



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

*ESTUDIO COMPARATIVO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA AISLADA Y UNA CONECTADA A
RED*

TRABAJO FINAL DEL

Grado en Ingeniería Eléctrica

REALIZADO POR

Jorge Anchel Esparcia

TUTORIZADO POR

Tania García Sánchez

CURSO ACADÉMICO: 2020/2021

INDICE

1. OBJETO DEL PROYECTO.	1
2. JUSTIFICACIONES.	2
2.1. JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA.	2
2.2. JUSTIFICACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA.	2
2.3. JUSTIFICACIÓN LEGAL.	2
3. SITUACIÓN.	3
4. DISEÑO AISLADA.	4
4.1. PREVISIÓN DE CARGAS.	4
4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN	4
4.3. OBTENCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS.	7
4.3.1. CÁLCULO MES MÁS DESFAVORABLE.	8
4.3.2. CÁLCULO DE PANELES.	10
4.4. OBTENCIÓN DE INVERSORES.	11
4.5. OBTENCIÓN DE BATERÍAS.	11
4.6. OBTENCIÓN DE REGULADORES.	12
4.7. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN.	12
5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	13
5.1. PREVISIÓN DE CARGAS.	13
5.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.	13
5.3. OBTENCIÓN DE PANELES.	13
5.3.1. ESTIMACIÓN CURVA DE CONSUMO DIARIO.	13
5.3.2. CÁLCULO DE PANELES.	15
5.3.3. ENERGÍA GENERADA.	15
5.4. OBTENCIÓN DE INVERSORES.	16
5.5. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN.	16
6. ESTUDIO ECONÓMICO.	17
6.1. ESTIMACIÓN COSTES INSTALACIÓN AISLADA.	17
6.1.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.	17
6.1.2. COSTE A LOS 25 AÑOS.	17
6.1.3. COSTE A LOS 45 AÑOS.	18
6.1.4. AMORTIZACIÓN.	18
6.2. ESTIMACIÓN COSTES INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	19
6.2.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.	19

6.2.2.	AMORTIZACIÓN.....	19
7.	COMPARACIÓN Y CONCLUSIONES.....	22
8.	CÁLCULOS PARA LA EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN.	24
8.1.	DISTRUBUCIÓN DE PANELES.....	24
8.2.	DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES DE FASE Y DE PROTECCIÓN.....	25
8.2.1.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DE FASE.....	25
8.2.2.	CABLEADO DE PROTECCIÓN.....	32
8.3.	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	35
8.3.1.	PROTECCIONES PARA CORRIENTE CONTINUA.....	35
8.3.2.	Protecciones Corriente Alterna.....	42
9.	PRESUPUESTO FINAL DE LA INSTALACIÓN.	44
10.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	45
10.1.	OBJETIVO.....	45
10.2.	GENERALIDADES.....	45
10.3.	DISEÑO.....	46
10.3.1.	Diseño del generador fotovoltaico.....	46
10.3.2.	Orientación e inclinación y sombras.....	46
10.3.3.	Diseño del sistema de monitorización.....	47
10.3.4.	Integración arquitectónica.....	47
10.4.	COMPONENTES Y MATERIALES.....	47
10.4.1.	Generalidades.....	47
10.4.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	48
10.4.3.	Estructura soporte.....	49
10.4.4.	Inversores.....	50
10.4.5.	Cableado.....	51
10.4.6.	Conexión a red.....	51
10.4.7.	Protecciones.....	52
10.4.8.	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	52
10.4.9.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	52
10.5.	RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	52
10.6.	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO.....	53
10.6.1.	Programa de mantenimiento.....	53
10.6.2.	Garantías.....	54
11.	ANEXO 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE EQUIPOS TÉCNICOS.....	56
11.1.	CÁLCULOS INSTALACIÓN AISLADA.....	56
11.1.1.	PREVISIÓN DE CARGAS.....	56

11.1.2. PANELES FOTOVOLTAICOS.....	58
11.1.3. INVERSOR.....	59
11.1.4. BATERÍAS.....	60
11.1.5. REGULADOR.....	62
11.2. CÁLCULOS INSTALACIÓN CONECTADA A RED.....	63
11.2.1. CÁLCULO MES MÁS DESFAVORABLE.....	63
11.2.2. PANELES FOTOVOLTAICOS.....	64
11.2.3. INVERSOR.....	78
12. ANEXO 2. COSTES.....	79
12.1. ESTIMACIÓN COSTES AISLADA.....	79
12.1.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.....	79
12.1.2. COSTE A LOS 25 AÑOS.....	80
12.1.3. COSTE A LOS 45 AÑOS.....	81
12.1.4. AMORTIZACIÓN.....	82
12.2. ESTIMACIÓN COSTES CONECTADA A RED.....	85
12.2.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.....	85
12.2.2. AMORTIZACIÓN.....	85
13. ANEXO 3. FICHAS TÉCNICAS.....	88
13.1. PANELES SOLARES.....	88
13.2. INVERSORES.....	89
13.3. DESCARGADORES.....	90
13.4. INTERRUPTOR – SECCIONADOR.....	91
13.5. CONTROLADOR DE AISLAMIENTO.....	94
13.6. INTERRUPTOR DIFERENCIAL.....	96
13.7. INTERRUPTOR GENERAL (MANETOTÉRMICO).....	97
.....	99
14. ANEXO 4. PLANOS.....	100

1. OBJETO DEL PROYECTO.

En este proyecto se diseña y compara los dos tipos de instalación fotovoltaica destinados a abastecer con fiabilidad un edificio residencial situado en la provincia de Valencia.

El principal objetivo es la comparación de los resultados obtenidos en el diseño de estos sistemas con el fin de determinar cuál es el más rentable en este emplazamiento y en emplazamientos similares al que se ha escogido en este proyecto.

Es importante destacar que, al ser un estudio de campo, las conclusiones obtenidas se ajustarán a la realidad.

Analizando y comparando los resultados obtenidos de las principales variables de cada tipo de sistema se podrá llegar a la conclusión de cuál es el tipo de diseño a instalar más adecuado en este caso y en otros casos similares a este.

Una vez se tenga claro qué diseño resulta más conveniente emplear en este caso, se terminará de llevar a cabo la ejecución de dicho diseño calculando protecciones, secciones de cable... con el objetivo de adentrarse más y desarrollar el caso al máximo de manera que quede como resultado un proyecto lo más completo posible.

Además de lo comentado anteriormente, este diseño tiene como resultados una mejora tanto económica como ambiental, ya que aprovecha las buenas condiciones meteorológicas de Valencia para producir energía aprovechando una fuente de energía natural como el sol.

2. JUSTIFICACIONES.

2.1. JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA

Como ya se ha mencionado antes consiste en un estudio comparativo de los dos tipos de instalación fotovoltaica: instalación aislada e instalación conectada a red, que suministrarán energía a un edificio de viviendas situado en la ciudad de Valencia.

Supone la finalización del Grado en Ingeniería Eléctrica cursado en la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID).

La tutora de este proyecto ha sido Tania María García Sánchez del departamento de Ingeniería Eléctrica.

2.2. JUSTIFICACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA.

En cuanto a la realización de este proyecto se ha tratado de que se ajuste lo máximo posible a un proyecto real, ya que es un proyecto de campo, por lo que se ha contactado con los proveedores y se ha escogido elementos reales de mercado tratando de obtener el tipo de elemento que más se ajuste a la instalación propuesta con un coste económico más bajo.

Además, siguiendo con el objetivo de analizar un posible caso real, los datos de partida para el diseño de ambas instalaciones son datos de consumo reales proporcionados por el administrador de la finca.

También cabe mencionar que la opción escogida de las instalaciones no es la única solución posible, hay múltiples soluciones que también podrían haber sido adecuadas para las características de esta instalación.

2.3. JUSTIFICACIÓN LEGAL.

En lo que respecta a la normativa utilizada se ha consultado los siguientes reglamentos:

- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, publicado por el Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a red de Baja Tensión.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

3. SITUACIÓN.

Se han realizado los diseños de las instalaciones solares para abastecer a un edificio situado en la zona urbana de Valencia en la Av. Instituto Obrero de Valencia cerca de la Ciudad de las Artes y las Ciencias.

Se trata de un edificio de 7 plantas con un total de 42 viviendas, el edificio tiene dos ascensores, luces en el portal y en cada uno de los rellanos de las plantas.

Es un edificio de la misma altura que los edificios que tiene a su alrededor por lo tanto la azotea de esta finca no tiene elementos externos que eviten que le llegue luz solar, es decir, no hay otros edificios que le hagan sombra a ninguna hora del día. Esto ha sido algo imprescindible para poder instalar los paneles en su azotea.



Ilustración 1. Vista edificio desde la calle

4. DISEÑO AISLADA.

4.1. PREVISIÓN DE CARGAS.

La radiación que incide en las placas es diferente en cada mes del año, por ello se ha hecho un balance entre la energía que generan los paneles y el consumo de cada mes.

Se trata de un edificio de 7 plantas con un total de 42 viviendas, el edificio tiene dos ascensores, luces en el portal y en cada uno de los rellanos de las plantas.

- Se trata de un edificio de 7 plantas con 6 viviendas por planta, de manera que tiene un total de 42 viviendas con una potencia contratada de 3,3kW.
- 2 ascensores de 8kW.
- 6 luces del portal de 8W.
- 14 luces de escalera de 6W.
- 49 luces rellano de 6W

Para los diseños de la instalación solar se ha tenido en cuenta tanto el consumo de las zonas comunes (ascensores y luces en el portal y rellanos) como el de las viviendas.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN

El esquema general de la instalación se puede describir mediante el siguiente diagrama de bloques:

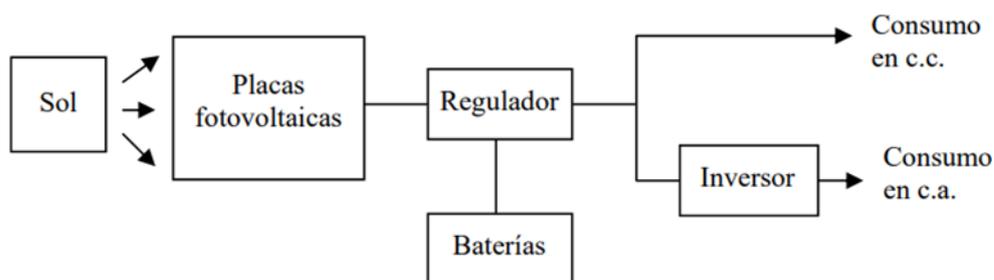


Ilustración 2. Esquema de una instalación aislada

Las funciones de cada uno de los elementos previamente expuestos en el esquema son las siguientes:

- **Sol:**

El sol es el suministro de energía del sistema, proporciona radiación que las placas se encargan de transformar en energía.

- **Placas o módulos fotovoltaicos:**

Como se ha mencionado antes las placas fotovoltaicas son las encargadas de generar energía a partir de la radiación proporcionada por el sol que incide sobre ellas.

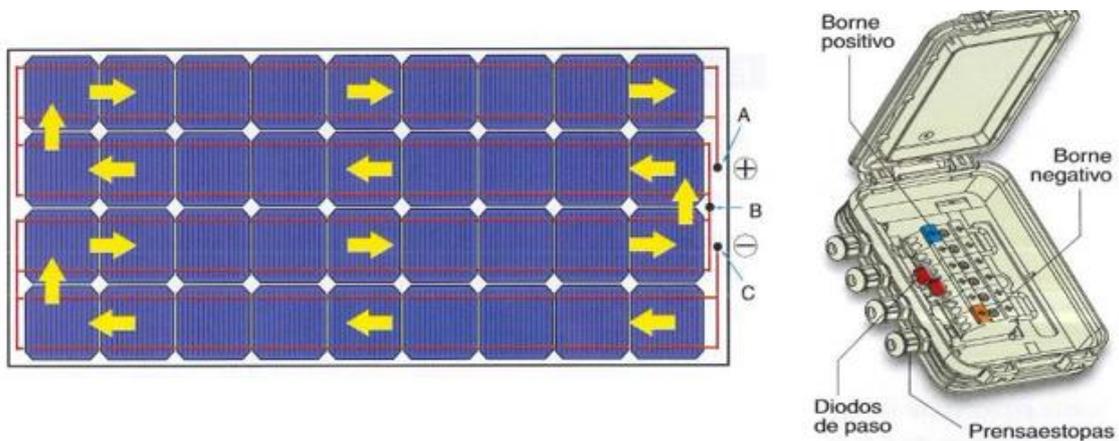


Ilustración 3. Panel solar y su caja de conexiones

Hay varias formas de conectar los paneles entre sí dependiendo de las características de la instalación, se pueden conectar tanto en serie como en paralelo dependiendo de la tensión y de la corriente que se quiera alcanzar.

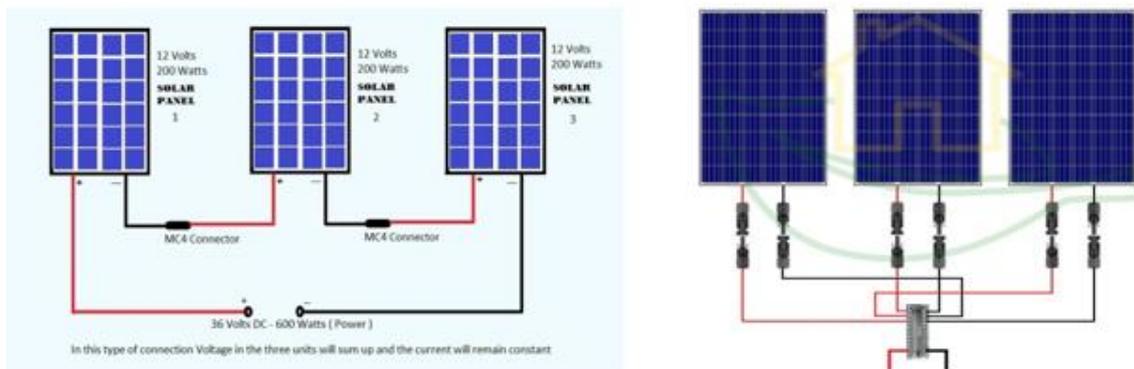


Ilustración 4. Conexión en serie y paralelo de los paneles

Principales parámetros de la característica I-V:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc} notación española, I_{sc} notación internacional): es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- Voltaje de circuito abierto (V_{ca} notación española, V_{oc} notación internacional): Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- Potencia máxima (P_{max}): Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}): Es el valor de la corriente para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}): Es el valor de voltaje para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Factor de forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto de $I_{sc} \times V_{oc}$. Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

- **Baterías:**

Las baterías tienen como objetivo proporcionar energía eléctrica cuando no se disponga de radiación solar, de manera que son las encargadas de almacenar energía para garantizar un suministro de energía frente a dos posibles casos:

1. Ciclo diario: suministran energía cuando la radiación no alcanza el nivel que son capaces de producir los paneles o cuando directamente no hay radiación.
2. Ciclo prolongado: energía necesaria para que un sistema garantice el suministro cuando la radiación va a ser nula o prácticamente nula durante varios días consecutivos.

Se elegirán los días de autonomía de las baterías en función de la zona geográfica donde se encuentre la instalación. Lo más común es que estos varíen entre 4 y 10 días de autonomía, pero en casos excepcionales pueden ampliarse los días de autonomía con el inconveniente de que se encarecería mucho la instalación.

- **Inversor:**

Es el elemento encargado de transformar la energía que producen las placas y que almacenan las baterías (C.C.) en energía disponible para el consumo de los receptores (C.A.). Al tratarse de C.C. los valores de tensión a la entrada del inversor serán de 12Vdc o 24Vdc mientras que su tensión a la salida será de 230V.

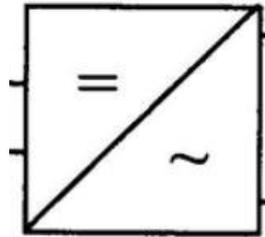


Ilustración 5. Símbolo del inversor

- **Regulador:**

Es el elemento encargado de la transferencia de la energía de los paneles a las baterías y del control de los procesos de carga y descarga. Se encarga de controlar la descarga de las baterías para que no se supere la profundidad de descarga máxima que estas pueden soportar sin sufrir daños; otra cualidad importante es que también tienen la misión de evitar la descarga de las baterías hacia los paneles que se produciría en caso de que haya una avería o una muy baja radiación, lo que supondría pérdidas en el sistema.

4.3. OBTENCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Tal y como se ha mencionado con anterioridad, los paneles fotovoltaicos se encargan de transformar la radiación solar en energía para abastecer a la instalación.

Pero hay que tener en cuenta que dicha radiación es distinta en cada zona geográfica y en cada mes del año, es de suponer que en los meses de verano va a haber mucha más radiación que en los de invierno y que en la zona sur de España habrá más radiación que en la norte.

Estas variaciones son datos a tener en cuenta para hacer un cálculo lo más aproximado posible a las especificaciones de la instalación receptora.

Por ello, se ha analizado para cada mes la relación entre la radiación solar y el consumo de la instalación receptora basándonos en el histórico de años anteriores.

4.3.1. CÁLCULO MES MÁS DESFAVORABLE.

- CONSUMO MENSUAL DE LA INSTALACIÓN RECEPTORA.

En primer lugar se ha procedido a calcular los consumos mensuales de la finca, que como se ha mencionado antes, está basado en el histórico de años anteriores.

De manera que se ha sumado tanto el consumo de las zonas comunes como el de las viviendas individuales para cada mes de manera que se ha obtenido en consumo total mensual de toda la finca. Se resume en la siguiente tabla:

	Total mes (kWh)
ENERO	13828
FEBRERO	14552
MARZO	13967
ABRIL	9256
MAYO	9256
JUNIO	7944
JULIO	8170
AGOSTO	6596
SEPTIEMBRE	7071
OCTUBRE	7562
NOVIEMBRE	11109
DICIEMBRE	11290

Tabla 1. Consumos mensuales

Hay que tener en cuenta también varios parámetros para el cálculo de la instalación:

- *Tensión de la instalación.* Al ser una instalación de una potencia alta se fija en 48V.
- *Rendimiento del inversor.* El inversor, como cualquier otro elemento presenta unas pérdidas que hay que tener en cuenta, se ha fijado su rendimiento en un 93% (valor estándar para el rendimiento de un inversor).

PARÁMETROS INSTALACIÓN	
Rendimiento inversor 93%	0,93
Vinst (V)	48

Tabla 2. Parámetros de la instalación

- RADIACIÓN SOLAR MENSUAL.

Los valores de radiación mensual varían en función de la zona geográfica y del mes del año.

Para conocer con exactitud los valores que se ajusten las características circunstanciales de la instalación, se ha utilizado el programa PVGIS. Es una herramienta web que, seleccionando los parámetros que se deseen, aporta una información fiable de los valores de radiación mensual y diaria.

Para este caso se ha asignado una inclinación de 60° para los paneles solares. Esto es debido a que es la inclinación media que mejor aprovecha la radiación solar a lo largo de todos los meses del año.

Los datos de radiación obtenidos son los siguientes:

Mes	Radiación (kWh/m2/mes)
Ene	146
Feb	152
Mar	187
Abr	170
May o	168
Jun	162
Jul	174
Ago	181
Sep	175
Oct	173
Nov	147
Dic	135

Tabla 3. Radiación solar mensual

Se podría haber optado por paneles de inclinación variable pero esto requiere más coste inicial en la estructura que soportará los módulos, más coste de mantenimiento y más probabilidad de averías en la estructura ya que es un sistema más complejo que el de inclinación fija.

- CÁLCULO DEL MES MÁS DESFAVORABLE, CMD.

Para el asegurar que la no se van a tener carencias en lo en la potencia generada para satisfacer correctamente a la instalación receptora, se han calculado las especificaciones de la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta las condiciones del mes más desfavorable.

Para ello se ha empleado la siguiente fórmula:

$$Cmd = \text{Consumo mensual (Ah/mes)} / \text{Radiación mensual (kWh/m2/mes)}$$

Este coeficiente muestra la relación entre el consumo y la radiación para cada mes del año, de manera que el mes que tenga el coeficiente más alto será el mes de más consumo con respecto a la radiación solar.

En este caso se han obtenido los siguientes resultados:

	COEF, Cmd
ENERO	2121,692
FEBRERO	2144,643
MARZO	1673,159
ABRIL	1219,692
MAYO	1234,212
JUNIO	1098,500
JULIO	1051,837
AGOSTO	816,353
SEPTIEMBRE	905,146
OCTUBRE	979,189
NOVIEMBRE	1692,908
DICIEMBRE	1873,424

Tabla 4. Resultados coeficiente CMD

Como se puede apreciar el mes más desfavorable en este caso es el mes de Febrero, ya que es el mes con el CMD más alto.

4.3.2. CÁLCULO DE PANELES.

- NÚMERO DE LÍNEAS EN PARALELO, NLP.

De este modo, con el CMD del mes de Febrero, se puede proceder a dimensionar el número de líneas en paralelo mediante la siguiente fórmula:

$$Nlp = (Cmd \cdot Ks) / Ip$$

- Ks. Coeficiente de sobredimensionamiento para compensar otras pérdidas que no se han tenido en cuenta (suciedad en las placas, caídas de tensión, variaciones en la temperatura óptima de trabajo...), se le da un valor de 20%.
- Ip. Intensidad de pico de la placa.

Aplicando esta fórmula se obtiene como resultado que son necesarias 2 líneas en paralelo

- NÚMERO DE LÍNEAS EN SERIE, NLS.

Siguiendo las leyes de la electricidad de igual manera que se ha hecho para el cálculo del número de líneas en paralelo, las tensiones en serie se suman mientras que en paralelo es la misma y las intensidades en paralelo se suman mientras que en serie es la misma, se obtiene el número de placas en serie teniendo en cuenta la tensión.

$$Nls = V \text{ instalación} / V \text{ nominal placa}$$

Aplicando esta fórmula se obtiene como resultado que son necesarias 292 líneas en serie marca "Panel Solar 330W 24V, Atersa A-330P GS"

4.4. OBTENCIÓN DE INVERSORES.

Para la obtención de los inversores ha sido necesario hallar la potencia nominal de la instalación que se pretende alimentar, para ello se ha hecho un sumatorio de las potencias nominales de todos los elementos de las zonas comunes y las potencias nominales de las viviendas. En cuanto lo que respecta a las viviendas, se ha considerado que sus potencias nominales eran las contratadas con las compañías suministradoras.

Una vez hecho este sumatorio y obtenida la dicha potencia nominal se obtiene de la siguiente manera:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = P \text{ nom} / P \text{ inversor}$$

- P nom: Potencia nominal de la instalación receptora.

Aplicando esta fórmula se obtiene como resultado que se precisan 8 inversores tipo VICTRON Quattro 48/10000/140-100/100.

4.5. OBTENCIÓN DE BATERÍAS.

En lo que respecta a las baterías hay que fijar varios parámetros según las predicciones meteorológicas para escoger la batería que mejor se ajuste a las necesidades.

Estos parámetros son.

- Profundidad de descarga, porcentaje de la batería a la que se puede descargar sin sufrir daños que puedan acortar su vida útil.
- N° días de autonomía, número de días de la instalación generadora en los que esta puede suministrar la energía necesaria a la instalación receptora simplemente con la energía almacenada en las baterías.

