, al tratarse de un cable que discurre en bandeja perforada, se emplearán otras tablas para los factores de corrección.

Para el cálculo del cableado, es necesario tener en cuenta las condiciones que presenta:

- El método de instalación es la E, puesto que se trata de un cable multipolar sobre bandeja perforada.
- El número de circuitos que discurren por la bandeja es 1
- Se trata de cable multipolar
- Temperatura máxima ambiente es de 35°C
- Sección mínima de 6 mm²
- El conductor empleado es Retebax CPRO Flex 0,6/1 kV

3.3.3.1. Criterio térmico

Se procede de la misma forma que en el tramo de corriente continua.

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{max} \quad (22)$$

$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (23)$$

Siendo:

- P : potencia de salida del inversor, en este caso 55 kW.
- U : tensión nominal de salida del inversor, 400V.
- $\cos \varphi$: factor de potencia, tomado como 0,9.

El resultado es el siguiente:

Tabla 27. Resultado criterio térmico cableado AC

I_{max} (A)	$I_{diseño}$ (A)
88,20	110,26

La condición que se ha de cumplir es:

$$I_b = I_{admisible} * F \geq I_{diseño} \quad (24)$$

Siendo F los factores de corrección obtenidos de la ITC-BT-19 [18], que se detallan a continuación.

- Factor de corrección por temperatura ambiente distinta a 40°C: $F_1 = 1,05$

Tabla 28. Factor corrección temperatura distinta a 40°C

Temperatura ambiente (°C)	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral	
			Cubierta de PVC o desnudo accesible 70 °C	Desnudo inaccesible 105 °C
10	1,40	1,26	1,48	1,24
15	1,34	1,23	1,41	1,21
20	1,29	1,19	1,34	1,16
25	1,22	1,14	1,26	1,13
30	1,15	1,10	1,18	1,09
35	1,08	1,05	1,09	1,04
40	1,00	1,00	1,00	1,00
45	0,91	0,96	0,89	0,96
50	0,82	0,90	0,79	0,91
55	0,70	0,83	0,67	0,87
60	0,57	0,78	0,53	0,81
65		0,71		0,76
70		0,64		0,71
75		0,55		0,65
80		0,45		0,59
85				0,51
90				0,43
95				0,35

Tabla 29. Sección cableado en función de corriente admisible

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC	2x PVC	3x XLPE		2x XLPE			
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Con la sección mínima de 6 mm², no se cumple la condición, por lo que, en este caso, es necesario aumentar la sección a 35 mm² (sería suficiente con la sección de 25 mm², sin embargo, se escoge esta sección debido a la elección de las protecciones, en el apartado 2.4.2.

$$137 * 1,05 = 143,85 \geq I_{\text{diseño}} = 110,26 \text{ A}$$

3.3.3.2. Criterio caída de tensión

Para este criterio, se limita la caída de tensión al 1,5%, según el Pliego de Instalaciones del IDAE.

La ecuación que permite calcular la caída de tensión porcentual es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * 100 * P * L}{U^2 * S} \quad (25)$$

Siendo:

- P : potencia de salida del inversor (W).
- L : longitud del cableado (m).
- ρ : resistividad del cobre. Para este caso se ha calculado la resistividad tomando como temperatura máxima de servicio 35°C, fórmula 17:

$$\rho = 0,01825 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$$

- U : tensión nominal a la que está sometido el cable. En este caso son 400V.

Despejando el valor de la sección de la fórmula, se obtiene una sección mínima de 2,09 mm². Puesto que, en este caso, el criterio más restrictivo es el térmico, el cable empleado es el de 35 mm².

Tabla 30. Sección cableado AC

	L (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	U (%)
Cable AC	5	2,09	35	400	88,20	55000	0,13

3.4. Protecciones

La instalación debe incluir los equipos de protección necesarios para hacer frente a los problemas eléctricos que pueden aparecer durante su funcionamiento, en concreto, debe estar protegida frente a:

- **Sobrecarga:**
Situación en la cual en la instalación circula una corriente mayor a la corriente nominal de diseño. Algunas de las causas que pueden producir la sobrecarga son un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga.

El efecto principal de la sobrecarga es un calentamiento excesivo de los conductores, produciendo así el deterioro de los mismos y de sus aislantes, lo cual afecta a la vida útil del cable.

Las protecciones que actúan frente a sobrecarga permiten desconectar el circuito antes de sobrepasar un tiempo de sobrecarga admisible. El dispositivo de protección puede ser un interruptor automático con curva térmica de corte o un fusible (ITC-BT-22).

La condición que deben cumplir los dispositivos de protección frente a sobrecarga es la siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (26)$$

Siendo:

- I_b : Intensidad de dimensionamiento del circuito.
 - I_n : Intensidad nominal del interruptor automático.
 - I_z : Intensidad de carga admisible del cable.
- **Cortocircuito:**
Fenómeno que se produce cuando dos partes de un circuito eléctrico con una diferencia de potencial, se unen entre sí a través de una pequeña impedancia. Las principales causas son la conexión incorrecta o un defecto de aislamiento.

Las protecciones que actúan frente a cortocircuitos son el interruptor automático y el fusible. Ambos dispositivos deben cumplir lo siguiente:
 - El poder de corte debe ser superior a la máxima corriente de cortocircuito que pueda darse en dicho punto.
 - El tiempo de corte debe ser menor que el tiempo que tardan los conductores en alcanzar su temperatura máxima.
 - **Sobretensión:**
Situación en la cual la tensión se eleva a valores muy altos con respecto a la tensión nominal durante un transitorio de pocos milisegundos. En el Reglamento de BT se contemplan tres tipos de sobretensiones: sobretensión tipo rayo, tipo maniobra y la sobretensión a frecuencia industrial.

En la instalación existirán descargadores de sobretensiones con el fin de derivar dichas corrientes a tierras, para así limitar el pico de sobretensión.

El propio inversor, ya incluye descargadores de sobretensiones en la parte de continua. En la parte de alterna, se colocará descargador de sobretensión entre el interruptor automático y el inversor.

- Contactos indirectos:

Un contacto directo se produce cuando hay un contacto de personas con masas puestas accidentalmente en tensión.

El dispositivo a instalar que protege frente a contactos indirectos es el interruptor diferencial.

3.4.1. Protecciones tramo de CC

En el tramo que va desde los generadores fotovoltaicos hasta el inversor, se han instalado una serie de protecciones para evitar los fenómenos anteriormente explicados.

Previo a la selección de dispositivos, están las protecciones que albergan las propias placas fotovoltaicas, los diodos bypass. Los diodos bypass son unos diodos que tienen como función evitar puntos calientes en el panel, fenómeno que se produce cuando el panel está parcialmente sombreado.

A continuación, se procede con la selección de los dispositivos incorporados en el lado de continua:

- Fusibles

En la ITC-BT-22 del Reglamento de BT, se indican las características de funcionamiento contra sobrecargas que deben satisfacer:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (27)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (28)$$

Siendo:

- I_b : Intensidad de dimensionamiento del circuito. En este caso es de 14,40 A.
- I_n : Intensidad nominal del interruptor automático.
- I_z : Intensidad de carga admisible del cable. En este caso 37,78 A.
- I_2 : Intensidad que asegura la actuación del dispositivo para un tiempo largo.

En el caso de los fusibles, el valor de la I_2 equivalente a la de los interruptores automáticos es la denominada I_f (intensidad de funcionamiento).

La norma IEC 60269-6 define las características que debe cumplir el fusible para la protección de sistemas fotovoltaicos, clase de uso gPV. En esta, se indica la corriente de no fusión durante una hora como 1,13 veces la corriente nominal y la corriente de fusión dentro de una hora como 1,45 veces la corriente nominal. Por tanto, la corriente de actuación se toma 1,45 veces la corriente nominal:

$$I_2 = 1,45 \cdot I_n$$

Por tanto, la condición que deben cumplir los fusibles son las siguientes:

$$14,40 \leq I_n \leq 36,72$$

La corriente nominal escogida para los fusibles es de 16 A, siendo la máxima recomendada por el fabricante de paneles solares de 20 A.

Otro requisito que han de cumplir los fusibles, es la protección frente a cortocircuitos. Para ello, es necesario calcular el poder de corte con el fin de poder realizar la elección de los fusibles. Para el cálculo de la corriente máxima de cortocircuito, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$I_{\text{corte}} \geq I_{\text{cortocircuito}} = I_{\text{SC}}(T_{\text{max}}) \cdot (N_{\text{strings_paralelo}} - 1) \quad (29)$$

Siendo:

- I_{corte} : poder de corte del fusible a escoger (kA).
- $I_{\text{cortocircuito}}$: corriente de cortocircuito máxima que puede producirse (kA).
- $N_{\text{strings_paralelo}}$: número de strings en paralelo con el circuito en el cual se produce el cortocircuito.

$$I_{\text{corte}} \geq I_{\text{cortocircuito}} = 11,52 \cdot (2 - 1)$$

$$I_{\text{corte}} \geq 11,52 \text{ A}$$

Esto permite escoger un fusible con un poder de corte bajo. En este caso, el poder de corte escogido es de 10 kA.

Por último, es necesario comprobar que la corriente de cortocircuito admisible por el cable es superior a la corriente mínima de actuación del fusible. Para ello, se emplea la siguiente fórmula:

$$I_s \geq I_{\text{corte}} \quad (30)$$

Siendo:

- I_s : corriente de cortocircuito admisible por el cable escogido, durante 5 segundos, sin deteriorarse. Para el cálculo de esta corriente se ha empleado la siguiente fórmula:

$$I_s = (k \cdot S) / \sqrt{t} \quad (31)$$

- k: factor que depende de la naturaleza del conductor y del aislante. En este caso, toma un valor de 143.
- S: sección del conductor en el cual se encuentra el fusible (mm^2), en este caso 6 mm^2 .
- t: tiempo de actuación frente a cortocircuito. Se toma un valor de 5 segundos.

La corriente admisible obtenida es de 383,70A, por lo que la corriente de corte del fusible debe ser inferior, con el fin de impedir el deterioro del cable. La corriente de corte del fusible escogido, de 16A corriente nominal, tiene un valor de 90A, por lo que en este caso se cumple la condición necesaria para evitar daños en el cable:

$$383,70 \geq 90 \text{ A}$$

3.4.2. Protecciones tramo de AC

En el siguiente apartado se procede al cálculo de las protecciones de la instalación en el lado de alterna. En este caso, se realiza el cálculo para la elección del interruptor magnetotérmico y del interruptor diferencial.

- Interruptor magnetotérmico

Del mismo modo que los fusibles, es necesario calcular la corriente nominal mediante las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (32)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (33)$$

Siendo:

- I_b : Intensidad de dimensionado del circuito. En este caso es de 110,25 A.
- I_n : Intensidad nominal del interruptor automático.
- I_z : Intensidad de carga admisible del cable. En este caso 143,85 A.
- I_2 : Intensidad que asegura la actuación del dispositivo para un tiempo largo. En este caso toma un valor de 1,6 veces la corriente nominal.

Finalmente, se escoge una corriente nominal de 125, que satisface ambas condiciones:

$$110,25 \leq 125 \leq 143,85 \text{ A}$$

$$200 \leq 208,58 \text{ A}$$

Si se hubiera escogido un cable de 25 mm², la intensidad de carga admisible por el cable hubiera sido 117,42 A. Al no haber interruptor de ese calibre, es necesario emplear una sección de 35 mm² y escoger un interruptor con una corriente nominal de 125A.

Por último, es necesario calcular la corriente máxima de cortocircuito en el punto de instalación del interruptor con el fin de asegurar una correcta protección de la instalación. Al tratarse del lado de alterna, es necesario tener en cuenta la corriente de cortocircuito aportada por la red. Para ello, se ha tenido en cuenta las siguientes impedancias:

- La impedancia de la red se ha despreciado.
- Para el cálculo de la impedancia del transformador, se toman los datos del centro de transformación al cual se conecta la instalación:
 - S_n: 630 kVA
 - V_n: 400 A
- Para la impedancia de la línea subterránea se tiene en cuenta que se trata de una línea subterránea 3(240mm²+150mm²) de Aluminio de 150 metros de longitud.
- La LGA (Línea General de Acometida) tiene una sección de 95 mm² por fase de 20 metros de longitud.

El cálculo de la máxima corriente de cortocircuito que puede darse, se calcula como:

$$I_k = \frac{c * U}{Z_k} \quad (34)$$

Siendo:

- c: factor de tensión para el cálculo de cortocircuito máximo en BT. Toma un valor de 1,1.
- U: tensión nominal en el punto de cálculo del cortocircuito. En este caso, 400 V.
- Z_k: impedancia desde el equipo que aporta corriente de cortocircuito hasta el punto de cálculo del cortocircuito. En este caso, se incluirá la impedancia del transformador, así como de las líneas que unen el CT con el CGBT, donde se ubica el interruptor, Ω.

Impedancia del transformador

$$R_{cc} = \frac{\varepsilon_{RCC} * U^2}{S} \quad (35)$$

$$X_{cc} = \frac{\varepsilon_{X_{cc}} * U^2}{S} \quad (36)$$

Siendo:

- $\varepsilon_{R_{cc}}$: caída de tensión resistiva en cortocircuito del transformador. En este caso se toma un valor de 1,5%.
- $\varepsilon_{X_{cc}}$: caída de tensión inductiva en cortocircuito del transformador. En este caso se toma un valor de 6%.
- U : tensión nominal transformador. Puesto que el cálculo es en el lado de baja tensión, se toman 400 V.
- S : potencia nominal del transformador, 630 kVA.

$$R_{cc} = \frac{0,015 * 400^2}{630000} = 0,00389 \, \Omega \quad (37)$$

$$X_{cc} = \frac{0,06 * 400^2}{630000} = 0,01523 \, \Omega \quad (38)$$

Impedancia de la línea subterránea

La línea subterránea tiene una sección de 240 mm² de aluminio por fase y una longitud total de 150 metros. Por lo que la resistencia se calcula como:

$$R = \rho * \frac{L}{S} \quad (39)$$

Siendo:

- ρ : resistividad del aluminio, 0,0279
- L : longitud del cable, 150 metros.
- S : sección del cable, 240 mm².

$$R = 0,0279 * \frac{150}{240} = 0,01743 \, \Omega$$

Para el cálculo de la reactancia, se ha asumido un valor de 0,2 Ω /km. Por tanto, el valor de la reactancia es de 0,2*0,15= 0,03 Ω .

Impedancia de la LGA

La Línea General de Acometida tiene una sección de 95 mm² de cobre por fase y una longitud total de 20 metros hasta el CGBT. Por tanto, se obtiene la resistencia y reactancia del mismo modo, obteniendo así un resultado de:

$$R=0,0172 \cdot \frac{20}{95}=0,00362 \Omega$$

$$X=0,0026 \Omega$$

Impedancia total Z_k

La impedancia total en el punto de cálculo del cortocircuito es de 0,04486 Ohmios.

Por tanto, la corriente de cortocircuito en el punto de cálculo es de:

$$I_k = \frac{1,1 \cdot 400}{0,04486} = 9,81 \text{ kA}$$

El poder de corte escogido para el interruptor automático es de 10kA. El interruptor escogido es el Interruptor automático magnetotérmico 4P 125A DZ158PROT CHINT Curva C. Dicho interruptor también protege frente a sobretensiones permanentes y transitorias.

- Interruptor diferencial

El interruptor diferencial protege frente a contactos directos e indirectos. Se situará antes del interruptor magnetotérmico, por lo que su corriente nominal será mayor o igual a la corriente nominal del interruptor magnetotérmico.

$$I_n \geq 125 \text{ A}$$

En este caso, se escoge una corriente nominal de 125 A.

En cuanto a la sensibilidad del interruptor, la cual se define como la corriente máxima de corriente de defecto que deja pasar antes de actuar, se escoge una sensibilidad de 300 mA. En el apartado 3 se comprueba que el valor de la sensibilidad es adecuado para el diseño de puesta a tierra.

La clase del diferencial escogido será la B, puesto que es idónea para la protección de instalaciones fotovoltaicas, ya que detecta corriente de fuga alterna, pulsante y continua.

El interruptor diferencial escogido es el de EATON ELECTRIC 125A 4P 300mA Clase B.

3.5. Puesta a tierra

El inversor escogido no presenta un transformador que garantice el aislamiento galvánico entre la parte de continua y alterna, en la instalación proyectada se ha diseñado un único sistema de puesta a tierra, siendo por tanto común la puesta a tierra del lado de continua y de alterna.

El inversor cuenta con una protección frente a defectos de aislamiento, llamado “vigilante de aislamiento”, de forma que permite obtener una medida del aislamiento resistivo real del sistema. En caso de que el valor detectado esté por debajo del límite preestablecido, el inversor no exportará energía a la red.

El inversor también cuenta con un certificado de conformidad en el cual se indica que *La corriente continua inyectada en la red de distribución por el inversor es inferior al 0,5% del valor eficaz de la corriente nominal de salida, medida tal como indica la “Nota de interpretación de equivalencia de la separación galvánica”*. Por tanto, cumple con la equivalencia de la separación galvánica.

