



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UN INSTITUTO DE ENSEÑANZA SECUNDARIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Autor: Miguel Lara Cantón

Tutor: Juan Ángel Saiz



Índice

1. Objeto	1
2. Justificación	2
2.1. Justificación académica	2
2.2. Justificación económica.....	2
2.3. Normativa y subvenciones	3
3. Alternativas y solución escogida	3
4. Introducción	4
4.1. Situación del centro.....	4
4.2. Introducción energía fotovoltaica	6
4.3. Ubicación	6
4.4. Condiciones climatológicas	8
4.5. Condiciones de radiación solar.....	9
4.6. Condiciones de la instalación	13
4.7. Estudio de consumo	15
4.8. Análisis mes más desfavorable.....	18
5. Elementos de la instalación.....	21
5.1. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada	21
5.2. Módulos fotovoltaicos.....	22
5.3. Reguladores.....	24
5.4. Acumuladores o baterías.....	25
5.5. Inversores	27
5.6. Estructura soporte.....	28
5.7. Cableado.....	29
5.8. Protecciones	30
6. Cálculos.....	32
6.1. Módulos fotovoltaicos.....	32
6.2. Reguladores.....	33
6.3. Inversores	34
6.4. Baterías.....	34
6.5. Cableado.....	35
6.6. Protecciones	37
6.6.1. Fusibles	37
6.6.2. Interruptor diferencial y magnetotérmico	37



6.6.3.	Toma de tierra	38
6.7.	Distancia entre módulos	39
7.	Pliego de condiciones	40
8.	Generalidades	41
9.	Definiciones	41
9.1.	Radiación solar	41
9.2.	Generadores fotovoltaicos	42
9.3.	Acumuladores de plomo ácido	42
9.4.	Reguladores de carga	43
9.5.	Inversores	44
9.6.	Cargas de consumo	45
10.	Diseño	45
10.1.	Orientación, inclinación y sombras	45
10.2.	Dimensionado del sistema	45
10.3.	Sistema de monitorización	46
11.	Componentes y materiales	46
11.1.	Generalidades	46
11.2.	Generadores fotovoltaicos	47
11.3.	Estructura de soporte	48
11.4.	Acumuladores de plomo-ácido	49
11.5.	Reguladores de carga	50
11.6.	Inversores	51
11.7.	Cargas de consumo	53
11.8.	Cableado	54
11.9.	Protecciones y puesta a tierra	55
12.	Recepción y pruebas	55
13.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	56
13.1.	Generalidades	56
13.2.	Programa de mantenimiento	56
13.3.	Garantías	58
14.	Presupuesto	59
14.1.	Elementos de la instalación fotovoltaica	59
14.2.	Elementos estructurales	60
14.3.	Cableado	61



14.4.	Elementos de puesta a tierra	61
14.5.	Protecciones	61
14.6.	Mano de obra	62
14.7.	Subvenciones y ayudas.....	62
14.8.	Resumen del presupuesto.....	62
14.9.	Coste de la instalación a los 25 y 45 años	64
15.	Planos	65
16.	Anexo.....	73

Índice de ilustraciones

Ilustración 1.	Entrada al centro edificio principal	4
Ilustración 2.	Pasillo principal planta superior	5
Ilustración 3.	Patio exterior del centro.....	5
Ilustración 4.	Sala de profesores	5
Ilustración 5.	Módulos solares fotovoltaicos	6
Ilustración 6.	Ubicación dentro de la localidad	7
Ilustración 7.	Vista desde planta del centro	7
Ilustración 8.	IES Vicente Cano vista frontal.....	8
Ilustración 9.	Gráfica temperatura mensual a lo largo del año.....	9
Ilustración 10.	Cálculo en PVGIS de irradiancia.....	10
Ilustración 11.	Tablas de irradiancia y T ^a proporcionadas por PVGIS	11
Ilustración 12.	Gráfica comparativa de consumos mensuales según inclinación	13
Ilustración 13.	Gráfica comparación consumo mensual	18
Ilustración 14.	Gráfica comparativa coeficientes más desfavorables	20
Ilustración 15.	Esquema elementos de una instalación fotovoltaica aislada.....	21
Ilustración 16.	Módulo fotovoltaico policristalino	23
Ilustración 17.	Curva I-V según Irradiancia.....	23
Ilustración 18.	Curva I-V según temperatura	24
Ilustración 19.	Regulador maximizador.....	25
Ilustración 20.	Batería OPzS plomo ácido	26
Ilustración 21.	Inversor.....	28
Ilustración 22.	Soportes estructurales para los módulos fotovoltaicos.....	29
Ilustración 23.	Cableado RV-K	29
Ilustración 24.	Fusible 1000 VDC 100 A.....	30
Ilustración 25.	Interruptor magnetotérmico 63 A.....	31
Ilustración 26.	Interruptor diferencial 80 A 30 mA	31
Ilustración 27.	Pica puesta a tierra 1,5 metros	32
Ilustración 28.	Tabla de resistividad de terrenos	38
Ilustración 29.	Medidas módulo fotovoltaico	39
Ilustración 30.	Distancia mínima entre módulos	40
Ilustración 31.	Porcentaje coste presupuesto.....	63
Ilustración 32.	Porcentaje costes desglosando los elementos fotovoltaicos.....	63



Índice de tablas

Tabla 1. Temperatura media diaria mensual	9
Tabla 2. Irradiancia diaria en 3 inclinaciones obtenida en PVGIS	12
Tabla 3. Irradiancia mensual en 3 inclinaciones.....	12
Tabla 4. Elementos de consumo en el centro y potencia respectiva	14
Tabla 5. Consumo diario y mensual	17
Tabla 6. Cálculo coeficiente más desfavorable para 30°,35° y 60°	19
Tabla 7. Consumo diario por mes.....	34
Tabla 8. Pérdidas de radiación	45
Tabla 9. Rendimiento inversor	53
Tabla 10. Resumen de gasto en la instalación	63

1. Objeto

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica, la cual será capaz de abastecer de energía eléctrica a la totalidad de necesidades energéticas existentes en un Centro Educativo de Enseñanza Secundaria situado en la localidad de Argamasilla de Alba.

El centro educativo se encuentra operativo durante 5 días a la semana y 11 meses al año. No alberga actividades distintas a la enseñanza secundaria, por tanto, se rige por el calendario docente provincial, siguiendo así sus mismos períodos vacacionales.

Para la realización de este proyecto nos ceñiremos a la normativa y legislación vigente existente en materia de instalaciones eléctricas de baja tensión.

Por otro parte, suponemos que los sistemas de transporte, distribución y consumo eléctricos son ya existentes en la totalidad del edificio.

Todos los elementos dimensionados y calculados necesarios para hacer efectiva la instalación estarán ubicados dentro de la parcela del Centro, por tanto, no será necesario acudir a terrenos ajenos para su ejecución.

El dimensionado de la instalación fotovoltaica aislada de la red ha sido calculado para demanda de potencia del centro de 79, kW. Para cubrir dicha demanda en momentos de máximo consumo y condiciones de radiación más desfavorables, serán necesarios 216 módulos fotovoltaicos de 330 W pico, los cuáles sumarán una potencia pico disponible total de 71,28 kW y se dispondrán sobre una estructura de aluminio inclinada a 60° anclada a la cubierta del centro. La potencia total a instalar en módulos es menor que la potencia instalada que consumen los aparatos, esto es debido a que los puntos de consumo nunca serán utilizados simultáneamente ya que, los horarios existentes en el centro de clases y profesores provocan que existan aulas libres y, por tanto, aparatos inactivos. Además, existen aparatos que son utilizados según la época del año.

Como la instalación estará aislada de la red eléctrica, dispondremos de 216 baterías capaces de almacenar energía para 5 días en condiciones en las que la radiación sea mínima debido a condicionantes climatológicos. La capacidad de cada batería será de 4.600 Ah, garantizando así que en ningún caso habrá déficit de energía eléctrica en caso de condiciones de irradiancia adversas.

Dispondremos de 7 inversores de 12 kW suficientes para cubrir toda la potencia instalada, los cuales serán los responsables de transformar la corriente DC en AC para su correcto aprovechamiento. La potencia instalada de los inversores es ampliamente mayor que la que recibirán proveniente de los módulos fotovoltaicos debido a que la potencia generada por estos no corresponderá siempre con la potencia durante el día y será influenciada por posición del sol, temperatura u objetos que puedan posarse sobre las células. Esta diferencia entre potencia instalada en inversores y módulos fotovoltaicos nos permitirá una ampliación de módulos en caso de que fuera necesario.



Las líneas de módulos fotovoltaicos irán conectados a 4 reguladores maximizadores, cuyo voltaje de entrada máximo es de 150 V. Este factor nos permitirá la conexión de más módulos fotovoltaicos en serie, disminuyendo así las pérdidas por efecto Joule en dicho tramo del cableado. La tensión de salida de los reguladores será de 48 V que es la tensión que utilizaremos en la instalación.

Finalmente, completaremos la instalación con el cableado entre elementos y protecciones eléctricas para dotar a la instalación de total seguridad.

Con este proyecto buscamos impulsar e introducir una energía limpia y renovable como la fotovoltaica en un edificio importante y de gran magnitud como es el Centro de Enseñanza Secundaria dentro de la localidad, además de buscar un ahorro económico a largo plazo y un importante ejemplo para los propios docentes de energía eficiente y sostenible a los alumnos del centro.

2. Justificación

2.1. Justificación académica

La energía fotovoltaica es una energía limpia, renovable, barata y cada vez más eficiente en la actualidad y que, debido a que los combustibles fósiles son contaminantes y limitados es una de las fuentes energéticas del futuro más cercano.

La realización de este proyecto nos permite avanzar en el conocimiento de esta fuente de energía, además de complementar otras disciplinas de la Ingeniería mediante cálculo y dimensionado de los elementos de la instalación, como diseño de planos de esta o estudios económicos para conocer la rentabilidad a corto y largo plazo del conjunto instalado. Igualmente nos introduce en aspectos de normativa y legislación, los cuales son esenciales en todo proyecto.

2.2. Justificación económica

El proyecto de esta instalación está planeado para ser rentable a largo plazo. Una vez se realice, podrá autoabastecerse sin necesidad de estar conectados a ninguna red eléctrica. Esto significa que no dependerá de fluctuaciones de precio por kW ni estará sujeta a facturación por parte de compañías eléctricas.

La inversión inicial es alta en un principio, sin embargo, debido al escaso mantenimiento que necesita y a que los elementos tienen una vida útil considerablemente alta, no necesitaremos de ningún desembolso económico durante un largo período de tiempo.

Además, en los últimos tiempos se están promoviendo de nuevo las ayudas y subvenciones para este tipo de energías e instalaciones, con lo que abarataría considerablemente la inversión inicial.

Finalmente, sería un impulso importante dentro de la localidad a este tipo de energías que podría fomentar el uso de estas en otro tipo de edificios o usuarios.