Una vez se han fijado estos parámetros se puede calcular la capacidad que deberá tener el conjunto de las baterías:

$$\text{Capacidad baterías, } Cn \text{ (Ah)} = \frac{Cmd \cdot n^{\circ} \text{ días de autonomía}}{\text{Profundidad de descarga}}$$

Una vez conocida la capacidad de las baterías y conocida la capacidad de las baterías en horas (nº de días de autonomía x 24), es posible seleccionar el modelo y el número de baterías a emplear:

$$N^{\circ} \text{ baterías en serie} = V \text{ instalación} / V \text{ baterías}$$

$$N^{\circ} \text{ baterías en paralelo} = \text{Capacidad total baterías, Cn} / \text{Capacidad batería}$$

Aplicando estas fórmulas se obtiene como resultado que se precisan 96 baterías modelo 2V 20 OPzS 3000

4.6. OBTENCIÓN DE REGULADORES.

Para seleccionar el modelo y la cantidad de reguladores a emplear lo principal es conocer la intensidad que van a tener que soportar, que será la proveniente del total de las placas:

$$I \text{ máx regulador (A)} = n^{\circ} \text{ placas paralelo} \cdot I \text{ máx placa}$$

Una vez se conoce esto es seleccionar el tipo de regulador a emplear y hallar la cantidad de dichos reguladores.

$$N^{\circ} \text{ placas por regulador} = i \text{ regulador} / I \text{ máx placa}$$

$$N^{\circ} \text{ total de reguladores} = n^{\circ} \text{ total de placas} / n^{\circ} \text{ placas por regulador}$$

Serán necesarios 65 reguladores modelo 48V 80A MPPT Must Solar

4.7. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN.

A modo de resumen, la instalación aislada se compondría de los siguientes elementos:

- 584 paneles fotovoltaicos "Panel Solar 330W 24V, Atersa A-330P GS".
- 8 inversores tipo VICTRON Quattro 48/10000/140-100/100.
- 65 reguladores modelo 48V 80A MPPT Must Solar.
- 96 baterías modelo 2V 20 OPzS 3000.

ELEMENTO	Nº DE ELEMENTOS	MODELO
Paneles solares	584	Panel Solar 330W 24V, Atersa A- 330P GS
Inversores	8	VICTRON Quattro 48/10000/140-100/100
Reguladores	65	48V 80A MPPT Must Solar
Baterías	96	2V 20 OPzS 3000

Tabla 5. Especificación técnica, elementos de la instalación.

5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CONECTADA A RED.

5.1. PREVISIÓN DE CARGAS.

Para el dimensionamiento de una instalación conectada a red se valoran principalmente los siguientes aspectos:

- Presupuesto disponible.
- Consumo de la instalación receptora.
- Espacio disponible en el que situar los diferentes elementos de la instalación.

En este caso se ha tenido en cuenta sobre todo el espacio disponible, ya que ha sido el condicionante más significativo de este diseño.

En cuanto al consumo de la instalación receptora es el mismo que en el caso anterior de la instalación aislada.

5.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.

A diferencia del sistema aislado, el conectado a red prescinde tanto de baterías como de reguladores. De manera que en el caso de que se necesite más energía de la que se está generando la suministrará la red y, en el caso contrario, la energía sobrante será devuelta a la red.

5.3. OBTENCIÓN DE PANELES.

5.3.1. ESTIMACIÓN CURVA DE CONSUMO DIARIO.

De igual manera que en la instalación aislada, antes de hacer el cálculo del número de módulos necesarios es necesario hacer un estudio de cargas pero con la particularidad de que en este caso el estudio se hace en base al consumo y a la radiación diaria de cada mes del año.

La instalación receptora es la misma que en el caso anterior, por lo que consta de los mismos elementos. Pero como ya se ha mencionado, para este diseño se necesita saber el consumo medio diario.

Mediante el programa web PVGIS se pueden extraer los datos de radiación diaria para cada mes del año seleccionando la ubicación deseada.

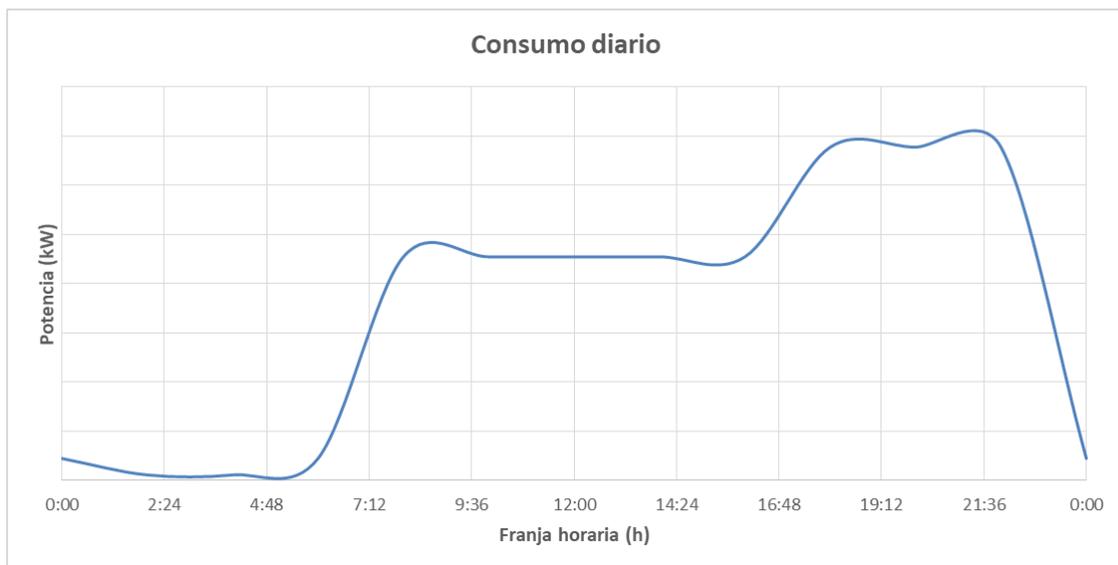
	Irradiancia (Wh/m ² /day)	Inclinación óptima	P (kWh)
			Potencia media por día
ENERO	4250	64	446,06
FEBRERO	5150	56	519,71
MARZO	6220	43	450,55
ABRIL	6460	29	308,53
MAYO	6730	14	298,58
JUNIO	7000	7	264,80
JULIO	7190	10	263,55
AGOSTO	6870	22	212,77
SEPTIEMBRE	6230	38	235,70
OCTUBRE	5470	51	243,94
NOVIEMBRE	4470	61	370,30
DICIEMBRE	3850	66	364,19

Tabla 6. Tabla de consumo y radiación diaria

Una vez se tiene la previsión de cargas es necesario hacer una estimación de la distribución de carga diaria en función de las rutinas de consumo del edificio.

Tras realizar el estudio se llega a la conclusión de que:

- Los picos mínimos de consumo, como es lógico, suceden durante las horas nocturnas en los horarios de sueño.
- Los picos máximos tienen lugar en el intervalo en el que deja de haber suficiente luz solar, de manera que es necesario aportar luz artificial conectando las luminarias de las zonas comunes. Además, es un intervalo en el que en la mayoría de los casos las personas se encuentran en sus domicilios, por tanto, también aumenta el consumo en las zonas privativas del edificio.



Gráfica 1. Ejemplo de consumo diario

5.3.2. CÁLCULO DE PANELES.

Lo primero es seleccionar las placas, una vez se han seleccionado y conocemos las características se puede calcular el número de placas necesario mediante una fórmula que relaciona el consumo y la potencia de las placas.

$$N^{\circ} \text{ de placas} = \frac{\text{Energía consumida}}{P \text{ pico placa}} \cdot 1,14$$

En cuanto a la energía consumida se tiene en cuenta el consumo a cubrir durante el pico de máxima radiación solar, que será cuando más energía generarán las placas. De esta manera no se sobredimensiona la instalación.

Una vez se tiene claro el número de placas se puede calcular la potencia nominal de la instalación multiplicando la potencia pico de cada placa por el número total de paneles.

5.3.3. ENERGÍA GENERADA.

Una vez se tiene la estimación del consumo a lo largo del día, es necesario relacionarlo con la radiación solar para cada hora del día.

De nuevo se ha usado el programa PVGIS para obtener la irradiancia a lo largo de las horas del día y pasar esa irradiancia a potencia generada por los paneles.

$$\text{Energía generada por hora (kWh)} = \frac{P \text{ nominal instalación} \cdot \text{Radiación solar}}{1000} \cdot \text{factor de pérdidas}$$

Hay que considerar que las condiciones climatológicas no siempre van a ser las ideales, es por ello que es conveniente tener en cuenta que puede haber pérdidas debido a estas condiciones.

Una vez se conoce la energía que genera la instalación cada hora solar del día se puede hacer un sumatorio para hallar el total de la energía que se genera cada día. El resultado de dicho sumatorio es la energía que aportarán las placas, por tanto, es la energía ahorrada. Además esto permite conocer también el ahorro económico que provoca la instalación si se multiplica ese ahorro energético por el precio de mercado del kWh.

Hay que repetir este proceso para todos los meses del año y analizar cuál es el número de placas que sale más rentable instalar.

5.4. OBTENCIÓN DE INVERSORES.

Para seleccionar el inversor que va a ser necesario primero hay que tener claro la forma en la que se van a conectar los paneles, en este caso, se ha decidido dividir los 80 paneles en 8 ramas en paralelo de 10 paneles en serie por cada rama.

Una vez fijado esto ya se puede proceder a analizar las características que deberá tener el inversor en cuestión, teniendo en cuenta que tendrá que poder soportar la tensión y la intensidad de los paneles.

Teniendo en cuenta las siguientes características de módulos fotovoltaicos se podrán calcular los parámetros necesarios para elegir en inversor en cuestión:

V_{máx} (V)	38,07
I_{cc} (A)	8,67

Al estar conectados 10 paneles en serie, el inversor deberá poder soportar una tensión de 380,7V.

Mientras que al haber 8 líneas en paralelo, tendrá que poder soportar una intensidad de 69,6A.

5.5. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN.

La instalación se compone de:

- 80 paneles fotovoltaicos "Panel Solar 330W 24V, Atersa A-330P GS".
- 1 Inversor Siel-Soleil 22-27 kW, 82 A - 700 V_{DC}.

La distribución de la instalación será de 8 líneas en paralelo que constarán de 10 paneles conectados en serie por cada línea y todo conectará a un único inversor.

6. ESTUDIO ECONÓMICO.

En este apartado se ha realizado una estimación lo más aproximada a la realidad posible de los costes de cada tipo de instalación con el fin de poder hacer una comparación económica entre ambos tipos de sistemas. Será más tarde, en el apartado de presupuesto de la instalación, donde se podrá ver de una manera más completa el presupuesto desarrollado de la ejecución de la instalación que, teniendo en cuenta todos los factores y las conclusiones extraídas, sea más rentable instalar en este caso.

Principalmente se ha tenido en cuenta los costes de los elementos principales de cada tipo de instalación y se ha estimado tanto la parte del material complementario como la mano de obra.

6.1. ESTIMACIÓN COSTES INSTALACIÓN AISLADA.

6.1.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.

	Unidades	Precio por ud. (€)	Coste total (€)
Paneles solares	584	163	95192
Batería	96	1332,4	127910,4
Regulador	65	225	14625
Inversor	8	3300	26400
	Suma elementos de la instalación		264127,4
	Mano de obra, material...(15%)		39619,11
	Total		303746,51

Tabla 7. Coste estimado inicial de la instalación aislada sin IVA

Un dato importante para conocer si la instalación es demasiado cara o el precio está dentro de los valores de mercado es el cálculo del W_p .

$$\text{Coste } W_p = \text{Presupuesto neto} / \text{Pinstalación}$$

Coste W_p ico (€/Wp)	1,58
------------------------	------

En este caso se tiene un buen coste de W_p de manera que podemos deducir que los materiales y elementos empleados para la instalación han sido adecuados.

6.1.2. COSTE A LOS 25 AÑOS.

Para realizar un estudio más realista se debe ampliar la vista en lo que respecta a obtener un análisis a largo plazo, y más tratándose de una inversión de una cantidad importante como esta. Para ello nos situamos en un primer escenario a los 25 años, que es igual al fin del plazo de garantía de los paneles.

$$\text{Coste 25 años} = \text{coste inicial} + 96 \text{ baterías} + 65 \text{ reguladores} + 4 \text{ inversores} + \text{Coste de mantenimiento} = 507.681,91 \text{ €}$$

6.1.3. COSTE A LOS 45 AÑOS.

Se procede de la misma manera que en el caso anterior pero viendo el caso a los 45 años, habrá que volver a sustituir todos los elementos de la instalación a excepción de los módulos, que continuarán funcionando aunque estarán al 70% de su rendimiento inicial.

$$\text{Coste 45 años} = \text{coste 25 años} + 96 \text{ baterías} + 65 \text{ reguladores} + 4 \text{ inversores} + \text{Coste de mantenimiento} = 741.617,31 \text{ €}$$

6.1.4. AMORTIZACIÓN.

Año	Energía ahorrada (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)	Coste instalación + Mantenimiento (Euros)
1	109311,00	14210,43	305146,51
2	218622,00	28420,86	306783,98
3	327933,00	42631,29	308302,71
4	437244,00	56841,72	309821,44
5	546555,00	71052,15	311340,17
6	655866,00	85262,58	312858,91
22	2404842,00	312629,46	337158,63
23	2514153,00	326839,89	338677,36
24	2623464,00	341050,32	340196,09
25	2732775,00	355260,75	507681,91
26	2842086,00	369471,18	509081,91
33	3607263,00	468944,19	518881,91
34	3716574,00	483154,62	520281,91
35	3825885,00	497365,05	521681,91
36	3935196,00	511575,48	523081,91
37	4044507,00	525785,91	524481,91
38	4153818,00	539996,34	525881,91
39	4263129,00	554206,77	527281,91
40	4372440,00	568417,20	528681,91
50	5465550,00	710521,50	748617,31
51	5574861,00	724731,93	750017,31
52	5684172,00	738942,36	751417,31
53	5793483,00	753152,79	752817,31
54	5902794,00	767363,22	754217,31
55	6012105,00	781573,65	755617,31
56	6121416,00	795784,08	757017,31
57	6230727,00	809994,51	758417,31
58	6340038,00	824204,94	759817,31

Tabla 8. Amortización de la instalación aislada

Como se puede observar, en un primer momento se recupera la inversión a los 24 años.

Pero esta recuperación no es real debido a que en ese momento se tiene que realizar otra inversión para reponer materiales que han dejado de ser eficientes.

Ocurre lo mismo a los 37 años ya que, por el mismo motivo que en el caso anterior, hay que realizar otra inversión.

Finalmente la instalación se amortiza definitivamente a los 53 años.

6.2. ESTIMACIÓN COSTES INSTALACIÓN CONECTADA A RED.

6.2.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.

ELEMENTOS	UNIDADES	CANTIDAD (ud.)	PRECIO POR Ud. (€/ud.)	COSTE (€)
PANELES FOTOVOLTAICOS	ud.	80,00	163,00	13040,00
INVERSORES	ud.	1,00	12750,00	12750,00
OTROS MATERIALES	%	10%	25790,00	2579,00
MANO DE OBRA	%	15%	25790,00	3868,50
COSTES INDIRECTOS	%	6%	32237,50	1950,37
Beneficio diseñador	%	20%	32237,50	6447,50
Total				40635,37

Tabla 9. Coste estimado inicial de la instalación conectada a red sin IVA

Un dato importante para conocer si la instalación es demasiado cara o el precio está dentro de los valores de mercado es el cálculo del W_p .

$$\text{Coste } W_p = \text{Presupuesto neto} / P_{\text{instalación}}$$

Coste por W_p (€/Wp)	1,54
--	-------------

En este caso se tiene un buen coste de W_p de manera que podemos deducir que los materiales y elementos empleados para la instalación han sido adecuados.

6.2.2. AMORTIZACIÓN

En la siguiente tabla se resume el dinero ahorrado para cada mes del año:

	Días del mes	En. Ahorrada (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)
EN	31	4028,709	524,54
FEB	28	4036,768	525,59
MAR	31	4688,556	610,45
AB	30	2142,288	278,93
MAYO	31	2690,827	350,35
JUN	30	2143,319	279,06
JUL	31	2204,752	287,06
AG	31	1293,078	168,36
SEP	30	1391,678	181,20
OC	31	1308,916	170,42
NOV	30	3610,283	470,06
DIC	31	3699,039	481,61
AÑO	365	33238,212	4327,62

Tabla 10. Ahorro anual

Una vez conocidos estos datos ya se puede elaborar una tabla más completa en la que se observa en cuanto tiempo se va a recuperar la inversión realizada.

Como se puede observar en la Tabla 11, se amortizará la instalación en el año 9 ya que este es el año en el que el beneficio supera al coste.

AÑO	COEFICIENTE	En. Ahorrada (kWh)	En. Devuelta a la red (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)	Dinero ahorrado acumulado (Euros)	Coste de la instalación (Euros)
1	1,000	33238,212	21497,33905	5724,942	5724,942	41448,076
2	0,992	32972,306	21325,36034	5679,143	11404,085	42260,784
3	0,984	32706,401	21153,38163	5633,343	17037,428	43073,491
4	0,976	32440,495	20981,40291	5587,544	22624,972	43886,198
5	0,968	32174,589	20809,4242	5541,744	28166,716	44698,906
6	0,960	31908,684	20637,44549	5495,945	33662,660	45511,613
7	0,952	31642,778	20465,46678	5450,145	39112,806	46324,320
8	0,944	31376,872	20293,48807	5404,345	44517,151	47137,028
9	0,936	31110,967	20121,50935	5358,546	49875,697	47949,735
10	0,928	30845,061	19949,53064	5312,746	55188,443	48762,443
11	0,920	30579,155	19777,55193	5266,947	60455,390	49575,150
12	0,912	30313,249	19605,57322	5221,147	65676,538	50387,857
13	0,904	30047,344	19433,5945	5175,348	70851,885	51200,565
14	0,896	29781,438	19261,61579	5129,548	75981,434	52013,272
15	0,888	29515,532	19089,63708	5083,749	81065,182	52825,979
16	0,880	29249,627	18917,65837	5037,949	86103,132	53638,687
17	0,872	28983,721	18745,67965	4992,150	91095,281	54451,394
18	0,864	28717,815	18573,70094	4946,350	96041,631	55264,102
19	0,856	28451,910	18401,72223	4900,551	100942,182	56076,809
20	0,848	28186,004	18229,74352	4854,751	105796,933	56889,516
21	0,840	27920,098	18057,7648	4808,951	110605,884	57702,224
22	0,832	27654,192	17885,78609	4763,152	115369,036	58514,931
23	0,824	27388,287	17713,80738	4717,352	120086,389	59327,638
24	0,816	27122,381	17541,82867	4671,553	124757,942	60140,346
25	0,808	26856,475	17369,84995	4625,753	129383,695	60953,053

Tabla 11. Amortización instalación conectada a red.

7. COMPARACIÓN Y CONCLUSIONES.

La primera conclusión fácilmente extraíble es que no existe una única manera de realizar los diseños, hay una gran variedad de materiales, elementos y conexiones que pueden ser igualmente válidas para un mismo tipo de instalación.

Una vez comentado esto se va a proceder analizar las apreciaciones de cada tipo de instalación por separado para después llegar a una conclusión final de qué tipo de instalación resulta más factible o rentable.

AISLADA

- Pese a que la instalación aislada tenga un buen precio del Wp, el coste inicial no deja de ser de una cantidad muy elevada por lo que la inversión a realizar es de una cantidad importante dando lugar a que no todo el mundo se pueda permitir dicho gasto.
- Al tratarse de una instalación comunitaria la inversión a realizar por cada vivienda sería de 7.232€, una cifra que, como se ha mencionado antes no todo el mundo se puede permitir.
- La recuperación de la inversión es muy lenta debido al alto coste inicial y a las reposiciones de todos los elementos a excepción de las placas. Estas reposiciones resultan también muy costosas de manera que retrasa mucho la amortización de la instalación, atrasándola hasta los 53 años.
- Necesitar un número tan alto de componentes (placas, inversores, baterías y reguladores) hace que se generen importantes problemas de espacio no haciendo factible este tipo de instalación ya que, por lo menos los paneles, serían necesarios ponerlos en la azotea de la finca y, aunque está sea bastante grande, es inviable instalar el número calculado de placas sin realizar algún tipo de reforma estructural que permita colocar placas en distintos niveles. Esta solución aumentaría más aún el coste y retrasaría mucho más la amortización.

CONECTADA A RED

- La inversión a realizar en este tipo de instalación es mucho más pequeña debido a que, como se ha comentado con anterioridad, prescinde de algunos de los elementos de la instalación. Esto supone un ahorro muy significativo tanto en el coste inicial como en el coste que tendrá lugar en un futuro al reponer los materiales que dejen de ser eficientes.
- Como se puede observar en los tipos de instalaciones receptoras con curvas de consumo parecidas a la de este caso, el aprovechamiento de la instalación solar no es el máximo posible. De hecho no se llega a abastecer ni la mitad del consumo diario, esto se debe a que las horas puntas de máximo consumo coinciden con las horas en las que ya no hay radiación solar o esta es muy débil.
- Pese a esto, se puede ver que el sistema tiene una amortización bastante rápida debido a que es muy eficiente y el coste inicial no es alto. Es un tipo de sistema muy eficiente ya que se consigue que, en mayor o menor medida, se aproveche todo lo que se genera.

- Como es de esperar el objetivo principal es abastecer el consumo, pero permite sobredimensionar la instalación un poco ya que no se van a generar pérdidas si por cualquier motivo se genera todo lo que se consume. En este caso se podrá devolver energía a la red y actuar por momentos como una instalación generadora. Así lo indica el BOE en el “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica” en el que dice que se toman una medidas de impulso de las instalaciones de autoconsumo principalmente mediante la reforma del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en la que se dice que “Se realiza una nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos: «autoconsumo sin excedentes», que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y «autoconsumo con excedentes», en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte”.

Tras haber realizado las observaciones de los dos tipos de sistema estudiados en este caso, se llega a la conclusión de que para el caso estudiado o casos parecidos al estudiado es mucho más práctico optar por la instalación conectada a red.

Es fácilmente deducible ya que tiene ventajas muy significantes respecto a la conexión aislada.

A nivel estructural requiere de menos elementos de manera que tiene menos dificultad en el montaje, menos riesgo de que se averíe alguno de sus elementos y además no necesita tanto espacio para que sea factible su instalación.

En lo que respecta al suministro tiene la ventaja de que no dependes únicamente de la instalación fotovoltaica, el estar conectado a red da la tranquilidad de que ante cualquier avería seguirá habiendo suministro eléctrico. Por ello, se puede decir que es un sistema más fiable si se habla de suministro eléctrico.

En el aspecto ecológico se podría pensar que la instalación aislada es un método más favorable ya que, al no precisar de energía de la red, ayuda a reducir las emisiones de gases contaminantes. Pero si se analiza con detenimiento hay algo contraproducente en su diseño, y es que muchos de sus elementos se tienen que sustituir al cabo del tiempo, lo cual es muy perjudicial sobre todo en el caso de las baterías las cuales tienen materiales altamente contaminantes. Por ello no se puede decir que sistema es más beneficioso en este aspecto, es algo que para afirmarlo con certeza requeriría un estudio particular.

Por último se procede a comentar el aspecto económico, el más importante y que tiene prácticamente todo el poder de decisión. Este también es significativamente más favorable en la instalación con conexión a red, el tener menos coste inicial, menos costes de mantenimiento, menos costes de reposición de materiales y una recuperación de la inversión muy corta hace que se termine de desequilibrar la balanza hacia la conexión a red.