La puesta a tierra será resultado de la unión de la puesta a tierra de continua y la puesta a tierra existente en el edificio. Por tanto, se procede a realizar el cálculo teniendo en cuenta que:

- Se diseña la puesta a tierra del lado de continua, en la cual se pondrán a tierra las partes metálicas de los paneles fotovoltaicos.
- El inversor dispone de un controlador de aislamiento, es decir, un sensor que detecta la resistencia de aislamiento del lado de entrada de la puesta a tierra. Si el valor detectado es inferior al valor preestablecido ($0,05 \text{ M}\Omega$) no se exportará energía a la red.
- En la zona de alterna, el cable de tierra se conectará del inversor a la puesta a tierra existente del edificio.

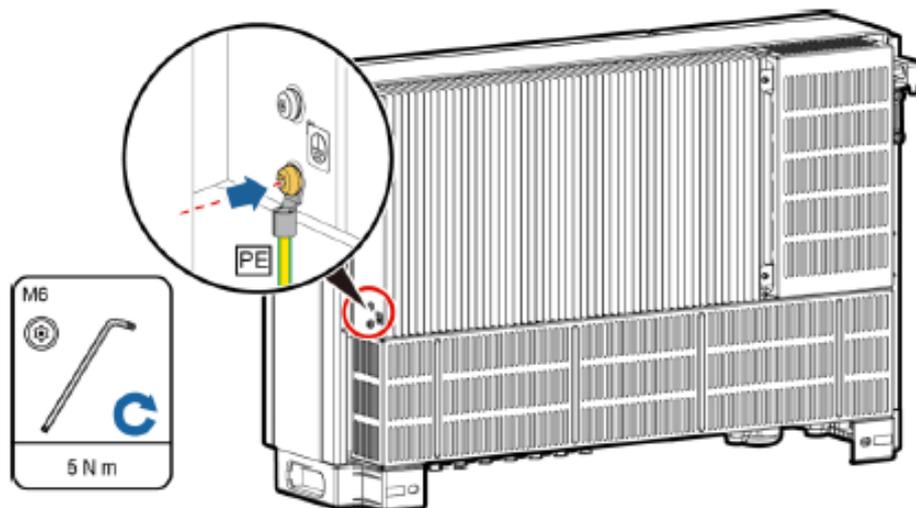


Figura 37. Conexión puesta a tierra del inversor

Para los cálculos de la puesta a tierra se ha tenido en cuenta la ITC-BT-18 e ITC-BT-24.

Puesta a tierra de continua

El resultado de la resistencia de puesta a tierra está condicionado por el valor de la resistividad del terreno. La puesta a tierra estará conformada por cable de cobre desnudo formando un

anillo cerrado, enterrado a una profundidad de 0,5 m. El anillo tendrá una sección de 35 mm² y una forma rectangular, de 2*3 metros.

Para el caso de emplear como electrodo un conductor enterrado horizontal, la resistencia de puesta a tierra se calcula como:

$$R=2 * \frac{\rho}{L} \quad (40)$$

Siendo:

- ρ : resistividad del terreno, 500 Ω *m.
- L : longitud total del conductor enterrado, en este caso, 10 metros.

En este caso, la longitud total será de 10 metros, por lo que la resistencia resultante es de 100 Ω .

Mediante las protecciones que incorpora el inversor, se garantiza la protección frente a contactos indirectos en caso de un primer defecto, ya que el inversor procederá a la desconexión en caso de producirse un defecto en la parte de continua.

Puesta a tierra existente (edificio)

El valor de la puesta a tierra del edificio es de 7 Ω . En este caso, la tensión de contacto máxima ha de ser 24 V, por lo que el factor de decisión para limitar la tensión es la sensibilidad del diferencial.

Finalmente, se procede a la unión de ambas puestas a tierra, resultando una puesta a tierra común de 6,54 Ω . Si se emplea una sensibilidad de 300 mA, la tensión de contacto máxima que puede mantenerse de forma permanente será de 1,97 V, ya que el diferencial limita la corriente de defecto a la sensibilidad que presenta

3.6. Estudio producción anual esperada

En este apartado, se calcula la producción anual esperada de la instalación. Para ello, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Se han empleado paneles solares de la compañía Amerisolar, con una potencia pico de 450 W.
- Las curvas horarias de L-V y S-D del mes de enero se extrapolan para los meses de enero, marzo, abril, mayo, junio, septiembre, octubre, noviembre y diciembre.
- Las curvas horarias de L-V y S-D del mes de agosto se emplean también para el mes de julio, ya que durante estos dos meses el centro tiene un horario de 08:00 a 14:00h.
- A efectos de cálculos de consumos, los días festivos se considerarán como días tipo “sábado-domingo”. Según el mes, el número de días tipo L-V y S-D son los siguientes:

- A efectos de cálculos de consumos, los días festivos se considerarán como días tipo “sábado-domingo”. Según el mes, el número de días tipo L-V y S-D son los siguientes:

Tabla 31. Número de días L-V/S-D en función del mes

	DÍAS L-V	DÍAS S-D
ENERO	16	15
FEBRERO	22	8
MARZO	22	8
ABRIL	28	12
MAYO	21	10
JUNIO	22	8
JULIO	22	9
AGOSTO	22	9
SEPTIEMBRE	19	11
OCTUBRE	21	10
NOVIEMBRE	22	8
DICIEMBRE	16	15

A partir de los datos de consumo de energía del edificio, se procede a realizar un estudio de producción de energía por parte de los paneles solares con el fin de escoger la potencia pico más adecuada de la instalación.

3.6.1. Producción instalación

A partir de la plataforma PVGIS, se procede a estudiar la producción total de la instalación. Se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los datos de irradiancia se han obtenido de la plataforma PVGIS, la cual ofrece los datos en día normal y totalmente despejado. Se ha empleado la irradiancia en día “normal”.
- Para el cálculo de la producción de los paneles, se tendrá en cuenta que, en los días nublados, la producción se sitúa en torno a un 10-15% del total. En este caso se ha empleado el 10%.

Con el fin de tener en cuenta la existencia de días nublados, se asume lo siguiente para realizar el cálculo de producción de energía de la instalación solar:

Tabla 32. Número de días L-V/S-D según sea normal/nublado en función del mes

	DÍAS L-V NORMAL	DÍAS L-V NUBLADO	DÍAS S-D	DÍAS S-D NUBLADO
ENERO	11	5	13	2
FEBRERO	17	5	6	2
MARZO	17	5	6	2
ABRIL	23	5	10	2

MAYO	17	4	9	1
JUNIO	18	4	7	1
JULIO	18	4	8	1
AGOSTO	18	4	8	1
SEPTIEMBRE	15	4	10	1
OCTUBRE	16	5	8	2
NOVIEMBRE	17	5	6	2
DICIEMBRE	11	5	13	2

- Para el cálculo de la potencia producida por un panel, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$Potencia = \frac{P_{panel}}{1000} * G \text{ (kW)} \quad (41)$$

Siendo:

- P_panel: potencia pico del panel. En este caso, 450 W
- G: irradiancia global en la zona (W/m²)

En el anexo se adjuntan las tablas con los resultados de producción de una placa para cada mes del año en función de la irradiancia. A continuación, se adjunta la Tabla 33 donde se resume la producción mensual y anual en cada uno de los periodos (punta, llano y valle):

Tabla 33. Producción mensual total de la instalación

MES	PRODUCCIÓN PERIODO (kW)		
	PUNTA	LLANO	VALLE
ENERO	148,90	2808,72	3347,77
FEBRERO	372,15	4672,01	1760,33
MARZO	489,73	5448,71	2039,39
ABRIL	5472,00	1916,71	3272,80
MAYO	4623,76	2054,46	3432,51
JUNIO	5130,74	2283,50	2855,43
JULIO	5265,73	2335,18	3257,10
AGOSTO	5244,31	2147,98	3154,48
SEPTIEMBRE	397,16	5145,45	3522,70
OCTUBRE	231,55	4802,21	2480,76
NOVIEMBRE	144,16	4374,85	1603,93
DICIEMBRE	87,31	2708,55	3164,68
TOTAL	27607,50	40698,35	33891,89

La energía producida por la instalación no se aprovecha al 100%, puesto que dependiendo de la demanda que presente el colegio, se aprovechará en menor o mayor medida. La energía no aprovechada por la instalación del colegio, será vendida a la red mediante una tarifa contratada.

4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PUNTO DE RECARGA

4.1. Dimensionado cableado

Para dimensionar los conductores del circuito eléctrico, se ha procedido de la siguiente forma:

- Se ha dimensionado la sección del conductor según el criterio de caída de tensión máxima.
- Se ha dimensionado la sección del conductor según el criterio térmico.
- Se ha escogido la sección del conductor como la sección máxima resultante de aplicar ambos criterios.

4.1.1. Intensidad nominal

Para el dimensionado del cableado, es necesario calcular la corriente que circulará por el conductor, aplicando la siguiente fórmula:

Circuito trifásico

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (42)$$

Circuito monofásico

$$I = \frac{W}{U * \cos \varphi} \quad (43)$$

Siendo:

- I = corriente que circula por el cable a dimensionar (A).
- W = potencia del punto de recarga (W).
- U = tensión (V).
- $\cos \varphi$ = factor de potencia (en este caso se ha empleado 0,9).

Al tratarse de un circuito trifásico, se ha empleado la fórmula 42. El valor de la corriente es de 35,28 A.

4.1.2. Criterio térmico

El criterio térmico consiste en el dimensionado del cable teniendo en cuenta la temperatura máxima que es capaz de soportar el cable sin sufrir daños. Parte del cableado se canaliza en tubo superficial y parte en tubo enterrado, por lo que hay que aplicar distintos factores que indican las correspondientes ITC.

Cableado en tubo superficial

La condición que se ha de cumplir es la fórmula 15, empleando los factores de corrección indicados en la ITC-BT-19:

- Factor de corrección por temperatura ambiente distinta a 40°C: $F_1 = 1,05$

Tabla 34. Factor de corrección por temperatura distinta a 40°C

Temperatura ambiente (°C)	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral	
			Cubierta de PVC o desnudo accesible 70 °C	Desnudo inaccesible 105 °C
10	1,40	1,26	1,48	1,24
15	1,34	1,23	1,41	1,21
20	1,29	1,19	1,34	1,16
25	1,22	1,14	1,26	1,13
30	1,15	1,10	1,18	1,09
35	1,08	1,05	1,09	1,04
40	1,00	1,00	1,00	1,00
45	0,91	0,96	0,89	0,96
50	0,82	0,90	0,79	0,91
55	0,70	0,83	0,67	0,87
60	0,57	0,78	0,53	0,81
65		0,71		0,76
70		0,64		0,71
75		0,55		0,65
80		0,45		0,59
85				0,51
90				0,43
95				0,35

Tabla 35. Sección del cableado en función de la corriente admisible

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Con la sección de 10 mm², sería suficiente para cumplir la condición anteriormente citada:

$$52 * 1,05 = 54,6 \geq I_{\text{diseño}} = 35,28 \text{ A}$$

Cableado en tubo enterrado

En este caso, se aplica también la fórmula 15, empleando los factores de corrección de la ITC-BT-07:

- Factor de reducción por profundidad del cable diferente a 0,7m: F₁=0,99

Tabla 36. Factor de corrección por profundidad del cable

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

- Factor de reducción por temperatura diferente a 25º: F₁=0,92

Tabla 37. Factor reducción por temperatura

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 38. Sección de cable en función de corriente admisible

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Con la sección de 6 mm², se cumple la condición para este tramo, sin embargo, el tramo que va en tubo superficial, requiere una sección superior, por lo que la sección de 10 mm² en el criterio térmico es la más restrictiva.

4.1.3. Criterio caída de tensión

Para este criterio, se ha tenido en cuenta la caída de tensión máxima admisible que indica la ITC-BT-19, en la cual se establece que la caída de tensión admisible en receptores de fuerza u otros usos (como el circuito de punto de recarga de vehículos eléctricos) es del 5%.

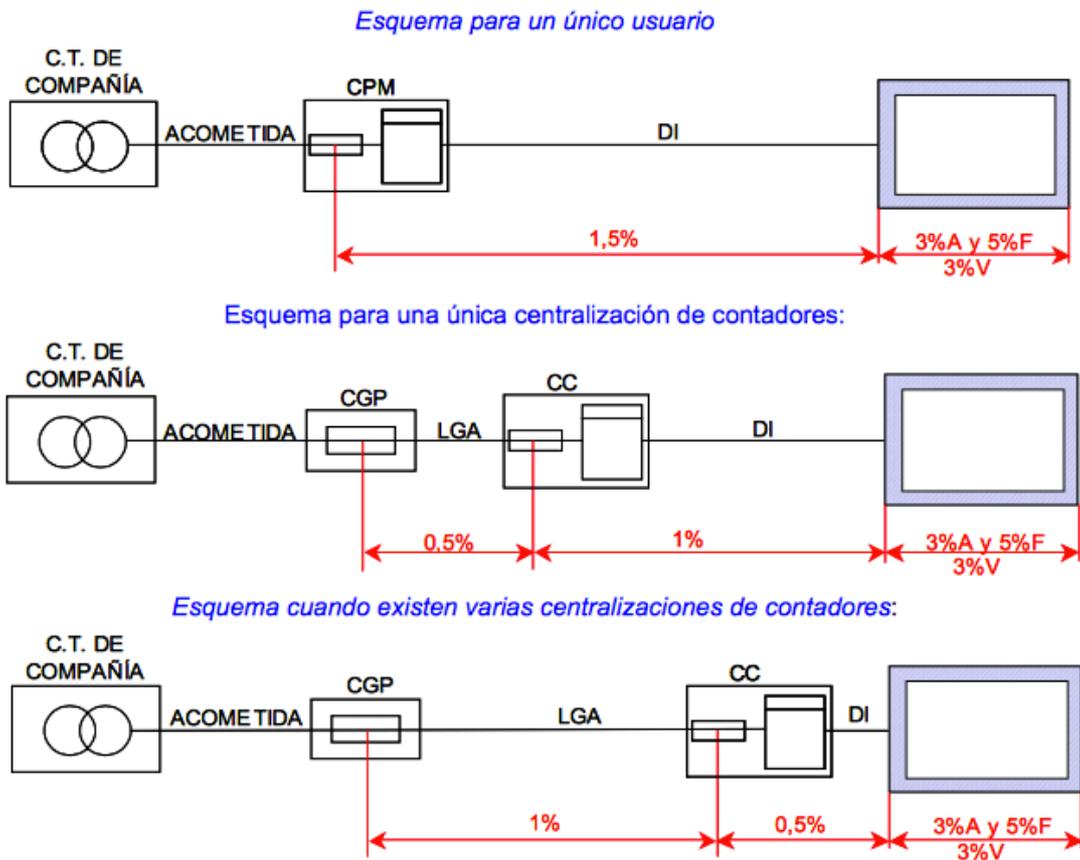


Figura 38. Esquemas de conexión a red [29]

La ecuación que permite calcular la caída de tensión porcentual es:

Circuito trifásico

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * 100 * P * L}{U^2 * S} \quad (44)$$

Circuito monofásico

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * 200 * P * L}{U^2 * S} \quad (45)$$

Siendo:

- P : potencia de cada línea que lleva el cable (W).
- L : longitud del cableado (m).
- ρ : resistividad del cobre. Para este caso se ha calculado la resistividad tomando como temperatura máxima de servicio 35°C, fórmula 17:

$$\rho = 0,01825 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$$

- U : tensión nominal a la que está sometido el cable. En este caso son 400V.

En este caso se trata de un circuito trifásico, por lo que se emplea la fórmula 45. El resultado obtenido es el siguiente:

Dado que la sección obtenida en el criterio térmico es de 10 mm², se calcula la sección mínima necesaria en el primer tramo para la caída máxima de 5%, que es de 1,36 mm² y, tras ello, se fijan los 10 mm², obteniendo así la caída de 1,69%. Para el segundo tramo, se opera de forma similar, obteniendo la sección mínima mediante el porcentaje sobrante de caída de tensión, 3,31%. Al fijar los 10 mm² del primer criterio, se obtiene una caída total de la línea que une el CGBT al punto de recarga de 1,95%.

Cableado en tubo superficial

Tabla 39. Características cableado en tubo superficial

L	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	U(%)
27	1,36	10	400	35,28	22000	1,69

Cableado en tubo enterrado

Tabla 40. Características cableado en tubo enterrado

L	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	U(%)
4	0,30	10	400	35,28	22000	0,25

4.2. Protecciones

En cuanto a las protecciones

- Sobrecarga:
La condición que deben cumplir los dispositivos de protección frente a sobrecarga es la siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (46)$$

Siendo:

- I_b : Intensidad de dimensionamiento del circuito.
- I_n : Intensidad nominal del interruptor automático.
- I_z : Intensidad de carga admisible del cable.