2.3. Normativa y subvenciones

El Departamento General de Industria, Energía y Minería de la Junta de Comunidades de Castilla La Mancha es el encargado de tramitar y establecer las subvenciones a instalaciones energéticas de carácter renovable.

Tras consultar con dicho departamento si actualmente se celebra alguna convocatoria para ayudas económicas en instalaciones que coincida con las características de este proyecto, hemos sabido que en la actualidad existen subvenciones que ascienden hasta un 40% de financiación o un máximo de 30.000 €.

3. Alternativas y solución escogida

Hemos analizado distintas opciones viables para el suministro de energía eléctrica en el Centro dentro de la energía fotovoltaica. A continuación, veremos cuáles han sido estas posibles soluciones y cuál ha sido la elegida.

- **Instalación conectada a la red.** Es el tipo de instalación actual del centro. Conexión a la red eléctrica nacional mediante un contrato con una compañía eléctrica y un pago mensual en función del kWh consumido y sujeto a las variaciones del precio de la electricidad.
- **Instalación solar fotovoltaica conectada a red.** Este tipo de instalación carecería de algunos elementos que sí que son necesarios en aislada, por tanto, su coste inicial se abarataría. Podría abastecerse por sí sola y utilizar la electricidad procedente de la red, lo que la proveería de gran flexibilidad y ahorro. Sin embargo, en la actualidad existen numerosas dificultades legales que ponen inconvenientes a este tipo de instalación. Además, en caso de condiciones de radiación solar adversa, no existiría producción suficiente para cubrir la demanda provocando así, que en diversas ocasiones tengamos que consumir electricidad proveniente de la red y, a su vez, teniendo que seguir recibiendo facturas por parte de compañías eléctricas y dependiendo de las fluctuaciones del precio del kilowatio.
- **Instalación solar fotovoltaica aislada de red.** Esta opción se basa en módulos instalados con una inclinación fija durante todo el año. En cuanto a legislación, es mucho más sencillo que una instalación conectada a red, sin embargo, su inversión inicial es mucho mayor. Aun así, a largo plazo comprobaremos que es una opción muy económica. Su diseño y dimensionado está basado en encontrar las condiciones más desfavorables en cuanto a consumo y radiación y ser capaces de cubrir la demanda en dichas condiciones. Una vez conocidas estas condiciones se diseña y dimensiona el número y tipo de elementos que la compondrán.

4. Introducción

4.1. Situación del centro

Nos encontramos ante un Centro Educativo de Enseñanza Secundaria situado en la localidad de Argamasilla el cual fue inaugurado en el año 2001, es decir, tiene ya una instalación energética propia conectada a la red eléctrica desde el año mencionado que funciona en la actualidad.

Es el único centro de este tipo en la localidad y reúne a casi 350 alumnos, más de 40 profesores todos los días y 3 personas responsables del mantenimiento y limpieza del centro. Dispone de 2 edificios principales.

El primero de ellos es el edificio principal donde se sitúan todas las aulas, biblioteca, conserjería, salas de profesores y despachos. Dispone aproximadamente 40 aulas, más de 10 despachos 4 laboratorios y es donde se imparten la mayoría de las clases. El segundo edificio es el gimnasio, destinado a la práctica deportiva y dispone de un pabellón de más de 200 m² y diversos vestuarios. Cabe destacar la existencia de una cafetería en el edificio principal que opera durante 4 horas en el centro y que utiliza aparatos como hornos o cámaras frigoríficas para proveer alimentos a los alumnos y profesores.



Ilustración 1. Entrada al centro edificio principal



Ilustración 2. Pasillo principal planta superior



Ilustración 3. Patio exterior del centro



Ilustración 4. Sala de profesores

El centro permanece abierto de Lunes a Viernes y abre sus puertas a las 8:00, sin embargo, las clases comienzan a las 8:30 y finalizan a las 14:30. Dependiendo de la situación del profesorado algunos extienden su jornada hasta las 16:00, sin embargo, en nuestro caso, hemos supuesto que todos la extienden para situarnos en el escenario más desfavorable. También es necesario remarcar la influencia del personal de limpieza, el cual consume luz principalmente en los

meses de invierno para realizar su trabajo correctamente ya que finaliza su horario laboral a las 20:30 aproximadamente.

4.2. Introducción energía fotovoltaica

Este proyecto está basado en la energía solar fotovoltaica. Este tipo de energía proviene del aprovechamiento de la radiación emitida por el Sol. La transformación de esta energía en forma de radiación electromagnética a corriente eléctrica se fundamenta en el efecto fotovoltaico.

Con el uso de los sistemas de generación fotovoltaicos hemos sido capaces aprovechar, de forma reducida, la radiación electromagnética emitida por el Sol. En la actualidad, los rendimientos de los módulos fotovoltaicos alcanzan un 20-25%, sin embargo, en un medio-largo plazo se prevé el desarrollo y fabricación de sistemas más eficientes y de tecnologías que permitan abaratar costes en los distintos elementos que componen una instalación fotovoltaica.



Ilustración 5. Módulos solares fotovoltaicos

En nuestro país, además, contamos con unas condiciones climatológicas envidiables en cuanto horas solares, radiación y terrenos donde utilizar este tipo de energía. Sin embargo, durante la última década no se han aprovechado estos factores para convertirnos en una de las mayores potencias mundiales en cuanto a producción eléctrica proveniente de la fotovoltaica se refiere, a pesar de un notable abaratamiento que han sufrido los costes en este tipo de instalaciones.

4.3. Ubicación

La ubicación del proyecto a realizar se sitúa al suroeste de la localidad, en el Centro de Enseñanza Secundaria de Argamasilla de Alba, localizada al noreste de la provincia de Ciudad Real la cual cuenta con una población aproximada de 7.500 habitantes que se dedica principalmente a la agricultura. Nos encontramos en una zona de la Mancha con una gran cantidad de horas solares y precipitaciones poco abundantes a lo largo del año.



Ilustración 6. Ubicación dentro de la localidad



Ilustración 7. Vista desde planta del centro

En las *Ilustraciones 6 y 7* observamos la ubicación de nuestro centro en uno de los extremos de la localidad y su vista desde la planta. Está rodeada por dos naves industriales y varios terrenos sin edificar.



Ilustración 8. IES Vicente Cano vista frontal

Exactamente, las coordenadas de la localización mencionada son:

- Latitud: 39° 7' 35" Norte.
- Longitud: 3° 6' 22" Oeste.
- Altitud: 674 metros sobre el nivel del mar.

4.4. Condiciones climatológicas

Las condiciones climatológicas son factores de una gran influencia a la hora de la realización de este proyecto debido a que la producción energética depende enormemente de ellas. Debemos tener en cuenta las temperaturas a las que van a estar sometidos nuestros módulos fotovoltaicos ya que causan variaciones en el rendimiento de estos. Por otro lado, debemos tener en cuenta períodos de tiempo donde encontremos menor radiación directa debido a cielos nublados. Estas condiciones influirán a la hora de dimensionar y elegir las baterías que proveerán de electricidad en esos momentos.

MES	Temperatura media diaria (°C)
ENERO	5,4
FEBRERO	5,8
MARZO	9,2
ABRIL	13,2
MAYO	17,4

JUNIO	22,2
JULIO	26,4
AGOSTO	26,1
SEPTIEMBRE	20,9
OCTUBRE	15,7
NOVIEMBRE	9,7
DICIEMBRE	6,3

Tabla 1. Temperatura media diaria mensual

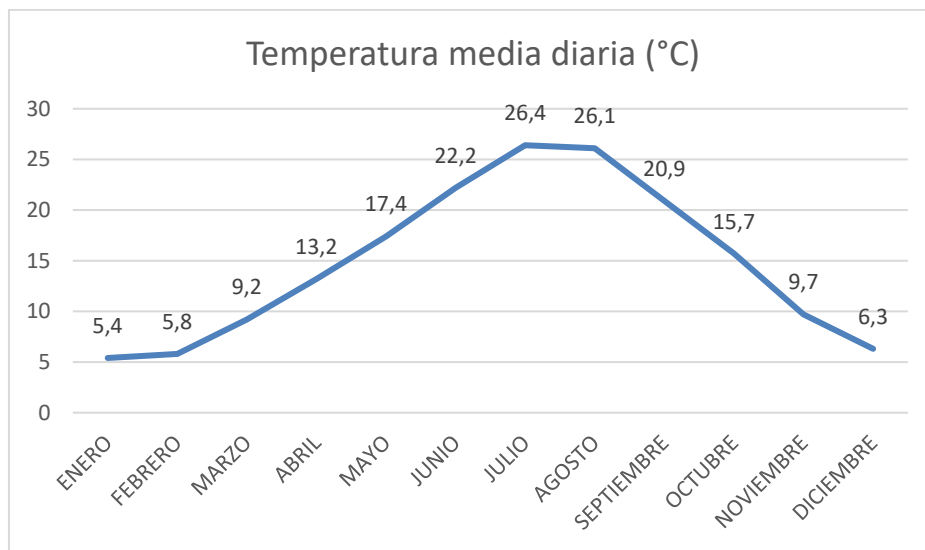


Ilustración 9. Gráfica temperatura mensual a lo largo del año

Como hemos podido comprobar en la gráfica anterior, no existen temperaturas medias excesivamente altas a lo largo del año. El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con temperaturas superiores a 25°C, por tanto, a lo largo de los meses de verano encontraremos un ligero decrecimiento en la eficiencia de nuestros módulos. Para solventar esta bajada de rendimiento, a la hora del cálculo del número de módulos, realizaremos un sobredimensionamiento que compense este decrecimiento.

4.5. Condiciones de radiación solar

Para la obtención de datos de radiación solar mensual en la ubicación mencionada hemos utilizado la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Se trata de un programa web que nos proporciona una gran cantidad de datos de irradiación, de una manera precisa y que nos permite complementar nuestro estudio con otros parámetros importantes como temperaturas medias de la ubicación, ángulo óptimo de irradiación a nivel diario como a nivel mensual.

Por otra parte, nos permite realizar una estimación en cuanto a módulos fotovoltaicos de instalaciones conectadas a red y autónomas aportando unas condiciones iniciales en cuanto a posición geográfica, potencia pico de placa e inclinación.