Para finalizar, podemos concluir en que las instalaciones fotovoltaicas aisladas son ideales en regiones donde la conexión a la red eléctrica no es posible o no está prevista debido a los altos costes de desarrollo de la construcción de los sistemas eléctricos de la línea, especialmente en las zonas rurales remotas. Pero en lugares que sí que tienen acceso a red y para instalaciones receptoras que requieran una potencia media o alta, es mucho más rentable optar por la conexión a red.

8. CÁLCULOS PARA LA EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Según las conclusiones extraídas en el apartado anterior se ha llegado a la conclusión de que la mejor opción es optar por la instalación conectada a red, por tanto, se procede a realizar los cálculos necesarios para llevar a cabo la ejecución de la instalación de dicho sistema en el edificio.

8.1. DISTRIBUCIÓN DE PANELES.

La distribución de los módulos fotovoltaicos se realizará en la azotea del edificio orientadas hacia el sur en varias filas conectadas en paralelo.

La longitud de cada fila debe ser suficientemente larga como para aprovechar bien el espacio disponible, pero debe poseer zonas de paso que permitan acceder a la parte posterior de las placas sin necesidad de realizar trayectos con distancias grandes.

Por ello, se colocarán los paneles en 8 líneas con una agrupación de 10 placas cada línea.

Es importante tener en cuenta la distancia que debe haber entre las líneas para evitar que proyecten sombra las unas con las otras, de igual manera, también hay que tener en cuenta otros elementos como el muro que delimita la azotea como la caseta de acceso a la misma.

Esta distancia de separación se calculará teniendo en cuenta el siguiente criterio:

$$l = k \cdot h$$

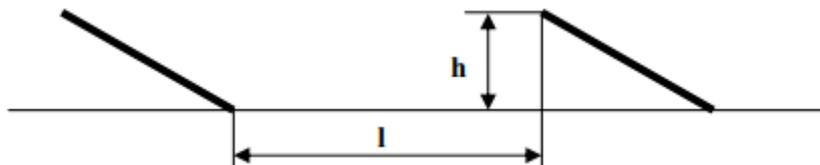


Ilustración 6. Separación entre paneles.

Teniendo en cuenta que la k es un factor que varía en función de la latitud del lugar y que tiene los siguientes valores:

Latitud	29	37	39	41	43	45
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,847

Tabla 12. Factor de latitud k

Puestas en práctica estas fórmulas, teniendo en cuenta que la latitud del emplazamiento de 39 grados y que las medidas de los paneles son de 2x 1 m, se obtienen los siguientes resultados:

- Separación entre filas de paneles: 2,5 m.
- Separación de las filas de paneles con el muro: 2,5 m.
- Separación de los paneles con la caseta de acceso a la azotea: 7,5 m.

8.2. DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES DE FASE Y DE PROTECCIÓN.

8.2.1. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DE FASE.

Para la elección del tipo y cable y el cálculo de su sección se ha dividido la instalación fotovoltaica en varios tramos en función de las conexiones de los elementos de la instalación y las cajas de conexión. Cada tramo de cableado en que se ha dividido la instalación tiene una sección distinta dependiendo de la carga que debe soportar.

Recordando la disposición de los elementos calculada anteriormente, la instalación estará compuesta por 8 ramas de 10 paneles, todas las ramas de generadores irán al cuadro de protección de CC en el que estarán dispuestos todos los elementos de protección de la parte de continua. Ese cuadro también dispondrá de una caja de conexión a la que entrarán las líneas de los 8 ramales y de la que saldrá una única línea que irá al inversor de la instalación. De la salida del inversor saldrá una línea en trifásica que irá al cuadro general de la finca en el que se hará una adaptación para poder instalar las protecciones de la parte de alterna que actuarán como protecciones generales de la instalación generadora.

Por tanto, la instalación estará dividida en cuatro tramos:

1. Interconexión de paneles solares.
2. Salida de paneles a cuadro de protección de CC.
3. Cuadro de protección de CC a entrada de inversor.
4. Salida del inversor a cuadro general de la finca.

A su vez, estos tramos se distinguen en:

- Tramos CC: 1, 2 y 3.
- Tramos CA: 4.

Con respecto al tipo de conductores se emplearán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrado en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT-19.

El modelo de cable que se empleará será el RV-K de la marca POWERFLEX que presenta las siguientes características:

- Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc.
- Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles.
- Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional.
- El cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.



Ilustración 7. Conductor escogido para la instalación.

Como ya se ha comentado antes la instalación se realizará con conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrado en obra (B) y el número de conductores será 2 y el tipo de aislamiento será XLPE, por tanto se seguirán las filas y columnas marcadas en la siguiente tabla extraída del reglamento de baja tensión capítulo ITC-19.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		PVC	PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D						3x PVC				3x XLPE o EPR
G		Cables unipolares separados mínimo D								3x PVC		3x XLPE o EPR
Cobre	mm ²	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	50			160	180	194	207	230	245	271	296	391
	70				208	225	240	267	284	314	348	455
	95				236	260	278	310	338	363	404	525
120				268	297	317	354	386	415	464	601	
150				315	330	374	419	455	490	552	711	
185				360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 13. Tabla de secciones e intensidades de los conductores

La instalación de las canales protectoras donde irán alojados los conductores del circuito se ejecutará según las prescripciones de la norma ITC-BT-21:

- La instalación y puesta en obra de las canales protectoras deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460 -5-52 y en las Instrucciones ITC-BT-19 e ITC-BT-20.
- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.
- Las canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada.
- No se podrán utilizar las canales como conductores de protección o de neutro, salvo lo dispuesto en la Instrucción ITC-BT-18 para canalizaciones prefabricadas.
- La tapa de las canales quedará siempre accesible.

Se utilizarán unas canaletas marca Sija de 12x12 mm blanca con tapa.



Ilustración 8. Canaleta elegida.

Para el cálculo de la sección del cable se han tenido en cuenta dos criterios, en el caso de los tramos correspondientes a CC:

1. Método de caída de tensión.

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I_{ctto}}{e \cdot V \cdot C}$$

- **S**, sección del conductor (mm²).
- **L**, longitud del conductor (m).
- **I_{cc}**, corriente máxima que va a circular por los conductores, corresponde a la de cortocircuito de los paneles (A).
- **e**, es la caída de tensión [%] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.
- **V**, tensión en la línea (V).
- **C**, es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω*mm².

2. Criterio máxima intensidad admisible.

Según indica la ITC-BT-40 se considera el 125% de la $I_{m\acute{a}x}$ que va a transportar la línea de CC, es decir, se sobredimensionan los conductores para soportar una corriente del 125% de su máxima.

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot I_{ccto}$$

En cuanto a los tramos correspondientes a la parte de CA los cálculos a realizar serán similares pero cambiando algunas cosas:

1. Método de caída de tensión.

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot P_{inversor}}{u \cdot V \cdot C}$$

- **S**, sección del conductor (mm²).
- **L**, longitud del conductor (m).
- **P_{inversor}**, potencia del inversor en el lado de CA (W)
- **u**, es la caída de tensión que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. (V)
- **V**, tensión en la línea, en este caso tensión del inversor (V).
- **C**, es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω*mm²

2. Criterio máxima intensidad admisible.

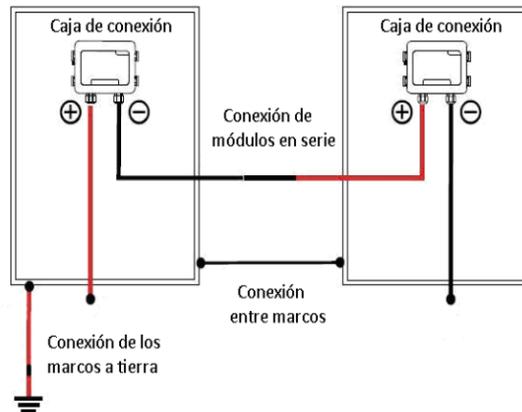
En este caso la corriente que circulará por la línea será la de salida del inversor, por tanto, la corriente que pueda soportar el cable deberá ser mayor que esta.

$$I_{m\acute{a}x} = I_{inversor}$$

Cálculo sección de conductores según tramos.

TRAMO 1. Interconexión de los paneles.

Corresponde a los tramos de cable que realizan la conexión de los paneles, el recorrido de estos conductores va desde la caja de conexión de un panel a la caja de conexión del panel de al lado.



1. Método de caída de tensión.

$$S = \frac{2 \cdot 1,5 \cdot 9,12}{0,015 \cdot 37,45 \cdot 56} = 0,87 \text{ mm}^2$$

Se escogerá la sección normalizada superior al resultado que se ha obtenido. Según la tabla correspondería a una sección de 1,5 mm² pero esta sección no se utiliza en casos prácticos. Por lo que se selecciona la sección de 2,5 mm² que admite una $I_{\text{máx}}$ de 29 A.

2. Criterio intensidad máxima admisible.

A continuación habrá que comprobar si también cumple con este criterio.

$$I_{\text{máx}} = 1,25 \cdot 9,12 = 11,4 \text{ A} < 29 \text{ A}$$

Por tanto, cumple ambos criterios y será esta sección la que se seleccionará: 2,5 mm².

TRAMO 2. Salida de paneles a cuadro de protección CC.

De las 10 placas conectadas en serie saldrán dos conductores que irán al cuadro de protección de CC en el cual se encontrarán los elementos que protegerán la instalación en la parte de corriente continua.

Al cuadro de protección de CC llegarán por tanto las 8 líneas correspondientes a cada ramal.

El cuadro estará instalado en la caseta de acceso a la azotea, por tanto, el recorrido del cable irá desde la salida de las placas instaladas a la intemperie en la azotea hasta la zona cubierta por donde se accede.

1. Método de caída de tensión.

$$S = \frac{2 \cdot 25 \cdot 9,12}{0,015 \cdot (10 \cdot 37,45) \cdot 56} = 1,44 \text{ mm}^2$$

En esta ocasión la V será la suma de las tensiones de cada módulo.

Por el mismo motivo que en el tramo anterior, se selecciona la sección de 2,5 mm² que admite una I_{máx} de 29 A.

2. Criterio intensidad máxima admisible.

A continuación habrá que comprobar si también cumple con este criterio.

$$I_{\text{máx}} = 1,25 \cdot 9,12 = 11,4 \text{ A} < 29 \text{ A}$$

Por tanto, cumple ambos criterios y será esta sección la que se seleccionará: 2,5 mm².

TRAMO 3. Salida del cuadro de protección CC a la entrada del inversor

Corresponde al último tramo de corriente continua.

Como se ha comentado antes, en el cuadro de CC, habrá una caja de conexión que unirá las 8 líneas procedentes de todos los ramales y saldrá una única línea que irá al inversor de la instalación

El tramo irá desde la zona cubierta de acceso a la azotea hasta el inversor que estará dispuesto en la azotea a la intemperie.

1. Método de caída de tensión.

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot (8 \cdot 9,12)}{0,015 \cdot (10 \cdot 37,45) \cdot 56} = 4,64 \text{ mm}^2$$

En esta ocasión la V también será la suma de las tensiones de cada módulo.

De manera que se selecciona la sección de 6 mm² que admite una I_{máx} de 49 A.

2. Criterio intensidad máxima admisible.

A continuación habrá que comprobar si también cumple con este criterio.

$$I_{\text{máx}} = 1,25 \cdot 8 \cdot 9,12 = 90,47 \text{ A} > 49 \text{ A}$$

Se puede observar que con esta sección no se cumple esta condición por lo que directamente se escogerá una sección que pueda soportar la intensidad máx calculada. La sección que pueda soportar la intensidad máxima del circuito es la de 16 mm² (Intensidad máx que puede soportar = 91 A).

Por tanto, la sección que cumplirá ambos criterios y será esta sección la que se seleccionará: 16 mm².

TRAMO 4. Salida del inversor al cuadro de protecciones de la finca.

Corresponde al tramo de CA

El tramo irá desde la salida del inversor situado a la intemperie en la azotea hasta la entrada del cuadro de protecciones de la finca, situado en la planta baja del edificio.

1. Método de caída de tensión.

En este caso la fórmula a emplear será la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{30 \cdot 20.000}{56 \cdot (0,02 \cdot 400) \cdot 400} = 3,35 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión corresponde al 2% de la tensión de línea, es decir, al 2% de la tensión del inversor en el lado de CA.

Se escogerá la sección normalizada superior al resultado que se ha obtenido.

De manera que se selecciona la sección de 4 mm² que admite una I_{máx} de 38 A.

2. Criterio intensidad máxima admisible.

A continuación habrá que comprobar si también cumple con este criterio.

$$I_{\text{máx}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{20.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 28,87 \text{ A} < 38 \text{ A}$$

Por tanto, cumple ambos criterios y será esta sección la que se seleccionará: 4 mm².

A modo de resumen se usarán para la instalación las siguientes secciones de cableado de fase:

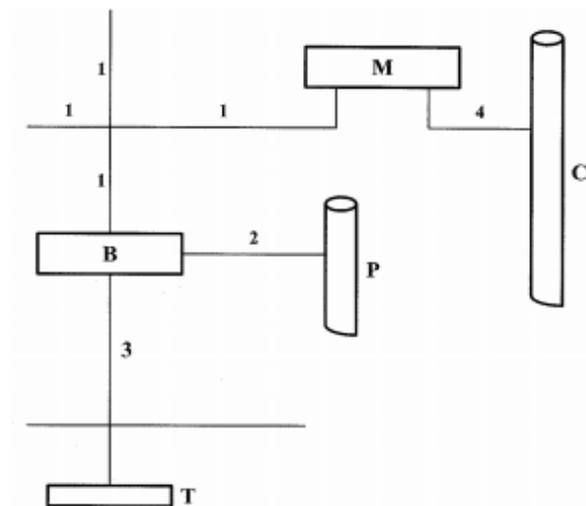
- *TRAMO 1. Interconexión de los paneles (CC): **2,5 mm²***
- *TRAMO 2. Salida de paneles a cuadro de protección CC: **2,5 mm²***
- *TRAMO 3. Salida del cuadro de protección CC a la entrada del inversor: **16 mm²***
- *TRAMO 4. Salida del inversor al cuadro de protecciones de la finca (CA): **4 mm²***

8.2.2. CABLEADO DE PROTECCIÓN

Con el objetivo de proteger tanto a las personas responsables del mantenimiento como de la propia instalación, se conectarán todas las masas metálicas de dicha instalación a tierra tal y como está estipulado en el reglamento de baja tensión. De esta manera, se conseguirá que no se generen diferencias de potencial que puedan ser peligrosas en el conjunto de instalaciones y superficie próxima a ellas. Asimismo también permitirá el paso a tierra de las posibles descargas atmosféricas o de las corrientes diferenciales.

Según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por los siguientes elementos:

- Tomas de tierra. Electrodo enterrados a una determinada profundidad en el terreno donde se derivarán las posibles corrientes de fuga que se puedan producir en un determinado momento, estos electrodos están formados por barras, tubos pletinas o mallas. En este caso, se utilizará la toma de tierra ya existente de la finca.
- Conductores de tierra. Conductores de unión del borne principal de puesta a tierra con el electrodo de puesta a tierra de la instalación. Se utilizará el conductor ya existente de la finca.
- Bornes de puesta a tierra. Elementos que forman la unión de los conductores de protección que conectan con los aparatos y las masas a proteger. Se utilizarán los bornes de puesta a tierra de la finca.
- Conductores de protección. Se trata de unos conductores que, con el fin de proteger contra contactos indirectos, unen eléctricamente las masas de la instalación a los bornes de puesta a tierra y a los conductores a tierra.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Ilustración 9. Esquema del cableado de protección.

Según estipula la norma ITC-BT-18 del REBT, los conductores de protección y los conductores de fase utilizados en la instalación tendrán que ser del mismo material, en este caso serán de cobre. Además se alojarán en las mismas canalizaciones utilizadas para los conductores de fase.

Para la sección que deberán tener los conductores de protección, se emplea la siguiente tabla:

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

Tabla 14. Tabla de valores del cableado de protección

A modo de resumen la sección de los conductores de fase y los de protección según los tramos serán las siguientes:

TRAMO 1. Interconexión de los paneles.

$$S_{\text{conductores de fase}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$S_{\text{conductores de protección}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

TRAMO 2. Salida de paneles a cuadro de protección CC.

$$S_{\text{conductores de fase}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$S_{\text{conductores de protección}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

TRAMO 3. Salida del cuadro de protección CC a la entrada del inversor

$$S_{\text{conductores de fase}} = 16 \text{ mm}^2$$

$$S_{\text{conductores de protección}} = 16 \text{ mm}^2$$

TRAMO 4. Salida del inversor a la entrada del cuadro de protecciones de CA.

$$S_{\text{conductores de fase}} = 4 \text{ mm}^2$$

$$S_{\text{conductores de protección}} = 4 \text{ mm}^2$$

8.3. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Con el objetivo de proteger tanto a las personas como a los propios elementos de la instalación, es esencial determinar los elementos de protección necesarios para que la instalación funcione correctamente y sea segura.

El cálculo de protecciones también se realiza diferenciando entre la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna, ya que las características de las protecciones serán distintas en un lado y en otro.

Según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

- I_B es la corriente de empleo o de utilización.
- I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.
- I_Z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En el caso de los magnetotérmicos siempre se cumple la segunda norma, $I_2 = 1,45 \cdot I_Z$

Pero en el caso de los fusibles, normalmente se cumple que $I_2 = 1,6 \cdot I_Z$, por tanto, sí que será necesario comprobar que se cumplen las dos ecuaciones.

Como se ha comentado antes, se realizarán los cálculos de las protecciones diferenciando la parte de continua y la de alterna.

8.3.1. PROTECCIONES PARA CORRIENTE CONTINUA

La corriente continua presenta un inconveniente respecto a la alterna, y es que da mayores problemas a la hora de la interrupción de la corriente. La corriente alterna tiene un paso por cero en cada semiperiodo de manera que presenta un apagado natural del arco que se forma cuando se abre el circuito.

En cambio, en el caso de la corriente continua esto no sucede, y la única solución para extinguir el arco es anular gradualmente su corriente. Es importante hacerlo de manera gradual ya que si se hace de manera brusca se provocarían altas sobretensiones.

Se diferenciarán dos partes con diferentes características de protección:

1. RAMAS DE AGRUPACIÓN DE PANELES.
2. LÍNEA DE SALIDA DE LA CAJA DE CONEXIÓN.

Una vez está claro esto, se puede proceder a dimensionar los elementos de protección. Estos elementos estarán situados en el cuadro de protección de corriente continua y serán los siguientes:

1. RAMAS DE AGRUPACIÓN DE PANELES.

Este tramo corresponde a las 8 líneas formadas por la agrupación de 10 placas por cada línea. Se colocará un fusible por cada ramal.

- FUSIBLES.

Estarán situados en cada uno de las ramas de agrupación de paneles y su función será proteger contra sobrecorrientes de manera que provoquen la apertura del circuito en caso de que se produzcan corrientes superiores a las admisibles por los conductores y demás elementos de la instalación.

Se instalarán dos fusibles de las mismas características por cada rama, uno para el conductor positivo y otro para el negativo.

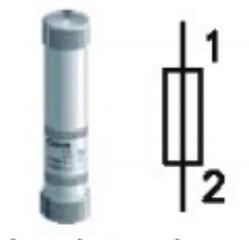


Ilustración 10. Imagen y símbolo de un fusible

La sección del conductor que forma la parte de continua será de 2,5 mm², por lo que las intensidades que hay que tener en cuenta para la elección de los fusibles son las siguientes:

$$I_B = I_{MP \text{ Placa}} = 8,67 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{\text{máx admisible cable}} = 29 \text{ A}$$

Una vez fijados estos parámetros se comprueban las condiciones:

$$8,67 \text{ A} \leq I_N \leq 29 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 10 \rightarrow I_2 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 29 = 42 \text{ A} \rightarrow 16 \leq 42 \text{ A}$$

Se comprueba que cumple las dos condiciones por tanto se utilizarán fusibles de I_N de 10 A.

2. LÍNEA DE SALIDA DE LA CAJA DE CONEXIÓN.

Este tramo corresponde a la única línea que sale de la caja de conexiones y que unifica los 8 ramales mencionados anteriormente.

De manera que en este tramo estarán los elementos de protección generales que englobarán toda la parte de corriente continua.

Se colocarán los siguientes elementos:

- DESCARGADOR.

La instalación fotovoltaica está situada a la intemperie en la azotea del edificio, por tanto, está expuesta a posibles descargas atmosféricas que generarían sobretensiones. Esto podría provocar una pérdida significativa del rendimiento de la instalación y, además, podría acortar su vida útil. Por ello, para evitar que esto pase, se dispondrá de protecciones contra sobretensiones.

Dichas protecciones actúan descargando a tierra los picos de tensión transitorios transmitidos por los conductores de la instalación.

Puede haber dos clases de sobretensiones:

1. CLASE I. Este tipo de descargadores tienen una alta capacidad de descarga, por lo que se recomienda el uso de esta protección en localizaciones donde el riesgo de impacto directo por un rayo sea elevado. Por ello, en esta instalación no se usarán este tipo de protecciones ya que no es una zona con un riesgo alto de impacto de rayo y, además, la superficie que ocupará la instalación no es muy grande.



Ilustración 11. Imagen y símbolo del descargador clase I

2. CLASE II. Estas protecciones tienen por objetivo la proteger la instalación de las sobretensiones que inducen las descargas atmosféricas indirectas, es decir, de las descargas atmosféricas que tienen lugar en las cercanías de la instalación.



Ilustración 12. Imagen y símbolo del descargador clase II

Para la elección del modelo de descargador de tensión a utilizar, hay que tener en cuenta la tensión máxima a la que puede funcionar la instalación, de manera que habrá que elegir un descargador que pueda soportar esa tensión.

Esta tensión tendrá lugar cuando los módulos fotovoltaicos trabajen en circuito abierto. En este caso la tensión en vacío de un módulo es de 46,8 V, teniendo en cuenta que hay 10 módulos conectados en serie por cada rama se tendrá una tensión máxima de funcionamiento de 468 V.

El descargador que quiera escoger debe tener una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC PST25PV de tensión de régimen permanente máxima 500VDC.

- INTERRUPTOR – SECCIONADOR.

Este elemento tendrá la función de aislar la zona de los generadores para la realización de tareas de mantenimiento y también para proteger tanto al inversor como a la parte de corriente alterna en caso de que se produzca un cortocircuito o un pico de corriente que pueda poner en peligro tanto a las personas como a los elementos de la instalación. Para su elección se ha tenido en cuenta tanto la corriente que debe ser capaz de cortar cuando se abra como la tensión de la línea.

La tensión de la línea es la tensión máxima que podrá tener lugar en la instalación, se ha calculado anteriormente dando un valor de 468 V.

En cuanto la corriente que debe ser capaz de interrumpir este elemento es la corriente de cortocircuito que tenga que soportar el interruptor. En este caso, al estar las diferentes ramas de la instalación conectadas en paralelo, será la corriente de cortocircuito de un ramal multiplicada por el número total de ramales dando un total de 72,96 A.



Ilustración 13. Interruptor seccionador de bipolar

Para este caso se ha escogido el modelo S802PV-S80 de la marca ABB con un poder de corte de 80 A y una tensión de 800 V.

- CONTROLADOR PERMANENTE DE AISLAMIENTO.