Además, en la tabla 2 de la ITC-BT-52, se indica el calibre que ha de tener el interruptor automático de protección general según la potencia del punto de recarga. Para un punto de recarga de 22 kW, el calibre ha de ser de 40C curva C. A continuación, se comprueba si el resultado obtenido mediante la fórmula anterior coincide con lo indicado en la ITC.

Tabla 41. Intensidad de dimensionado

I _b (A)	I _z (A)	I _n (A)
35,28	52	40

Como se puede observar, los 40 A de corriente nominal del interruptor se encuentran dentro de los límites definidos por la intensidad de dimensionado del circuito y la corriente de carga admisible del cable escogido, que es de 52 A puesto que la parte no enterrada es más restrictiva que la enterrada (66 A).

- Cortocircuito:

El interruptor automático protegerá el punto de recarga frente a cortocircuitos. Para ello, es necesario calcular el cortocircuito máximo que puede darse en el punto en que va a situarse dicho interruptor. En este caso, se calcula el cortocircuito trifásico al ser, de forma general, el cortocircuito máximo.

De la misma forma que se ha realizado en la parte de fotovoltaica, es necesario conocer las impedancias que se sitúan entre el CT y el punto de situación del interruptor con el fin de calcular el cortocircuito. Al ser las mismas impedancias y situarse en el mismo punto, la corriente de cortocircuito que se obtiene es la misma, 10 kA.

$$I_k = \frac{1,1 \cdot 400}{0,04486} = 9,81 \text{ kA}$$

El dispositivo empleado es interruptor automático magnetotérmico SPU 3P+N 40A Schneider.

- Sobretensión:

La instalación queda protegida frente a sobretensiones mediante el uso del interruptor automático escogido, el cual también protege frente a sobretensiones de tipo permanente y transitoria.

- Contactos indirectos:

El interruptor diferencial protege frente a contactos directos e indirectos. Se situará antes del interruptor magnetotérmico, por lo que su corriente nominal será mayor o igual a la corriente nominal del interruptor magnetotérmico.

$$I_n \geq 40 \text{ A}$$

En este caso, se escoge una corriente nominal de 40 A.

En cuanto a la sensibilidad del interruptor, la cual se define como la corriente máxima de corriente de defecto que deja pasar antes de actuar, se escoge una sensibilidad de 30 mA. El dispositivo empleado es ID 4P 40A 30MA A-SI.

Es necesario comprobar la tensión de contacto máxima que puede existir de forma permanente. Al ser la sensibilidad de 30 mA, dicha tensión tomará un valor de 0,197 V, un valor que se sitúa por debajo de los 50 V indicados por la normativa para instalaciones a la intemperie, como es el caso.

5. PRESUPUESTO DEL PROYECTO

A continuación, se adjunta el presupuesto del proyecto realizado en Presto, que comprende dos capítulos, el de la instalación fotovoltaica y el del punto de recarga.

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO CAP Presupuesto instalación fotovoltaica y punto de recarga										
SUBCAPÍTULO CP1 Proyecto instalación fotovoltaica en el Instituto IVAF										
APARTADO 1.1 Instalación Fovovoltaica										
1.1.1	Ud AS-6M144-HC									
	Suministro e instalación de módulo solar fotovoltaico de células de silicio Amerisolar AS-6M144-HC para instalación en solar sobre soporte, potencia máxima (Wp) 450 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,8 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 10,77 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 11,28 A, tensión en circuito abierto (Voc) 50,2 V, eficiencia 20,58%, cristal exterior templado de 5 mm de espesor, capa adhesiva doble de PVB, cristal posterior templado de 5 mm de espesor, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1040x2012x35 mm, resistencia a la carga del viento 2400 Pa, peso 24 kg.									
	Presupuestos anteriores						128,00			
								128,00	108,00	13.824,00
1.1.2	Ud Inversor Trifásico 55kW									
	Suministro e instalación de inversor central trifásico para conexión a red, HUAWEI modelo SUN2000-55KTL-M3, voltaje de entrada máximo 1500 Vcc, potencia nominal de salida 55 kW, potencia máxima de salida 55 kW, eficiencia máxima 99,0%, rango de voltaje de entrada 650-1450V, con leds indicadores de tensión, sobrecarga y temperatura, trabajando como fuente de corriente, autoconmutado y con seguidor del punto de máxima potencia conforme a las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.									
	Presupuestos anteriores						1,00			
								1,00	2.818,71	2.818,71
TOTAL APARTADO 1.1 Instalación Fovovoltaica									16.642,71	
APARTADO 1.2 Estructura Solarbloc										
1.2.1	Ud Estructura Bloque Hormigón									
	Estructura de Bloque Hormigón autolastrado Solarbloc para paneles verticales con ángulo de 34°, sin necesidad de anclar al suelo gracias a su peso propio. Incluyendo transporte y grúa autopropulsada para elevación hasta la cubierta.									
	Presupuestos anteriores						1,00			
								1,00	1.636,53	1.636,53
TOTAL APARTADO 1.2 Estructura Solarbloc.....									1.636,53	
APARTADO 1.3 Instalación Eléctrica										
1.3.1	Ud Puesta a tierra CC									
	Red de equipotencialidad o puesta a tierra de paneles y canalizaciones. Mediante cable unipolar de 35mm2									
	Presupuestos anteriores						10,00			
								10,00	17,79	177,90
1.3.2	m Cableado CC (Strings-Caja conexiones)									
	Cable unipolar Rojo o Negro SOLFLEX H1Z2Z2-K propagador de la llama, con conductor unipolar de cobre clase 5 (-K) de 10 mm² de sección, con aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1), siendo su tensión nominal en CC de 1,8 kV. Según UNE 506185.									
	Presupuestos anteriores						1038,00			
								1038,00	2,56	2.657,28
1.3.3	m Cableado CC (Caja de conexiones-Inversor)									
	Cable unipolar Rojo o Negro SOLFLEX H1Z2Z2-K propagador de la llama, con conductor unipolar de cobre clase 5 (-K) de 10 mm² de sección, con aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1), siendo su tensión nominal en CC de 1,8 kV. Según UNE 506185.									
	Presupuestos anteriores						20,00			

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
							20,00	2,56	51,20
1.3.4	m Cableado AC								
	Cable multipolar RETENAX CPRO RV-K (AS) 5G35 BOB PRYSMAN, no propagador de la llama, con conductor multipolar de cobre clase 5 (-K) de 35 mm ² de sección, con aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 V. Según UNE 211025.								
	Presupuestos anteriores						5,00		
							5,00	7,42	37,10
1.3.5	Ud Caja de conexiones CC								
	Caja de conexión modular SOLARTEC que incorpora los elementos de seguridad indicados por la nueva norma UNE HD 60364-7-712:2017. Incorpora la caja envolvente, protecciones mediante Fusible gPV 30F15PV 15A 10x38 1500V, normativa 60269-6; Portafusibles 212PV 10x38 1500V, conforme a las normas IEC 60269-2, IEC 60269-6, IEC 60947-3; descargadores de sobretensión Clase II y seccionador de intensidad nominal 80A.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
							1,00	366,64	366,64
1.3.6	Ud Caja de conexiones AC								
	Protecciones de seguridad instaladas en cuadro existente. Se incluye interruptor automático INT. AUT DZ158PROT CHINT 10kA Curva-C 4P; Interruptor diferencial INT. DIF. 125A 4P 300mA clase B de EATON-MOELLER.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
							1,00	1.240,27	1.240,27
1.3.7	m Canalización CC (Strings-Caja de conexiones)								
	Presupuestos anteriores						268,00		
							268,00	3,32	889,76
TOTAL APARTADO 1.3 Instalación Eléctrica									5.420,15
APARTADO 1.4 Monitorización e inyección cero									
1.4.1	Ud Equipo Smart Dongle WLAN-FE								
	Smart Dongle WLAN-FE, módulo inteligente de expansión de las comunicaciones que funciona con inversores Huawei para que los inversores se comuniquen con el sistema de gestión a través de WLAN o FE.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
							1,00	59,00	59,00
1.4.2	Ud Equipo Smart Power Sensor								
	Smart Power Sensor DDSU666-H, sensor trifásico de medida indirecta de la marca HUAWAI. Sirve para la gestión de medida y monitorización del consumo general de la instalación.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
							1,00	146,00	146,00
1.4.3	Ud Monitor LG 50UL3G 50 pulgadas								
	Longitud diagonal (pulgadas): 50 " Pantalla táctil: No Luminosidad: 400 cd/m ² Tecnología de panel: IPS Resolución máxima horizontal: 3840 Px Multimedia: Sí Relación de aspecto: 16:9								
	Presupuestos anteriores						1,00		
							1,00	922,50	922,50
TOTAL APARTADO 1.4 Monitorización e inyección cero									1.127,50

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
APARTADO 1.5 Gestión de residuos									
1.5.1	m3 Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción								
	Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición, separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales y almacenados en bolsas de transporte.								
	Presupuestos anteriores						22,00		
								5,84	128,48
1.5.2	m3 Transporte con camión de mezcla clasificadas en bolsas								
	Transporte con camión de mezcla clasificadas en bolsas de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a 10 km de distancia. Incluso transporte manual de cualquier zona de la obra al camión.								
	Presupuestos anteriores						22,00		
								2,10	46,20
TOTAL APARTADO 1.5 Gestión de residuos.....									174,68
APARTADO 1.6 Control de Calidad									
1.6.1	Ud Conjunto de pruebas y ensayos necesarios para cumplir normativa								
	Conjunto de pruebas y ensayos, realizados por un organismo de control en el área técnica correspondiente, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								300,00	300,00
TOTAL APARTADO 1.6 Control de Calidad.....									300,00
APARTADO 1.7 Seguridad y salud									
1.7.1	Ud Sistemas de protección colectiva, para cumplir normativa vigente								
	Conjunto de sistemas de protección colectiva, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								300,00	300,00
1.7.2	Ud Equipos de protección individual, para cumplir normativa vigente								
	Conjunto de equipos de protección individual, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								250,00	250,00
1.7.3	Ud Elementos de balizamiento y señalización provisional de obras								
	Conjunto de elementos de balizamiento y señalización provisional de obras, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								100,00	100,00
TOTAL APARTADO 1.7 Seguridad y salud.....									650,00

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
APARTADO 1.8 Mano de obra									
1.8.1	h Mano de obra								
	Presupuestos anteriores						128,00		
								24,00	3.072,00
									3.072,00
									TOTAL APARTADO 1.8 Mano de obra 3.072,00
APARTADO 1.9 Mantenimiento									
1.9.1	h Mantenimiento de la instalación fotovoltaica								
	Presupuestos anteriores						16,00		
								24,00	384,00
									384,00
									TOTAL APARTADO 1.9 Mantenimiento 384,00
									TOTAL SUBCAPÍTULO CP1 Proyecto instalación fotovoltaica 29.407,57
SUBCAPÍTULO CP2 Proyecto punto de recarga vehículos eléctricos									
2.1	Ud Punto de recarga								
	Suministro, colocación y puesta en marcha de cargador de coche eléctrico marca Schneider modelo EVLink Smart Wallbox de 22 kW. Incluido pedestal para montaje en canalización subterránea, así como la cimentación para el anclaje del pedestal.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								1.400,00	1.400,00
2.2	Ud Instalación eléctrica								
	Instalación de interruptor diferencial ID 4P 40A 30mA A-SI e interruptor combinado magnetotérmico-protectores contra sobretensiones permanentes y transitorias, formado por interruptor automático magnetotérmico C60M, tetrapolar (3P+N), 40A. Suministro e instalación por canalización existente de línea formada por manguera tipo BARRYNAX RZ-0,6/1KV 5G10. Ejecución de canalización de línea subterránea para línea de punto de recarga de 40x60 con tubo de D90mm y acabado en acera o tierra. Instalación de tubo de PVC rígido de 32mm aéreo, incluyendo tubo de acero de 40mm para paso aéreo subterráneo.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								1.355,20	1.355,20
2.3	Ud Mano de obra								
	Equipo formado por un oficial de 1º electricista y peón de electricidad.								
	Presupuestos anteriores						1,00		
								288,00	288,00
									3.043,20
									TOTAL SUBCAPÍTULO CP2 Proyecto punto de recarga 3.043,20
									TOTAL CAPÍTULO CAP Presupuesto instalación fotovoltaica y punto de recarga 32.450,77
									TOTAL 32.450,77

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS
1	Presupuesto instalación fotovoltaica y punto de recarga.....	32.450,77
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	32.450,77
	13,00% Gastos generales	4.218,60
	6,00% Beneficio industrial.....	1.947,04
	PRESUPUESTO DE CONTRATA	38.616,41
	21,00% I.V.A.....	8.109,44
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	46.725,85

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CUARENTA Y SEIS MIL SETECIENTOS VEINTICINCO con OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS

6. ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

El continuo cambio en la normativa referida a instalaciones de generación, así como la evolución del precio de la electricidad en el mercado eléctrico, dificulta el análisis económico de las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, se ha procedido a realizar un estudio de viabilidad del proyecto, con el fin de conocer el valor aproximado del periodo de amortización de esta. Para el análisis, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se asume un precio de venta de la energía generada de 0,049 €/kWh, tarifa tomada de “Tarifa Plana Solar”.
- Se asume que los precios de la Tarifa 3.1A contratada por la instalación no se modificarán. La tarifa empleada es la Tarifa 3.1A de ODF Energía.
- Se considera como ingreso tanto la venta de excedentes como el ahorro de energía debido a la instalación fotovoltaica. En concreto, los ingresos obtenidos anualmente serán los siguientes:

Tabla 42. Estudio de ahorro del coste de energía

MES	AHORRO	AHORRO VENTA	AHORRO TOTAL
ENERO	269,67	57,78	327,45
FEBRERO	429,52	32,47	461,99
MARZO	495,68	43,30	538,98
ABRIL	673,31	58,08	731,40
MAYO	518,31	77,09	595,40
JUNIO	490,61	66,84	557,45
JULIO	100,20	169,08	269,28
AGOSTO	96,96	163,64	260,60
SEPTIEMBRE	413,34	77,26	490,61
OCTUBRE	429,27	44,75	474,02
NOVIEMBRE	378,33	23,55	401,87
DICIEMBRE	260,54	45,89	306,43
AHORRO ANUAL	4555,74	859,73	5415,00

Se considerará que se obtiene un ingreso anual constante de 5.415€.

Para el estudio de viabilidad, se van a obtener tres parámetros: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Rentabilidad y el Pay-Back descontado. A partir de estos tres parámetros es posible tener una visión completa acerca de la viabilidad del proyecto planteado.

6.1. Payback descontado

El payback, también conocido como plazo de recuperación, es un parámetro indicador en el cual se obtiene el año de retorno de inversión de un proyecto.

Para el cálculo del Payback, es necesario tener en cuenta los gastos, ingresos, así como la tasa de descuento empleada. La tasa de descuento representa el valor actual de un capital futuro. En este caso, la tasa de descuento empleada es del 3%.

La ecuación que permite obtener el Payback de un proyecto, es la siguiente:

$$\text{Payback} = a + \frac{I_0 - b}{Ft} \quad (47)$$

Donde:

- a: número del periodo anterior hasta recuperar la inversión inicial.
- I_0 : inversión inicial del proyecto.
- b: suma de los flujos de caja hasta el final del periodo “a”.
- Ft: flujo de cada del año en que se recupera la inversión.

Sabiendo que la inversión inicial del proyecto es de 46.725,85€ y que los ingresos que se obtienen son del ahorro de energía y venta de excedentes por parte de la instalación fotovoltaica, se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 43. Flujo de caja acumulado

AÑO	FLUJO	DESCUENTO	FLUJO ACTUAL	FLUJO ACUMULADO
0	-46725,85	1,00	-46725,85	-46725,85
1	5415,47	1,03	5257,74	-41468,11
2	5415,47	1,06	5104,60	-36363,51
3	5415,47	1,09	4955,92	-31407,59
4	5415,47	1,13	4811,58	-26596,01
5	5415,47	1,16	4671,43	-21924,58
6	5415,47	1,19	4535,37	-17389,21
7	5415,47	1,23	4403,27	-12985,94
8	5415,47	1,27	4275,02	-8710,91
9	5415,47	1,30	4150,51	-4560,41
10	5415,47	1,34	4029,62	-530,79
11	5415,47	1,38	3912,25	3381,46
12	5415,47	1,43	3798,30	7179,77
13	5415,47	1,47	3687,67	10867,44
14	5415,47	1,51	3580,26	14447,70
15	5415,47	1,56	3475,98	17923,69
16	5415,47	1,60	3374,74	21298,43
17	5415,47	1,65	3276,45	24574,88
18	5415,47	1,70	3181,02	27755,89
19	5415,47	1,75	3088,37	30844,26
20	5415,47	1,81	2998,41	33842,68

$$\text{Payback} = 10 + \frac{530,79}{3912,25} = 10,13 \text{ años}$$

El Payback obtenido para el proyecto completo es de aproximadamente 10 años, por lo que, a los 10 años, se recuperaría la inversión realizada en dicho proyecto.