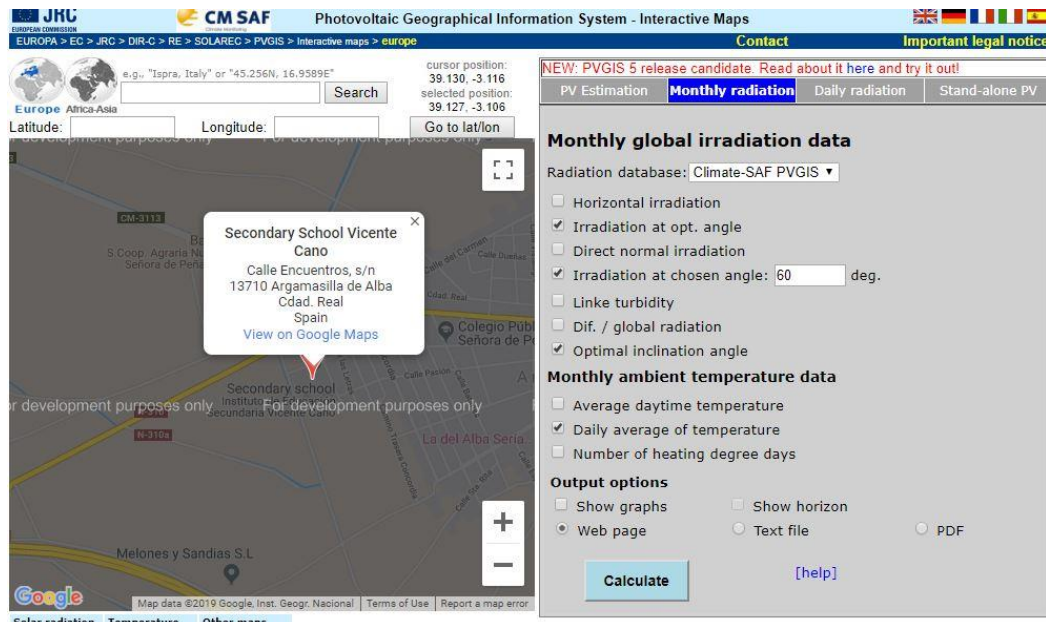


Ilustración 10. Cálculo en PVGIS de irradiancia

En la *ilustración 10* observamos una captura de pantalla del programa PVGIS. En el lado izquierdo encontramos la localización del centro con la herramienta Google Maps. En el lado derecho de la pantalla escogemos la pestaña de radiación mensual debido a que estamos interesados en obtener los datos de radiación de forma mensual y no diaria. Una vez seleccionado los parámetros que deseamos calcular clicaremos en el botón 'Calcular' y obtendremos una tabla como la siguiente:

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 39°7'35" North, 3°6'21" West, Elevation: 674 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 35 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_{opt}	$H(60)$	I_{opt}	T_{24h}
Jan	3610	3980	62	5.4
Feb	4870	5120	55	5.8
Mar	5760	5560	42	9.2
Apr	6040	5280	26	13.2
May	6350	5100	14	17.4
Jun	6980	5310	6	22.2
Jul	7480	5740	9	26.4
Aug	7260	6100	22	26.1
Sep	6380	5960	37	20.9
Oct	5460	5580	51	15.7
Nov	4110	4490	61	9.7
Dec	3550	4010	65	6.3
Year	5660	5190	35	14.9

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)
 $H(60)$: Irradiation on plane at angle: 60deg. (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)
 T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)

Ilustración 11. Tablas de irradiancia y T^a proporcionadas por PVGIS

En la captura de pantalla de la *Ilustración 11* encontramos tablas de irradiancia para una inclinación de 60° y para el ángulo óptimo. Además, incluye la inclinación óptima en cada mes del año y la temperatura media diaria mensual. Estos datos recogidos en dicha tabla los utilizaremos en posteriores apartados. Se realizará el mismo proceso para la última inclinación a analizar, 30°.

El programa también nos ha proporcionado el ángulo óptimo 35° como el ideal para la inclinación de los módulos fotovoltaicos. Lo utilizaremos junto con 30° y 60° para realizar posteriormente una comparación y conocer qué inclinación es la que más nos conviene.

En la tabla que observaremos a continuación, hemos recolectado datos de irradiación de nuestra localización durante los 12 meses del año y utilizando diversas inclinaciones que luego analizaremos para determinar cuál es la que más se ajusta a las necesidades de nuestra instalación.

DÍAS	MES	30° (Wh/m ² /día)	35° (Wh/m ² /día)	60° (Wh/m ² /día)
31	Enero	3460	3610	3980
28	Febrero	4720	4870	5120
31	Marzo	5700	5760	5560
30	Abril	6080	6040	5280
31	Mayo	6490	6350	5100

30	Junio	7200	6980	5310
31	Julio	7700	7480	5740
31	Agosto	7360	7260	6100
30	Septiembre	6340	6380	5960
31	Octubre	5320	5460	5580
30	Noviembre	3950	4110	4490
31	Diciembre	3390	3550	4010

Tabla 2. Irradiancia diaria en 3 inclinaciones obtenida en PVGIS

DIAS	MES	30° (kWh/m ² /mes)	35° (kWh/m ² /mes)	60° (kWh/m ² /mes)
31	Enero	107,26	111,91	123,38
28	Febrero	132,16	136,36	143,36
31	Marzo	176,7	178,56	172,36
30	Abril	182,4	181,2	158,4
31	Mayo	201,19	196,85	158,1
30	Junio	216	209,4	159,3
31	Julio	238,7	231,88	177,94
31	Agosto	228,16	225,06	189,1
30	Septiembre	190,2	191,4	178,8
31	Octubre	164,92	169,26	172,98
30	Noviembre	118,5	123,3	134,7
31	Diciembre	105,09	110,05	124,31

Tabla 3. Irradiancia mensual en 3 inclinaciones

Las *tablas 2 y 3* proporcionan datos de las irradiancias diaria y mensual respectivamente de cada uno de los meses del año. Los datos obtenidos son para las tres inclinaciones las cuales consideramos que se pueden ajustar a los requisitos demandados por la instalación.

En la *tabla 2* los datos han sido recogidos directamente mediante la herramienta PVGIS y las unidades son kWh/m²/día.

La *tabla 3*, sin embargo, viene obtenida una vez multiplicamos la irradiancia diaria por el número de días del mes y sus unidades son kWh/m²/mes. Estos resultados serán utilizados posteriormente para el dimensionado del número de módulos fotovoltaicos.

Irradiancia (kWh/m²/mes)

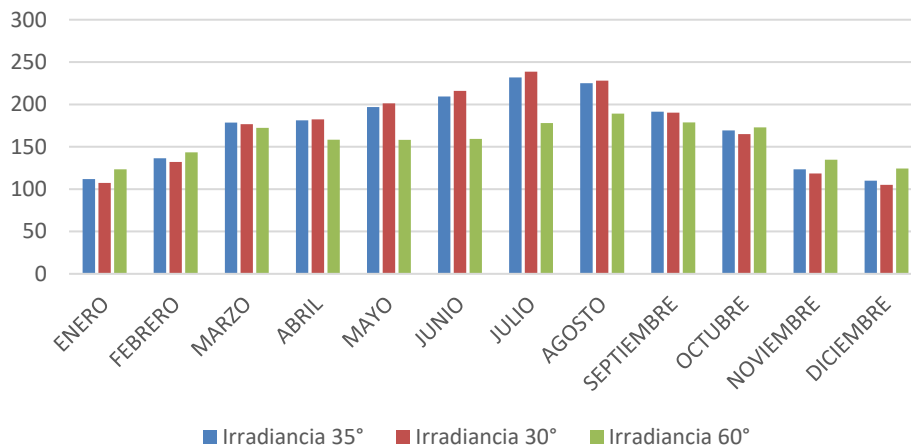


Ilustración 12. Gráfica comparativa de consumos mensuales según inclinación

Tras plasmar los datos de la *Tabla 3* en la gráfica anterior hemos podido sacar diversas conclusiones.

En primer lugar, hemos podido comprobar que la inclinación de 30° recibe el máximo de irradiación en el mes de Julio y que en los meses primaverales y veraniegos es la opción que obtiene unos datos más elevados. Sin embargo, se observa que en meses invernales es la opción que presenta los peores resultados.

Prosiguiendo de menor a mayor inclinación, encontramos que con 35° nos hallamos en un término medio. Irradiancias ligeramente menores en meses de verano y primavera y resultados superiores en meses invernales.

Finalmente, contemplamos que los datos obtenidos para una inclinación de 60° son contrarios a 30°. Sus máximos coinciden con los mínimos de 30° y viceversa. En definitiva, es la mejor opción para los meses invernales y otoñales.

Los resultados obtenidos mediante PVGIS eran esperables atendiendo a la situación geográfica en la que nos encontramos.

Para completar el análisis de qué inclinación será conveniente para nuestra instalación deberemos realizar un estudio de demanda de consumo del Centro. Una vez encontremos los periodos de mayor consumo, haciendo uso de los datos de irradiación obtenidos seremos capaces de determinar cuál será la inclinación final de nuestros módulos fotovoltaicos.

4.6. Condiciones de la instalación

A continuación, contemplaremos los elementos, respectiva potencia de cada uno y potencia total instalada. Veremos que hay gran variedad de elementos ya que se trata de un centro Educativo.

Todos los elementos de consumo que veremos a continuación se alimentan de corriente alterna a 230 V y 50 Hz de frecuencia. Debido a ello, son indispensables los inversores que se instalarán ya que la corriente eléctrica generada por los módulos es DC.

Elementos	Cantidad	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Punto de luz (bombilla)	446	12	5.352
Punto de luz (fluorescente)	746	18	13.428
Ordenador	47	80	3.760
Impresora	8	450	3.600
Fax	8	150	1.200
Triturador de papel	1	70	70
Scanner	1	200	200
Router	6	10	60
Calefactor	6	1000	6.000
Nevera	2	200	400
Fotocopiadora	2	560	1.120
Lavadora	1	1000	1.000
Emisora	1	5	5
Ascensor	1	2200	2.200
Proyector	34	300	10.200
Equipo sonido	37	50	1.850
Horno	2	1000	2.000
Lavavajillas	1	1050	1.050
Cafetera	1	600	600
Cámara frigorífica	2	200	400
Aire acondicionado	4	2800	11.200
Pizarra electrónica	6	310	1.860
Lámpara emergencia	147	2	294
Sensor alarma	45	0,5	22,5
Cortafuegos	2	30	60
Herramientas de taller	6	800	4.800
Detector incendios	30	2	60
Repetidor WiFi	25	3	75
Hidrolimpiadora	1	2000	2.000
Foco	10	250	2.500
Amplificador	1	45	45
Teclado	2	25	50
Cargador portátil	30	80	2.400
Compresor	1	20	20
		TOTAL	79.881,50

Tabla 4. Elementos de consumo en el centro y potencia respectiva

En la *Tabla 4* se presentan los elementos de consumo, cantidad de elementos, potencia consumida y potencia total. Si analizamos la tabla encontramos que un gran porcentaje de potencia instalada está en forma de iluminación, lo cual es indispensable para el centro al igual que elementos auxiliares de la enseñanza como pueden ser pizarras electrónicas, proyectores, equipos de sonido y ordenadores. A su vez, existen aparatos que son utilizados en distintas épocas del año, como por ejemplo los calefactores en invierno o el aire acondicionado en verano.

4.7. Estudio de consumo

Para realizar el estudio de consumo ha sido necesario un exhaustivo análisis del tiempo de funcionamiento aproximado de cada uno de los elementos expuestos en el apartado anterior. Mediante entrevistas con profesores, personal de limpieza y junta directiva del centro, se nos ha dado a conocer estos datos aproximados. Para contrastar dichos resultados, también nos han facilitado facturas de las compañías eléctricas para comparar que nuestro cálculo había sido lo más aproximado posible.