Estos controladores son elementos de protección que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores contra tierra.

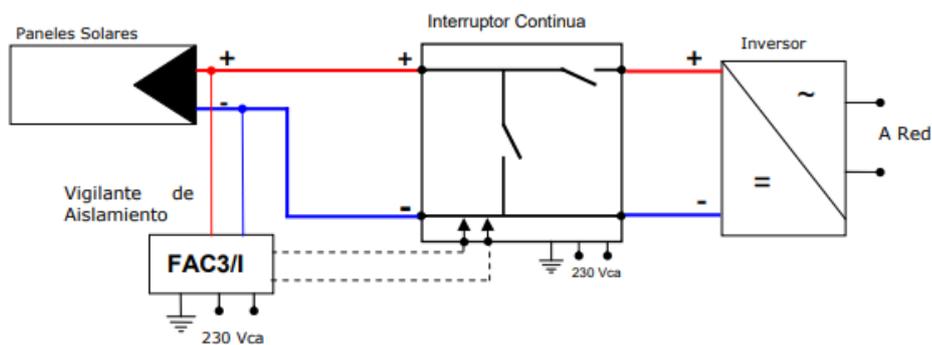


Ilustración 14. Esquema del controlador de aislamiento

Este dispositivo está formado por dos partes: un vigilante de aislamiento y un interruptor de CC.

El vigilante de aislamiento funciona midiendo permanentemente el aislamiento de los conductores del circuito, es decir, mide la resistencia entre el conductor positivo y el negativo y cuando detecta que esta tiene un valor inferior al definido, le envía una señal al interruptor de continua. Este elemento tendrá que poder soportar la tensión máxima de funcionamiento del circuito, que como se ha calculado antes es de 468 V.

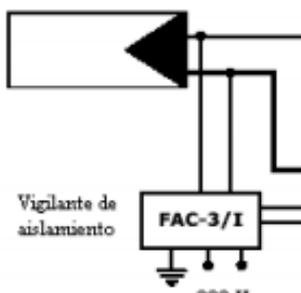


Ilustración 15. Esquema del vigilante de aislamiento

Por tanto, se elige el modelo FAC600 de la marca PROAT, que permite una tensión de 400V a 600V.

En cuanto al interruptor de corriente continua, tiene la función de abrir el circuito cuando detecte la señal del vigilante de aislamiento, derivando a tierra la sobrecarga producida en el circuito.

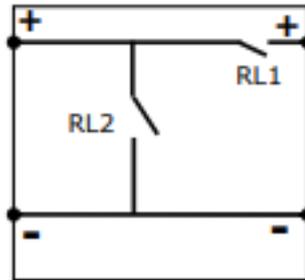


Ilustración 16. Esquema del interruptor de continua

El interruptor de continua que se ha escogido es de también de la marca PROAT modelo INFAC.

- FUSIBLE.

Para terminar con las protecciones de CC se colocará un fusible para proteger la instalación contra sobreintensidades.

La sección del conductor que forma la parte de continua será de 16 mm², por lo que las intensidades que hay que tener en cuenta para la elección de los fusibles son las siguientes:

$$I_B = 8 \cdot I_{MP \text{ Placa}} = 69,36 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{\text{máx admisible cable}} = 91 \text{ A}$$

Una vez fijados estos parámetros se comprueban las condiciones:

$$69,36 \text{ A} \leq I_N \leq 91 \text{ A} \rightarrow I_N = 80 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 80 \rightarrow I_2 = 128 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 91 = 131,95 \text{ A} \rightarrow 128 \leq 131,95 \text{ A}$$

Se comprueba que cumple las dos condiciones por tanto se utilizarán fusibles de I_N de 80 A.

8.3.2. Protecciones Corriente Alterna

Hay que tener en cuenta que el sistema de protecciones de la parte de corriente alterna deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del artículo 11 del R.D.1663/2000.

En el caso de las protecciones de CA no será necesario diferenciar entre tramos debido a que todo el tramo de CA presenta las mismas características, por tanto, será necesario con disponer de un único cuadro de protección de CA.

Como se ha comentado con anterioridad, dichas protecciones estarán situadas en el cuadro general de la finca.

Los elementos de protección serán los siguientes:

- DESCARGADOR.

Se escogerá el mismo modelo que en el caso de CC, un descargador de clase II.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC PST25PV de tensión de régimen permanente máxima 500VDC.

- INTERRUPTOR DIFERENCIAL.

La función principal de estos interruptores es proteger a las personas contra posibles descargas eléctricas producidas por contactos directos o indirectos.

El Reglamento de BT indica que para aplicaciones domésticas, estos dispositivos deben tener una intensidad diferencial-residual de 30 mA, mientras que para otras aplicaciones 300 mA.

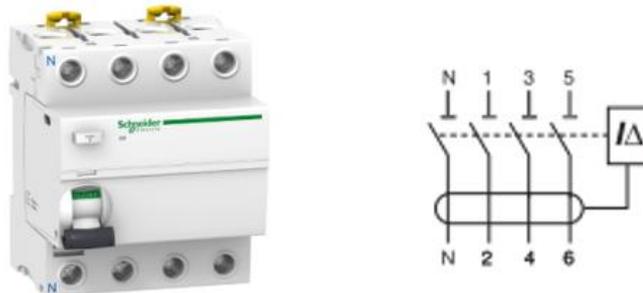


Ilustración 17. Imagen y símbolo del interruptor diferencial

Se elige el modelo A9R84440 4P 300mA de la marca Schneider con una I_N de 40 A.

- INTERRUPTOR GENERAL MANUAL

Se trata de un interruptor magnetotérmico que, además de funcionar como elemento de protección, actuará también como interruptor general de toda la instalación fotovoltaica. De esta manera, si por motivos de mantenimiento o cualquier otro motivo interese prescindir de la instalación entera, se pueda realizar la desconexión de manera simple y rápida.

Son dispositivos de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, cortando la corriente en el tiempo suficiente para que no tenga repercusiones negativas en la instalación. Tienen incorporados un disipador magnético formado por un electroimán que actúa cortando las sobrecargas elevadas y otro térmico formado por una lámina bimetálica que actúa cortando las sobrecargas pequeñas pero prolongadas.



Ilustración 18. Imagen de un interruptor magnetotérmico de 4 polos

Según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico debe cumplir los siguientes requisitos:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_Z \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Como la sección de cable en este tramo es de 4 mm²:

$$I_Z = I_{\text{máx admisible}} = 38 \text{ A}$$

La intensidad normal de funcionamiento será la de salida del inversor:

$$I_b = \frac{20.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 28,86 \text{ A}$$

Por tanto:

$$28,86 \text{ A} \leq I_N \leq 38 \text{ A}$$

Se escoge el modelo S204-C32 de la marca ABB con una I_N de 32 A.

9. PRESUPUESTO FINAL DE LA INSTALACIÓN.

ELEMENTOS	UNIDADES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
1. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
Suministro e instalación de panel Solar 330W 24V, Atersa A- 330P GS	ud.	80,00	193,97	15517,60
Suministro e instalación de inversor Siel-Soleil 22- 27 kW, 82 A - 700 VDC	ud.	1,00	15172,50	15172,50
Soporte para paneles solares	ud.	80,00	92,82	7425,60
Pequeño material	%	2%		762,31
Total elementos de la instalación fotovoltaica				38.115,70 €
2. CABLEADO DE FASE Y CABLEADO DE PORTECCIÓN				
Conductor fase 2 x 2,5 mm2 RV-K de POWERFLEX	m	560,00	0,20	112,00
Conductor fase 2 x 16 mm2 RV-K de POWERFLEX	m	30,00	2,05	61,50
Conductor fase 4 x 4 mm2 RV-K de POWERFLEX	m	120,00	0,55	66,00
Canaletas marca Sija de 12x12 mm blanca con tapa	m	325,00	1,16	377,00
Conductor para protección de cobre, 2,5 mm2	m	280,00	0,20	56,00
Conductor para protección de cobre, 16 mm2	m	15,00	1,75	26,25
Conductor para protección de cobre, 4 mm2	m	30,00	0,40	12,00
Instalación de cableado y cableado de protección	ud.	1,00	576,00	576,00
Pequeño material	%	2%		25,74
Total cableado				1.286,75 €
3. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y CONTADOR				
Fusible para continua 10 A con portafusible.	ud.	8,00	6,50	52,00
Descargador SOLARTEC PST31PV para 500VDC	ud.	2,00	24,36	48,72
Interruptor - Seccionador S802PV-S80 ABB de 80 A y 800 V.	ud.	1,00	129,97	129,97
Vigilante de aislamiento PROAT modelo FAC600	ud.	1,00	32,66	32,66
Interruptor de corriente continua para vigilante de aislamiento marca PROAT modelo INFAC	ud.	1,00	31,00	31,00
Fusible para continua 80 A con portafusible.	ud.	1,00	52,32	52,32
Interruptor diferencial A9R84440 4P 300mA	ud.	1,00	45,51	45,51
Interruptor magnetotérmico S204-C32 ABB de 32 A	ud.	1,00	125,00	125,00
Contador bidireccional trifásico	ud.	1,00	234,65	234,65
Instalación elementos de protección	ud.	1,00	288,00	288,00
Pequeño material	%	2%		20,80
Total elementos de protección y contador				1.039,83 €
4. CUADRO DE PROTECCIONES Y CAJA DE CONEXIÓN				
Cuadro de distribución de superficie	ud.	1,00	55,27	55,27
Caja de conexión	ud.	1,00	37,66	37,66
Pequeño material	%	2%		37,56
Total elementos de protección y contador				92,93 €

TOTAL 40.535,21 €

RESUMEN POR CAPÍTULOS

1. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	38.115,70 €
2. CABLEADO DE FASE Y CABLEADO DE PORTECCIÓN	1.286,75 €
3. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y CONTADOR	1.039,83 €
4. CUADRO DE PROTECCIONES Y CAJA DE CONEXIÓN	92,93 €

BASE IMPONIBLE (SIN IVA) 40.535,21 €
 IMPORTE IVA 8.512,39 €

IMPORTE TOTAL 49.047,60 €

10. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.

10.1. OBJETIVO.

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas.

Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

10.2. GENERALIDADES

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

10.3. DISEÑO

10.3.1. Diseño del generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

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

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

10.3.2. Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 12.

Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica.

En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto. En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

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

Tabla 15. Orientación y sombras

10.3.3. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

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

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

10.3.4. Integración arquitectónica.

No aplica.

10.4. COMPONENTES Y MATERIALES.

10.4.1. Generalidades.

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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

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

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

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

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

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

10.4.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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

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

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

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación.

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

10.4.3. Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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

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

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

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

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

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 8.3.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

10.4.4. Inversores

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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

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

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superior a las CEM. Además soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente.

- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

10.4.5. Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Será obligatorio distinguir tanto los elementos como los circuitos para facilitar la labor en el caso de que sea necesario realizar reparaciones o labores de mantenimiento.

Por ello, los conductores se caracterizarán por los colores de sus envoltentes metálicas:

- Marrón/Negro/Gris para conductor de fase.
- Azul claro para conductor neutro.
- Amarillo/verde para conductor de protección.

10.4.6. Conexión a red

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

10.4.7. Protecciones

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

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

10.4.8. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

10.4.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

10.5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS.

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

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

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

10.6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO.

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

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

10.6.1. Programa de mantenimiento

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

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

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

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

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.6.1 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

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

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

10.6.2. Garantías

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

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

- PLAZOS.

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

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

- CONDICIONES ECONÓMICAS.

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

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

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

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

- ANULACIÓN DE LA GARANTÍA.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el cuarto párrafo del apartado anterior "CONDICIONES ECONÓMICAS".

- LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN.

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

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

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

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

11. ANEXO 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE EQUIPOS TÉCNICOS.

11.1. CÁLCULOS INSTALACIÓN AISLADA.

11.1.1. PREVISIÓN DE CARGAS.

Se trata de un edificio de 7 plantas con 6 viviendas por plantas con los siguientes consumos sacados de las facturas mensuales. En el caso del consumo de las zonas comunes nos las proporciona directamente el administrador de la finca, en cuanto a las viviendas he cogido el consumo de la mía como consumo medio de una vivienda y lo he multiplicado por el número de viviendas total de la finca. El resultado de los consumos es el siguiente:

	Días por mes	H(60)	P (kWh)					Total (kWh) mes	Potencia media por día
			Ascensor	Luz finca	Viviendas				
					Una vivienda	Total finca			
ENERO	31	146	484	324	310	13020	13828	446,06	
FEBRERO	28	152	549	353	325	13650	14552	519,71	
MARZO	31	187	392	345	315	13230	13967	450,55	
ABRIL	30	170	494	362	200	8400	9256	308,53	
MAYO	31	168	481	375	200	8400	9256	298,58	
JUNIO	30	162	453	351	170	7140	7944	264,80	
JULIO	31	174	498	322	175	7350	8170	263,55	
AGOSTO	31	181	395	321	140	5880	6596	212,77	
SEPTIEMBRE	30	175	460	311	150	6300	7071	235,70	
OCTUBRE	31	173	493	349	160	6720	7562	243,94	
NOVIEMBRE	30	147	665	364	240	10080	11109	370,30	
DICIEMBRE	31	135	441	349	250	10500	11290	364,19	
Total año (MWh)							109,311	0,332	

Tabla 16. Estudio de cargas

Para el cálculo de las placas se ha tenido en cuenta la radiación mensual para cada mes del año sacado mediante el programa PVGIS. Se ha escogido una inclinación de las placas de 60 grados ya que esta es la que aprovecha la mayor cantidad de radiación solar en los meses de invierno que son los más escasos en cuanto a niveles de radiación:

	H(60)
ENERO	146,00
FEBRERO	152,00
MARZO	187,00
ABRIL	170,00
MAYO	168,00
JUNIO	162,00
JULIO	174,00
AGOSTO	181,00
SEPTIEMBRE	175,00
OCTUBRE	173,00
NOVIEMBRE	147,00
DICIEMBRE	135,00

Tabla 17. Radiación solar mensual.

A continuación se calcula el consumo medio mensual en Ah/mes mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{mes}} \right) = \frac{P_n}{V_{ins} \cdot \eta}$$

- η = Rendimiento del inversor, consideramos un rendimiento del 93%.
- V_{ins} = Tensión de la instalación, la tensión de nuestra instalación es de 48V.
- P_n = Potencia nominal de la instalación, la estimada en función de las facturas para cada mes del año.

Una vez calculado esto se puede hallar el coeficiente CMD, que es el coeficiente que relaciona el consumo con la radiación en cada mes, usamos la siguiente fórmula:

Una vez calculado esto se puede hallar el coeficiente CMD, que es el coeficiente que relaciona el consumo con la radiación en cada mes:

$$CMD = \frac{\text{Consumo} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{mes}} \right)}{H(60)}$$

- $H(60)$ = Radiación solar teniendo en cuenta una inclinación de 60 grados.

Aplicando estas fórmulas se obtienen los siguientes resultados:

	H(60)	COEF, Cmd	Consumo Ah/mes
ENERO	146,00	2121,69	309767,03
FEBRERO	152,00	2144,64	325985,66
MARZO	187,00	1673,16	312880,82
ABRIL	170,00	1219,69	207347,67
MAYO	168,00	1234,21	207347,67
JUNIO	162,00	1098,50	177956,99
JULIO	174,00	1051,84	183019,71
AGOSTO	181,00	816,35	147759,86
SEPTIEMBRE	175,00	905,15	158400,54
OCTUBRE	173,00	979,19	169399,64
NOVIEMBRE	147,00	1692,91	248857,53
DICIEMBRE	135,00	1873,42	252912,19

Tabla 18. Resultados coeficiente CMD

Para el cálculo de la instalación habrá que tener en cuenta el mes más desfavorable, que es el que tiene el coeficiente CMD más alto. En este caso el mes más desfavorable es Febrero, ya que como indica el CMD es el mes que tiene el consumo más alto en relación con la radiación solar.

11.1.2. PANELES FOTOVOLTAICOS.

En primer lugar se escogen las placas que se pretende instalar, las que se han considerado que son mejores en relación calidad/precio, tienen las siguientes características:

Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*			
	A-320M	A-325M	A-330M
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,52 A	8,60 A	8,67 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,56 V	37,82 V	38,07 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,99 A	9,06 A	9,12 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,08 V	46,43 V	46,78 V
Parámetros térmicos			
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C		
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C		
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C		
Características físicas			
Dimensiones (± 2 mm)	1965x990x40		
Peso (± 0,5 kg)	22,5		
Área (m ²)	1,95		
Tipo de célula (± 1 mm)	Monocristalina 156x156 mm (6 pulgadas)		
Células en serie	72 (6x12)		
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2 mm		
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster		
Caja de conexiones	TYCO IP67		
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1200 mm		
Conectores	TYCO PV4		

Tabla 19. Características paneles solares

Antes de nada se multiplica el CMD (Febrero por ser el mes más desfavorable) calculado previamente, por un coeficiente de sobredimensionamiento para anticiparse a futuras posibles pérdidas de la instalación. En este caso se le aplica un Coef. Sobredimensionamiento del 20% (1,2).

$$C_s = CMD (Febrero) \cdot 1,2 = 2.573,57$$

$$- C_s = CMD \text{ sobredimensionado}$$

A continuación se calcula el número de placas en paralelo "Nlp":

$$Nlp = \frac{C_s}{I \text{ pico placa}} = \frac{2573,57}{8,67} = 292,19$$

Se ha redondeado a **292 líneas en paralelo** ya que la parte decimal es más cercana a 292 que a 293. Además ya se ha sobredimensionado la instalación antes, no hace falta volverlo a hacer redondeando hacia arriba el número de placas.

El número de placas en serie Nls:

$$Nls = \frac{V \text{ instalación}}{V \text{ nom placa}} = \frac{48}{24} = 2 \text{ líneas en serie}$$

Sabiendo esto se halla el número total de placas multiplicando el Nlp por el Nls que nos da un total de 584 placas.

Multiplicando el número total de placas por la potencia de cada placa se tiene una potencia total de la instalación de 192.720 Wp.

11.1.3. INVERSOR.

El inversor tendrá que ser capaz de aportar la potencia nominal de la instalación, formada por la suma de las potencias nominales de todos los elementos de la instalación.

En este caso esta potencia nominal será la formada por los siguientes elementos:

	Cantidad	Potencia nominal (W)	Total (W)
Luces rellano	49	6	294
Luces portal	6	8	48
Luces escaleras	14	6	84
Ascensores	2	8000	16000
Viviendas	42	3300	138600
Pot nominal instalación			155026

Tabla 20. Potencia nominal del edificio

En cuanto a la potencia nominal de las viviendas se ha definido que es la potencia contratada con la compañía, ya que en el caso de que se superara esta potencia saltaría el ICP. Por tanto, las viviendas no pueden demandar más potencia siendo la potencia contratada la máxima que pueden consumir las viviendas. Se fija una potencia de 3,3 kW considerando que es un valor medio.

Como se puede ver en la tabla, el valor de la potencia nominal de toda la instalación es de 155,026 kW.

Una vez se conoce este valor ya se puede proceder a la elección del modelo del inversor.

En este caso se elige un inversor VICTRON Quattro 48/10000/140-100/100 con una potencia nominal de 10.000W y una potencia pico de 20.000W.

El cálculo del número de inversores se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P \text{ nominal instalación}}{\text{Potencia pico inversor}} = \frac{155,026}{20} = 7,75 \rightarrow 8 \text{ inversores}$$

En este caso se redondea hacia arriba para sobredimensionar un poco la instalación y tener un poco de margen por si se produce un pico de potencia en la instalación más alto de lo previsto.

La instalación consta de 8 inversores tipo VICTRON Quattro 48/10000/140-100/100

11.1.4. BATERÍAS.

Lo primero es conocer las características que deben tener las baterías según nuestro tipo de instalación y zona geográfica donde estará situada.

Se escoge una profundidad de descarga del 70% en las baterías que es un valor medio de las baterías.

A continuación se debe definir el número de días de autonomía que se desea para la instalación. En este caso se escoge 6 días de autonomía. Se ha tenido en cuenta la localización, ya que estamos ubicados en la provincia de Valencia que es una provincia muy soleada, donde lo normal es que no pasen más de 3 o 4 días seguidos sin sol. Para ponernos en la peor situación y asegurarnos de la continuidad de suministro, se ha sobredimensionado un poco este valor y finalmente se consideran 6 días de autonomía.

Esto significa que se tendrán 144 horas de autonomía, como no existe un valor tipificado de la batería con esta cifra (C144) se escoge el valor inmediatamente inferior, C120.

A continuación se calcula la capacidad que tendrán que soportar nuestras baterías mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad baterías (Ah)} = \frac{CMD \cdot N^{\circ} \text{ de días de autonomía}}{\text{Profundidad de descarga}} = \frac{2144,63 \cdot 6}{0,7} = 18.382,7Ah$$

Una vez definidas las características que deberán tener nuestras baterías, se elige el modelo de batería a emplear, en la siguiente tabla se puede ver los modelos a elegir:

	C ₄₈	C ₇₂	C ₁₀₀	C ₁₂₀	C ₂₄₀
2V 6 OPzS 600	860	920	970	985	1035
2V 7 OPzS 700	940	1000	1055	1080	1100
2V 8 OPzS 800	1150	1230	1295	1320	1385
2V 9 OPzS 900	1225	1305	1380	1410	1440
2V 10 OPzS 1000	1440	1540	1620	1650	1730
2V 12 OPzS 1200	1730	1850	1950	1990	2090
2V 12 OPzS 1500	2090	2200	2300	2350	2470
2V 14 OPzS 1700	2215	2335	2445	2500	2600
2V 16 OPzS 2000	2755	2910	3040	3100	3250
2V 20 OPzS 2500	3430	3615	3765	3850	4040
2V 24 OPzS 3000	4100	4300	4500	4600	4850

Tabla 21. Características de las baterías

En un primer momento se selecciona el modelo 2V 20 OPzS 2500. Pero después se detectó que era mejor opción optar por el siguiente modelo, el 2V 20 OPzS 3000.

Se cambió de decisión por los siguientes motivos:

- Económico. Aunque las baterías del modelo 2V 20 OPzS 3000 individualmente son más caras, al tener mayor capacidad, se precisan de un menor número en total.
- Mientras que con el primer modelo elegido se precisaba de 120 baterías, con este segundo se precisan de 96, esto es una diferencia importante que hace que se reduzca el coste total de las baterías.
- Distribución. El segundo motivo ya se ha mencionado indirectamente en el punto anterior, al reducirse el número de baterías se reduce el espacio que estas ocuparán, por tanto, también supone un ahorro de espacio y hará menos complicado encontrar donde instalarlas.

Ahora que se tiene el modelo claro, se puede hacer el cálculo del número de baterías que precisará la instalación:

$$N^{\circ} \text{ de baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad del total de las baterías}}{C_{120}} = \frac{18.382,7}{4600} = 4$$

$$N^{\circ} \text{ de baterías en serie} = \frac{V_n \text{ de la instalación}}{V_n \text{ de las baterías}} = \frac{48}{2} = 24$$

La instalación constará de 96 baterías modelo el 2V 20 OPzS 3000

11.1.5. REGULADOR.

En este caso, para elegir el regulador más óptimo, se necesita saber primero la intensidad máxima que tendrá que soportar dicho regulador.

$$I \text{ máx regulador (A)} = I \text{ pico placa} \cdot N^{\circ} \text{ placas paralelo} = 2531,64 \text{ A}$$

- I pico placa (A) = 8,67
- N° placas paralelo = 292

Ahora es el momento de escoger el regulador que se crea oportuno, se escoge el regulador 48V 80A MPPT Must Solar.