6.2. Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es la suma de cobros y pagos de una inversión. Si el VAN es positivo, el proyecto será rentable, siendo más rentable cuanto mayor es el valor del VAN. La siguiente fórmula permite calcular el VAN del proyecto (Morales, s.f.):

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1 + i_t)^t} \quad (48)$$

Siendo:

- FNC_t : flujo neto de caja en el período t, es decir, la diferencia entre cobros y pagos en el período t.
- n: momento en el que tienen lugar los últimos cobros y pagos.
- t: tiempo, medido en años, en este caso se toma un periodo de 20 años como vida útil aproximada.
- i_t : tipo de interés en el período t.

Una vez calculado el VAN, se concluye que:

- Si el $VAN > 0$, el proyecto será rentable.
- Si el $VAN = 0$, el proyecto no proporciona ni beneficio ni pérdidas,
- Si el $VAN < 0$, el proyecto no es rentable.

El VAN coincide con la última columna de la Tabla 43, siendo el valor de este el último:

$$VAN = 33.842,68€$$

Por lo que el proyecto es rentable, tal y como se ha visto en el Payback.

6.3. Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es la tasa de rentabilidad que proporciona una inversión. El resultado expresa el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión. Si la TIR es mayor al coste de oportunidad, siendo este la tasa que hace 0 el VAN, el proyecto será rentable. La TIR se puede obtener mediante la siguiente fórmula (Sevilla, s.f.):

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (49)$$

Una vez calculada la TIR, se puede concluir que:

- Si el valor del TIR > 0, el proyecto será rentable.
- Si el valor del TIR = 0, el proyecto no tendrá ni pérdidas ni beneficio
- Si el valor del TIR < 0, el proyecto no es rentable.

Haciendo uso de una calculadora de TIR online, se obtiene un resultado del TIR de:

$$TIR = 9,80 \%$$

El proyecto sería rentable puesto que el TIR > 0 a los 20 años.

7. CONCLUSIONES

El objetivo de este proyecto se ha centrado en el diseño de las instalaciones de fotovoltaica y punto de recarga, así como el estudio de viabilidad de ambas.

Primero, se ha analizado el recurso solar disponible en la zona escogida, correspondiente al instituto IVAF-Luis Fortich. Asimismo, se ha realizado un estudio energético mediante las curvas horarias facilitadas por la propiedad, con el fin de poder ajustar la potencia de la instalación fotovoltaica requerida. En dicho estudio se ha tenido en cuenta la potencia de un punto de recarga, el cual se instala en el parking del mismo instituto, con el fin de fomentar y apoyar el uso del vehículo eléctrico.

Seguidamente, se ha procedido a diseñar la instalación eléctrica necesaria para ambas instalaciones. Para ello, ha sido necesario elegir una serie de componentes propios de cada instalación, tales como los paneles fotovoltaicos, inversores, cableado, protecciones, etc. Las fichas técnicas de los elementos más relevantes se adjuntan en el Anexo II de este proyecto.

En cuanto al mantenimiento de la instalación fotovoltaica, el cual es clave para el buen funcionamiento de la instalación, se ha planteado un posible plan de mantenimiento, en el que se incluyen todos los elementos de la instalación (paneles, cuadros, canalizaciones, etc.). Se trata de un aspecto importante puesto que un incorrecto mantenimiento puede suponer un porcentaje de pérdidas elevado en energía generada. También se ha planteado un pequeño estudio de las labores necesarias para el desmantelamiento de la instalación, ya que, a pesar de tener una vida útil de aproximadamente 20 años (esta cifra ha aumentado los últimos años), es necesario tener en cuenta la fase de desmantelamiento.

Por último, en lo que respecta al estudio de viabilidad económica, en el apartado 6, se concluye que, tras calcular los indicadores de rentabilidad, el proyecto es rentable. En concreto, es rentable a partir del décimo año, año en que se recupera la inversión inicial de ambas instalaciones.

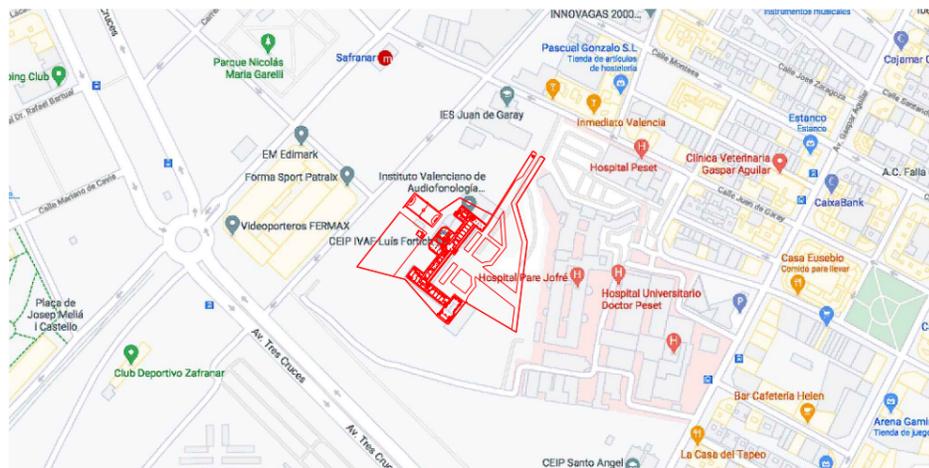
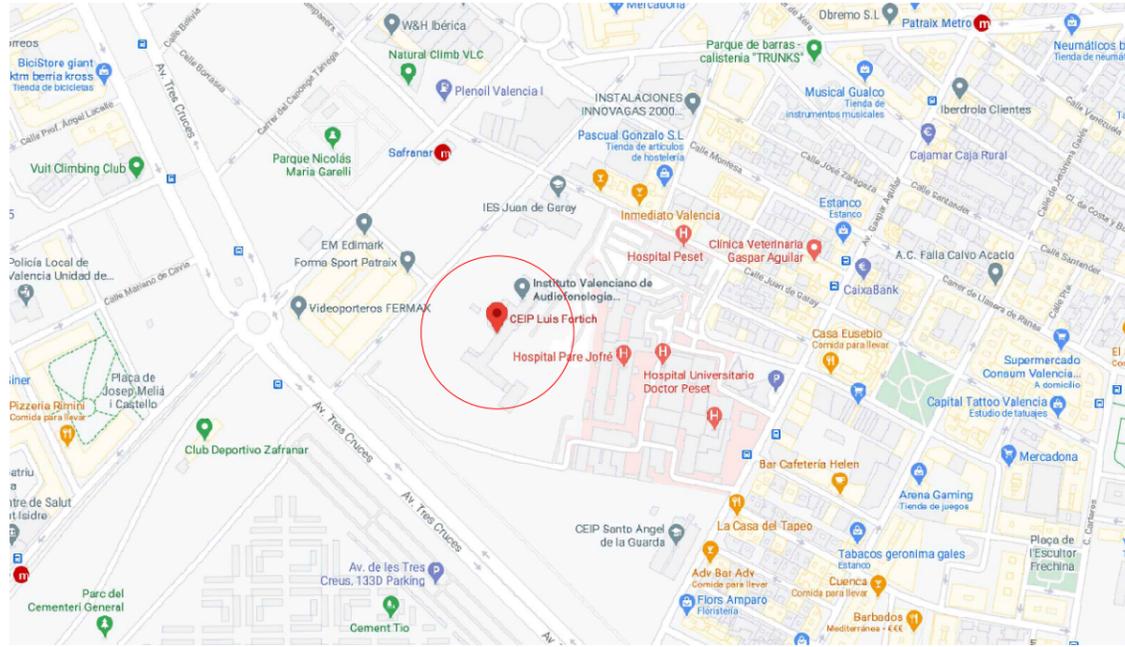
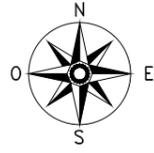
En conclusión, se confirma que este proyecto es viable económicamente y contribuye a la transición energética en España.

8. REFERENCIAS

- [1] IDAE, 11 Noviembre 2011. [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf [Último acceso: Febrero 2021].
- [2] «<http://www.adrase.com/>,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [3] «www.REE.es,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [4] «<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/rentabilidad-paneles-solares/>,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [5] «<https://www.socialenergy.es/blog/como-funciona-instalacion-solar-fotovoltaica/>,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [6] «<http://pelandintecno.blogspot.com/2014/04/semiconductores-intrinsecos-y.html>,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [7] http://quegrande.org/apuntes/grado/1G/TEG/teoria/10-11/tema_5_-_diodos_de_union_p-n.pdf. [En línea]. [Último acceso: Abril 2021].
- [8] «www.solar-world-usa.com,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [9] «<http://eliseosebastian.com/wp-content/uploads/2012/07/Componentes-de-Panel-Solar-Fotovoltaico.pdf>,» [En línea] [Último acceso: Marzo 2021].
- [10] «http://seslab.org/fotovoltaico/4_coordenadas_solares.html,» [En línea] [Último acceso: Abril 2021].
- [11] «<https://www.photopills.com/es/articulos/entendiendo-el-azimut-la-elevacion>,» [En línea] [Último acceso: Marzo 2021].
- [12] Red, «www.IDAE.es,» [En línea] [Último acceso: Marzo 2021].
- [13] «www.ec.europa.eu,» [En línea] [Último acceso: Marzo 2021].
- [14] <https://www.google.es/maps/preview>. [En línea]. [Último acceso: Febrero 2021].
- [15] «<https://es.climate-data.org>,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [16] «<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>,» [En línea] [Último acceso: Marzo 2021].
- [17] F. S. App, «<https://eu5.fusionsolar.huawei.com/>,» [En línea]. [Último acceso: Mayo 2021].
- [18] I.-B.-2. -. T. Y. C. P. Tensión. [En línea]. [Último acceso: Abril 2021].
- [19] <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/411/MAZA%20Y%20G%C3%93MEZ.pdf>, «<https://www.mincotur.gob.es>,» [En línea]. [Último acceso: Junio 2021].
- [20] I. B. 5. -. I. P. L. R. D. V. ELÉCTRICOS. [En línea]. [Último acceso: Junio 2021].
- [21] https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=Catalogo+EVlink+2019.pdf&p_Doc_Ref=COM-POWER-VE-CA3-ENcatEV2019. [En línea]. [Último acceso: Junio 2021].
- [22] «<http://circuitor.es/es/formacion/armonicos-electricos>,» [En línea]. [Último acceso: Julio 2021].
- [23] «http://ingenieros.es/files/proyectos/Armonicos_en_sistemas_electricos.pdf,» [En línea]. [Último acceso: Julio 2021].

- [24] I. 61000-3-12, «[https://www.monsolar.com/blog/como-afecta-la-temperatura-a-una-placa-solar-2/](https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0049678#:~:text=3%2D12%3A2012-,Compatibilidad%20electromagn%C3%A9tica%20(CEM).,%3C%3D%2075%20A%20por%20fase.,» [En línea]. [Último acceso: Julio 2021].</p><p>[25] «<a href=),» [En línea] [Último acceso: Marzo 2021].
- [26] I.-B.-4. -. I. g. d. B. Tensión, «www.boe.es,» [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [27] «<https://www.monsolar.com/blog/conexion-serie-de-paneles-solares-leapfrog-wiring-o-salto-de-la-rana/>,» [En línea]. [Último acceso: Abril 2021].
- [28] I.-B.-0. -. R. S. p. d. e. B. Tensión. [En línea] [Último acceso: Febrero 2021].
- [29] I. B. 1. -. I. i. o. r. p. generales, «www.boe.es,» [En línea].
- [30] V. V. Morales, «Economipedia,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html> [Último acceso: Junio 2021].
- [31] A. Sevilla, «Economipedia,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html> [Último acceso: Junio 2021].
- [32] http://quegrande.org/apuntes/grado/1G/TEG/teoria/10-11/tema_5_-_diodos_de_union_p-n.pdf. [En línea]. [Último acceso: Abril 2021].

9. PLANOS



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica de autoconsumo de 55kWp e incorporación de un punto de recarga de vehículo eléctrico de 22kW en el CEIP IVAF Luis Fortich (Valencia)