Una vez realizadas las entrevistas con el equipo directivo hemos decidido hacer agrupaciones con meses que tienen un consumo muy similar. La posibilidad de recoger un consumo mensual individual existía, sin embargo, es un trabajo mucho más preciso y que depende del factor humano y de las condiciones climáticas encontradas cada año. En este caso, hemos elegido agrupar meses con unas condiciones similares, hemos igualado sus consumos poniéndolos al nivel del más desfavorable e incluso les hemos incrementado un porcentaje en caso de que en otros años los factores mencionados influyan de una manera creciente.

Las distintas agrupaciones se han basado en las condiciones climáticas que comparten entre los meses y que vienen determinadas básicamente por la posición de la Tierra en su órbita alrededor del Sol. Estas condiciones afectan en gran medida a las horas de luz y, consecuentemente, al consumo de bombillas, focos y fluorescentes. También, provocan el uso de aparatos de confort de temperatura como calefactores y aire acondicionado. A continuación, se exponen los grupos realizados. Es necesario remarcar que la agrupación de estos meses consiste en unificar el consumo diario (kWh/día), no el mensual (kWh/mes). Después, podremos comprobar que el consumo diario sí coincidirá, sin embargo, el mensual no. Esta diferencia viene provocada por la cantidad de días lectivos al mes, lo cual viene influenciado por los períodos vacacionales en la enseñanza secundaria.

Es remarcable reseñar que este trabajo de toma de datos es muy importante dentro del proyecto ya que los cálculos posteriores en el momento de dimensionar los elementos dependen completamente de estos resultados.

- **Periodo 1 (octubre, noviembre, febrero).** Todos los meses son lectivos y sus horas de luz son similares al igual que las condiciones climatológicas.
- **Periodo 2 (diciembre, enero).** Los dos meses con condiciones más adversas y que, además, tienen un calendario lectivo similar debido a vacaciones.
- **Periodo 3 (septiembre, marzo, abril, mayo, junio).** Horas de luz y condiciones climatológicas muy semejantes.

- **Periodo 4 (julio).** No se imparte ningún tipo de clase, sin embargo, el profesorado, junta directiva y administración acuden durante todo el mes.
- **Periodo 5 (agosto).** No hay ningún servicio disponible en el centro.

A continuación, se expone el procedimiento a la hora de calcular el consumo.

$$\text{Consumo periodo } n \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right) = \sum \text{P elemento (W)} * t_{\text{uso dia periodo } n} \left(\frac{\text{h}}{\text{día}} \right) * n^{\circ} \text{elementos (1)}$$

Donde:

- n: Número del periodo en el que nos encontramos.
- P elemento: Potencia que consume el elemento.
- $t_{\text{uso diario periodo } n}$: tiempo de uso del elemento para el período n.
- n° elementos: Cantidad de elementos que comparten dicha potencia.

$$\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right) = \frac{\text{Consumo periodo } n \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right) * n^{\circ} \text{ días lectivos} \left(\frac{\text{días}}{\text{mes}} \right)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{kW}}} \quad (2)$$

- n° días lectivos: Cantidad de días lectivos al mes

Mes	Zona	Consumo diario (Wh/día)	Días lectivos	Consumo mensual total (kWh/mes)
Enero	Planta baja	149543,02		
	Planta primera	83018,32	19	4593,48
	Gimnasio	9200,84		
Febrero	Planta baja	135948,2		
	Planta primera	75471,2	23	5055,03
	Gimnasio	8364,4		
Marzo	Planta baja	105920,6		
	Planta primera	42929,2	23	3536,51
	Gimnasio	4911,6		
Abril	Planta baja	105920,6		
	Planta primera	42929,2	18	2767,71
	Gimnasio	4911,6		
Mayo	Planta baja	105920,6		
	Planta primera	42929,2	23	3536,51
	Gimnasio	4911,6		
Junio	Planta baja	105920,6		
	Planta primera	42929,2	16	2460,18
	Gimnasio	4911,6		
Julio	Planta baja	26884,2		
	Planta primera	7632	23	812,64
	Gimnasio	816		
	Planta baja	-		

Agosto	Planta primera	-	-	-
	Gimnasio	-		
Septiembre	Planta baja	105920,6		
	Planta primera	42929,2	16	2460,18
	Gimnasio	4911,6		
Octubre	Planta baja	135948,2		
	Planta primera	75471,2	23	5055,03
	Gimnasio	8364,4		
Noviembre	Planta baja	135948,2		
	Planta primera	75471,2	23	5055,03
	Gimnasio	8364,4		
Diciembre	Planta baja	149543,02		
	Planta primera	83018,32	17	4109,96
	Gimnasio	9200,84		

Tabla 5. Consumo diario y mensual

Los resultados obtenidos en la *Tabla 5* nos permiten seguir complementando la información necesaria para comenzar el dimensionado de los elementos de la instalación.

En la tabla mencionada, observamos una distinción entre zonas dentro del centro. Esta distinción nos ha facilitado el estudio y análisis de los elementos encontrados por salas y su posterior organización en tablas.

A primera vista, encontramos que los consumos diarios más altos provienen de los meses del periodo 2 (enero y diciembre). Estos resultados eran esperables basándonos en las horas de sol existentes durante los días de esos meses embargo, estos meses comparten la característica de que son fechas vacacionales y no tienen tantos días lectivos como otros meses. Este hecho, marca la diferencia y nos muestra que los meses con mayor consumo mensual serán octubre, noviembre y febrero, ya que, aun teniendo un consumo diario ligeramente menor, disponen de los máximos días lectivos posibles, lo que incrementa significativamente el consumo mensual.

Una vez analizados estos datos, podemos aventurar que el mes más desfavorable, el cual es nuestra base para dimensionar los módulos de nuestra instalación, coincidirá con uno de los cuatro que hemos mencionado en el párrafo anterior.

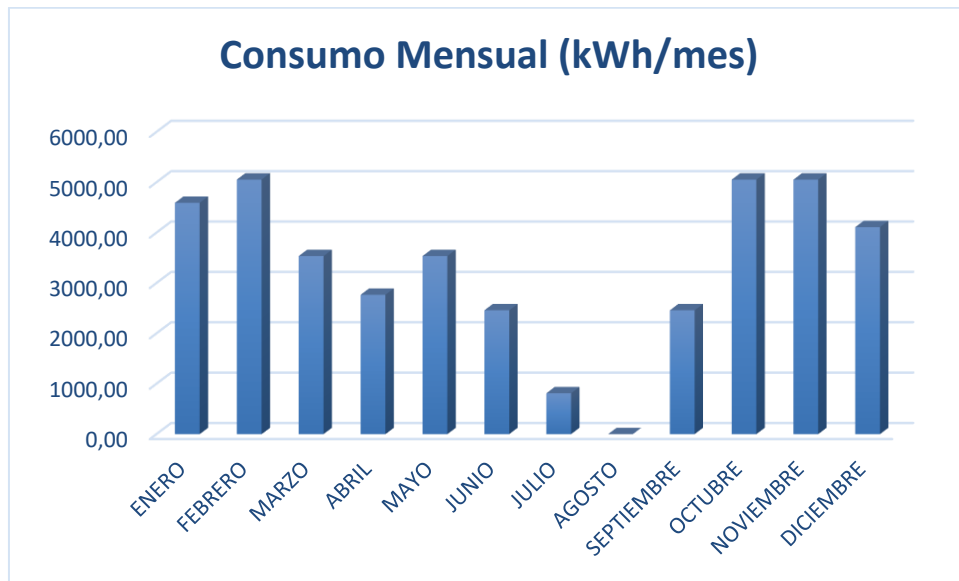


Ilustración 13. Gráfica comparación consumo mensual

4.8. Análisis mes más desfavorable

En este apartado reuniremos toda la información obtenida acerca de consumo e irradiancia para determinar qué mes es el más desfavorable y, en función de las condiciones a las que nos enfrentemos en ese mes, comenzar el dimensionado de nuestra instalación. Para precisar cuáles son las peores condiciones en el mes utilizaremos un coeficiente que haga participe a ambos parámetros. A continuación, mostramos la forma de calcularlo:

$$\text{Coeficiente mes más desfavorable} = \frac{\text{Consumo mensual (Ah/mes)}}{\text{Irradiancia (kWh/m}^2\text{/mes)}} \quad (3)$$

En la fórmula superior observamos que las unidades de consumo no coinciden con las que hemos obtenido en el apartado anterior. Para llegar hasta estas unidades, es necesario tener en cuenta distintos factores de la instalación:

$$\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{mes}} \right) = \frac{\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)}{\eta_{\text{inversor}} * V_{\text{instalación}} (V)} \quad (4)$$

- η_{inversor} : rendimiento del inversor.
- $V_{\text{instalación}}$: tensión nominal de la instalación.

Utilizaremos un 95 % de rendimiento del inversor, a pesar de que en la actualidad podemos encontrar rendimientos de hasta 98 %.

Por otro lado, como tensión nominal de instalación usaremos 144 V.

MES	CONSUMO (kWh/mes)	CONSUMO (Ah/mes)	Cmd 30°	Cmd 35°	Cmd 60°
Enero	4593,48	33578,08	313,05	300,05	272,15
Febrero	5055,03	36951,95	279,60	270,99	257,76
Marzo	3536,51	25851,70	146,30	144,78	149,99
Abril	2767,71	20231,76	110,92	111,65	127,73
Mayo	3536,51	25851,70	128,49	131,33	163,51
Junio	2460,18	17983,79	83,26	85,88	112,89
Julio	812,64	5940,36	24,89	25,62	33,38
Agosto	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	2460,18	17983,79	94,55	93,96	100,58
Octubre	5055,03	36951,95	224,06	218,31	213,62
Noviembre	5055,03	36951,95	311,83	299,69	274,33
Diciembre	4109,96	30043,55	285,88	273,00	241,68

Tabla 6. Cálculo coeficiente más desfavorable para 30°, 35° y 60°

Una vez obtenidos los resultados de la *Tabla 6* podemos realizar una comparación más simple enfrentando los coeficientes obtenidos en una gráfica. En ella, utilizaremos únicamente los datos de coeficientes.

A la hora de analizar una columna, el coeficiente más desfavorable será el mayor. Sin embargo, en el caso de comparar filas, debemos atender al coeficiente más bajo que corresponderá con el número de módulos necesarios más pequeño. Por tanto, con la inclinación indicada, seremos capaces de cubrir la demanda de consumo en el mes más desfavorable utilizando el mínimo número de módulos posible y ahorrar así en la instalación.