Se ha elegido este regulador debido a que puede trabajar a la tensión de la instalación (48V) y se considera correcto en relación prestaciones/precio.

Una vez conocido el regulador a instalar, se calculan las placas que puede soportar cada regulador y el número total de reguladores que serán necesarios en relación con el número total de placas a instalar.

$$N^{\circ} \text{ de placas por regulador} = \frac{I \text{ n regulador}}{I \text{ pico placa}} = \frac{80}{8,67} = 9$$

En este caso se ha redondeado a la baja debido a que el regulador debe poder soportar la intensidad de las placas, esta es una manera de asegurarse de que podrá soportarlo.

$$N^{\circ} \text{ total de reguladores} = \frac{N^{\circ} \text{ total de placas}}{N^{\circ} \text{ placas por regulador}} = \frac{584}{9} = 65$$

La instalación constará de 65 reguladores modelo 48V 80A MPPT Must Solar.

11.2. CÁLCULOS INSTALACIÓN CONECTADA A RED.

11.2.1. CÁLCULO MES MÁS DESFAVORABLE.

Para el cálculo del mes más desfavorable se debe tener en cuenta la tabla de consumo en relación con la radiación diaria por cada mes del año obtenida mediante el PVGIS.

Mediante el cálculo de un coeficiente se puede calcular el mes más desfavorable. Este mes es el que tenga el coeficiente más bajo ya que si se analiza la fórmula empleada este mes es el que tiene el consumo más bajo en relación con la irradiancia y lo que se busca en este tipo de instalación es no sobredimensionarla.

$$\text{Coeficiente} = \frac{\text{Potencia total mes}}{\text{Irradiancia mensual}}$$

	Irradiancia (Wh/m2/day)	P (kWh)	Coeficiente
		Potencia media por dia	
ENERO	4250	446,06	3,25
FEBRERO	5150	519,71	2,83
MARZO	6220	450,55	2,25
ABRIL	6460	308,53	1,43
MAYO	6730	298,58	1,38
JUNIO	7000	264,80	1,13
JULIO	7190	263,55	1,14
AGOSTO	6870	212,77	0,96
SEPTIEMBRE	6230	235,70	1,13
OCTUBRE	5470	243,94	1,38
NOVIEMBRE	4470	370,30	2,49
DICIEMBRE	3850	364,19	2,93

Tabla 22. Cálculo del coeficiente del mes más desfavorable

Como se puede observar en la tabla, el mes más desfavorable es el mes de agosto.

11.2.2. PANELES FOTOVOLTAICOS.

En primer lugar cabe mencionar que el modelo de las placas empleado es el mismo que para el sistema aislado.

Para el cálculo de los módulos fotovoltaicos se han empleado las siguientes fórmulas:

$$\text{Potencia real de la placa} = \frac{V \text{ pico placa} \cdot \text{Irradiancia diaria máx.}}{1000}$$

Una vez conocido este dato se puede hallar el número de placas necesarias:

$$\text{Número de placas} = \frac{P \text{ consumida}}{P \text{ pico placa}} \cdot 1,14$$

- *P consumida. En este caso se ha empleado la P a las 12 de la mañana debido a que es la potencia consumida en el momento de máxima irradiancia, de esta manera queda asegurado que no se va a sobredimensionar en exceso la instalación.*

Aplicando estas fórmulas se obtienen los siguientes resultados:

MES	POTENCIA REAL PLACA (w)	Nº DE PLACAS
ENERO	313,17	78
FEBRERO	329,34	91
MARZO	330,00	79
ABRIL	333,30	54
MAYO	324,06	54
JUNIO	312,51	49
JULIO	310,86	49
AGOSTO	315,15	39
SEPTIEMBRE	320,76	43
OCTUBRE	329,67	43
NOVIEMBRE	319,77	67
DICIEMBRE	297,00	71

Tabla 23. Resultados cálculo número de placas

Analizando bien los resultados de los meses se observó que si se instalaban el número de placas obtenido en agosto, mes a tener en cuanto al ser el más desfavorable, había otros meses en los que se cubría un porcentaje de consumo muy pequeño. Por ello, se decidió aumentar el número de placas a instalar para que el resto del año quedara más compensado, esto se pudo hacer gracias a la reforma del BOE realizada en la que se permite entregar energía a la red. Esto permite que la instalación quede un poco sobredimensionada en algunos meses con el fin de cubrir más consumo en el resto.

Haciendo varias pruebas, finalmente se decidió aprovechar el espacio de la azotea del edificio e instalar 80 placas. Se comprobó que salía más rentable optar por esta solución que instalar el número de placas inicialmente calculado para el mes más desfavorable.

La instalación consta de 80 paneles fotovoltaicos

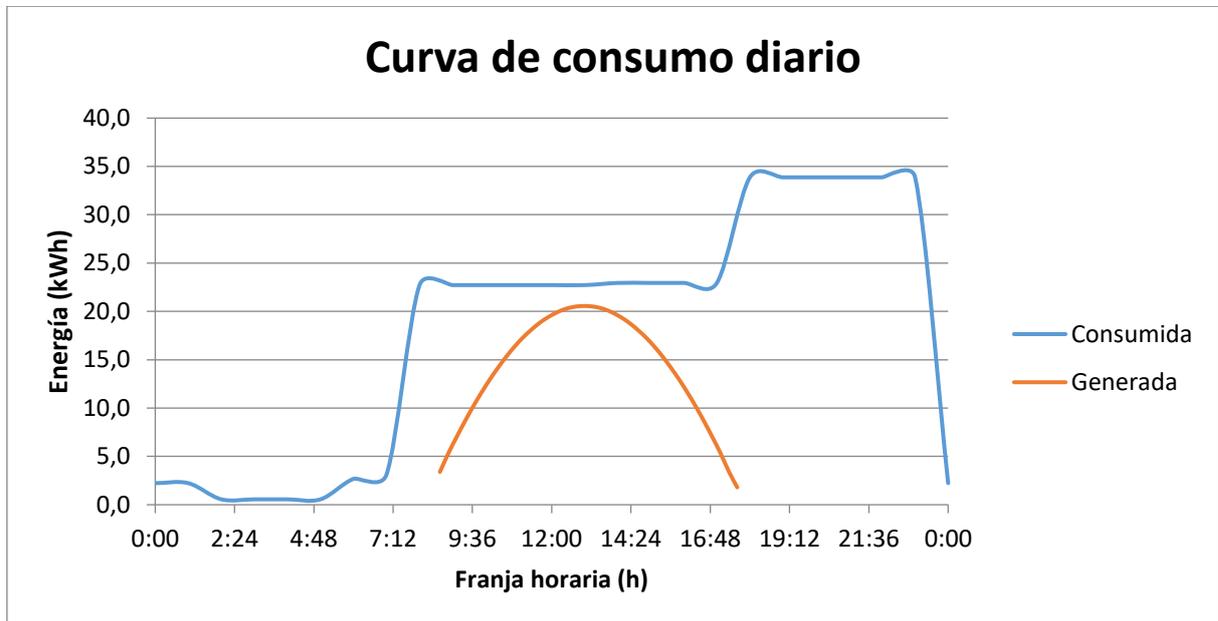
Sabiendo el número total de placas y teniendo en cuenta que la W_{pico} de cada placa es 330W se tiene una potencia pico de la instalación de 46.200W.

Con este dato y con los datos de radiación solar para cada hora del día que nos proporciona el programa PVGIS, se puede hallar la energía que producirá nuestra instalación para cada hora del día. Con esto se puede dibujar la curva de energía generada y compararla con la curva de consumo. La fórmula es la siguiente:

$$Energía\ producida\ (kWh) = \frac{W_{pico\ instalación} \cdot Irradiancia\ hora}{1000} \cdot (1 - 0,18)$$

Como se ha dicho antes, aplicando esta fórmula se pueden sacar la curva de generación y compararla con la curva de consumo previamente estimada para cada mes del año.

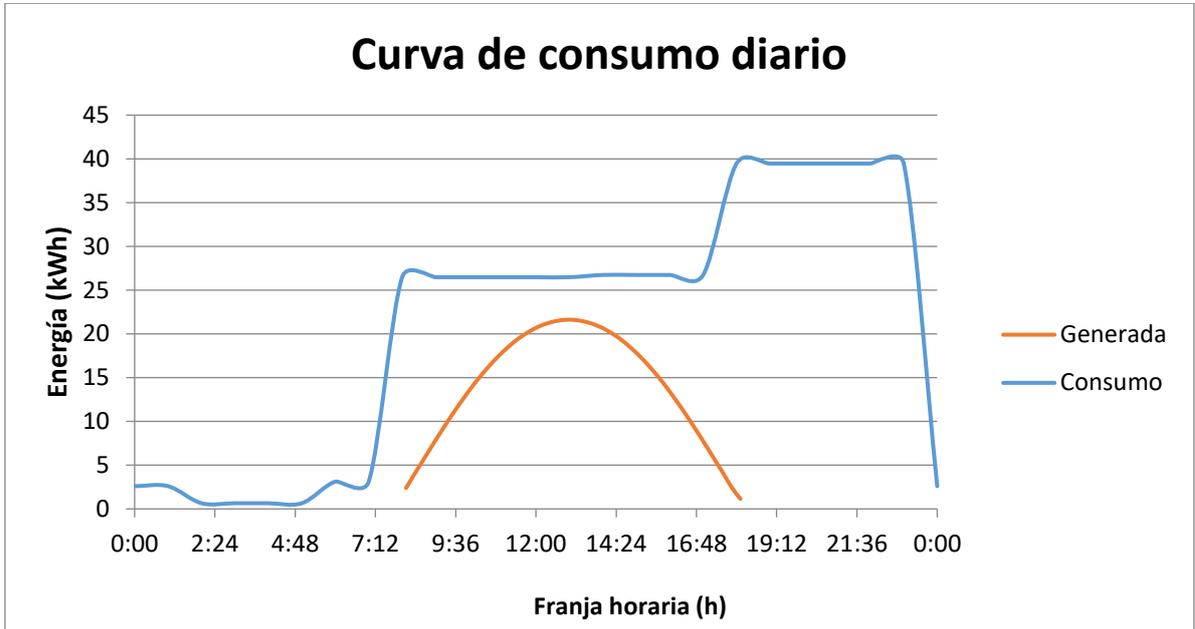
ENERO



Gráfica 2. Curvas de consumo y generación Enero

Energía necesaria de la red (kWh)	332,351
Energía ahorrada diaria (kWh)	113,714
Energía ahorrada mensual (kWh)	3525,120

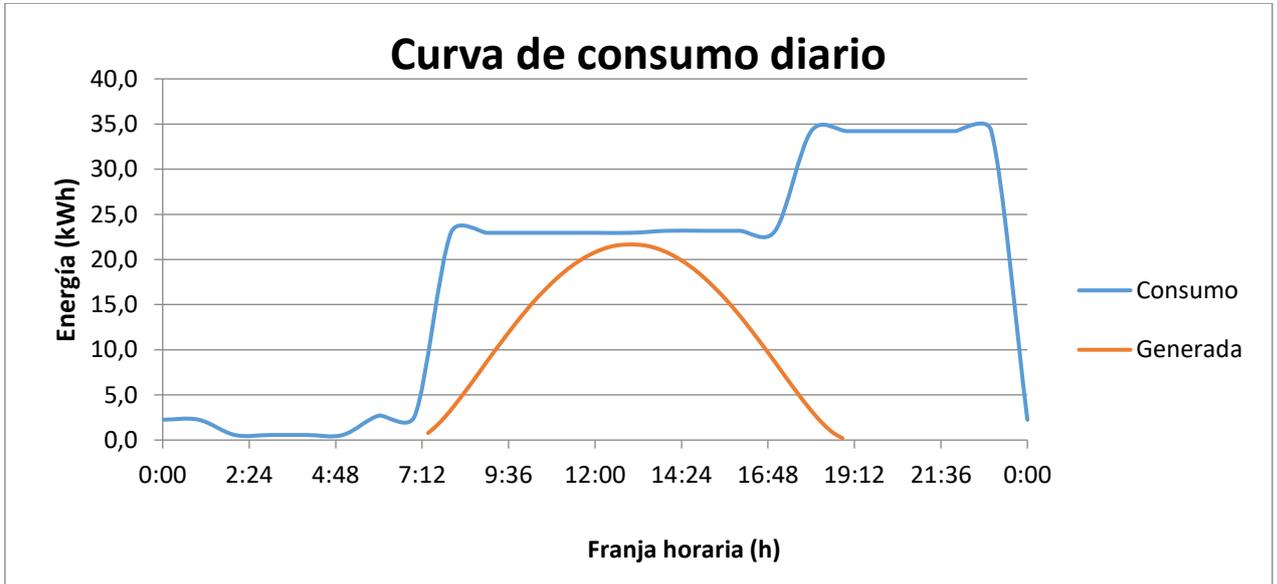
FEBRERO



Gráfica 3. Curvas de consumo y generación Febrero

Energía necesaria de la red (kWh)	393,565
Energía ahorrada (kWh)	126,149
Energía ahorrada mensual (kWh)	3532,172

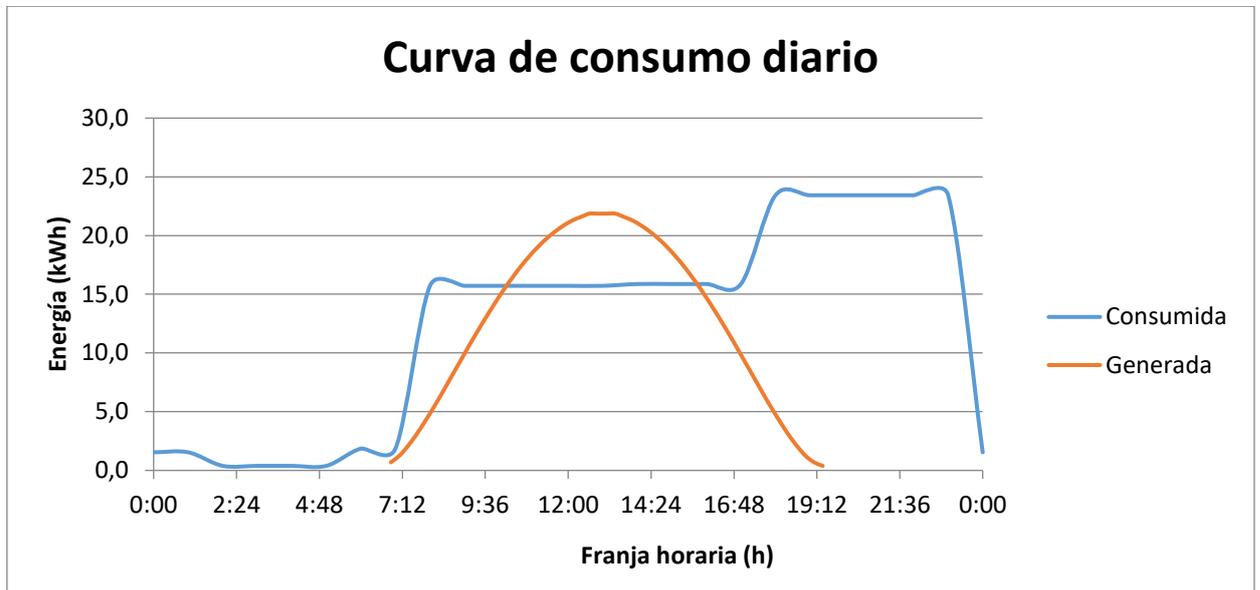
MARZO



Gráfica 4. Curvas consumo y generación Marzo

Energía necesaria de la red (kWh)	318,210
Energía ahorrada (kWh)	132,338
Energía ahorrada mensual (kWh)	4102,487

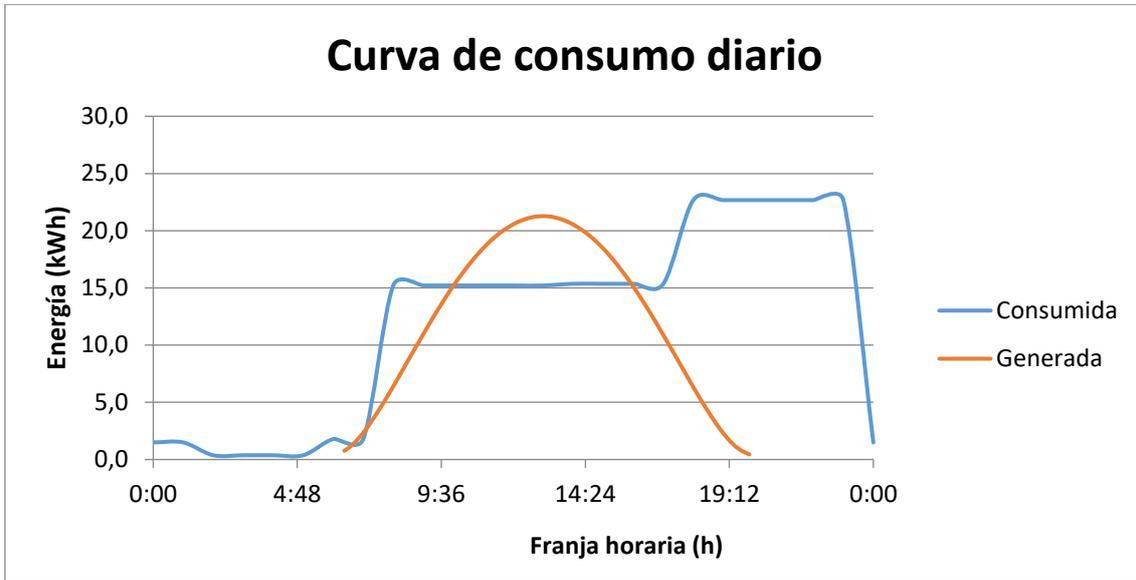
ABRIL



Gráfica 5. Curvas de consumo y generación Abril

Energía necesaria de la red (kWh)	245,833
Energía ahorrada (kWh)	62,700
Energía ahorrada mensual (kWh)	1881,009
Energía entregada a la red al día (kWh)	79,071
Energía entregada a la red al mes(kWh)	2372,132

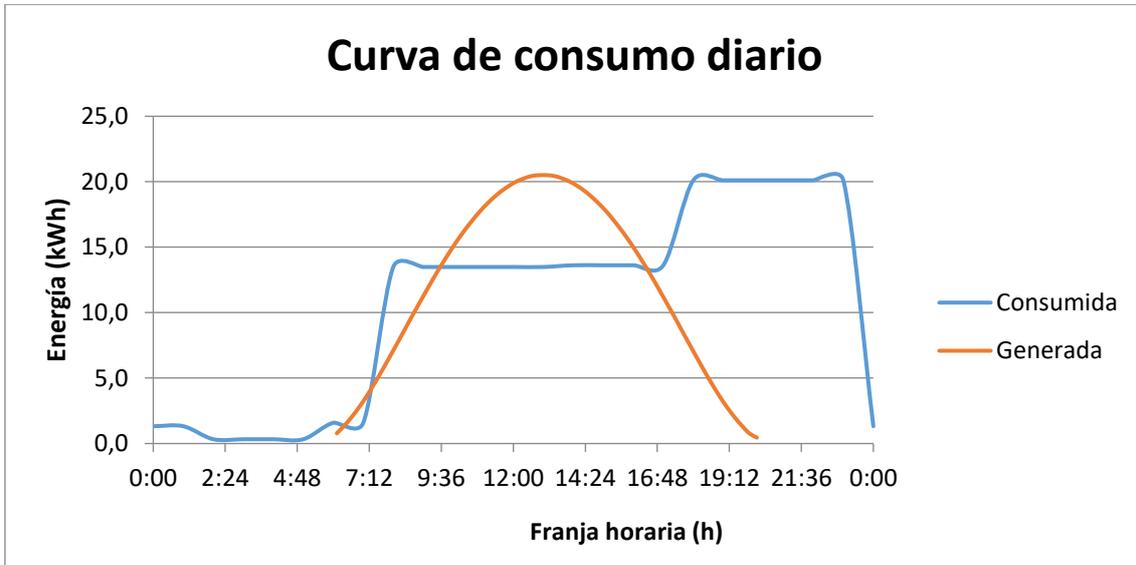
MAYO



Gráfica 6. Curvas de consumo y generación Mayo

Energía necesaria de la red (kWh)	221,622
Energía ahorrada (kWh)	76,958
Energía ahorrada mensual (kWh)	2385,712
Energía entregada a la red al día (kWh)	70,983
Energía entregada a la red al mes(kWh)	2200,482

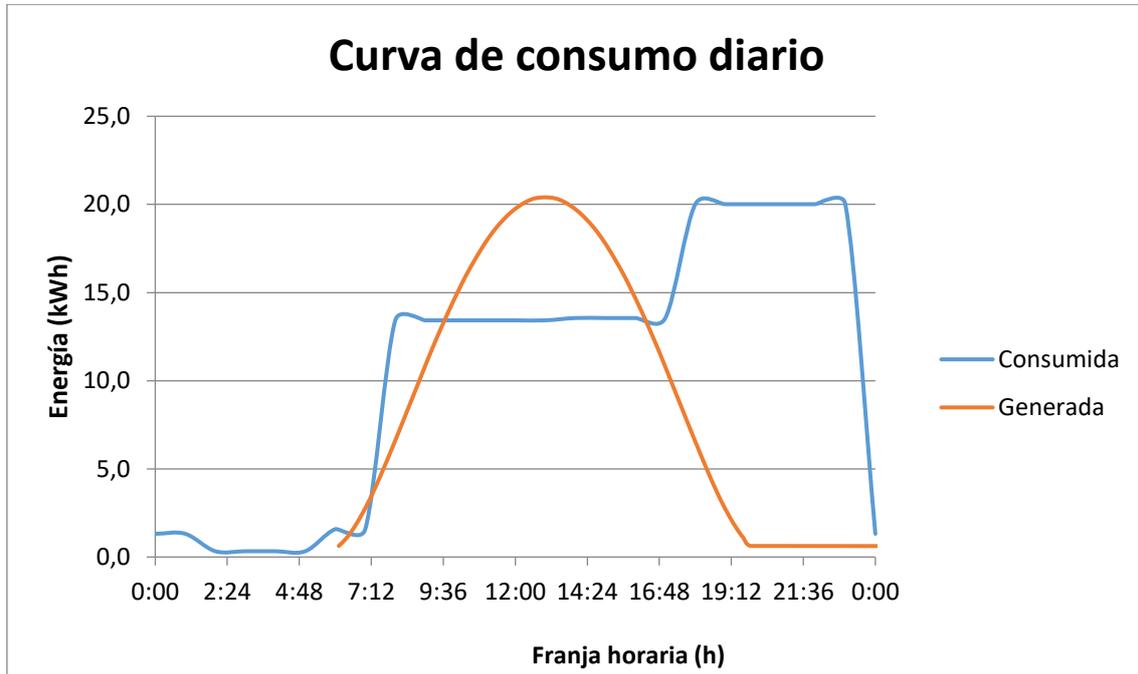
JUNIO



Gráfica 7. Curvas de consumo y generación Junio

Energía necesaria de la red (kWh)	201,145
Energía ahorrada (kWh)	63,655
Energía ahorrada mensual (kWh)	1909,662
Energía entregada a la red al día (kWh)	85,376
Energía entregada a la red al mes(kWh)	2561,265