Plano: Plano situación IVAF Luis Fortich

Autor: Irene Martínez Alamar

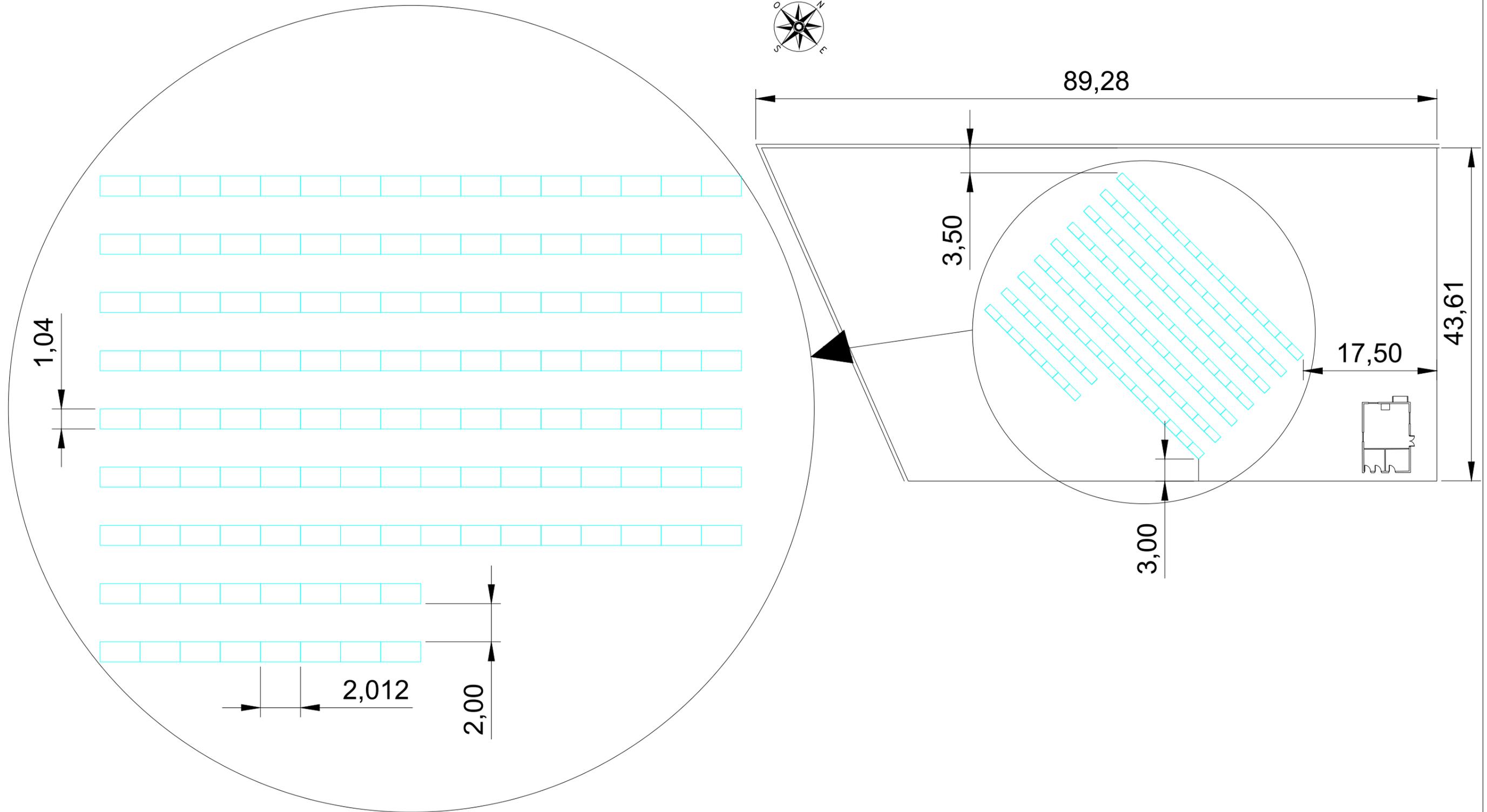
Fecha: Junio 2021

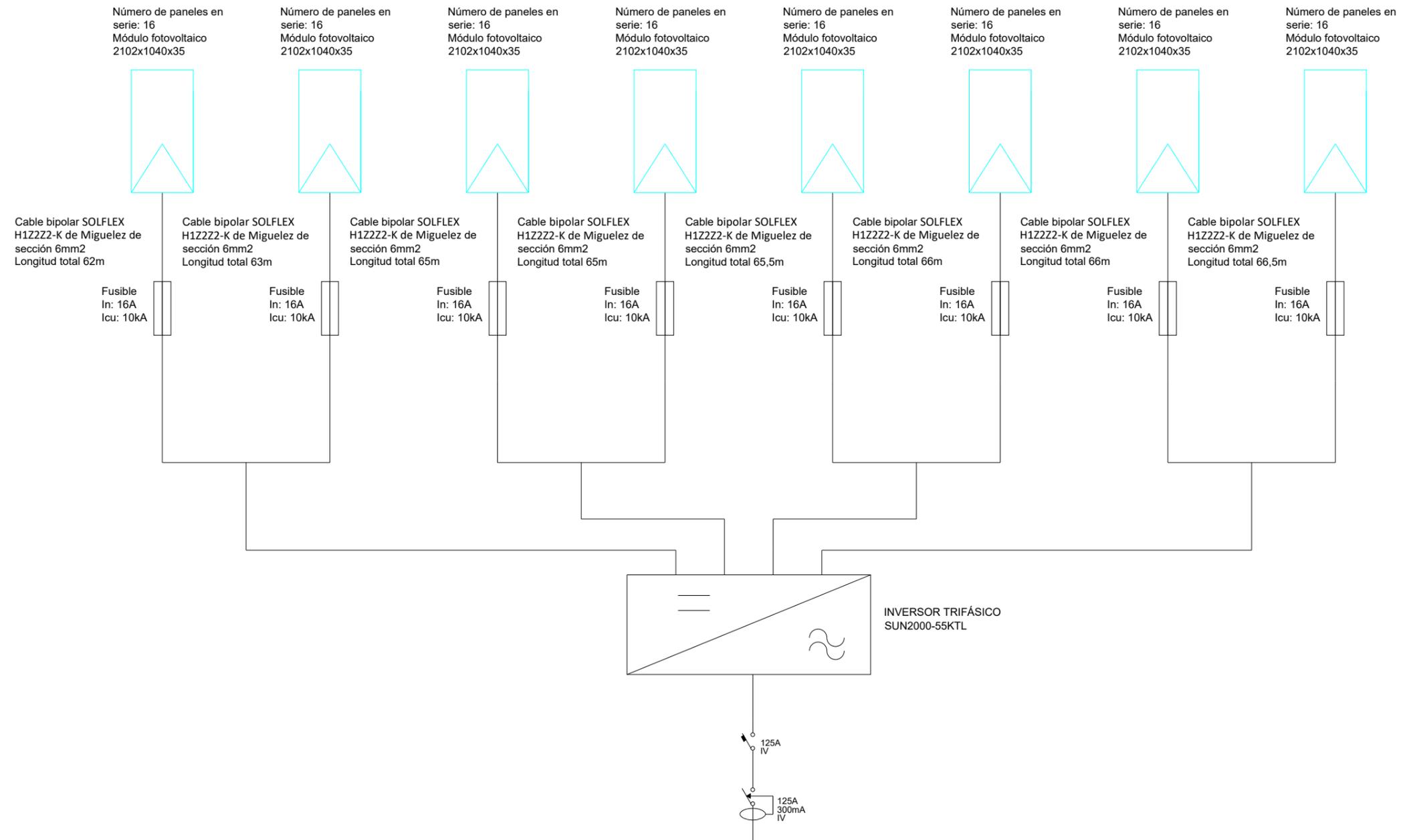
Escala: SE

Nº Plano:

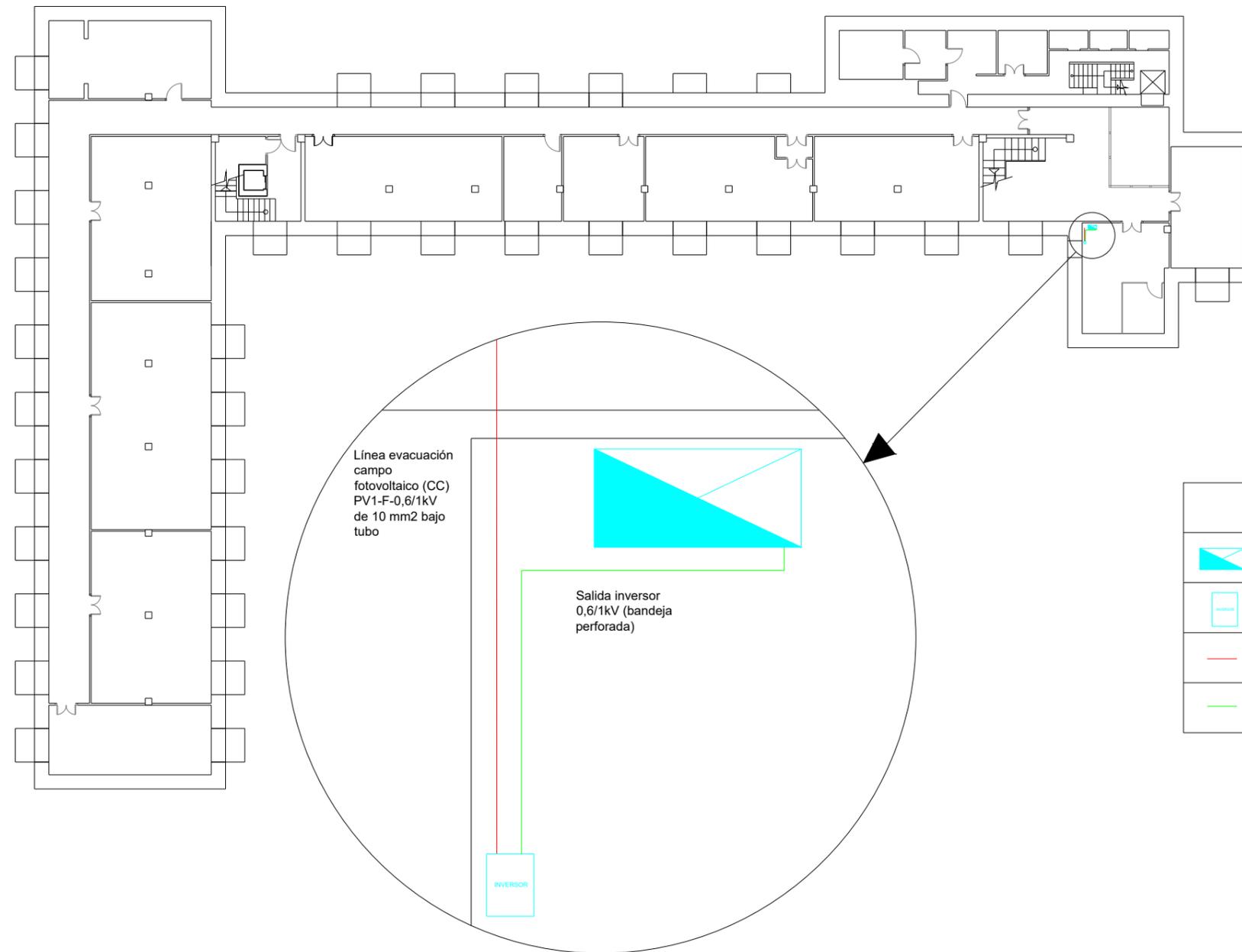
1

Escala 1:200



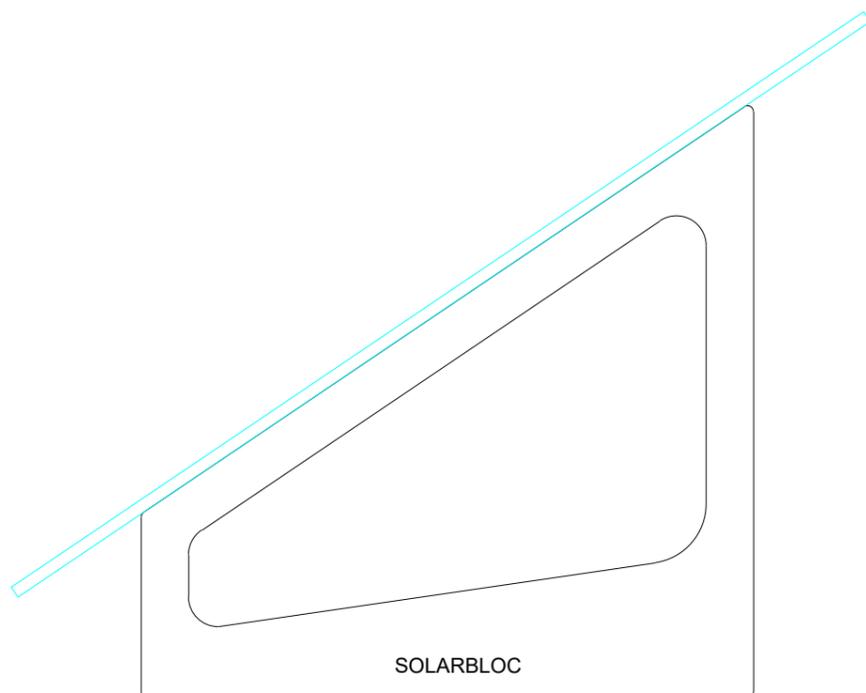


LEYENDA	
	Paneles fotovoltaicos
	Fusibles en caja de conexión
	Inversor SUN2000-55kTL
	Conductores
	125A IV Interruptor automático
	125A 300mA IV Interruptor diferencial



LEYENDA	
	CGBT
	INVERSOR SUN2000-55KTL
	LINEA CC
	LINEA AC

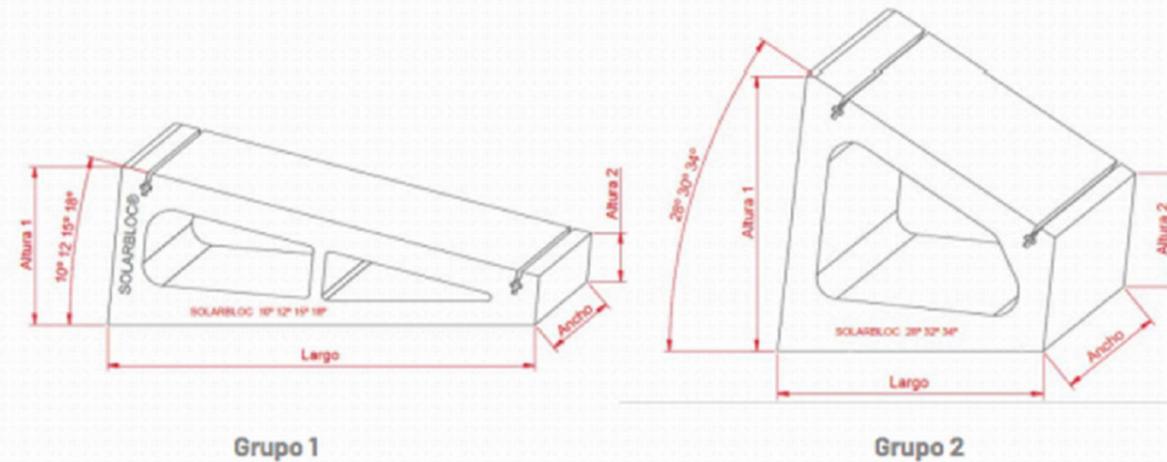
Escala 1:20

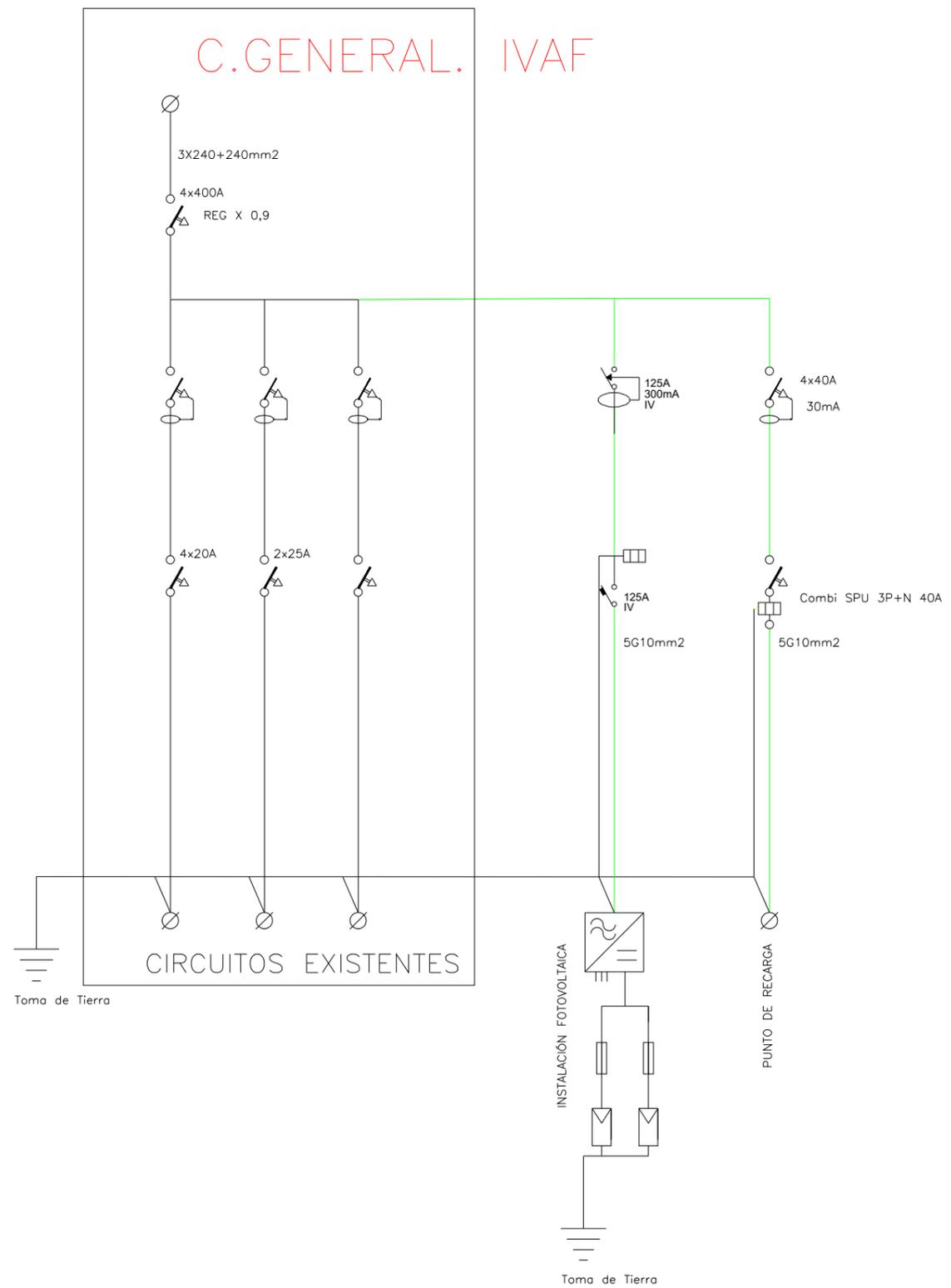


DIMENSIONES Y PESOS SEGÚN LA INCLINACIÓN

Inclinación apoyos

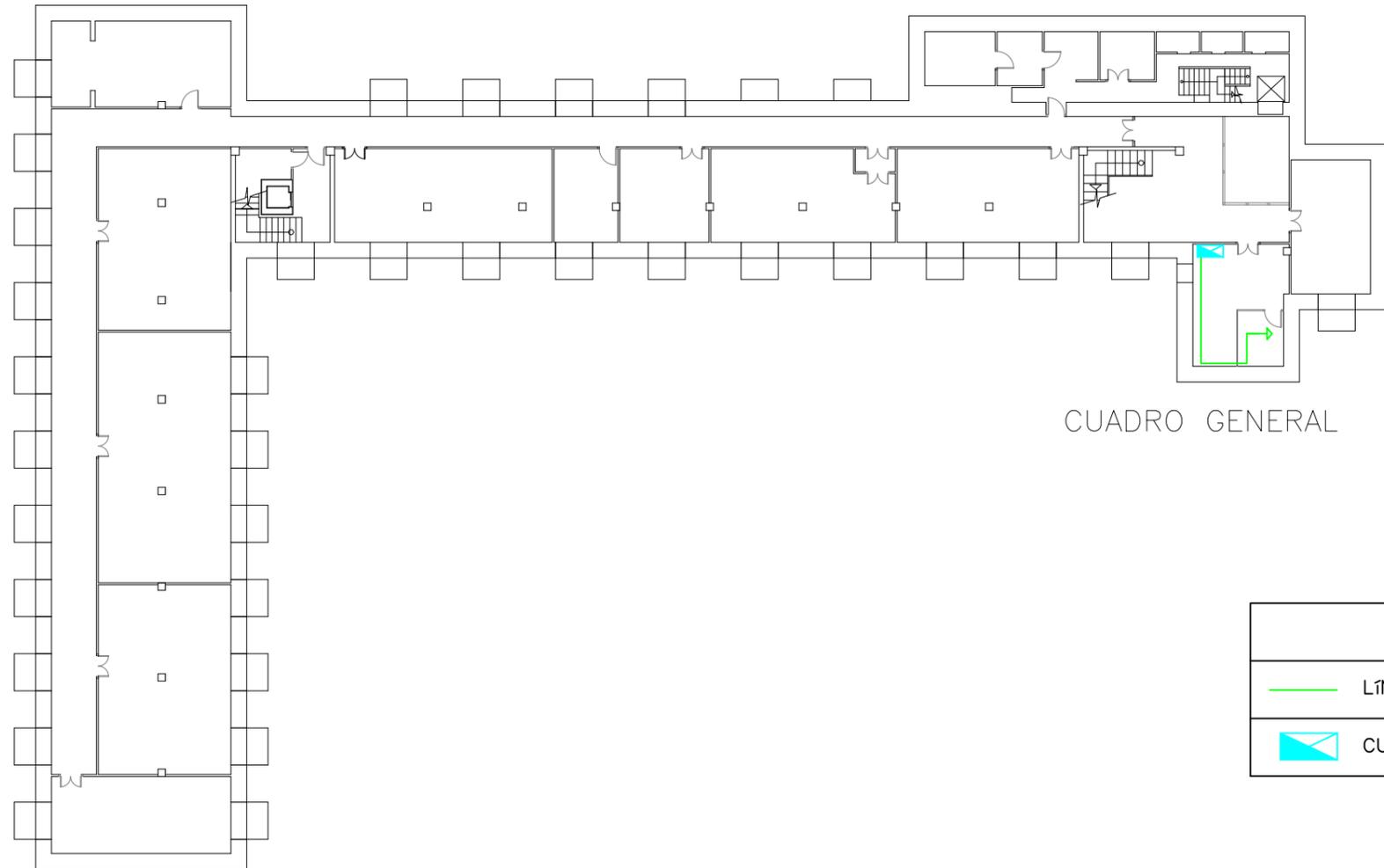
Grupo	Grupo 1				Grupo 2		
Inclinación	10°	12°	15°	18°	28°	30°	34°
Altura 1 (cm)	33,24	34,97	37,47	40,94	58,95	58,94	62,84
Altura 2 (cm)	15,98	14,21	11,54	9,91	26,11	26,03	25,98
Largo (cm)	100,0	100,0	100,06	100,38	60,00	60,04	60,32
Ancho (cm)	18,00	18,00	18,00	18,00	23,50	23,50	23,50
Peso (kg)	60,00	60,00	60,00	60,00	68,00	71,30	77,80
Composición	HM-20						