Coeficiente más desfavorable

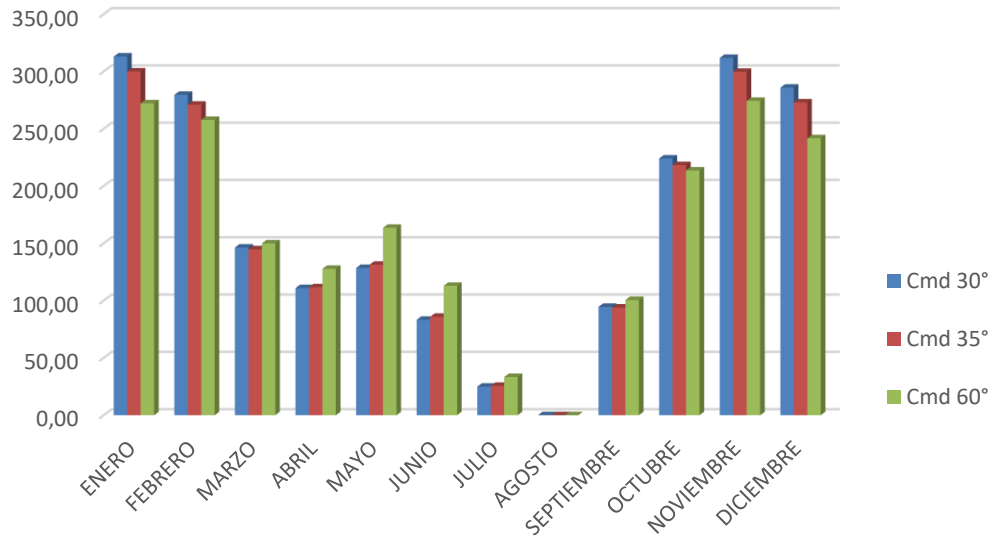


Ilustración 14. Gráfica comparativa coeficientes más desfavorables

A primera vista, podemos observar en la *Ilustración 14* lo que ya habíamos previsto en los apartados anteriores, esto es, que las condiciones más desfavorables las encontraríamos en los meses invernales debido a que tienen los peores datos de irradiación y a su vez los valores más altos en cuanto a consumo.

Realizando un análisis por tanto de ambos instrumentos que nos permiten la comparación de resultados, se decide escoger la inclinación de 60° para cubrir la demanda de consumo en el mes de noviembre. Como la instalación se dimensionará para ser capaz de abastecer energéticamente al centro el mes que corresponde con el mayor coeficiente, el resto de los meses estarán cubiertos con cierta holgura.

5. Elementos de la instalación

5.1. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada

En este apartado conoceremos de qué se compone una instalación fotovoltaica, qué funciones desempeñan sus elementos y como interaccionan entre sí para el aprovechamiento de la radiación solar y su posterior transformación en energía eléctrica disponible para consumir.

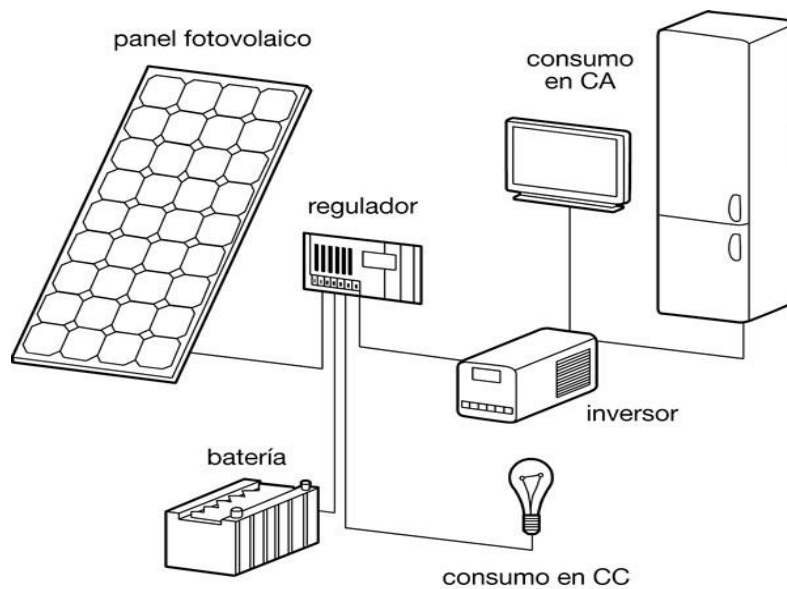
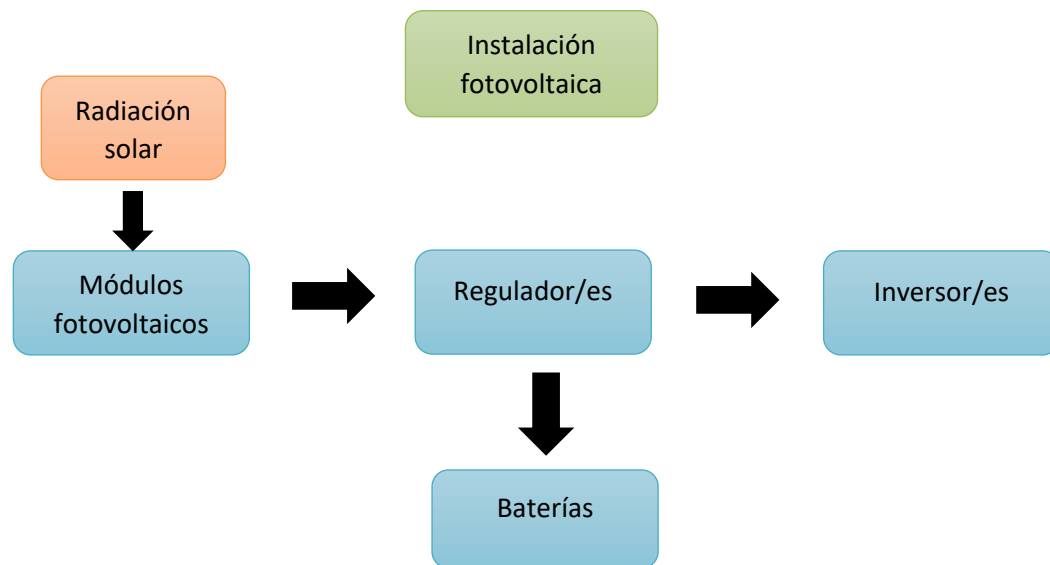


Ilustración 15. Esquema elementos de una instalación fotovoltaica aislada

En la *Ilustración 15* se muestra el esquema básico de disposición de elementos en una instalación fotovoltaica.

Comenzamos desde la parte izquierda con el módulo fotovoltaico encargado de la generación de la corriente eléctrica en DC a partir de la energía recibida por la radiación solar. En este esquema básico aparece un solo módulo, en nuestro caso dispondremos de 36 líneas en paralelo de 6 módulos conectados en serie.

Una vez disponemos de la energía eléctrica generada se transporta hacia los reguladores, los cuales se encargarán de distribuirla adecuadamente bien alimentando las baterías si necesitan cargarse, bien distribuyéndola a los puntos de consumo en DC o bien dirigiéndola a los inversores que transformarán esta corriente DC en AC. En nuestro esquema de la *Ilustración 15* los puntos de consumo DC están representados por una bombilla. En el caso de nuestro proyecto, no existirá un consumo directo desde el regulador a aparatos alimentados con DC, esto es, todos los elementos están adecuados para ser alimentados por AC.

Los acumuladores se encargarán del almacenamiento de energía eléctrica para momentos donde las condiciones ambientales no permitan generar la energía suficiente para cubrir la demanda de consumo. Una vez se demande esa energía almacenada por parte del regulador, la llevaremos como hemos visto en el párrafo anterior a los puntos de consumo DC o a los inversores.

Finalmente, la energía proveniente de los reguladores en DC se transformará en AC con un voltaje de 230 V y 50 Hz de frecuencia, parámetros adecuados a los aparatos de consumo de nuestro centro. Una vez conseguimos estas condiciones, la energía eléctrica estará preparada para ser consumida por los distintos elementos, en nuestro esquema de la *Ilustración 15* ha sido representado por un ordenador y un frigorífico, sin embargo en nuestro caso dispondremos de una amplia variedad de aparatos.

5.2. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es el dispositivo encargado de captar la radiación solar incidente en la ubicación elegida. Su localización puede variar dependiendo de las condiciones de trabajo en las que nos encontremos y de las funciones del edificio en cuestión, sin embargo, siempre deben estar ubicados en zonas exentas de sombras y que permitan una orientación adecuada de los paneles.

Los módulos tienen una estructura externa, normalmente metálica, que envuelve el conjunto, lo aísla del exterior y permite su fijación a soportes o estructuras.

En el interior se alojan las células fotovoltaicas, fabricadas generalmente mediante cristalizaciones de silicio. En la actualidad, se usan tres tipos de silicio: monocristalino, policristalino y amorfo. Se distinguen básicamente en la forma de cristalización. La eficiencia y el precio varían considerablemente entre unos y otros, por tanto, serán claves la eficiencia requerida por la instalación, condiciones económicas y tipo de uso a la hora de escoger entre un tipo u otro.

Cada una de las células produce aproximadamente 0,4 voltios. La tensión final suministrada por un módulo se consigue mediante conexiones en serie de células básicas. A su vez, existen conexiones en paralelas entre las mismas para conseguir potencias determinadas.

En la parte posterior se ubica el cableado necesario para la interconexión de todos los elementos.

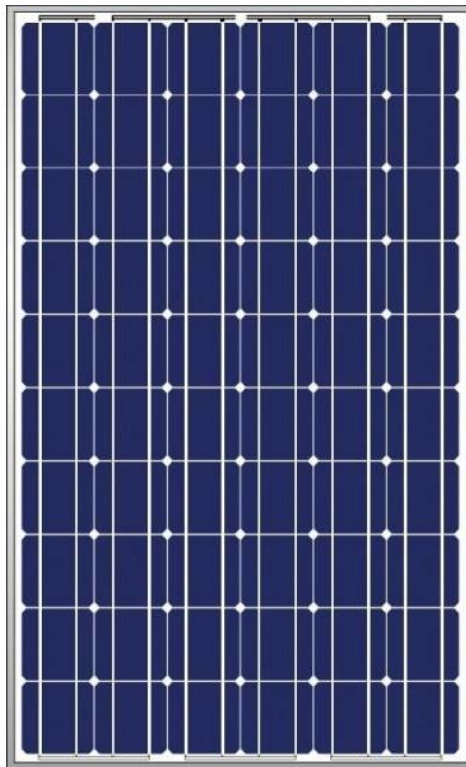


Ilustración 16. Módulo fotovoltaico policristalino

El comportamiento eléctrico de cada panel se caracteriza mediante la gráfica Tensión-Intensidad. Para la construcción de esta curva es necesaria la realización de distintos ensayos en condiciones estándar de medida, esto es, una radiación de 1.000 W/m^2 y una temperatura de 25° .

Es preciso remarcar de nuevo que el comportamiento de los módulos fotovoltaicos se ve alterado por temperaturas elevadas, disminuyendo así su potencia.