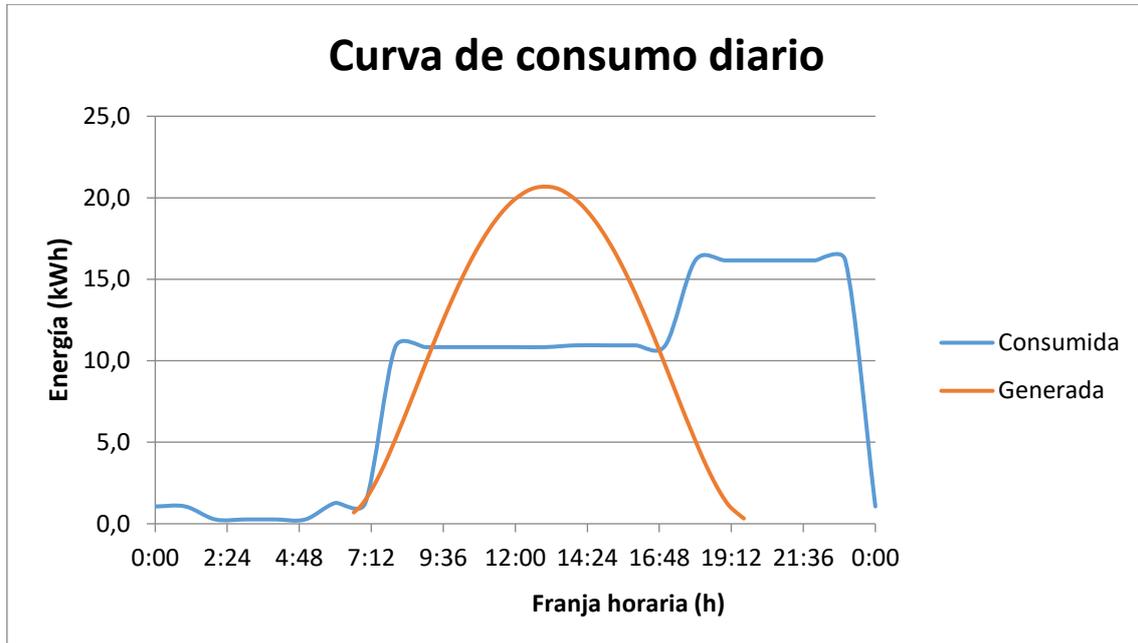
JULIO



Gráfica 8. Curvas de consumo y generación Julio

Energía necesaria de la red (kWh)	199,991
Energía ahorrada (kWh)	63,284
Energía ahorrada mensual (kWh)	1961,797
Energía entregada a la red al día (kWh)	81,656
Energía entregada a la red al mes(kWh)	2531,344

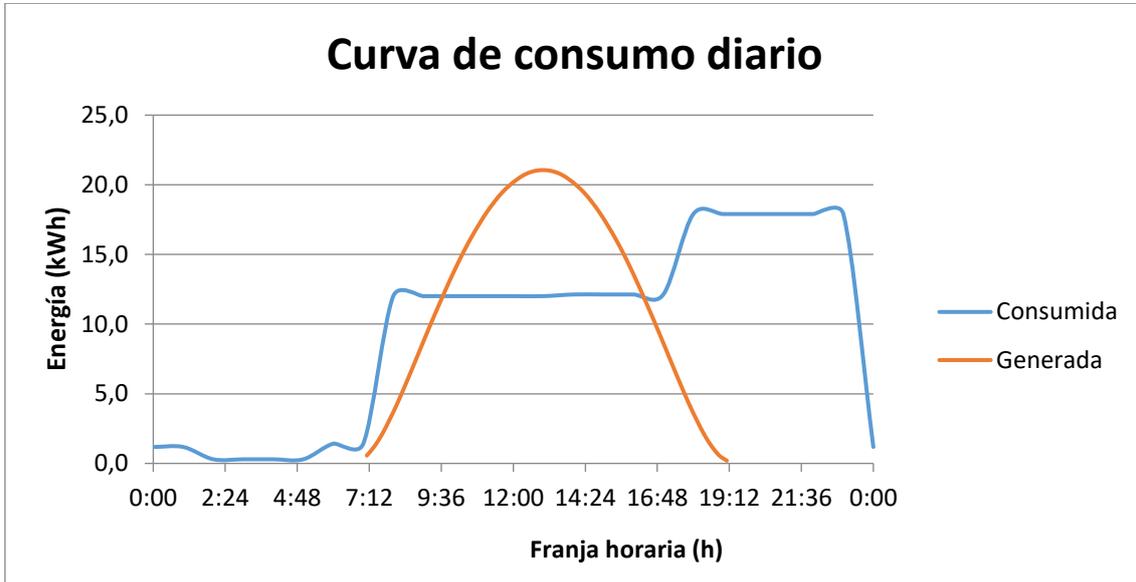
AGOSTO



Gráfica 9. Curvas de consumo y generación Agosto

Energía necesaria de la red (kWh)	174,965
Energía ahorrada (kWh)	37,588
Energía ahorrada mensual (kWh)	1165,215
Energía entregada a la red al día (kWh)	99,431
Energía entregada a la red al mes(kWh)	3082,351

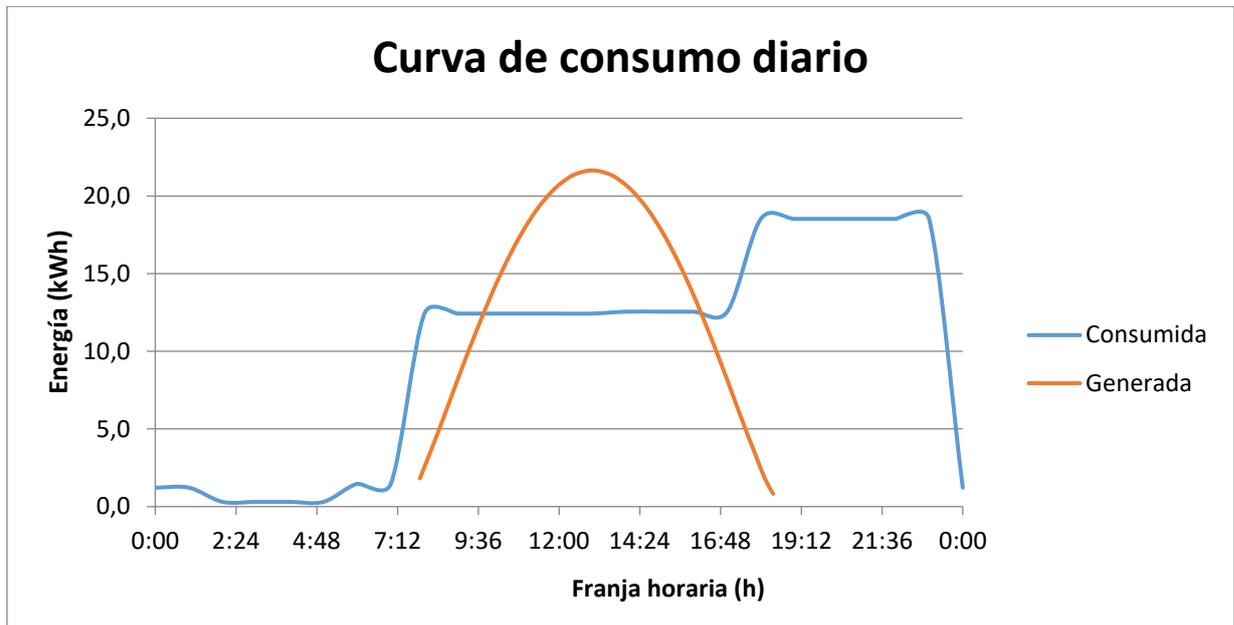
SEPTIEMBRE



Gráfica 10. Curvas de consumo y generación septiembre

Energía necesaria de la red (kWh)	193,834
Energía ahorrada (kWh)	41,621
Energía ahorrada mensual (kWh)	1248,618
Energía entregada a la red (kWh)	88,716
Energía entregada a la red al mes(kWh)	2661,470

OCTUBRE

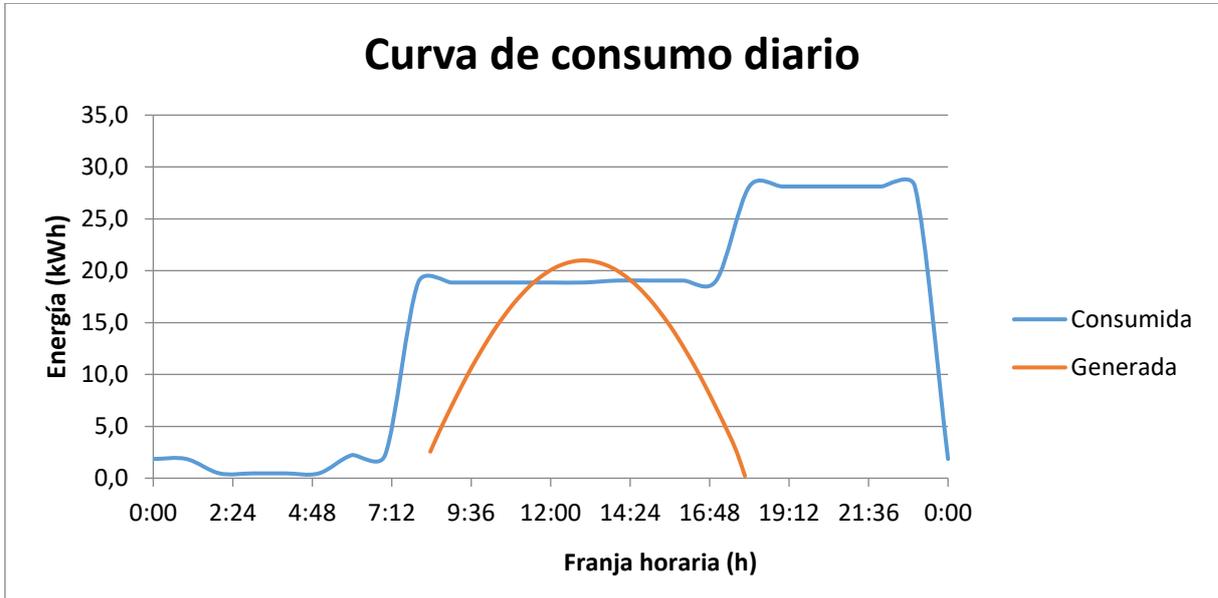


Gráfica 11. Curvas de consumo y generación Octubre

Energía necesaria de la red (kWh)	205,671
Energía ahorrada (kWh)	38,011
Energía ahorrada mensual (kWh)	1178,347

Energía entregada a la red (kWh)	90,522
Energía entregada a la red al mes(kWh)	2806,175

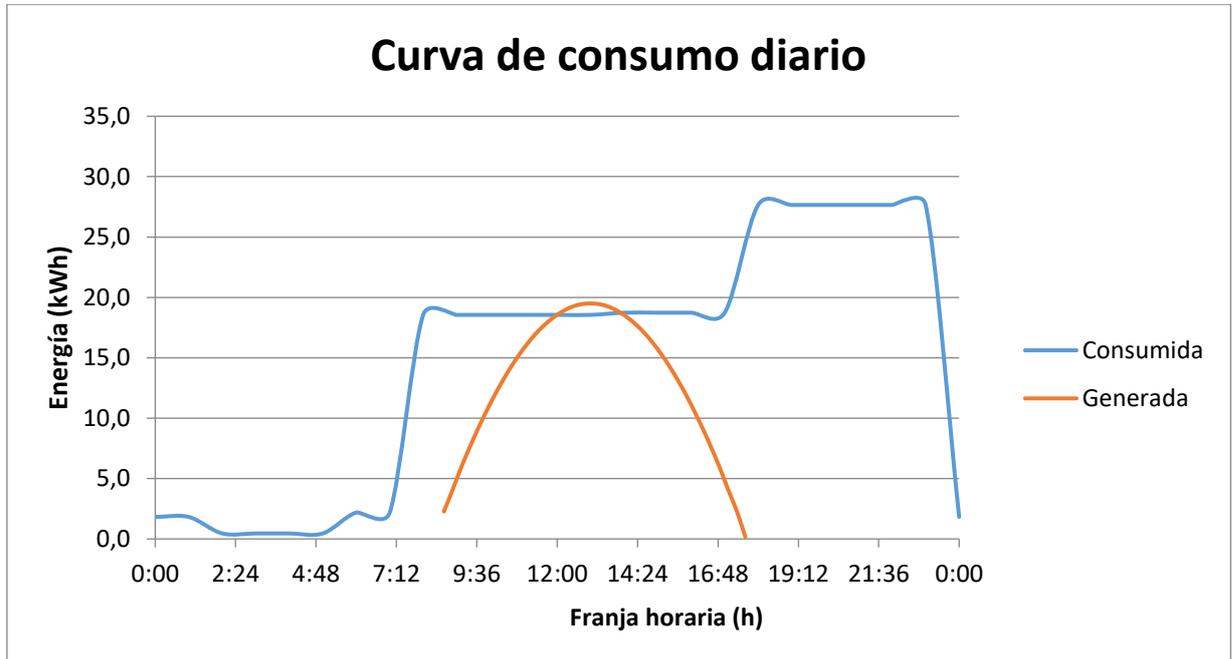
NOVIEMBRE



Gráfica 12. Curvas de consumo y generación Noviembre

Energía necesaria de la red (kWh)	249,572
Energía ahorrada (kWh)	120,343
Energía ahorrada mensual (kWh)	3610,282
Energía entregada a la red (kWh)	14,8102
Energía entregada a la red al mes(kWh)	444,307

DICIEMBRE



Gráfica 13. Curvas de consumo y generación Diciembre

Energía necesaria de la red (kWh)	259,454
Energía ahorrada (kWh)	104,361
Energía ahorrada mensual (kWh)	3235,191

11.2.3. INVERSOR.

Para seleccionar el inversor que va a ser necesario primero hay que tener claro la forma en la que se van a conectar los paneles, en este caso, se ha decidido dividir los 80 paneles en 8 ramas en paralelo de 10 paneles en serie por cada rama.

Una vez fijado esto ya se puede proceder a analizar las características que deberá tener el inversor en cuestión, teniendo en cuenta que tendrá que poder soportar la tensión y la intensidad de los paneles.

Teniendo en cuenta las siguientes características de módulos fotovoltaicos se podrán calcular los parámetros necesarios para elegir en inversor en cuestión:

V_{máx} (V)	38,07
I_{cc} (A)	8,67

Al estar conectados 10 paneles en serie, el inversor deberá poder soportar una tensión de 380,7V.

Mientras que al haber 8 líneas en paralelo, tendrá que poder soportar una intensidad de 69,6A.

Por ello se escoge el inversor senoidal de conexión a red trifásica SIEL – SOLEIL, modelo 20 kW, que presenta las siguientes características:

MODELO [kW]	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450	
Codificación Atersa	3009531	3009532	3009533	3009512	3009535	3009536	3009513	3009537	3009538	3009514	3009539	3009540	3009541	3009542	
Especificaciones Eléctricas															
1.- Conexión a la red															
Potencia Nominal de la instalación (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450	
Conexión	Trifásica y neutro														
2.- Generador fotovoltaico															
Potencia mínima/máxima paneles (kWp)	12-17,5	17,5-22	22-27	27-33	35-44	44-50	50-65	65-88	88-110	80-125	140-190	200-270	300-440	450-550	
Rango de tensión PMP* (V _{DC})	330-600														
Tensión máxima de entrada a módulos	700V _{DC} a 0° C														
Tensión mínima de arranque (V)	400														
Corriente máxima de entrada (A)	53	67	82	100	133	152	197	267	333	424	677	818	1333	1667	
Número de entradas DC	1							2							
3.- Inversor AC															
Potencia AC, Pn (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450	
Tensión de red nominal AC, Vn (V)	400														
Corriente nominal (A)	19,5	26,0	32,5	39	52	65	77,9	103,9	129,9	144,3	227	325	520	650	
Corriente máxima (A)	21,6	28,9	36,1	43,3	58	72,1	97,4	115,1	144	203	253	361	578	721	
Tensión de funcionamiento	Vn ± 10%														
Frecuencia de funcionamiento	50 Hz ± 0,3 Hz														
Protección contra funcionamiento en isla	SI														
4.- Otros datos															
Consumo aprox. En vacío (W)	32	32	46	46	46	46	56	56	56	56	56	64	64	64	
THD de la intensidad AC	<3%														
Control del sistema	Analógico / digital														
Contacto electromecánico de desconexión	SI														
Sistema de Aislamiento	Transformador														
Protección del interface de comunicaciones	SI														
Rendimiento máximo (%)	93.8	94.2	94.4	94.5	95.1	95.1	95.5	95.5	96.0	96.3	96.5	96.5	96.5	96.5	
Normativas	RD 1663/2000, CEI11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940														
Especificaciones Físicas															
Sistema de Refrigeración	Convección natural + Ventilación forzada														
Rango de Temperatura de Trabajo	-5° C a +40° C														
Rango de Temperatura de Almacenamiento	-20° C a +50° C														
Humedad Relativa Máxima	95%														
Nivel dB(A)	60	60	60	60	60	64	64	64	64	64	64	68	68	68	
Dimensiones (mm) (L x W x H)	550 x 850 x 1055						1100x800x1400				1500x1000x2000		2x(1350x100x2000)		
Peso (Kg)	280	300	330	350	420	440	750	750	900	900	980	1400	1600	2000	
Índice de protección	IP 21														
Material envolvente	Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente														

Por tanto, en este diseño se precisará de un único inversor senoidal de conexión a red trifásica marca SIEL – SOLEIL, modelo 20 kW.

12. ANEXO 2. COSTES.

12.1. ESTIMACIÓN COSTES AISLADA

12.1.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.

El coste inicial de la instalación es el formado por la suma de los costes individuales de los elementos más el coste de mano de obra y otros materiales necesarios para la instalación.

El coste de mano de obra y otros materiales se considera del 15% del coste de los elementos de la instalación.

El coste total inicial de la instalación se resume en la siguiente tabla (todos los precios son sin IVA):

ELEMENTOS	UNIDADES	PRECIO POR UNIDAD (€/ud.)	IMPORTE TOTAL (€)
Paneles solares	584	163,00	95192,00
Batería	96	1332,40	127910,40
Regulador	65	225,00	14625,00
Inversor	8	3300,00	26400,00
Suma elementos de la instalación			264127,40
Mano de obra, material... (10%)			39619,11
Coste indirecto (3%)			7923,82
Beneficio diseñador (2%)			5282,55
Total			303746,51

Tabla 24. Coste inicial de la instalación aislada (sin IVA)

Como se puede observar la instalación tiene un coste inicial de 303.746,51€

Con estos números se procede a calcular el coste del Wpico de la instalación:

$$\text{Coste Wpico (€/Wpico)} = (\text{Coste total instalación}) / (\text{P total de la instalación}) = 1,57$$

$$\text{Coste total instalación (€)} = 303.746,51 \quad \text{P total de la instalación (Wpico)} = 192.720$$

El coste del Wpico de 1,6 €/Wpico

12.1.2. COSTE A LOS 25 AÑOS

El coste a los 25 años será la suma del coste inicial de la instalación más la reposición de todos los elementos a excepción de las placas que tienen una vida útil mayor que la del resto de elementos, ya que aunque habrán bajado su rendimiento seguirán funcionando. A esto también habrá que sumarle los costes de mantenimiento.

De manera que se puede hallar mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Coste 25 años (€)} = \text{coste inicial} + 96 \text{ baterías} + 65 \text{ reguladores} + 8 \text{ inversores} + \text{Coste de mantenimiento}^*$$

**Se considera un coste total de mantenimiento de 35.000€ al cabo de los 25 años.*

$$\text{Coste 25 años (€)} = 303.746,51 + 12.7910,40 + 14.625 + 26.400 + 35.000$$

$$\text{Coste 25 años (€)} = 507.681,91\text{€}$$

Otro dato importante a calcular para el análisis de la instalación es el coste por kWh producido. Para ello se calcula primero el kWh producido:

$$\text{kWh totales} = (\text{Horas pico al año} \cdot P \text{ total placas} \cdot \text{Rendimiento placas}) \cdot 25 \text{ años}$$

- Horas pico al año. En Valencia este dato es 1.520 horas/año, pero varía depende de la localización geográfica.
- P total placas = 192.720 W
- Rendimiento placas. Se considera una rendimiento medio del 0,9 (90%).

$$\text{kWh producidos totales} = 6.591.024 \text{ kWh}$$

Pero hay que tener en cuenta que no se consume todo lo que se genera, esto se debe a que la instalación está un poco sobredimensionada.

La energía consumida a los 25 años será la que se calcula en la previsión de cargas que se consume anualmente (109311 kW) por 25.

Conociendo esto el coste por kWh producido se calcula que será:

$$\text{Coste kW al cabo de 25 años} = \text{coste 25 años} / \text{kWh consumida 25 años} \quad \text{Coste kWh al cabo de 25 años} = 507.681,91 / 2.732.775$$

$$\text{Coste kWh al cabo de 25 años} = 19 \text{ cénts/kWh}$$

El porcentaje de lo que se consume respecto a lo que se genera será de:

$$\text{kWh 25 años cons} / \text{kWh 25 años producidos} = 41\%$$

12.1.3. COSTE A LOS 45 AÑOS

*Coste 25 años (€) = coste a los 25 años + 96 baterías + 65 reguladores + 8 inversores + Coste de mantenimiento**

**Se considera un coste total de mantenimiento de 65.000€ al cabo de los 25 años.*

Coste 45 años (€) = 507.681,91 + 12.7910,40 + 14.625 + 26.400 + 35.000

Coste 45 años (€) = 741.617,31€

kWh totales = (Horas pico al año · P total placas · Rendimiento placas) · 45 años

- *Horas pico al año. En Valencia este dato es 1.520 horas/año, pero varía depende de la localización geográfica.*
- *P total placas = 192.720 W*
- *Rendimiento placas. Se considera una rendimiento medio del 0,7 (70%).*

kWh producidos totales = 9.227.433,60 kWh

Como se ha dicho antes, no se consume todo lo que se genera. La energía consumida en este caso será la anual que se calcula en la previsión de cargas (109311 kW) por 45.

Conociendo esto el coste por kWh producido se calcula que será:

Coste kW al cabo de 45 años = coste 45 años / kWh consumida 45 años Coste kWh al cabo de 45 años = 741.617,31 / 4.918.955

Coste kWh al cabo de 45 años = 15 cénts/kWh

El porcentaje de lo que se consume respecto a lo que se genera será de:

kWh 45 años cons / kWh 45 años producidos = 53%

12.1.4. AMORTIZACIÓN.

Para analizar la amortización de una manera más visual se agrupan diversos factores en una tabla.