LEYENDA	
	Paneles fotovoltaicos
	Fusibles en caja de conexión
	Inversor SUN2000-55tkl
	Conductores
	Interruptor automático 125A IV
	Interruptor diferencial 125A 300mA
	Descargador de sobretensiones

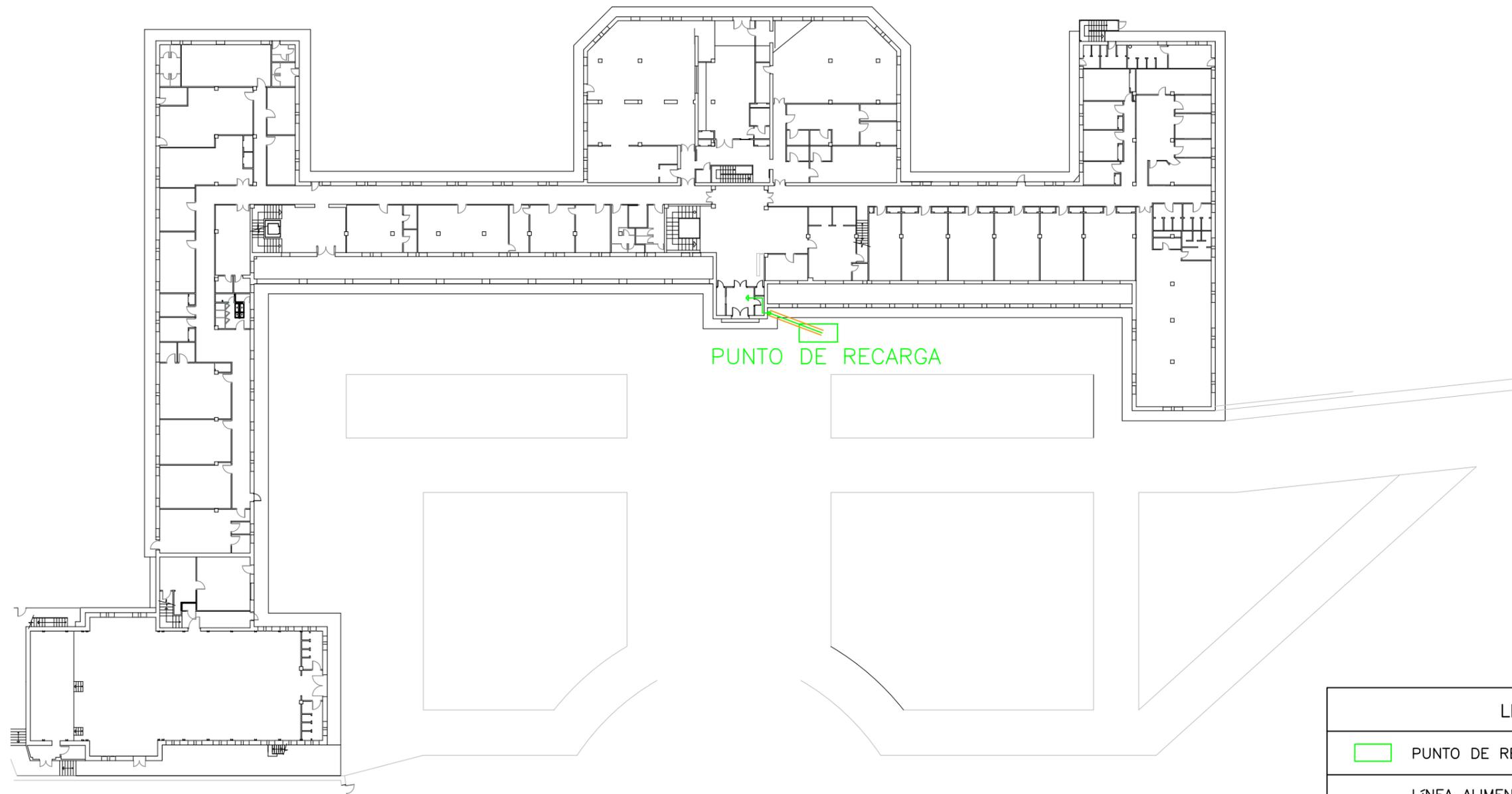
SÓTANO



CUADRO GENERAL

LEYENDA	
	LÍNEA ALIMENTACIÓN 5G10mm2 Cu RZ1kv
	CUADRO GENERAL DE BT EXISTENTE

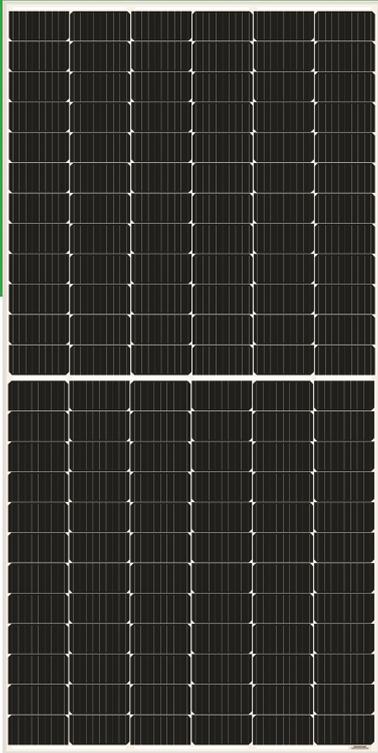
PLANTA BAJA



PUNTO DE RECARGA

LEYENDA	
	PUNTO DE RECARGA
	LÍNEA ALIMENTACIÓN 5G10mm ² Cu RZ1kv
	CUADRO GENERAL DE BT EXISTENTE
	LÍNEA EN CANALIZACION SUBTERRANEA

10. ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS



AS-6M144-HC

435W~465W

MONOCRYSTALLINE MODULE

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 21.27% by using innovative Half-cell design and Multi-busbar(MBB) cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.

CERTIFICATIONS

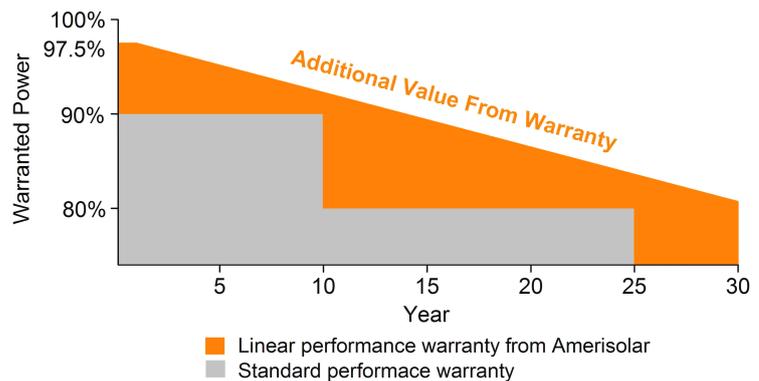
- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system



SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Maximum Power (P_{max})	435W	440W	445W	450W	455W	460W	465W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	49.6V	49.8V	50.0V	50.2V	50.4V	50.6V	50.8V
Short Circuit Current (I_{SC})	11.10A	11.16A	11.22A	11.28A	11.34A	11.40A	11.46A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	41.2V	41.4V	41.6V	41.8V	42.0V	42.2V	42.4V
Current at Maximum Power (I_{mp})	10.56A	10.63A	10.70A	10.77A	10.84A	10.91A	10.97A
Module Efficiency (%)	19.90	20.13	20.36	20.58	20.81	21.04	21.27
Operating Temperature	-40°C to +85°C						
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC						
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)						
Maximum Series Fuse Rating	20A						

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of P_{max}: 0~+3%; Measurement Tolerance: ±3%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Maximum Power (P_{max})	323W	327W	331W	335W	339W	343W	347W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	45.6V	45.8V	46.0V	46.2V	46.4V	46.6V	46.8V
Short Circuit Current (I_{SC})	8.99A	9.04A	9.09A	9.14A	9.19A	9.24A	9.29A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	37.4V	37.6V	37.8V	38.0V	38.2V	38.4V	38.6V
Current at Maximum Power (I_{mp})	8.64A	8.70A	8.76A	8.82A	8.88A	8.94A	8.99A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline PERC 166*83mm
Number of cells	144 (6x24)
Module dimensions	2102x1040x35mm (82.76x40.94x1.38inches)
Weight	24kg (52.9lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), Length: Portrait: 300mm (11.81inches); Landscape: 1400mm (55.12inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

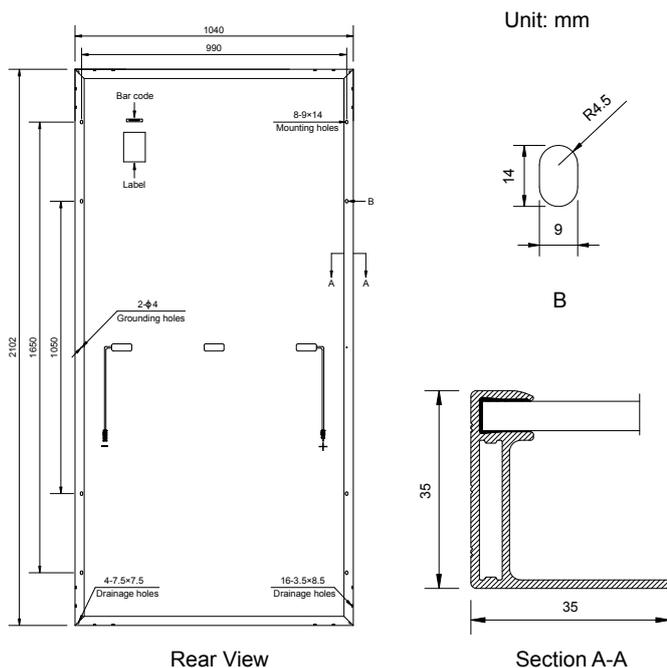
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of V_{OC}	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of I_{SC}	0.05%/°C

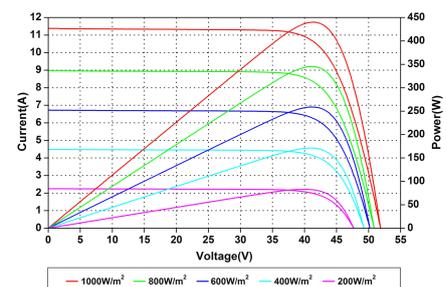
PACKAGING

Standard packaging	31pcs/pallet
Module quantity per 20' container	155pcs
Module quantity per 40' container	682pcs

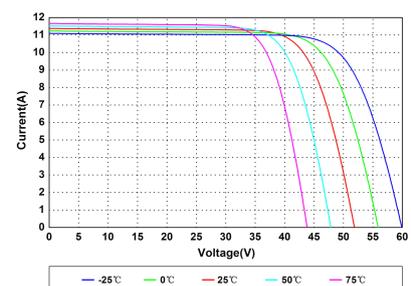
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Smart String Inverter

SUN2000-55KTL-HV-D1



Smart

- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

Efficient

- Max. efficiency 99.0%
- European efficiency 98.8%
- 4 MPPT per unit, effectively reducing string mismatch

Safe

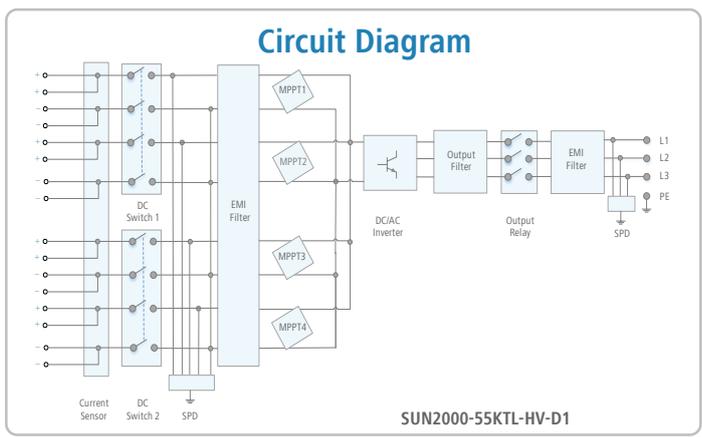
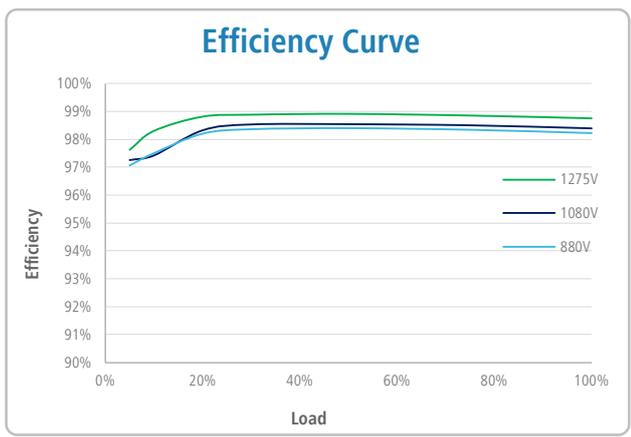
- DC switch integrated, safe and convenient for maintenance
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated
- Fuse free design

Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of IP65
- Type II surge arresters for both DC and AC

Smart String Inverter (SUN2000-55KTL-HV-D1)

Technical Specifications	SUN2000-55KTL-HV-D1
Efficiency	
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,450 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	55,000 W
Max. AC Apparent Power	60,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	60,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	39.7 A
Max. Output Current	43.7 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	930 x 600 x 270 mm (36.6 x 23.6 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC61727, G59/3, CEI 0-16, AS/NZS, DEWA, PEA, Resolution No. 07



The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No.:01-(201807)

SOLARBLOC[®]  PRETENSADOS DURÁN

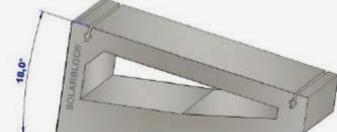
CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

NUEVOS GRADOS

Soporte de hormigón
para paneles solares



SOLARBLOC® 10°, 12°, 15°, 18°



SOLARBLOC® amplia su gama a 7 modelos
(10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°)



Diseñados con carril de hormigón
para la sujeción de anclajes.

Simplifique todo al máximo
con **SOLARBLOC®**





SISTEMA DE MONTAJE

Presentamos SOLARBLOC® como un sistema de montaje **sin estructura ni anclajes**, para la instalación de módulos solares sobre cubiertas o superficies planas.

SOLARBLOC® es un soporte prefabricado de hormigón, **diseñado para simplificar el montaje de instalación solares y abaratar los costes** al reducir en el resto de materiales necesarios.

El soporte SOLARBLOC® está desarrollado con una geometría y una masa que **permite fijar los paneles directamente** a él, esta masa es necesaria para contrarrestar la fuerza del viento y agentes externos.



SOLARBLOC® **elimina el proceso de montaje de estructura metálica.**

No se tiene que taladrar a la cubierta, por lo que **no afecta a la impermeabilidad** de ésta.