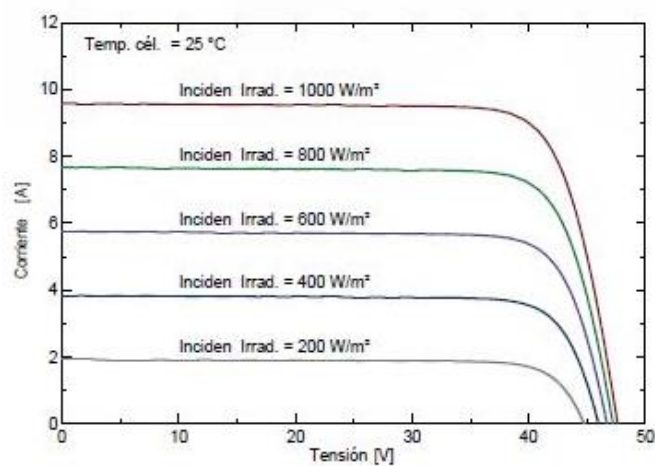


Ilustración 17. Curva I-V según Irradiancia

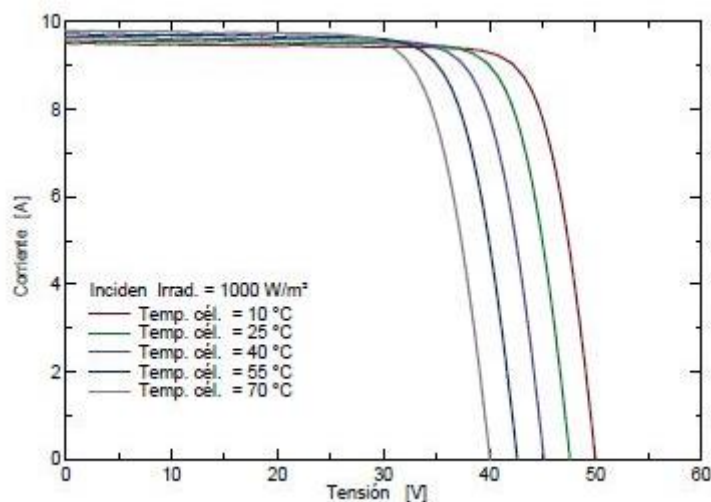


Ilustración 18. Curva I-V según temperatura

Otros parámetros interesantes para tener en cuenta son:

- **Intensidad de corriente máxima:** Intensidad pico que podemos obtener del módulo. Dicho valor será utilizado para el cálculo del número de módulos necesarios.
- **Tensión nominal:** Tensión de diseño a la que trabaja el módulo.
- **Potencia máxima o Potencia pico:** Potencia máxima que puede suministrar el módulo solar.

Nuestro módulo escogido cuenta con una potencia de 330 W pico, una tensión nominal de 24 V y una Intensidad de corriente máxima de 9,11 A. Los módulos irán fijados a una estructura de aluminio a modo de soporte, la cual tendrá una inclinación de 60° como hemos visto en el apartado anterior y estarán situados en la cubierta del centro como podemos observar en el apartado **PLANOS**.

Los módulos escogidos tienen una vida útil considerablemente alta debido a que tienen una garantía del 80% de rendimiento pasados los 25 años, por tanto, podemos asegurar que la instalación tendrá un alto porcentaje de producción pasado un largo periodo de tiempo. Para más información sobre los módulos se puede revisar la ficha técnica del documento **ANEXO**.

5.3. Reguladores

El regulador es el equipo que recibe la energía eléctrica generada por los módulos solares y la gestiona de forma adecuada bien dirigiéndola a las baterías o acumuladores, o bien a los puntos de consumo en corriente continua o a la conversión a corriente alterna.

Se encarga de controlar los procesos de carga evitando que cuando las baterías estén a plena carga, se siga inyectando corriente a las mismas, de forma que protege al dispositivo alargando

así su vida útil. Además, se ocupará de evitar la descarga de las baterías en horas de baja o nula radiación y evitar que estas sobrepasen su profundidad de descarga.

A su vez, el regulador proporciona también la información de los principales parámetros eléctricos de la instalación permitiendo una adecuada gestión y control del conjunto de equipos. Realizan labores de ajuste de niveles de tensión, protección contra sobretensiones y sobreintensidades.

La tensión de trabajo del regulador es la tensión en continua de la instalación, en nuestro caso será de 48 V.



Ilustración 19. Regulador maximizador

En esta instalación se ha optado por la utilización de reguladores maximizadores con tecnología MPPT. Esta condición de maximizador permite a la entrada del regulador una tensión mayor a 48 V. En el caso de este regulador permite a la entrada una tensión máxima de 150 V.

Otros parámetros importantes de un regulador son:

- **Intensidad máxima de entrada:** Intensidad máxima que permite el regulador a la entrada. Este parámetro, delimita el número de módulos que se pueden colocar en serie.
- **Intensidad máxima de salida:** Intensidad que demanda la instalación, la cual será la consumida en CC añadiendo la necesitada por el inversor a la entrada para garantizar la demanda de consumo en CA.

En nuestra instalación utilizaremos un regulador maximizador MPPT 150/100 de 100 A de intensidad máxima a la entrada y 150 V de tensión máxima permitida a la entrada. Recomendamos una vista más amplia de sus características en su ficha técnica en el documento **ANEXO**.

Los reguladores irán instalados en una sala donde se encontrarán los distintos elementos fotovoltaicos como se puede observar en el apartado **PLANOS**.

5.4. Acumuladores o baterías

Si deseamos disponer de energía eléctrica de origen fotovoltaico cuando la radiación solar es escasa o nula es necesario contar con un dispositivo que permita el almacenamiento de energía

para poder utilizarla cuando sea conveniente. Los acumuladores o baterías son los equipos encargados de almacenar la energía eléctrica.

Las baterías utilizadas en las instalaciones fotovoltaicas suelen estar fabricadas por sistemas de plomo-ácido o ion litio, sin embargo, en los últimos tiempos se observa un gran uso de baterías de gel.

Los acumuladores o baterías están caracterizados en primera instancia por su capacidad, esto es, por la cantidad de energía que pueden almacenar en determinadas condiciones de trabajo. Al igual que los módulos, las baterías varían su capacidad dependiendo de las condiciones de temperatura. Generalmente el abanico de tensiones de una batería ronda entre los 2 y 12 voltios. Si deseamos trabajar con tensiones mayores será necesario realizar interconexiones serie-paralelo.

Otro parámetro importante que afecta en gran medida a su vida útil es la profundidad de descarga. Este parámetro indica el porcentaje de batería que se ha descargado. Cuanto menos profundas sean las descargas, más se alargará la vida útil de las baterías. En nuestro caso hemos utilizado para los cálculos una profundidad de descarga del 70% que nos garantiza una vida útil de aproximadamente 6.000 ciclos de carga-descarga.

Las baterías deben ser capaces de suministrar energía eléctrica en dos condiciones posibles:

- **Ciclo diario:** proporcionan energía eléctrica cuando la radiación solar tiene valores pequeños o cuando el consumo es superior a la energía producida por las placas.
- **Ciclo largo:** suministran energía a la instalación durante varios días como en nuestro caso. En este caso las baterías están diseñadas para 120 horas de autonomía, esto es, 5 días donde nuestra instalación se abastezca exclusivamente de la energía almacenada por los acumuladores.



Ilustración 20. Batería OPzS plomo ácido

El modelo escogido en nuestro caso es una batería plomo-ácido de 120 horas de autonomía con una capacidad de 4.600 Ah y una tensión de trabajo de 2V. La decisión de elegir una batería plomo-ácido se ha basado en que son baterías más desarrolladas en la actualidad y tienen un precio más competitivo que los nuevos sistemas de ion litio o de gel. Para obtener más



información sobre otras características más concretas sobre nuestro modelo se sugiere la revisión de la ficha técnica en el apartado **ANEXO**.

Los acumuladores irán instalados en una sala donde se encontrarán los distintos elementos fotovoltaicos como se puede observar en el apartado **PLANOS**.

5.5. Inversores

El inversor es el equipo destinado a convertir la energía eléctrica en forma de corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna de frecuencia comercial la cual es la que utilizan la mayoría de los aparatos de consumo que componen la instalación.

Su posición dentro del sistema fotovoltaico se encuentra tras el regulador y antes que los puntos de consumo.

La tensión de entrada en CC corresponderá con la tensión de la instalación, en nuestro caso 48 V mientras que en la tensión de salida obtendremos 230 V ya en CA.

Parámetros importantes para tener en cuenta:

- Tensión nominal: Tensión de entrada de los bornes de conexión.
- Potencia nominal: Potencia eléctrica que puede suministrar el inversor.
- Capacidad de sobre carga: Capacidad de suministrar una potencia superior a la nominal durante un tiempo determinado.
- Rendimiento: Muestra las pérdidas producidas en la transformación. Se calcula como el cociente entre la potencia eléctrica que entrega el inversor y la potencia eléctrica que consume del generador fotovoltaico o baterías. Este valor es necesario utilizarlo a la hora del dimensionado de módulos debido a que estas pérdidas deben asumirlas los generadores fotovoltaicos.

Los inversores calculados estarán posicionados adecuadamente en la sala de elementos fotovoltaicos como podemos apreciar en el apartado **PLANOS**.



Ilustración 21. Inversor

El modelo de inversor elegido posee una potencia de 15 kVA/12 kW y trabaja con una corriente de carga de 200 A y que, además, posee dos entradas y salidas AC.

Para cubrir la demanda de potencia total de la instalación deberemos conectar varios inversores en paralelo. Al ser una instalación con usos excluyentes, es decir, nunca estarán todas las aulas ocupadas al mismo tiempo. Por tanto, en ningún momento se llegarán a picos de potencia al no estar todos los elementos funcionando al mismo tiempo. Esto nos garantiza que los inversores instalados podrán operar con total normalidad. Aun así, en el dimensionado del número de inversores observaremos que tendremos cierta holgura en cuanto a potencia se refiere.

5.6. Estructura soporte

Nuestros módulos fotovoltaicos irán sujetos a una estructura soporte cuya inclinación es de 60° como ya hemos calculado y explicado anteriormente en el apartado 4.6. La estructura está hecha de aluminio anodino y no será regulable ya que la inclinación será fija durante todo el año. Estarán situados en distintas zonas del Centro, pero siempre en la cubierta. Se fijarán a la misma con tornillo tirafondo.

Aunque las condiciones climatológicas de la zona no presentan situaciones extremas de nieve o viento, las estructuras han sido diseñadas con cierto grado de seguridad en caso de nevadas o fuertes rachas de viento.

Tendremos distintas longitudes de estructuras para la sujeción de los módulos. La distancia mínima entre placas, las medidas del centro y las propias medidas de los módulos nos obligan a realizar una configuración con distintas longitudes de estructuras.