- Columna 1. Muestra los años que pasan a partir de que se realice la instalación.
- Columna 2. Muestra la energía ahorrada en kWh, esta energía ahorrada se considera la consumida en un año (calculada en el estudio de previsión de cargas, 109.311 kWh). De manera que para obtener la energía ahorrada cada año simplemente se multiplica ese valor por la cantidad de años que han pasado (Columna 1).

$$kWh \text{ ahorrados} = \text{Energía consumida} = 109.311 \cdot \text{Columna 1}$$

- Columna 3. Muestra el dinero ahorrado suponiendo un coste medio de 0,13€/kWh, de manera que se calcula en dinero ahorrado multiplicando la energía ahorrada (Columna 2) por 0,13 €/kWh.
- Columna 4. Representa el coste de la instalación cada año que pasa, es decir, que al coste inicial de la instalación se le irá sumando cada año un coste estimado de 1.400€ en concepto de mantenimiento y revisión.

$$\text{Coste instalación (€)} = \text{Coste inicial} + (\text{Columna 1} \cdot 1.400)$$

Se obtienen los siguientes resultados:

Año	Energía ahorrada (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)	Coste instalación + Mantenimiento (Euros)
1	109311,00	14210,43	305146,51
2	218622,00	28420,86	306783,98
3	327933,00	42631,29	308302,71
4	437244,00	56841,72	309821,44
5	546555,00	71052,15	311340,17
6	655866,00	85262,58	312858,91
7	765177,00	99473,01	314377,64
8	874488,00	113683,44	315896,37
9	983799,00	127893,87	317415,10
10	1093110,00	142104,30	318933,84
11	1202421,00	156314,73	320452,57
12	1311732,00	170525,16	321971,30
13	1421043,00	184735,59	323490,03
14	1530354,00	198946,02	325008,77
15	1639665,00	213156,45	326527,50
16	1748976,00	227366,88	328046,23
17	1858287,00	241577,31	329564,96
18	1967598,00	255787,74	331083,70
19	2076909,00	269998,17	332602,43
20	2186220,00	284208,60	334121,16
21	2295531,00	298419,03	335639,89
22	2404842,00	312629,46	337158,63
23	2514153,00	326839,89	338677,36
24	2623464,00	341050,32	340196,09
25	2732775,00	355260,75	507681,91
26	2842086,00	369471,18	509081,91

Tabla 25. Primera amortización de la instalación aislada.

Como se puede ver, se amortizará la instalación en 24 años, ya que es el año en el que el dinero ahorrado supera al coste. Pero hay que tener en cuenta que en el año 25 va a haber que reponer material, esto supone hacer otra inversión y volver a perder esa amortización.

Se calcula de nuevo para ver cuando se recuperará esta segunda inversión, teniendo en cuenta que ahora el gasto inicial serán los del año 25 calculados previamente. Otro dato importante es que se considera el año 25 como un ficticio año 0, el año 26 será el equivalente al año 1, el 27 año 2 y así sucesivamente; es un dato a tener en cuenta para sumar los costes de mantenimiento los siguientes años.

Se obtienen los siguientes resultados:

Año	Energía ahorrada (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)	Coste instalación + Mantenimiento (Euros)
26	2842086,00	369471,18	509081,91
27	2951397,00	383681,61	510481,91
28	3060708,00	397892,04	511881,91
29	3170019,00	412102,47	513281,91
30	3279330,00	426312,90	514681,91
31	3388641,00	440523,33	516081,91
32	3497952,00	454733,76	517481,91
33	3607263,00	468944,19	518881,91
34	3716574,00	483154,62	520281,91
35	3825885,00	497365,05	521681,91
36	3935196,00	511575,48	523081,91
37	4044507,00	525785,91	524481,91
38	4153818,00	539996,34	525881,91
39	4263129,00	554206,77	527281,91
40	4372440,00	568417,20	528681,91
41	4481751,00	582627,63	530081,91
42	4591062,00	596838,06	531481,91
43	4700373,00	611048,49	532881,91
44	4809684,00	625258,92	534281,91
45	4918995,00	639469,35	741617,31
46	5028306,00	653679,78	743017,31

Tabla 26. Segunda amortización de la instalación aislada.

Se observa que esta segunda inversión se recuperará en el año 37. Pero en el año 45 hay que hacer una tercera inversión, por lo que ocurre lo mismo que en el caso anterior, se volverá a aplazar la amortización.

Ahora se considera el coste en el año 45 (calculado anteriormente) como coste inicial y ese año como hipotético año 0, siguiendo la cuenta como se ha hecho anteriormente para la suma de los costes de mantenimiento cada año.

Se obtienen los siguientes resultados:

Año	Energía ahorrada (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)	Coste instalación + Mantenimiento (Euros)
45	4918995,00	639469,35	741617,31
46	5028306,00	653679,78	743017,31
47	5137617,00	667890,21	744417,31
48	5246928,00	682100,64	745817,31
49	5356239,00	696311,07	747217,31
50	5465550,00	710521,50	748617,31
51	5574861,00	724731,93	750017,31
52	5684172,00	738942,36	751417,31
53	5793483,00	753152,79	752817,31
54	5902794,00	767363,22	754217,31
55	6012105,00	781573,65	755617,31
56	6121416,00	795784,08	757017,31
57	6230727,00	809994,51	758417,31
58	6340038,00	824204,94	759817,31

Tabla 27. Tercera amortización de la instalación aislada.

En este caso se recupera la tercera inversión en el año 53, de nuevo se podría considerar que va a haber que realizar otra nueva inversión en los próximos años y, esta vez, probablemente con el coste de los paneles incluidos. Por lo que seguramente se volvería a perder la amortización, se podría volver a realizar más cálculos para ver cuando se recuperaría pero con los que ya se han ejecutado ya se pueden extraer conclusiones.

12.2. ESTIMACIÓN COSTES CONECTADA A RED

12.2.1. COSTE INICIAL DE LA INSTALACIÓN.

Para hacer una estimación lo más aproximada posible del coste de la instalación hay que tener en cuenta el coste de todos sus elementos, pero también hay que tener en cuenta tanto el beneficio del diseñador como los gastos de mano de obra y otros elementos necesarios para la instalación (estructuras de los paneles, cableado...)

ELEMENTOS	UNIDADES	CANTIDAD (ud.)	PRECIO POR Ud. (€/ud.)	COSTE (€)
PANELES FOTOVOLTAICOS	ud.	80,00	163,00	13040,00
INVERSORES	ud.	1,00	12750,00	12750,00
OTROS MATERIALES	%	10%	25790,00	2579,00
MANO DE OBRA	%	15%	25790,00	3868,50
COSTES INDIRECTOS	%	6%	32237,50	1950,37
Beneficio diseñador	%	20%	32237,50	6447,50
Total				40635,37

Tabla 28. Coste estimado inicial de la instalación conectado a red (sin IVA)

12.2.2. AMORTIZACIÓN.

Para la amortización primero se calcula el dinero ahorrado para cada mes del año teniendo en cuenta un precio de compra del kWh de 0,13 € y uno de venta de 0,06 €.

	Días del mes	En. Ahorrada (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)
EN	31	4028,709	524,54
FEB	28	4036,768	525,59
MAR	31	4688,556	610,45
AB	30	2142,288	278,93
MAYO	31	2690,827	350,35
JUN	30	2143,319	279,06
JUL	31	2204,752	287,06
AG	31	1293,078	168,36
SEP	30	1391,678	181,20
OC	31	1308,916	170,42
NOV	30	3610,283	470,06
DIC	31	3699,039	481,61
AÑO	365	33238,212	4327,62

Tabla 29. Ahorro anual en la instalación conectada a red

Para calcular en cuántos años se amortizará la instalación se tienen en cuenta varios factores que generarán beneficios:

- La energía que ya no se va a tener que coger de la red porque nos la suministrarán las placas, lo que genera un ahorro energético y, por tanto, económico.
- La energía que se entregará a la red en algunos meses debido al sobredimensionamiento en la instalación realizada para compensar todos los meses del año.

Por el contrario, también hay que tener en cuenta que con el paso de los años la instalación perderá eficiencia debido a la pérdida de rendimiento de las placas.

Como se puede observar en la siguiente ilustración proporcionada por el fabricante de las placas, estas perderán un rendimiento de un 20% cuando pasen 25 años. Esto quiere decir que cada año bajará el rendimiento de las placas en un 0,8%, por tanto, también bajará la energía producida y los beneficios.



Gráfica 14. Pérdida de eficiencia de los paneles

Teniendo en cuenta esto y los costes anuales de mantenimiento de la instalación, considerados del 4%, se forma la siguiente tabla en la que se observa la evolución tanto de los beneficios como de los costes de la instalación.

El año en el que el dinero ahorrado supere a los costes será el año en el que se recupere la inversión realizada, en este caso, se recuperará la inversión en el año 7.

AÑO	COEFICIENTE	En. Ahorrada (kWh)	En. Devuelta a la red (kWh)	Dinero Ahorrado (Euros)	Dinero ahorrado acumulado (Euros)	Coste de la instalación (Euros)
1	1,000	33238,212	21497,33905	5724,942	5724,942	41448,076
2	0,992	32972,306	21325,36034	5679,143	11404,085	42260,784
3	0,984	32706,401	21153,38163	5633,343	17037,428	43073,491
4	0,976	32440,495	20981,40291	5587,544	22624,972	43886,198
5	0,968	32174,589	20809,4242	5541,744	28166,716	44698,906
6	0,960	31908,684	20637,44549	5495,945	33662,660	45511,613
7	0,952	31642,778	20465,46678	5450,145	39112,806	46324,320
8	0,944	31376,872	20293,48807	5404,345	44517,151	47137,028
9	0,936	31110,967	20121,50935	5358,546	49875,697	47949,735
10	0,928	30845,061	19949,53064	5312,746	55188,443	48762,443
11	0,920	30579,155	19777,55193	5266,947	60455,390	49575,150
12	0,912	30313,249	19605,57322	5221,147	65676,538	50387,857
13	0,904	30047,344	19433,5945	5175,348	70851,885	51200,565
14	0,896	29781,438	19261,61579	5129,548	75981,434	52013,272
15	0,888	29515,532	19089,63708	5083,749	81065,182	52825,979
16	0,880	29249,627	18917,65837	5037,949	86103,132	53638,687
17	0,872	28983,721	18745,67965	4992,150	91095,281	54451,394
18	0,864	28717,815	18573,70094	4946,350	96041,631	55264,102
19	0,856	28451,910	18401,72223	4900,551	100942,182	56076,809
20	0,848	28186,004	18229,74352	4854,751	105796,933	56889,516
21	0,840	27920,098	18057,7648	4808,951	110605,884	57702,224
22	0,832	27654,192	17885,78609	4763,152	115369,036	58514,931
23	0,824	27388,287	17713,80738	4717,352	120086,389	59327,638
24	0,816	27122,381	17541,82867	4671,553	124757,942	60140,346
25	0,808	26856,475	17369,84995	4625,753	129383,695	60953,053

Tabla 30. Amortización instalación conectada a red

13. ANEXO 3. FICHAS TÉCNICAS.

13.1. PANELES SOLARES

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)*

	A-320P	A-325P	A-330P
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,51 A	8,58 A	8,65 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,61 V	37,88 V	38,15 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,93 A	8,98 A	9,05 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,49 V	46,68 V	46,85 V

Parámetros térmicos

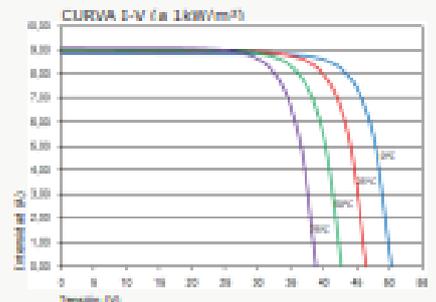
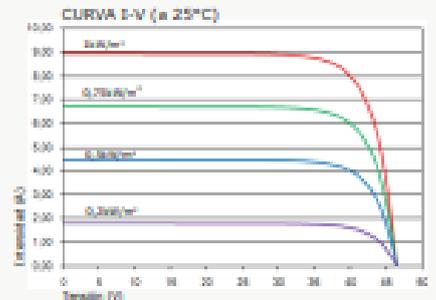
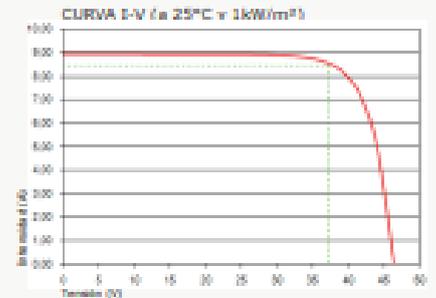
Coefficiente de Temperatura de Isc (1/°C)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (1/°C)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (1/°C)	-0,43% /°C

Características físicas

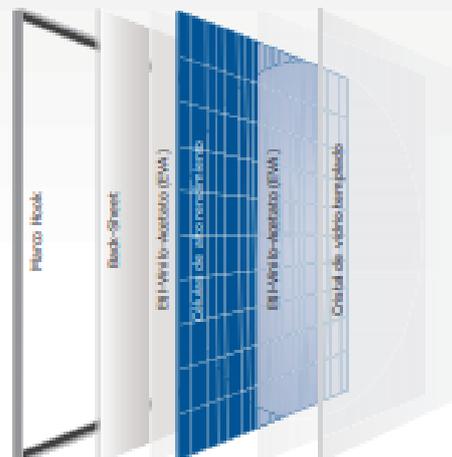
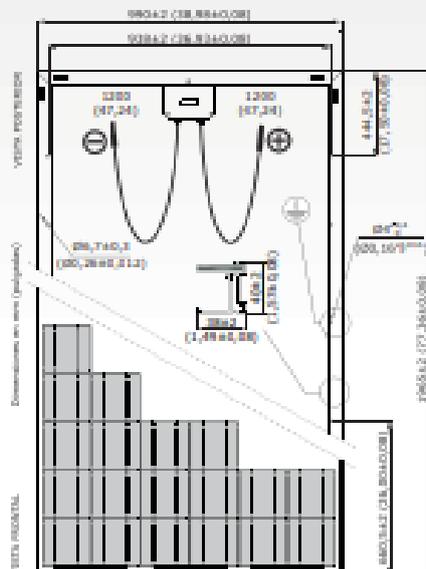
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1965x990x40
Peso (± 0,5 kg)	22,5
area (m ²)	1,95
Tipo de célula (± 1 mm.)	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1200 mm
Conectores	TYCO PV4

*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pot); ±3% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

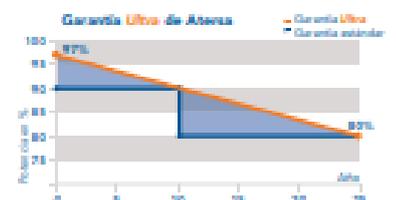
Curvas modelo A-320P



Visa genérica de la construcción de un módulo fotovoltaico



- Módulos por caja: 25 uds
- Peso por palé: 595 kg
- En un contenedor de 40 pies entran 21 cajas: 525 paneles
- En un contenedor de 40 pies HC entran 22 cajas: 550 paneles
- En un contenedor de 20 pies entran 9 cajas: 225 paneles
- En un camión TAUTLINER entran 26 cajas: 650 paneles



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

13.2. INVERSORES

MODELO [kW]	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450	
Codificación Atersa	3009531	3009532	3009533	3009512	3009535	3009536	3009513	3009537	3009538	3009514	3009539	3009540	3009541	3009542	
Especificaciones Eléctricas															
1.- Conexión a la red															
Potencia Nominal de la instalación (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450	
Conexión	Trifásica y neutro														
2.- Generador fotovoltaico															
Potencia mínima/máxima paneles (kWp)	12-17,5	17,5-22	22-27	27-33	35-44	44-50	50-65	65-88	88-110	80-125	140-190	200-270	300-440	450-550	
Rango de tensión PMP* (V _{DC})	330-600														
Tensión máxima de entrada a módulos	700V _{DC} a 0° C														
Tensión mínima de arranque (V)	400														
Corriente máxima de entrada (A)	53	67	82	100	133	152	197	267	333	424	677	818	1333	1667	
Número de entradas DC	1							2							
3.- Inversor AC															
Potencia AC, Pn (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450	
Tensión de red nominal AC, Vn (V)	400														
Corriente nominal (A)	19,5	26,0	32,5	39	52	65	77,9	103,9	129,9	144,3	227	325	520	650	
Corriente máxima (A)	21,6	28,9	36,1	43,3	58	72,1	97,4	115,1	144	203	253	361	578	721	
Tensión de funcionamiento	Vn ± 10%														
Frecuencia de funcionamiento	50 Hz ± 0,3 Hz														
Protección contra funcionamiento en isla	SI														
4.- Otros datos															
Consumo aprox. En vacío (W)	32	32	46	46	46	46	56	56	56	56	56	64	64	64	
THD de la intensidad AC	<3%														
Control del sistema	Analógico / digital														
Contacto electromecánico de desconexión	SI														
Sistema de Aislamiento	Transformador														
Protección del interface de comunicaciones	SI														
Rendimiento máximo (%)	93.8	94.2	94.4	94.5	95.1	95.1	95.5	95.5	96.0	96.3	96.5	96.5	96.5	96.5	
Normativas	RD 1663/2000, CEI11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940														
Especificaciones Físicas															
Sistema de Refrigeración	Convección natural + Ventilación forzada														
Rango de Temperatura de Trabajo	-5° C a +40° C														
Rango de Temperatura de Almacenamiento	-20° C a +50° C														
Humedad Relativa Máxima	95%														
Nivel dB(A)	60	60	60	60	60	64	64	64	64	64	64	68	68	68	
Dimensiones (mm) (L x W x H)	550 x 850 x 1055						1100x800x1400				1500x1000x2000		2x(1350x100x2000)		
Peso (Kg)	280	300	330	350	420	440	750	750	900	980	1400	1600	2000	2500	
Índice de protección	IP 21														
Material envolvente	Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente														

Estos datos pueden estar sujetos a modificaciones sin previo aviso. *PMP: Punto de Máxima Potencia.
Kit vigilante aislamiento opcional en todos los modelos.

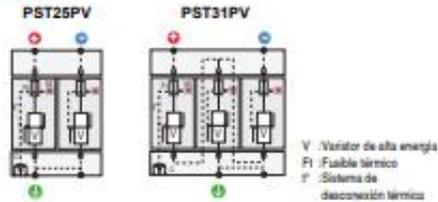
13.3. DESCARGADORES

CLASE II

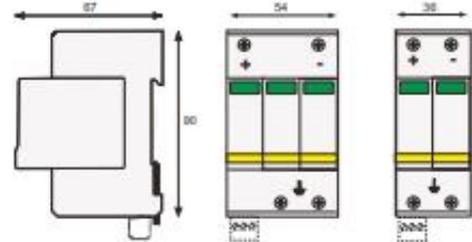


Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial. El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Conexión



Dimensiones



Limitadores de sobretensión enchufables

descripción	Un	teleseñalización	referencia	precio
Bipolar	500Vdc	No	PST25PV	122,88
Bipolar	500Vdc	Si	PST25PVT	152,44
Bipolar en Y	1000Vdc	No	PST31PV	195,38
Bipolar en Y	1000Vdc	Si	PST31PVT	236,57

* Protectores 1500Vdc, consultar

Cartuchos de recambio

descripción	referencia	precio
Polo Imáx. 40 kA	PV-40	61,16

Características técnicas

		PST25PV	PST25PVT	PST31PV	PST31PVT	PST41PV
Tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	550VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC
Corriente de descarga nominal 15 impulsos 8/20 µs	In	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	40 kA
Corriente de descarga máxima	I _{max}	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	
Corriente de rayo máx. por polo 1 impulso 10/350 µs	I _{imp}					12,5 kA
Tensión residual (a I _{imp})	U _{res}					1,9 kV
Nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	2,2 kV	3 kV	3 kV	2,4 kV
Teleseñalización		-	si	-	si	por contacto seco

13.4. INTERRUPTOR – SECCIONADOR.



Electric Automation
Automation specialists

Referencia: S802PV-S80
Código: 2CCP842001R1809

Int.aut. S802PV-S80 2p 80A 5kA

[Comprar en Electric Automation Network](#)



El S802PV-S80 es un 2-polo de Alto Rendimiento interruptor de Circuito para la industria fotovoltaica (DC) con B-característica, con la jaula de la terminal y una corriente nominal de 80 A. es una limitación de la corriente de dispositivo con un máximo de capacidad de ruptura de 5kA en 800V. Puede ser utilizado para tensiones de hasta 800V DC. Tiene dos diferentes mecanismos de disparo, la térmica mecanismo de disparo para protección contra sobrecargas y la electromecánico mecanismo de disparo para la protección de cortocircuito. El S802PV-S80 cumple con la norma IEC/EN 60947-2 y permite el uso en aplicaciones industriales. Tiene numerosas de las aprobaciones, por lo tanto puede ser utilizado en todo el mundo. La amplia gama de accesorios hace que el uso de S802PV-S80 más cómodo. Debido a la rápida extinción del arco de S802PV-S80 su aplicación será segura.

El pedido

EAN:	7612271211028
Cantidad De Orden Mínima:	1 pieza
Arancel De Aduanas Número:	85362020

Dimensiones

Neto Del Producto Anchura:	54mm
Producto De La Profundidad De La Red:	82.5mm
Neto Del Producto De La Altura:	95mm
Peso Neto Del Producto:	0.49kg

Información Del Envase

Paquete De Nivel 1 Unidades:	1 pieza
Paquete De Nivel 1 De Ancho De:	105 mm
Paquete De Nivel 1 Longitud:	60 mm
Paquete De Nivel 1 Altura:	99 mm
Paquete De Nivel 1 Peso Bruto:	0.51 kg
Paquete de Nivel 1 EAN:	7612271211028

Ambiental

Temperatura Del Aire Ambiente:	Operación -25 ... +60 °C De Almacenamiento -40 ... +70 °C
Resistencia a los Golpes acc. IEC 60068-2-27:	5 g 30 ms
Resistencia a las Vibraciones acc. IEC 60068-2-6:	2 - el 13,2 Hz / 1 mm 13.2 - 100Hz / 0,7 g con carga 100% x le
Condiciones Ambientales:	El Calor húmedo Cíclico acc. IEC 60068-2-30 12+12 ciclo El Calor húmedo Cíclico acc. IEC 60068-2-30 55°C @ 90-96% El Calor húmedo Cíclico acc. IEC 60068-2-30 25°C @ 90-100% El Calor seco de la Prueba B acc. IEC 60068-2-2 16 horas @ 55 °C El Calor seco de la Prueba B acc. IEC 60068-2-2 de 2 horas a 70 °C
RoHS Estado:	Sigilentes de la UE de la Directiva 2002/95/CE del consejo, de 18 de agosto de 2005 y enmienda

Técnica

Normas:	IEC/EN 60947-2
Número de Polos:	2
Disparo Característica:	B
Corriente Nominal (I _n):	80
Tensión Nominal:	800 V DC
La Pérdida De Potencia:	en las Condiciones de Operación nominales por Polo 6.4 W
Tensión Nominal De Aislamiento (U _{pe}):	1500 V DC
Nominal Máxima De Cortocircuito Capacidad De Ruptura (I _{cu}):	(800 V DC) 5 kA
De Servicio Nominal De Corte En Cortocircuito Capacidad (I _{cs}):	(800 V DC) 5 kA
Categoría De Sobretensión:	III
Grado De Contaminación:	2

Nominal Soportada De Impulso De Tensión (U_{imp}):	8 kV
Material De La Carcasa:	Aislamiento del grupo I, RAL 7035
En Contacto Con La Indicación De Posición:	ON / OFF / VIAJE
Grado de Protección:	acc. IEC 60529 IP20
Observaciones:	Conexión de la parte superior e inferior La conexión con CU sólo IP40 en caja con tapa Jaula terminal con tornillo de sujeción
Tipo De Terminal:	Terminales De Tornillo
La Conexión De Capacidad:	Flexible de 1 ... 50 mm ² Flexible Trenzado 1 ... 70 mm ²
Par De Apriete:	3.5 N·m
Se Recomienda El Controlador De Tornillo:	Pozidriv 2
Montaje en Carril DIN:	TH35-15 (35 x 15 mm Riel de Montaje) acc. IEC 60715 TH35-7,5 (en 35 x 7,5 mm Riel de Montaje) acc. IEC 60715
Posición De Montaje:	Cualquier

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Declaración de Conformidad - CE:	2CCC413035D0601
RoHS Información:	2CCC413008D0204

Clasificaciones

ETIM 4:	EC000042 - disyuntor Miniatura (MCB)
ETIM 5:	EC000042 - disyuntor Miniatura (MCB)
Objeto Código De Clasificación:	F

13.5. CONTROLADOR DE AISLAMIENTO

NINFAC: Interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas con contactos de alta capacidad

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el NINFAC funciona como interruptor de continua. Al recibir la orden de actuar procedente de un vigilante de aislamiento (por Ej.: FAC3/I), desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la tensión de paneles. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento, al reducir la tensión de los paneles de un valor elevado (cientos de voltios) a un valor cercano a cero voltios. También puede realizar la función de conexión a tierra o desconexión de paneles al inversor.