Simplifique todo al máximo, sólo tiene que colocar los soportes en la zona designada y fijar los paneles al soporte SOLARBLOC.



Ventas de SOLARBLOC:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Fijación del panel mediante carril incorporado al soporte.
- Elimina la estructura metálica.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

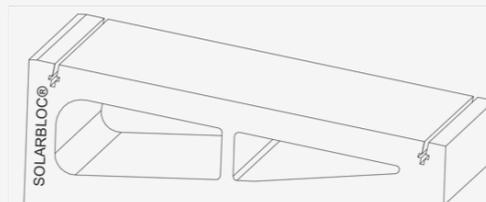


El montaje de SOLARBLOC:

- Colocar los soportes SOLARBLOC® en el lugar deseado.
- Montar las fijaciones de los paneles en el carril de hormigón.
 - Instalar los paneles sobre el soporte.

Datos técnicos:

- Composición; hormigón
- Ángulos soportes; 10º, 12º, 15º, 18º, 28º, 30º, 34º.
- Peso según ángulo; 60kg, 68kg, 71kg, 77kg.
- Fijación paneles; mediante carril y tornillería.
- Dimensiones; largo(60-100) ancho(23-16)cm.
- tud/palets: 20 -16.



Con SOLARBLOC para cubiertas o superficies planas minimizará costes:

- Por simplicidad y rapidez de ejecución.





Soporte de hormigón
para paneles solares



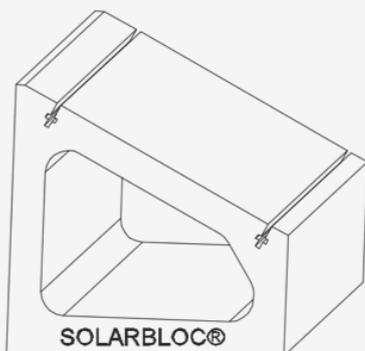
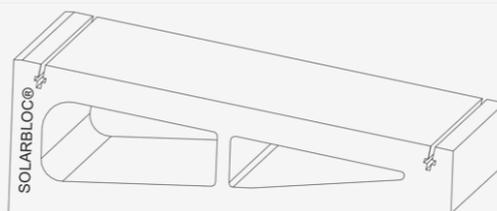
● INSTRUCCIONES DE MONTAJE SOLARBLOC®

1º ELIGE EL SOPORTE Y LOS GRADOS

El sistema SOLARBLOC® cubiertas y superficies planas, permite fijar los paneles solares directamente al soporte, por lo que no es necesario montar estructura.

Los soportes SOLARBLOC® se fabrican en siete grados distintos, 10º, 12º, 15º, 18º, 28º, 30º y 34º.

Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.



REPLANTEA LA ZONA DE TRABAJO 2º

Una vez seleccionado el ángulo, tenemos que marcar la zona donde se colocarán los soportes SOLARBLOC® para el montaje de los paneles solares.

El terreno o la superficie donde se apoyen los soportes SOLARBLOC® debe ser plana, de lo contrario tiene que nivelarse.

Sobre suelos de tierra se puede utilizar grava para nivelar el terreno. Los soportes se deben empotrar sobre la grava unos centímetros para evitar deslizamientos.

3º COLOCA LOS SOLARES SOLARBLOC®

Las piezas tienen una masa entre 60 y 77kg, dependiendo del grado de inclinación del soporte, por lo que para su desplazamiento es **aconsejable la utilización de carretilla** o similar.



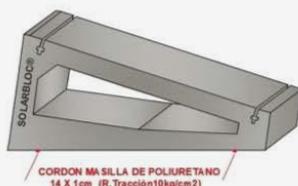
3.1. Manipulación del soporte

1. Desplazar los soportes al lugar seleccionado.
2. Colocar el primer y el último soporte de la fila. Unirlos mediante una cuerda de replanteo por la parte superior, servirá para comprobar la nivelación y alineación.
3. Completar la fila con los soportes SOLARBLOC® según el replanteo establecido.

3.2. Consideraciones en función al tipo de cubierta, superficies y cargas de viento

3.2.1. Se recomienda fijar los soportes a la superficie de apoyo con uno o dos cordones de adhesivo, aumentar el peso de los soportes SOLARBLOC® añadiendo Lastres por la base, o duplicar el número de SOLARBLOC® por módulo para **aumentar la resistencia a vientos** superiores a Beaufort 9 (Temporal fuerte).

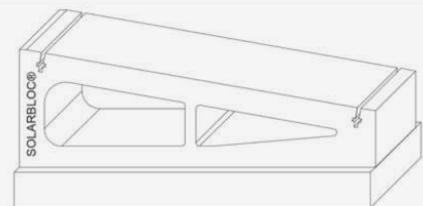
PEGADO DEL SOPORTE SOLARBLOC POR LA BASE



LA LONGITUD MÍNIMA DE LOS CORDONES DE ADHESIVO DEBE SER 14cm.



BASE



EL PEGADO DE LOS SOLARBLOC A LOS LASTRES DEBE SER CON 2 CORDONES DE ADHESIVO PARA MATERIAL PETREC CON RESISTENCIA A TRACCIÓN MÍNIMA DE 10kg/cm²





3.2.2. En superficies con **coeficientes de rozamiento bajo** es necesario fijar los soportes Solarbloc con adhesivo para evitar deslizamientos.

En caso de no poder fijar los soportes, se tendrá que poner entre la base del Solarbloc y la superficie de apoyo una **manta de caucho, neopreno o algún material que aumente el rozamiento**. La utilización de dichas mantas protege la impermeabilización de las cubiertas.

Con esta actuación se pretende que el soporte resista la carga de viento estimada antes de su desplazamiento.



*Es responsabilidad del proyectista y el montador de la obra dimensionar la estructura de la instalación fotovoltaica, también decidir el tipo de actuaciones complementarias para proteger la instalación.

4º MONTA LOS ANCLAJES AL SOPORTE **SOLARBLOC®**

Tras colocar los soportes, se procederá al montaje de los anclajes sobre el soporte SOLARBLOC®, realizando los siguientes pasos:

1. Ensamblar el anclaje formado por; omega de aluminio, tornillo, arandela y regleta para carril.





2. Introducir el anclaje ensamblado al carril de hormigón, por el lateral del soporte SOLARBLOC®.

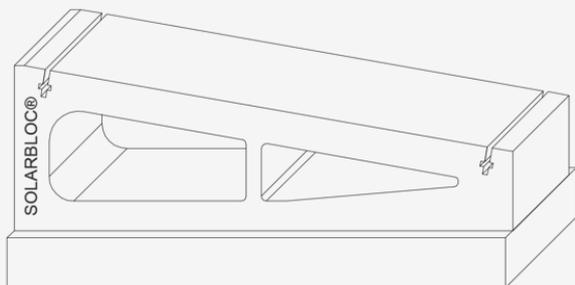
POSICIÓN DE LOS MÓDULOS

5º

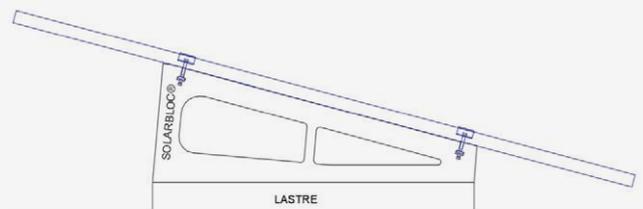
Con SOLARBLOC® de **28º, 30º y 34º** los módulos se tienen que montar en **posición horizontal**.

SOLARBLOC de **10º, 12º, 15º y 18º** permite montar los **módulos de 60 células en vertical y horizontal**.

*Módulos > 60 células montaje en vertical de **10º a 12º**, y horizontal de **10º a 18º**. Por las dimensiones del módulo, se recomienda añadir lastres bajo el soporte para aumentar peso (punto 3.2.1.)



*Para montar **módulos > 60 células en vertical de 15º a 18º**, es necesario añadir lastres bajo el soporte **para ganar altura, centrar el módulo y aumentar el peso** (punto 3.2.1.)





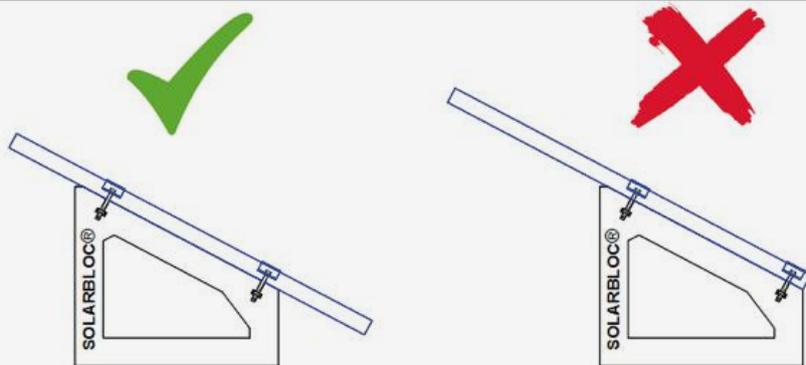
6º

INSTALA LOS PANELES SOLARES AL SOPORTE **SOLARBLOC®**

Una vez montados los anclajes al soporte SOLARBLOC®, se fijará el marco del panel solar con el plano superior inclinado de SOLARBLOC®.

PASOS DE INSTALACIÓN DE MÓDULOS:

1. **Apoyar los extremos** del módulo sobre la superficie inclinada del soporte SOLARBLOC®.
2. Montar los módulos centrados al soporte SOLARBLOC®, de manera que **no sobresalga más de un lado que de otro** y ajustar los anclajes al marco del panel.
3. Por último, **colocar** el siguiente panel y apretar los anclajes para fijarlos.



* Par de apriete máximo 17N



Cada soporte incluye los anclajes metálicos, necesarios para la fijación de los módulos.

**SOLARBLOC® ADAPTABLE A
TODOS LOS MERCADOS**

PRETENSADOS DURÁN S.L. tiene capacidad de suministro global.

Trabajamos con envíos de grupajes, cargas completas o containers vía marítima.

Por su fácil utilización y simplicidad, **SOLARBLOC®** se adapta a **cualquier situación geográfica**, siendo muy considerado por las empresas del sector renovable.

PRETENSADOS DURÁN S.L. estudiará sus ofertas de **SOLARBLOC®** para cualquier situación geografía.

El sistema de montaje **SOLARBLOC®** es un producto innovador y exclusivo. Diseñado, desarrollado, fabricado y registrado por **PRETENSADOS DURÁN S.L.**



PRETENSADOS DURÁN S.L. Le responderá a cualquier duda o consulta sobre sus productos SOLARBLOC®.

Email:

fabrica@pretensadosduran.com

Oficinas centrales:

C/ Juan Ignacio Rodríguez Marcos, 1 A
06010 Badajoz (España)

Tlfno.:

(+34) 924 244 203 / (+34) 924 480 112

www.solarbloc.es

www.pretensadosduran.com

SOLARBLOC®



PRETENSADOS DURÁN



Hoja de características del producto

Características

EVH2S22P04K

EVlink Wallbox - 22 kW - T2 socket outlet with shutter - charging station



Principal

Gama	EVlink
Nombre del producto	EVlink Wallbox
Tipo de producto o componente	Estación de carga
Nombre corto del dispositivo	EVH2
Descripción de los polos	3P + N
Tipo de montaje	Empotrable en pared
Tipo de oferta	Estándar
Max power	22 kW 32 A
Number of charge point	1
Connection to the vehicle	Toma de corriente T2 con obturador
Sistema de control de accesos	Llave

Complementario

Rated supply voltage	380...415 V CA 50/60 Hz
Número de entradas	1
Tipo de entrada	Contacto para Limitador de potencia Contacto para carga retrasada
Tipo de control	1 blanco botón, función: parar/reiniciar Verde botón, función: Desbloqueo del cable
Señalizaciones en local	1 multi color LED, función: Indicador del estatus
Altura	480 mm
Anchura	331,5 mm
Profundidad	170 mm
Peso del producto	5,6 kg
Color	Blanco - tipo de cable: RAL 9003) Gris - tipo de cable: RAL 7016)
Normas	IEC 62196-2 IEC 62196-1

Certificaciones de producto	CB CE
-----------------------------	----------

Entorno

Grado de protección IP	IP54 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK10 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30...50 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...80 °C
Humedad relativa	5...95 %

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	8,12 kg
Paquete 1 Altura	26 cm
Paquete 1 ancho	40 cm
Paquete 1 Longitud	53,5 cm
Tipo de unidad del paquete 2	P06
Número de unidades en el paquete 2	4
Peso del paquete 2	41,94 kg
Paquete 2 Altura	80 cm
Ancho del paquete 2	80 cm
Longitud del paquete 2	60 cm

Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme 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

Smart Power Sensor



🎯 Preciso

- Precisión de medición: clase 1

✅ Fácil y sencillo

- Montaje en carril DIN estándar de 35 mm
- Tamaño pequeño, 1P2W 36 mm, 3P4W 72 mm
- Pantalla LCD para facilitar la configuración y la comprobación por los usuarios
- Conexión de acoplamiento para instalación
- Cables CT y RS485 incluidos en los accesorios

✅ Eficiente desde el punto de vista energético

- Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H
Especificaciones generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65,5 mm (3,9 x 1,4 x 2,6 pulgadas) as)	100 x 72 x 65,5 mm (3,9 x 2,8 x 2,6 pulgadas)
Tipo de montaje	Carril DIN35	
Peso (incluidos cables)	1,2 kg (2,6 lb)	1,5 kg (3,3 lb)
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Potencia de entrada (tensión física) ica)	176 VCA ~ 288 VCA	
Consumo de energía	$\leq 0,8$ W	≤ 1 W
Rango de medición		
Voltaje de línea	/	304 VCA ~ 499 VCA
Tensión física	176 VCA ~ 288 VCA	
Corriente	0 ~ 100 A	
Precisión de medición		
Tensión	$\pm 0,5$ %	
Corriente / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	$\pm 0,01$ Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios baudios	9600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus - RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 % HR ~ 95 % HR (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m / 33 pies)	
	1 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 pies) 	3 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 pies) 

El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual en el momento de imprimir este documento. Están sujetos a cambios técnicos, excepto errores y omisiones. Huawei no será responsable de equivocaciones ni errores de impresión. Para obtener más información, visite: solar.huawei.com. Versión No.: 01-(20180929)

11. ANEXO II: TABLAS ESTUDIO ENERGÉTICO

A continuación, se adjuntan los anexos correspondientes al cálculo de la potencia generada por los módulos fotovoltaicos de la opción escogida, de 128 placas. El contenido de los anexos, es el siguiente:

- Demanda de energía por parte de la instalación en días laborables y no laborables en los meses de enero y agosto. Se trata de las curvas horarias en los meses de enero y agosto, de las cuales, se extrapolan al resto de meses del año. En concreto, la curva de enero se emplea para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, septiembre, octubre, noviembre y diciembre; mientras que la de agosto para julio y agosto.
- Producción unitaria del modelo de placas escogido, obtenida a través de la irradiancia, mediante la fórmula indicada en los cálculos de la instalación fotovoltaica. En este caso se plantea para los 12 meses del año, puesto que la plataforma PVGIS permite obtener dichos datos para cada uno de los meses del año.
- Diferencia de demanda y producción para cada uno de los meses del año. En cada mes, se discierne entre día laborable o no laborable y día normal o nublado. En aquellos días y horas en que la producción excede la demanda, se ha señalado en rojo, puesto que, en ese caso, no se ha considerado como ahorro en la factura sino como venta de energía a una comercializadora.