Ilustración 22. Soportes estructurales para los módulos fotovoltaicos

5.7. Cableado

Los distintos elementos de la instalación irán conectados entre sí por conductores eléctricos. El cableado eléctrico viene caracterizado por distintos parámetros como la resistividad, longitud de este, intensidad que transcurre por él, sección transversal y material aislante que lo recubre.

En este proyecto se realizará el dimensionado de la sección del cableado de corriente continua desde los módulos fotovoltaicos a la zona de conexión de los reguladores. El cableado interior que une reguladores, baterías e inversores estará estandarizado con una sección de 25 mm.

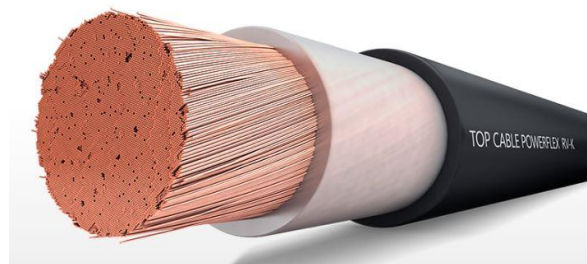


Ilustración 23. Cableado RV-K

Para nuestra instalación utilizaremos un cableado idóneo para conexionado entre módulos fotovoltaicos y entre distintos elementos regulador-baterías, regulador-inversor. Funciona a la perfección en la distribución de elementos de baja tensión, es altamente flexible, lo que le proporciona una facilidad para instalarlo en trazados complicados. Además, puede ir enterrado, instalado en tubo o ir a la intemperie ya que va provisto de una protección propia. Para conocer más acerca de las características del cableado de distribución se recomienda un visionado de su ficha técnica en el documento **ANEXO**.

5.8. Protecciones

El conjunto de elementos que aseguran la instalación e integridad física de los usuarios ante agentes dañinos que puedan ocurrir como por ejemplo sobretensiones, sobreintensidades o cortocircuitos. Veremos por tanto la protección a tierra que se encargará de la protección del cableado y del lugar donde irán ubicados los distintos elementos de la instalación.

Para la protección de los módulos fotovoltaicos se utilizará un equipo de protección compuesto por fusibles a la salida de las líneas fotovoltaicas y a la salida de los reguladores protegiendo ambas vías, tanto los reguladores como las baterías. Finalmente, un equipo de protección compuesto por magnetotérmico y diferencial a la salida de los inversores.

Los fusibles escogidos poseen una Intensidad nominal de 100 A y una tensión asignada de 1.000 Vdc. Proporcionarán protección contra sobrecargas y cortocircuitos, con una corriente mínima de fusión de 135 A. Para una visión más profunda en las características del dispositivo seleccionado recomendamos revisar el documento **ANEXO**.



Ilustración 24. Fusible 1000 VDC 100 A

Por otro lado, a la salida del inversor instalaremos dos dispositivos de protección, los cuales son capaces de interrumpir la corriente cuando sobrepasa valores máximos:

- **Interruptor Magnetotérmico:** en este proyecto utilizaremos un magnetotérmico de 2 polos de 63 A. Se encargará de la protección en caso de sobrecargas eléctricas y cortocircuito.
- **Interruptor diferencial:** nuestro interruptor diferencial será de 2 polos, 80 A y 30 mA. Su función consistirá en asegurar la protección de las personas en caso de contacto directo con alguna parte activa o indirecto con elementos sometidos a cierta tensión debido a alguna derivación de las partes activas.



Ilustración 25. Interruptor magnetotérmico 63 A



Ilustración 26. Interruptor diferencial 80 A 30 mA

Finalizaremos el apartado de protecciones con la toma de tierra, la cual permitirá la desviación de corrientes de falla o descargas atmosféricas como relámpagos impidiendo así la formación de grandes diferencias de potencial peligrosas en la instalación y en el centro. Consiste en la conexión de los elementos metálicos mediante un cableado suficientemente grande que transporte toda la corriente eléctrica desde algunas partes de la instalación a unos electrodos.



Ilustración 27. Pica puesta a tierra 1,5 metros

6. Cálculos

En este apartado del proyecto podremos conocer los cálculos necesarios que se han realizado para el dimensionamiento de la instalación al igual que la justificación de algunos de ellos. Observaremos los procedimientos para el cálculo de elementos, cableado, protecciones y distancia entre placas para evitar sombras no deseadas.

6.1. Módulos fotovoltaicos

Para el dimensionado de módulos necesitaremos utilizar distintos datos propios de nuestro modelo escogido. En primer lugar, buscaremos obtener el número de líneas de placas que irán conectadas en paralelo. Para este cometido necesitamos conocer la intensidad pico de nuestro módulo que es 9,11 A. Por otra parte, utilizaremos el coeficiente más desfavorable el cual ha sido obtenido usando la fórmula (3). Finalmente, debido a que las condiciones de la instalación no son siempre las ideales, es decir; niveles de radiación óptimos, una temperatura de 25°C o una superficie de los módulos completamente limpia que no dificulte la absorción de la radiación solar son factores que conllevan a un sobredimensionamiento de la instalación para garantizar que sea capaz de suministrar la potencia necesaria. En nuestro caso hemos realizado un sobredimensionamiento del 18% el cual es un valor normal a pesar de que las tecnologías fotovoltaicas avanzan y desarrollan eficiencias más elevadas.

$$\text{N}^\circ \text{líneas de placas en paralelo} = \frac{C_{md} * \% \text{ Sobredimensionamiento}}{\text{Intensidad Pico de placa}} \quad (5)$$

$$\text{N}^\circ \text{líneas de placas en paralelo} = \frac{274,33 * 1,18}{9,11} = 35,53 \rightarrow 36 \text{ líneas en paralelo}$$

A continuación, nos proponemos determinar el número de módulos que irán conectados en serie. Como la instalación está formada por reguladores maximizadores, disponemos de una tensión máxima de 150 V a la entrada de los reguladores. Buscamos una instalación homogénea y una configuración simétrica, por tanto, intentaremos encontrar un múltiplo de 24 (tensión nominal de la placa) inferior a 150.

$$\text{N}^\circ \text{módulos en serie} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada}}{\text{Tensión nominal del módulo}} \quad (6)$$

$$N^{\circ} \text{módulos en serie} = \frac{150}{24} = 6,25$$

Podemos comprobar que utilizando 6 módulos en serie no superaremos la tensión máxima de entrada:

$$\textit{Tensión total módulos} = N^{\circ} \text{módulos en serie} * \textit{Tensión nominal} \quad (7)$$

$$\textit{Tensión total módulos} = 6 * 24 = 144 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{total de módulos} = N^{\circ} \text{módulos en serie} * N^{\circ} \text{líneas en paralelo} \quad (8)$$

$$N^{\circ} \text{total de módulos} = 36 * 6 = 216 \text{ módulos}$$

La potencia pico de la instalación será:

$$\textit{Potencia pico} = N^{\circ} \text{módulos} * \textit{Potencia pico módulo} \quad (9)$$

$$\textit{Potencia pico} = 216 * 330 = 71.280 \text{ W}$$

6.2. Reguladores

Como hemos visto en el apartado anterior, contamos con un modelo de regulador maximizador. Además de tener en cuenta su máxima tensión de entrada debemos prestar atención a su intensidad máxima capaz de soportar, en nuestro caso 100 A según el fabricante.

Comenzaremos hallando la intensidad máxima que proviene de los módulos. Para ello utilizaremos la intensidad pico de los módulos y el número de líneas en paralelo de módulos.

$$\textit{Intensidad máxima} = N^{\circ} \text{líneas en paralelo} * \textit{I}_{\text{pico}} \quad (10)$$

$$\textit{Intensidad máxima} = 36 * 9,11 = 327,96 \text{ A}$$

Esta intensidad máxima es necesaria repartirla entre los reguladores cuya intensidad máxima como hemos visto es de 100 A.

$$N^{\circ} \text{ reguladores} = \frac{\textit{Intensidad máxima}}{\textit{Intensidad de regulador}} \quad (11)$$

$$N^{\circ} \text{ reguladores} = \frac{327,96}{100} = 3,27 \rightarrow 4 \text{ reguladores}$$

Probaremos a continuación que la intensidad máxima por regulador no supera la intensidad máxima capaz de soportar:

$$\textit{Intensidad máxima por regulador} = \frac{\textit{Intensidad máxima}}{N^{\circ} \text{ reguladores}} \quad (12)$$

$$\textit{Intensidad máxima por regulador} = \frac{327,96}{4} = 81,99 \text{ A} < 100 \text{ A}$$

Por último, para terminar la configuración con respecto a los reguladores, debemos realizar una distribución homogénea de líneas de módulos fotovoltaicos a cada regulador:

$$N^{\circ} \text{ líneas a regulador} = \frac{N^{\circ} \text{ líneas en paralelo}}{\text{reguladores}} \quad (13)$$

$$N^{\circ} \text{ líneas a regulador} = \frac{36}{4} = 9 \text{ líneas/regulador}$$

En resumen, dispondremos de 4 reguladores los cuales estarán conectados a 9 líneas de módulos fotovoltaicos.

6.3. Inversores

Para el cálculo de inversores necesitamos conocer la Potencia total demandada por la instalación calculada en el apartado 4.4. Junto con la potencia del modelo de inversor escogido la cual es de 12 kW seremos capaces de obtener el número de inversores necesarios.

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{\text{Potencia total de la instalación}}{\text{Potencia inversor}} \quad (14)$$

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{79.881,50}{12.000} = 6,65 \rightarrow 7 \text{ inversores}$$

Se utilizarán 7 inversores en la instalación que dotarán de potencia suficiente al centro educativo e incluso tendremos una holgura aproximada de 2.000 W sobrantes.

6.4. Baterías

En primer lugar, deberemos estudiar los consumos diarios (Ah/día) entre los 12 meses y a su vez analizar el historial climatológico de la zona a la hora de estimar un tiempo de autonomía.

MES	CONSUMO (Ah/mes)	CONSUMO (Ah/día)
ENERO	100734,24	5301,80
FEBRERO	110855,86	4819,82
MARZO	77555,09	3371,96
ABRIL	60695,29	3371,96
MAYO	77555,09	3371,96
JUNIO	53951,37	3371,96
JULIO	17821,07	774,83
AGOSTO	0,00	0,00
SEPTIEMBRE	53951,37	3371,96
OCTUBRE	110855,86	4819,82
NOVIEMBRE	110855,86	4819,82
DICIEMBRE	90130,64	5301,80

Tabla 7. Consumo diario por mes

En la *Tabla 6* encontramos que los meses con un consumo diario superior y, además, idénticos son Enero y Diciembre que a la vez coinciden con los meses donde podemos encontrar situaciones climatológicas más adversas.

En nuestro caso hemos seleccionado baterías con una autonomía de 5 días por dos razones. Se trata de un centro que trabaja durante 5 días a la semana y el fin de semana, esto es, dos días, el consumo es mínimo. Además, la localización donde nos encontramos es una zona con precipitaciones poco abundantes y nubosidades prolongadas en el tiempo durante cortos períodos de tiempo.