Descripción del equipo

El NINFAC es un interruptor de corriente continua fabricados con contactos de alta capacidad. Se fabrica en tres configuraciones:

- En el modelo básico (/B), cuando recibe la orden de actuación, el contacto RL1 desconecta el positivo de paneles del inversor, temporiza un segundo y cortocircuita la tensión de paneles.
- versión /T: el cortocircuito se conecta a la borna de tierra.
- versión/T2: el relé de tierra RT, desconecta el negativo del inversor y lo une a tierra.
- versión /S: Solo separa los paneles del inversor, no se realiza el cortocircuito.

En todas las configuraciones se puede añadir la función de reenganche (/R) caso de que el vigilante de aislamiento no la lleve.

Características funcionales

- Activación y desactivación por impulso de cierre de contacto.
- Contactos de alta capacidad.
- Sin límite de maniobras.
- Tiempo pulso de maniobra: 100 mseg.(mín.)
- Tensión auxiliar 230 Vca.

Características Constructivas

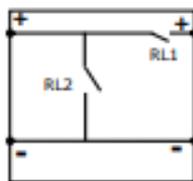
- Caja metálica con borna de conexión a tierra
- Bornes de potencia.
- Led Rojo indicativo cortocircuito.
- Led Verde encendido si hay tensión en los paneles.
- Led verde de existencia de tensión auxiliar (230Vac)
- Pulsador de desconexión de cortocircuito en modelos con rearme interno (/R)

Datos Técnicos

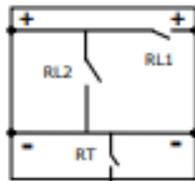
- Tensión de corte hasta 900 V_{cc}
- Intensidad de cortocircuito: 20, 50, 80 ó 120 A.
- Sin consumo de energía de paneles.
- Tiempo respuesta: <100ms
- Reglamento Baja tensión
- Normativa EMC, Inmunidad
- Aislamiento: Vca (Clase II)
- Aislamiento: Vcc (Clase I)



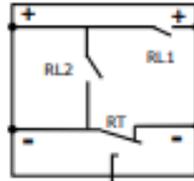
Diversos modelos de funcionamiento



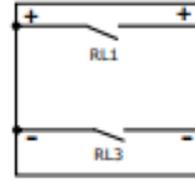
Configuración B
Maniobra en caso de fallo aislamiento:
Separación del positivo y cortocircuito



Configuración T
Maniobra en caso de fallo aislamiento:
Separación del positivo, cortocircuito y
conexión a tierra



Configuración T2
Maniobra en caso de fallo aislamiento:
Separación del positivo, cortocircuito y
conexión a tierra y desconexión de
negativo



Configuración S
Maniobra en caso de fallo de aislamiento:
Separación del positivo y del negativo

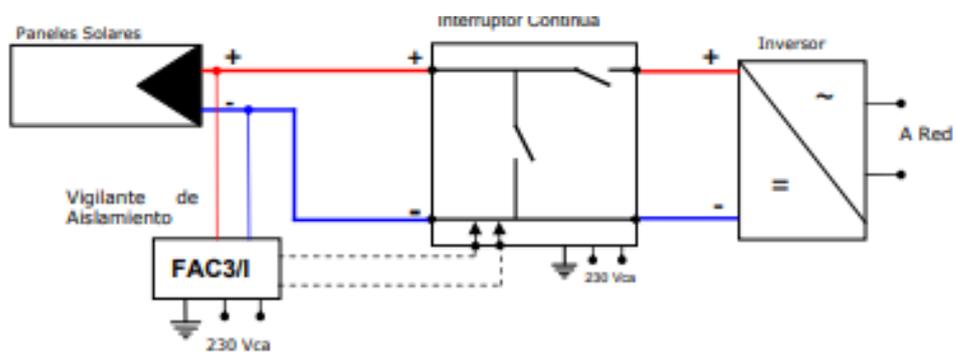
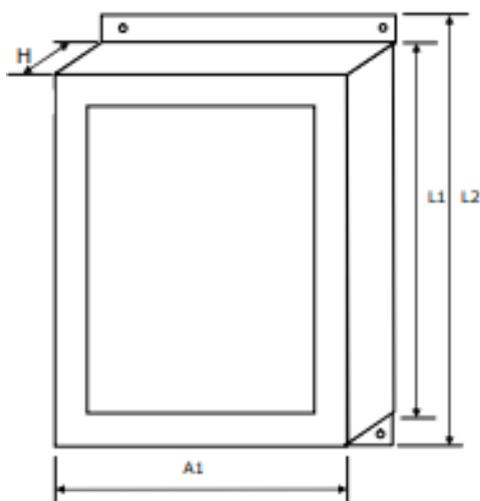


Fig.2: Interruptor de Continua NINFAC en una Instalación fotovoltaica



Dimensiones de la Caja (milímetros)

H	A1	L1	L2	Modelos
120	240	250	290	20, 50, 80A

Modelos	NINFAC	vvv	i	n (r)	R-función de reengancho
Tensión Continua máx. 200,400,600,800,900 V (Tensión en circuito abierto)					
Intensidad máxima L = 20A N = 50A A = 80A C = 120A					
Configuración: B- básica T- con conexión Tierra T2- con conexión tierra y desc. (-) S- separación sin cortocircuito					

Ejemplos:

NINFAC 400LB modelo básico para una instalación con tensión en circuito abierto de 400 voltios e intensidad de cortocircuito 20 A.

El modelo NINFAC/800/AS modelo para 800Vcc, 80A y al recibir la orden del vigilante separa el positivo y el negativo del inversor.

13.6. INTERRUPTOR DIFERENCIAL.



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I _{dm} 1500 A I _m 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Si
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip

13.7. INTERRUPTOR GENERAL (MANETOTÉRMICO)

Referencia: S204-C32
Código: 2CDS254001R0324

Int.aut. S204-C32 4p 32A C 10kA

[Comprar en Electric Automation Network](#)



System pro M compact S200 disyuntores miniatura son la limitación de corriente. Tienen dos diferentes mecanismos de disparo, el retraso en la térmica mecanismo de disparo para protección contra sobrecargas y la electromecánico mecanismo de disparo para la protección de cortocircuito. Están disponibles en diferentes características (B,C,D,K,Z), configuraciones (1P,1P+N,2P,3P,3P+N,4P), rompiendo las capacidades (hasta 6 kA a 230/400 V AC) y corrientes nominales (hasta 63A). Todos los Interruptores magnetotérmicos y diferenciales de la gama de productos S200 cumplir con la norma IEC/EN 60898-1, IEC/EN 60947-2, UL1077 y CSA 22.2 N° 235, lo que permite el uso residencial, comercial e industrial. Parte inferior-montaje de contactos auxiliares se pueden montar en la S200 a ahorrar un 50% de espacio.

+

-

Accesorios

[Mostrar imágenes de accesorios](#)

AnteriorSiguiente

Identificador	Tipo de	Descripción	Cant.	Unidad De Medida
2CCA880100R0001	CMS-100PS	Sensor de 18 mm, 80 AC, DC, TRMS, montaje de pro M compact & SMISSLINE	1	pieza

Dimensiones

Neto Del Producto Anchura:	70mm
Producto De La Profundidad De La Red:	69mm
Neto Del Producto De La Altura:	88mm
Peso Neto Del Producto:	0.5kg

Información Del Envase

Paquete De Nivel 1 Unidades:	1 pieza
Paquete De Nivel 1 De Ancho De:	92 mm
Paquete De Nivel 1 Longitud:	78 mm
Paquete De Nivel 1 Altura:	80 mm
Paquete De Nivel 1 Peso Bruto:	0.51 kg
Paquete de Nivel 1 EAN:	4016779610902
Nivel De Paquete De 2 Unidades:	24 piezas
Paquete De Nivel 2 De Ancho:	275 mm
Paquete De Nivel 2 Duración:	395 mm
Paquete De Nivel 2 Altura:	210 mm
Paquete De Nivel 2 Peso Bruto:	11.92 kg
Paquete de Nivel 2 EAN:	4016779977968

Ambiental

Temperatura Del Aire Ambiente:	Operación -25 ... +55 °C De Almacenamiento -40 ... +70 °C
Resistencia a los Golpes acc. IEC 60068-2-27:	25g / 2 amortiguadores / 13 ms
Resistencia a las Vibraciones acc. IEC 60068-2-6:	5g, 20 ciclos en 5 ... 150 ... 5 Hz con carga de 0,8 En
Condiciones Ambientales:	28 ciclos con 55 °C / 90-96 % y 25 °C / 95-100 %
RoHS Estado:	Siguientes de la UE de la Directiva 2002/95/CE del consejo, de 18 de agosto de 2005 y enmienda

Técnica

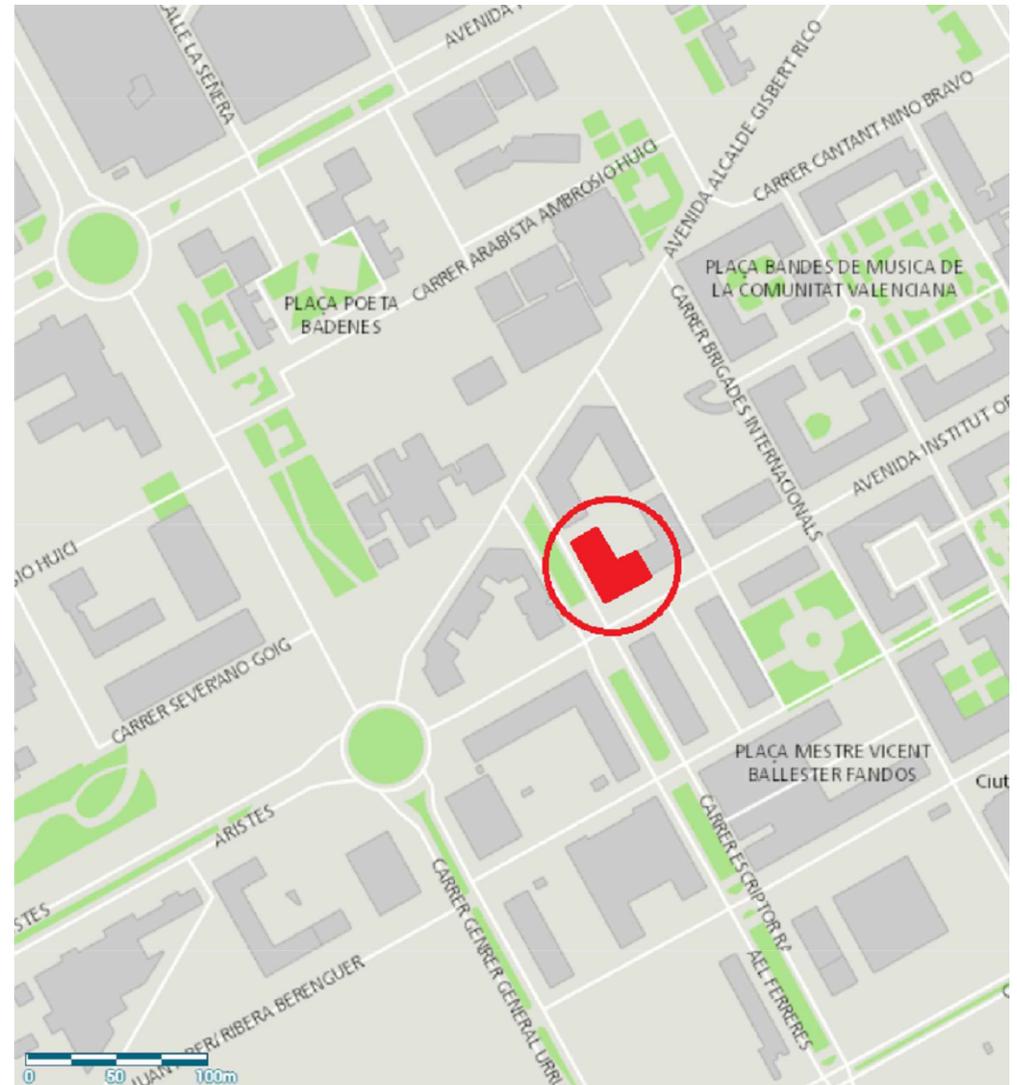
Normas:	IEC/EN 60898-1 IEC/EN 60947-2 UL 1077
Número de Polos:	4
Disparo Característica:	C
Corriente Nominal (I _n):	32

Tensión Nominal:	acc. IEC 60898-1 400 V AC acc. IEC 60947-2 440 V AC
La Pérdida De Potencia:	14.8 W en las Condiciones de Operación nominales por Polo 3.7 W
Tensión Nominal De Aislamiento (U_{pe}):	acc. toIEC/EN 60664-1 440 V
Voltaje De Funcionamiento:	Máximo (Incl. La tolerancia) 440 V AC Mínimo 12 V AC / 12 V DC
Frecuencia nominal (f):	50 Hz 60 Hz
Nominal De Cortocircuito Capacidad De (I_{cu}):	6 kA
Nominal Máxima De Cortocircuito Capacidad De Ruptura (I_{cu}):	10 kA
De Servicio Nominal De Corte En Cortocircuito Capacidad (I_{cu}):	7.5 kA
Limitación De Energía De La Clase:	3
Categoría De Sobretensión:	III
Grado De Contaminación:	3
Nominal Soportada De Impulso De Tensión (U_{imp}):	4 kV (6.2 kV @ el nivel del mar) (5.0 kV @ 2000 m)
Dieléctrica Tensión De Prueba:	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Material De La Carcasa:	Aislamiento del Grupo II, RAL 7035
Tipo De Actuador:	Aislamiento del grupo II, negro, sellables
En Contacto Con La Indicación De Posición:	Rojo / Verde APAGADO
Grado de Protección:	IP20
Observaciones:	IP40 en caja con tapa
Resistencia Eléctrica:	10000 AC ciclo
Resistencia Mecánica:	20000 ciclo
Tipo De Terminal:	Terminales De Tornillo
Terminal De Tornillo De Tipo:	A prueba de fallos BI-direccional de Cilindros de elevación de la Terminal
La Conexión De Capacidad:	Embarrado 10 / 10 mm ² Flexible con Virola de 0,75 ... 25 mm ² Flexible de 0,75 ... 25 mm ² Rígido de 0,75 ... 35 mm ² Cadena de 0,75 ... 35 mm ²
Par De Apriete:	2.8 N·m
Se Recomienda El Controlador De Tornillo:	Pozidriv 2
Montaje en Carril DIN:	TH35-15 (35 x 15 mm Riel de Montaje) acc. IEC 60715 TH35-7,5 (en 35 x 7,5 mm Riel de Montaje) acc. IEC 60715
Posición De Montaje:	Cualquier

14. ANEXO 4. PLANOS.



Situación



Emplazamiento

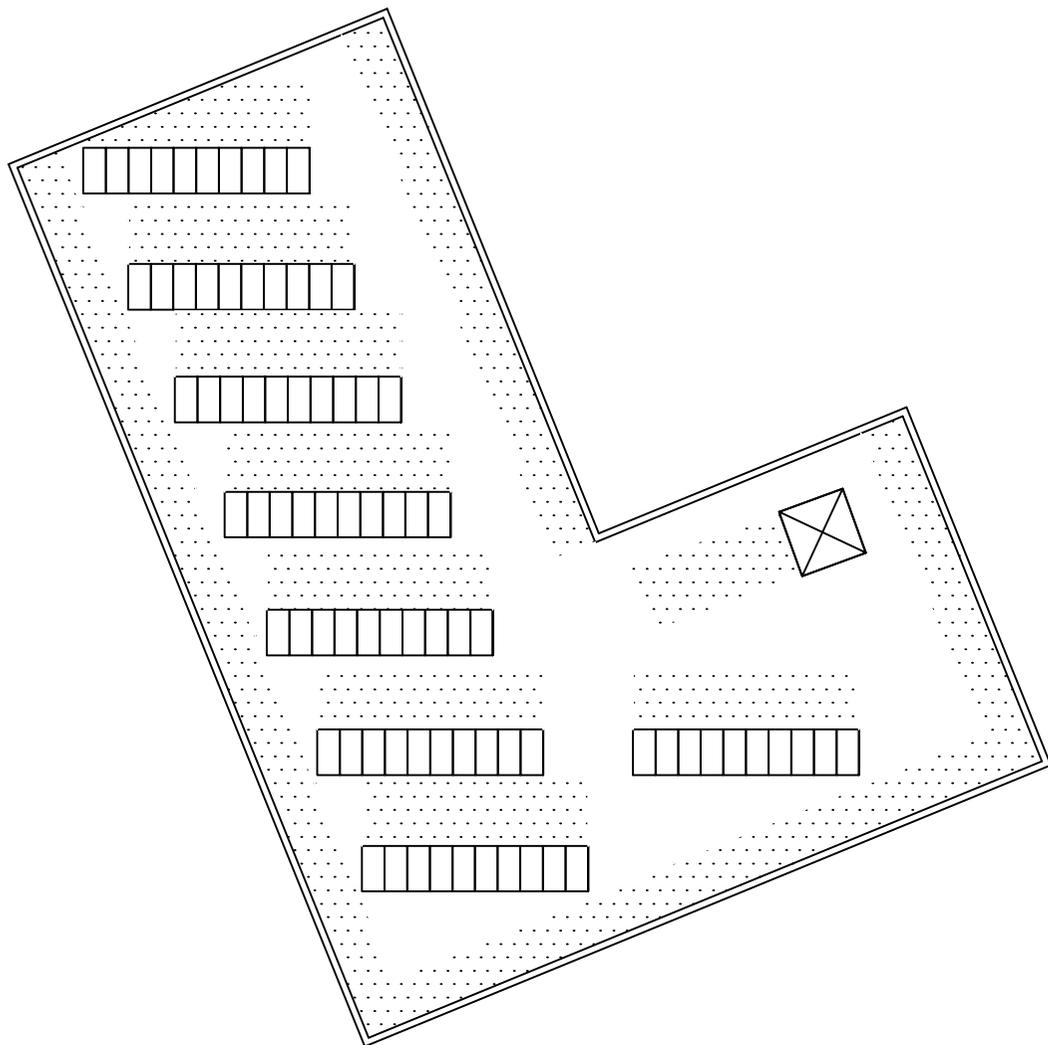
Universidad Politécnica de Valencia



Proyecto:
Estudio comparativo de una conexión aislada o conectada a red

Plano nº 1:
Situación y emplazamiento

Autor:
Jorge Anchel Esparcia



	Proyección de sombras
	Placa Fotovoltaica 2,00 x 1,00 m
	Acceso Azotea
	escala 1.300

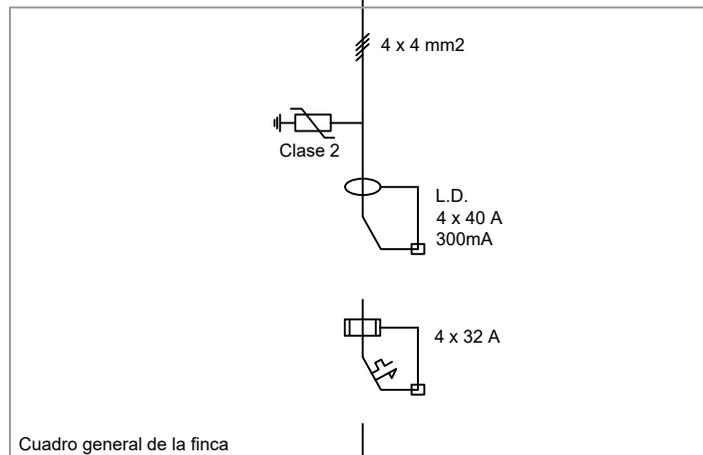
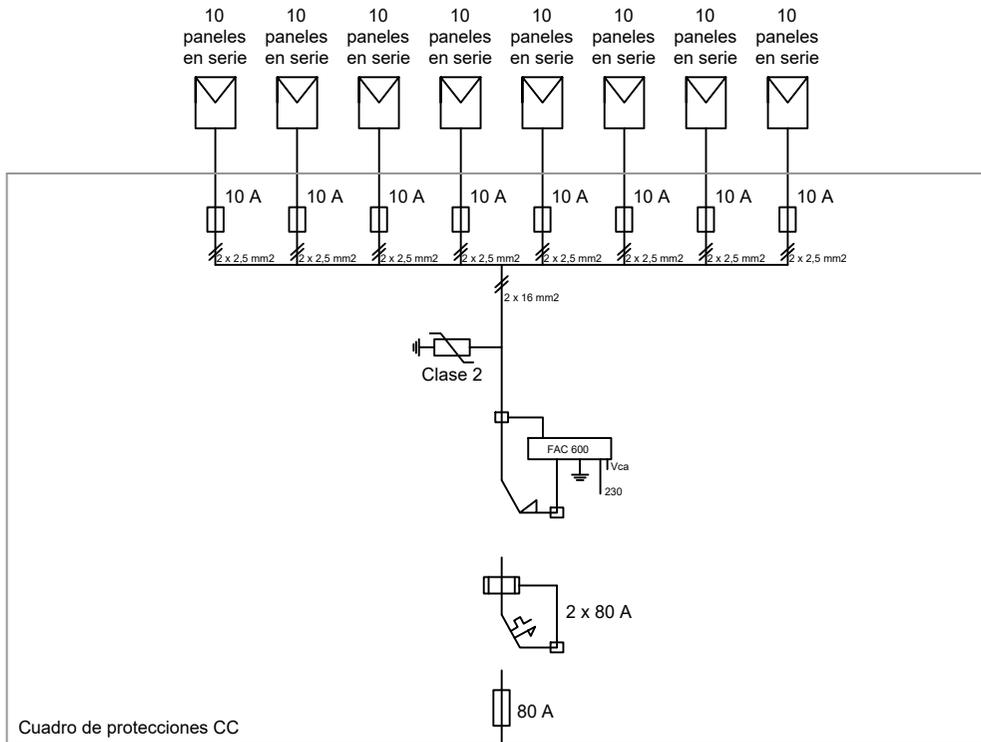
Universidad Politécnica de Valencia



Proyecto:
Estudio comparativo de una conexión aislada o conectada a red

Plano nº 2:
Distribución de módulos fotovoltaicos

Autor:
Jorge Anchel Esparcia



Universidad Politécnica de Valencia



Proyecto:
Estudio comparativo de una conexión aislada o conectada a red

Plano nº 3:
Esquema unifilar de la instalación

Autor:
Jorge Anchel Esparcia