DEMANDA FEBRERO		
HORA	L-V	S-D
0:45	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3648,00
7:45	25375,00	25191,25
8:45	35727,50	25216,75
9:45	48249,50	25183,75
10:45	44870,25	25128,50
11:45	48588,25	25021,25
12:45	49431,75	24995,25
13:45	76806,50	24801,00
14:45	67642,50	24869,25
15:45	50331,75	2911,00
16:45	49055,25	2981,00
17:45	38137,50	3157,50
18:45	27664,00	3670,75
19:45	4134,75	4000,00
20:45	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00

DEMANDA AGOSTO		
HORA	L-V	S-D
0:45	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	4000,00
7:45	25375,00	25799,25
8:45	27248,00	25216,75
9:45	31239,00	25183,75
10:45	28613,25	25128,50
11:45	34305,25	25021,25
12:45	34952,50	24995,25
13:45	30771,25	24801,00
14:45	4945,25	24869,25
15:45	4925,50	2911,00
16:45	5140,75	2981,00
17:45	4000,00	3114,75
18:45	4000,00	3176,25
19:45	4000,00	3200,00
20:45	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00

PRODUCCIÓN ENERO		
HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)
0:45	0	0
1:45	0	0
2:45	0	0
3:45	0	0
4:45	0	0
5:45	0	0
6:45	0	0
7:45	0	0
8:45	119	53,55
9:45	407	183,15
10:45	553	248,85
11:45	670	301,5
12:45	719	323,55
13:45	681	306,45
14:45	577	259,65
15:45	424	190,8
16:45	220	99
17:45	0	0
18:45	0	0
19:45	0	0
20:45	0	0
21:45	0	0
22:45	0	0
23:45	0	0

PRODUCCIÓN FEBRERO		
HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)
0:45	0	0
1:45	0	0
2:45	0	0
3:45	0	0
4:45	0	0
5:45	0	0
6:45	0	0
7:45	17	7,65
8:45	235	105,75
9:45	426	191,7
10:45	581	261,45
11:45	690	310,5
12:45	746	335,7
13:45	735	330,75
14:45	634	285,3
15:45	484	217,8
16:45	303	136,35
17:45	61	27,45
18:45	0	0
19:45	0	0
20:45	0	0
21:45	0	0
22:45	0	0
23:45	0	0

PRODUCCIÓN MARZO		
HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)
0:45	0	0
1:45	0	0
2:45	0	0
3:45	0	0
4:45	0	0
5:45	0	0
6:45	0	0
7:45	121	54,45
8:45	329	148,05
9:45	519	233,55
10:45	680	306
11:45	799	359,55
12:45	807	363,15
13:45	793	356,85
14:45	697	313,65
15:45	535	240,75
16:45	340	153
17:45	138	62,1
18:45	1	0,45
19:45	0	0
20:45	0	0
21:45	0	0
22:45	0	0
23:45	0	0

PRODUCCIÓN ABRIL		
HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)
0:45	0	0
1:45	0	0
2:45	0	0
3:45	0	0
4:45	0	0
5:45	0	0
6:45	44	19,8
7:45	206	92,7
8:45	401	180,45
9:45	600	270
10:45	747	336,15
11:45	855	384,75
12:45	809	364,05
13:45	699	314,55
14:45	539	242,55
15:45	351	157,95
16:45	164	73,8
17:45	21	9,45
18:45	0	0
19:45	0	0
20:45	0	0
21:45	0	0
22:45	0	0
23:45	0	0

PRODUCCIÓN MAYO			PRODUCCIÓN JUNIO			PRODUCCIÓN JULIO			PRODUCCIÓN AGOSTO		
HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)	HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)	HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)	HORA	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)
0:45	0	0	0:45	0	0	0:45	0	0	0:45	0	0
1:45	0	0	1:45	0	0	1:45	0	0	1:45	0	0
2:45	0	0	2:45	0	0	2:45	0	0	2:45	0	0
3:45	0	0	3:45	0	0	3:45	0	0	3:45	0	0
4:45	0	0	4:45	0	0	4:45	0	0	4:45	0	0
5:45	9	4,05	5:45	21	9,45	5:45	10	4,5	5:45	0	0
6:45	85	38,25	6:45	91	40,95	6:45	76	34,2	6:45	52	23,4
7:45	249	112,05	7:45	255	114,75	7:45	241	108,45	7:45	215	96,75
8:45	439	197,55	8:45	445	200,25	8:45	435	195,75	8:45	412	185,4
9:45	622	279,9	9:45	633	284,85	9:45	627	282,15	9:45	606	272,7
10:45	760	342	10:45	784	352,8	10:45	788	354,6	10:45	769	346,05
11:45	861	387,45	11:45	882	396,9	11:45	891	400,95	11:45	882	396,9
12:45	880	396	12:45	903	406,35	12:45	929	418,05	12:45	937	421,65
13:45	820	369	13:45	867	390,15	13:45	884	397,8	13:45	903	406,35
14:45	697	313,65	14:45	753	338,85	14:45	791	355,95	14:45	779	350,55
15:45	543	244,35	15:45	600	270	15:45	632	284,4	15:45	625	281,25
16:45	367	165,15	16:45	408	183,6	16:45	438	197,1	16:45	421	189,45
17:45	183	82,35	17:45	213	95,85	17:45	236	106,2	17:45	206	92,7
18:45	47	21,15	18:45	61	27,45	18:45	62	27,9	18:45	38	17,1
19:45	0	0	19:45	8	3,6	19:45	7	3,15	19:45	0	0
20:45	0	0	20:45	0	0	20:45	0	0	20:45	0	0
21:45	0	0	21:45	0	0	21:45	0	0	21:45	0	0
22:45	0	0	22:45	0	0	22:45	0	0	22:45	0	0
23:45	0	0	23:45	0	0	23:45	0	0	23:45	0	0

PRODUCCIÓN SEPTIEMBRE			PRODUCCIÓN OCTUBRE			PRODUCCIÓN NOVIEMBRE			PRODUCCIÓN DICIEMBRE		
HOR A	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)	HOR A	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)	HOR A	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)	HOR A	IRRADIACIÓN	POTENCIA (x1)
0:45	0	0	0:45	0	0	0:45	0	0	0:45	0	0
1:45	0	0	1:45	0	0	1:45	0	0	1:45	0	0
2:45	0	0	2:45	0	0	2:45	0	0	2:45	0	0
3:45	0	0	3:45	0	0	3:45	0	0	3:45	0	0
4:45	0	0	4:45	0	0	4:45	0	0	4:45	0	0
5:45	0	0	5:45	0	0	5:45	0	0	5:45	0	0
6:45	25	11,25	6:45	0	0	6:45	0	0	6:45	0	0
7:45	192	86,4	7:45	150	67,5	7:45	49	22,05	7:45	0	0
8:45	397	178,65	8:45	354	159,3	8:45	275	123,75	8:45	206	92,7
9:45	578	260,1	9:45	510	229,5	9:45	455	204,75	9:45	405	182,25
10:45	738	332,1	10:45	675	303,75	10:45	588	264,6	10:45	556	250,2
11:45	842	378,9	11:45	765	344,25	11:45	683	307,35	11:45	648	291,6
12:45	871	391,95	12:45	768	345,6	12:45	693	311,85	12:45	667	300,15
13:45	817	367,65	13:45	728	327,6	13:45	654	294,3	13:45	630	283,5
14:45	685	308,25	14:45	592	266,4	14:45	526	236,7	14:45	521	234,45
15:45	525	236,25	15:45	426	191,7	15:45	356	160,2	15:45	369	166,05
16:45	317	142,65	16:45	221	99,45	16:45	141	63,45	16:45	129	58,05
17:45	123	55,35	17:45	19	8,55	17:45	0	0	17:45	0	0
18:45	2	0,9	18:45	0	0	18:45	0	0	18:45	0	0
19:45	0	0	19:45	0	0	19:45	0	0	19:45	0	0
20:45	0	0	20:45	0	0	20:45	0	0	20:45	0	0
21:45	0	0	21:45	0	0	21:45	0	0	21:45	0	0
22:45	0	0	22:45	0	0	22:45	0	0	22:45	0	0
23:45	0	0	23:45	0	0	23:45	0	0	23:45	0	0

ENERO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3750,00	3648,00	3648,00
7:45	25375,00	25375,00	25191,25	25191,25
8:45	28873,10	34699,34	18362,35	24188,59
9:45	24806,30	44733,02	1740,55	21667,27
10:45	13017,45	40092,33	-6724,30	20350,58
11:45	9996,25	42799,45	-13570,75	19232,45
12:45	8017,35	43219,59	-16419,15	18783,09
13:45	37580,90	70922,66	-14424,60	18917,16
14:45	34407,30	62657,22	-8365,95	19883,97
15:45	25909,35	46668,39	-21511,40	-752,36
16:45	36383,25	47154,45	-9691,00	1080,20
17:45	38137,50	38137,50	3157,50	3157,50
18:45	27664,00	27664,00	3670,75	3670,75
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

FEBRERO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3750,00	3648,00	3648,00
7:45	24395,80	25228,12	24212,05	25044,37
8:45	22191,50	33697,10	11680,75	23186,35
9:45	23711,90	44568,86	646,15	21503,11
10:45	11404,65	39850,41	-8337,10	20108,66
11:45	8844,25	42626,65	-14722,75	19059,65
12:45	6462,15	42986,31	-17974,35	18549,81
13:45	34470,50	70456,10	-17535,00	18450,60
14:45	31124,10	62164,74	-11649,15	19391,49
15:45	22453,35	46149,99	-24967,40	-1270,76
16:45	31602,45	46437,33	-14471,80	363,08
17:45	34623,90	37610,46	-356,10	2630,46
18:45	27664,00	27664,00	3670,75	3670,75
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

MARZO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3750,00	3648,00	3648,00
7:45	18405,40	24329,56	18221,65	24145,81
8:45	16777,10	32884,94	6266,35	22374,19
9:45	18355,10	43765,34	-4710,65	20699,59
10:45	5702,25	38995,05	-14039,50	19253,30
11:45	2565,85	41684,89	-21001,15	18117,89
12:45	2948,55	42459,27	-21487,95	18022,77
13:45	31129,70	69954,98	-20875,80	17949,48
14:45	27495,30	61620,42	-15277,95	18847,17
15:45	19515,75	45709,35	-27905,00	-1711,40
16:45	29471,25	46117,65	-16603,00	43,40
17:45	30188,70	36945,18	-4791,30	1965,18
18:45	27606,40	27655,36	3613,15	3662,11
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

ABRIL

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	1215,60	3369,84	1113,60	3267,84
7:45	13509,40	23595,16	13325,65	23411,41
8:45	12629,90	32262,86	2119,15	21752,11
9:45	13689,50	43065,50	-9376,25	19999,75
10:45	1843,05	38416,17	-17898,70	18674,42
11:45	-659,75	41201,05	-24226,75	17634,05
12:45	2833,35	42441,99	-21603,15	18005,49
13:45	36544,10	70767,14	-15461,40	18761,64
14:45	36596,10	62985,54	-6177,15	20212,29
15:45	30114,15	47299,11	-17306,60	-121,64
16:45	39608,85	47638,29	-6465,40	1564,04
17:45	36927,90	37956,06	1947,90	2976,06
18:45	27664,00	27664,00	3670,75	3670,75
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

MAYO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	3481,60	3922,24	3481,60	3922,24
6:45	-1146,00	3015,60	-1248,00	2913,60
7:45	11032,60	23223,64	10848,85	23039,89
8:45	10441,10	31934,54	-69,65	21423,79
9:45	12422,30	42875,42	-10643,45	19809,67
10:45	1094,25	38303,85	-18647,50	18562,10
11:45	-1005,35	41149,21	-24572,35	17582,21
12:45	-1256,25	41828,55	-25692,75	17392,05
13:45	29574,50	69721,70	-22431,00	17716,20
14:45	27495,30	61620,42	-15277,95	18847,17
15:45	19054,95	45640,23	-28365,80	-1780,52
16:45	27916,05	45884,37	-18158,20	-189,88
17:45	27596,70	36556,38	-7383,30	1576,38
18:45	24956,80	27257,92	963,55	3264,67
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

JUNIO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	2790,40	3818,56	2790,40	3818,56
6:45	-1491,60	2963,76	-1593,60	2861,76
7:45	10687,00	23171,80	10503,25	22988,05
8:45	10095,50	31882,70	-415,25	21371,95
9:45	11788,70	42780,38	-11277,05	19714,63
10:45	-288,15	38096,49	-20029,90	18354,74
11:45	-2214,95	40967,77	-25781,95	17400,77
12:45	-2581,05	41629,83	-27017,55	17193,33
13:45	26867,30	69315,62	-25138,20	17310,12
14:45	24269,70	61136,58	-18503,55	18363,33
15:45	15771,75	45147,75	-31649,00	-2273,00
16:45	25554,45	45530,13	-20519,80	-544,12
17:45	25868,70	36297,18	-9111,30	1317,18
18:45	24150,40	27136,96	157,15	3143,71
19:45	3673,95	4065,63	3539,20	3930,88
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

JULIO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	3424,00	3913,60	3424,00	3913,60
6:45	-627,60	3093,36	-377,60	3343,36
7:45	11493,40	23292,76	11917,65	23717,01
8:45	2192,00	23489,60	160,75	21458,35
9:45	-4876,20	25821,72	-10931,45	19766,47
10:45	-16775,55	21804,93	-20260,30	18320,18
11:45	-17016,35	26607,01	-26300,35	17323,01
12:45	-18557,90	26925,94	-28515,15	16968,69
13:45	-20147,15	23133,49	-26117,40	17163,24
14:45	-40616,35	-1888,99	-20692,35	18035,01
15:45	-31477,70	-534,98	-33492,20	-2549,48
16:45	-20088,05	1356,43	-22247,80	-803,32
17:45	-9593,60	1960,96	-10478,85	1075,71
18:45	428,80	3464,32	-394,95	2640,57
19:45	3596,80	3939,52	2796,80	3139,52
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

AGOSTO

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	754,80	3300,72	1004,80	3550,72
7:45	12991,00	23517,40	13415,25	23941,65
8:45	3516,80	23688,32	1485,55	21657,07
9:45	-3666,60	26003,16	-9721,85	19947,91
10:45	-15681,15	21969,09	-19165,90	18484,34
11:45	-16497,95	26684,77	-25781,95	17400,77
12:45	-19018,70	26856,82	-28975,95	16899,57
13:45	-21241,55	22969,33	-27211,80	16999,08
14:45	-39925,15	-1785,31	-20001,15	18138,69
15:45	-31074,50	-474,50	-33089,00	-2489,00
16:45	-19108,85	1503,31	-21268,60	-656,44
17:45	-7865,60	2220,16	-8750,85	1334,91
18:45	1811,20	3671,68	987,45	2847,93
19:45	4000,00	4000,00	3200,00	3200,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

SEPTIEMBRE

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	2310,00	3534,00	2208,00	3432,00
7:45	14315,80	23716,12	14132,05	23532,37
8:45	12860,30	32297,42	2349,55	21786,67
9:45	14956,70	43255,58	-8109,05	20189,83
10:45	2361,45	38493,93	-17380,30	18752,18
11:45	89,05	41313,37	-23477,95	17746,37
12:45	-737,85	41906,31	-25174,35	17469,81
13:45	29747,30	69747,62	-22258,20	17742,12
14:45	28186,50	61724,10	-14586,75	18950,85
15:45	20091,75	45795,75	-27329,00	-1625,00
16:45	30796,05	46316,37	-15278,20	242,12
17:45	31052,70	37074,78	-3927,30	2094,78
18:45	27548,80	27646,72	3555,55	3653,47
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

OCTUBRE

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3750,00	3648,00	3648,00
7:45	16735,00	24079,00	16551,25	23895,25
8:45	15337,10	32668,94	4826,35	22158,19
9:45	18873,50	43843,10	-4192,25	20777,35
10:45	5990,25	39038,25	-13751,50	19296,50
11:45	4524,25	41978,65	-19042,75	18411,65
12:45	5194,95	42796,23	-19241,55	18359,73
13:45	34873,70	70516,58	-17131,80	18511,08
14:45	33543,30	62527,62	-9229,95	19754,37
15:45	25794,15	46651,11	-21626,60	-769,64
16:45	36325,65	47145,81	-9748,60	1071,56
17:45	37043,10	37973,34	2063,10	2993,34
18:45	27664,00	27664,00	3670,75	3670,75
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

NOVIEMBRE

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3750,00	3648,00	3648,00
7:45	22552,60	24951,64	22368,85	24767,89
8:45	19887,50	33351,50	9376,75	22840,75
9:45	22041,50	44318,30	-1024,25	21252,55
10:45	11001,45	39789,93	-8740,30	20048,18
11:45	9247,45	42687,13	-14319,55	19120,13
12:45	9514,95	43444,23	-14921,55	19007,73
13:45	39136,10	71155,94	-12869,40	19150,44
14:45	37344,90	63097,86	-5428,35	20324,61
15:45	29826,15	47255,91	-17594,60	-164,84
16:45	40933,65	47837,01	-5140,60	1762,76
17:45	38137,50	38137,50	3157,50	3157,50
18:45	27664,00	27664,00	3670,75	3670,75
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

DICIEMBRE

HORA	D-P L-V NORMAL	D-P L-V NUBLADO	D-P S-D NORMAL	D-P S-D NUBLADO
0:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
1:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
2:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
3:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
4:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
5:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
6:45	3750,00	3750,00	3648,00	3648,00
7:45	25375,00	25375,00	25191,25	25191,25
8:45	23861,90	33947,66	13351,15	23436,91
9:45	24921,50	44750,30	1855,75	21684,55
10:45	12844,65	40066,41	-6897,10	20324,66
11:45	11263,45	42989,53	-12303,55	19422,53
12:45	11012,55	43668,87	-13423,95	19232,37
13:45	40518,50	71363,30	-11487,00	19357,80
14:45	37632,90	63141,06	-5140,35	20367,81
15:45	29077,35	47143,59	-18343,40	-277,16
16:45	41624,85	47940,69	-4449,40	1866,44
17:45	38137,50	38137,50	3157,50	3157,50
18:45	27664,00	27664,00	3670,75	3670,75
19:45	4134,75	4134,75	4000,00	4000,00
20:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
21:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
22:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
23:45	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00