Las baterías escogidas utilizan una tensión nominal de 2 V y una Capacidad para 5 días (120 horas) de autonomía y una capacidad de 4.600 Ah. Otro parámetro importante de las baterías escogidas es su profundidad de descarga. El fabricante nos recomienda una profundidad del 70% para asegurar los 6.000 ciclos de vida.

A continuación, procederemos al cálculo de la capacidad total necesaria para el abastecimiento durante esos 5 días utilizando el consumo diario más desfavorable y con la profundidad de descarga mencionada.

$$\text{Capacidad 5 días} = \frac{\text{N}^\circ \text{días} * \text{Consumo diario}}{\% \text{Profundidad de descarga}} \quad (15)$$

$$\text{Capacidad 5 días} = \frac{5 * 5301,80}{70\%} = 37.870 \text{ Ah}$$

Una vez obtenida la capacidad procedemos al cálculo de cuántas líneas de baterías en paralelo serán necesarias para obtener la capacidad calculada con la fórmula (15).

$$\text{N}^\circ \text{líneas de baterías} = \frac{\text{Capacidad 5 días}}{\text{Capacidad de una batería}} \quad (16)$$

$$\text{N}^\circ \text{líneas de baterías} = \frac{37.870}{4.600} = 8,23 \rightarrow 9 \text{ líneas en paralelo}$$

Finalmente, para obtener la tensión de la instalación 48 V deberemos conectar distintos vasos en serie. Sabiendo que cada vaso posee una tensión de 2 V:

$$\text{N}^\circ \text{vasos en serie} = \frac{\text{Tensión de la instalación}}{\text{Tensión vaso}} \quad (17)$$

$$\text{N}^\circ \text{vasos en serie} = \frac{48}{2} = 24 \text{ vasos en serie}$$

$$\text{N}^\circ \text{total de baterías} = \text{N}^\circ \text{líneas en paralelo} * \text{N}^\circ \text{vasos en serie} \quad (18)$$

$$\text{N}^\circ \text{total de baterías} = 9 * 24 = 216 \text{ baterías}$$

6.5. Cableado

En este apartado calcularemos la sección transversal de cable que recorrerá la instalación desde los módulos fotovoltaicos hasta la zona donde se encuentre el resto de los elementos como reguladores, inversores y baterías. Para el cálculo de sección debemos tener en cuenta distintos parámetros, siendo algunos de ellos dependientes del tipo de cableado utilizado, otros de la localización de los módulos y otros que vendrán determinados por la propia instalación:

- **Longitud (L):** Longitud existente desde los módulos hasta la zona de conexión con los reguladores. [m]
- **Intensidad (I):** Intensidad máxima que recorrerá la sección de cable desde los módulos fotovoltaicos hasta los reguladores. A pesar de que hemos calculado que la intensidad máxima que llegará por regulador será de aproximadamente 82 A, en nuestro caso utilizaremos la intensidad máxima permitida por el regulador según el fabricante. [A]
- **Constante de conductividad eléctrica (ρ):** En nuestro caso utilizaremos cobre. Su constante de conductividad eléctrica es de 56. [m/ Ω ·mm²]
- **% de tensión admisible (% U):** Expresa la caída de tensión máxima admisible del sistema en ese tramo. Corresponderá con un 1-3% de la tensión de la instalación. Este parámetro depende del tipo de instalación con la que estemos trabajando y de la longitud estimada. [V]

$$\text{Sección de cable} = \frac{L * I * 2}{\%U * \rho} \quad (19)$$
$$\text{Sección de cable} = \frac{70 * 100 * 2}{0,03 * 48 * 56} = 173,11 \text{ mm}^2$$

Utilizaremos una sección de cableado estandarizada, la cual deberá ser superior a la calculada con la fórmula (19). Tras revisar la gama de secciones ofrecida por el fabricante escogido se decide elegir cable de sección 185 mm².

Para el cableado de interconexión entre reguladores, baterías e inversores escogeremos una sección de 25 mm² debido a que la intensidad máxima no superará nunca los 100 A y la longitud entre elementos es significativamente inferior no superando en ningún momento los 5 metros. Además, con un valor más bajo de longitud también disminuiríamos el porcentaje de caída de tensión.

$$\text{Sección de cable} = \frac{5 * 100 * 2}{0,02 * 48 * 56} = 18,60 \text{ mm}^2$$

Por último, determinamos el cableado de corriente alterna que irá desde la salida de los inversores hasta el cuadro eléctrico. Para ello primero debemos calcular la intensidad de salida de los inversores.

$$\text{Intensidad} = \frac{\text{Potencia inductor}}{\text{Tensión CA de salida}} \quad (20)$$

$$\text{Intensidad} = \frac{12.000}{230} = 52,17 \text{ A}$$

$$\text{Sección de cable} = \frac{80 * 52,17 * 2}{0,03 * 230 * 56} = 21,60 \text{ mm}^2$$

Escogeremos finalmente una sección de 25 mm².

6.6. Protecciones

6.6.1. Fusibles

Como hemos visto en el apartado 5.8 los fusibles irán ubicados a la salida de las líneas fotovoltaicas y en ambas vías de salida de los reguladores (baterías e inversores). Para su dimensionado la intensidad nominal del fusible deberá ser superior a la intensidad máxima que puede recorrer la línea que protege y por otro lado inferior al 90 % de la intensidad máxima admitida por el conductor:

$$\mathbf{Intensidad\ línea \leq Intensidad\ fusible \leq 90\% Intensidad\ máx\ conductor} \quad (21)$$

La intensidad máxima admisible del conductor es proporcionada en la ficha técnica de los conductores utilizados, para una sección de 185 mm² le corresponde una intensidad máxima admisible de 510 A.

En el apartado 6.2. hemos calculado que cada regulador irá conectado a 9 líneas de módulos fotovoltaicos y la intensidad de entrada a cada regulador que será de 81,99 A.

Si sustituimos los valores conocidos en la expresión (21):

$$81,99\ A \leq Intensidad\ fusible \leq 0,9 * 510$$

Sabiendo entre que valores debe ubicarse la intensidad de nuestro fusible y utilizando la información facilitada por el comercial se decide elegir un fusible 1.000 V DC y 100 A de corriente.

6.6.2. Interruptor diferencial y magnetotérmico

Para el dimensionado del interruptor magnetotérmico usaremos una expresión similar a la utilizada (21).

$$\mathbf{I\ línea \leq I\ magnetotérmico\ nominal \leq I\ máx\ conductor} \quad (22)$$

En este caso, la intensidad de línea vendrá calculada con la siguiente expresión:

$$Intensidad = \frac{Potencia\ inversor}{Tensión\ en\ corriente\ alterna} \quad (23)$$
$$Intensidad = \frac{12.000}{230} = 52,17\ A$$

Si sustituimos este valor en la expresión (23):

$$52,17\ A \leq I\ magnetotérmico\ nominal \leq 510\ A$$

Seleccionaremos por tanto un interruptor magnetotérmico de 63 A de intensidad.

Para la selección de interruptor diferencial utilizaremos una aproximación que permitirá la protección del diferencial por parte del magnetotérmico.

$$\mathbf{I\ interruptor\ diferencial \cong 1,4 * I\ magnetotérmico} \quad (24)$$

$$I_{\text{interruptor diferencial}} = 1,4 * 63 = 88,2 A$$

En este caso seleccionaremos un interruptor diferencial de calibre 80 A de intensidad y 30 mA de sensibilidad, el cual es el más usado en instalaciones de este estilo.

6.6.3. Toma de tierra

Para el dimensionado de la puesta a tierra en primer lugar se debe clasificar el tipo de instalación y el terreno en el que nos ubicamos.

Se considerará la totalidad del centro como un local conductor. Su tensión de contacto corresponderá con 24 V. Respecto a la intensidad de corriente de defecto utilizaremos 30 mA la cual hemos elegido con el interruptor diferencial. Con ambos datos calcularemos la resistencia máxima permitida:

$$\text{Resistencia máxima} = \frac{\text{Tensión de contacto}}{\text{Intensidad}} \quad (25)$$

$$\text{Resistencia máxima} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

A continuación, debemos conocer la resistividad del terreno. En el caso de nuestra ubicación se trata de un suelo de caliza compacta.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHM*M
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Ilustración 28. Tabla de resistividad de terrenos

La resistividad escogida será finalmente 1.000 $\Omega \cdot m$.

Para concluir calcularemos la resistencia que debe obtener la colocación de 3 picas de 1,5 metros de longitud que conformarán el electrodo de protección.

$$\text{Resistencia electrodo} = \frac{\rho}{n * L} < \text{Resistencia máxima} \quad (26)$$

$$Resistencia\ electrodo = \frac{1000}{3 * 1,5} = 222,22\ \Omega < 800\ \Omega$$

6.7. Distancia entre módulos

En este apartado de cálculos determinaremos la distancia mínima que debe haber entre módulos fotovoltaicos para evitar que se hagan sombra entre sí. La creación de esta sombra disminuiría la energía producida por el módulo al no recibir toda la radiación disponible.

En primer lugar, debemos conocer cuáles son las medidas de nuestro módulo fotovoltaico. En nuestro caso se trata de un módulo de 1996 x 992 x 40.

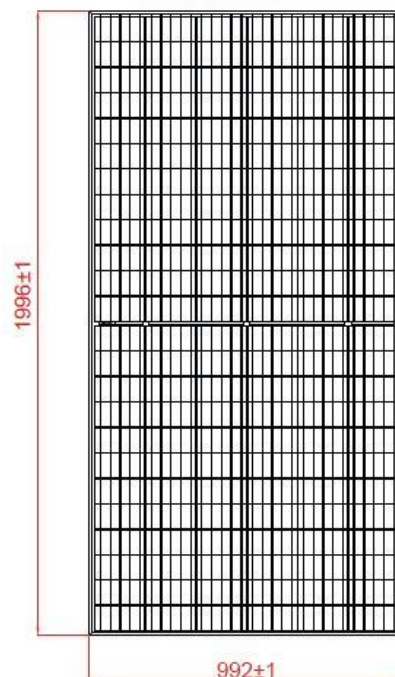


Ilustración 29. Medidas módulo fotovoltaico

La distancia mínima entre placas vendrá dada por la siguiente expresión:

$$Distancia\ mínima\ entre\ módulos = \frac{h}{\tan(61^\circ - latitud)} \quad (27)$$

La altura perpendicular (h) la calcularemos teniendo en cuenta la medida longitudinal del módulo y su inclinación 60°.

$$h = Longitud\ módulo * \sin 60^\circ \quad (28)$$

$$h = 1,996 * \sin 60^\circ = 1,728\ m$$

La latitud ha sido mencionada anteriormente en el apartado 4.3. y tiene un valor de 39° 7' 35".

$$Distancia\ mínima\ entre\ módulos = \frac{1,728}{\tan(61 - 39,12)} = 4,30\ m$$

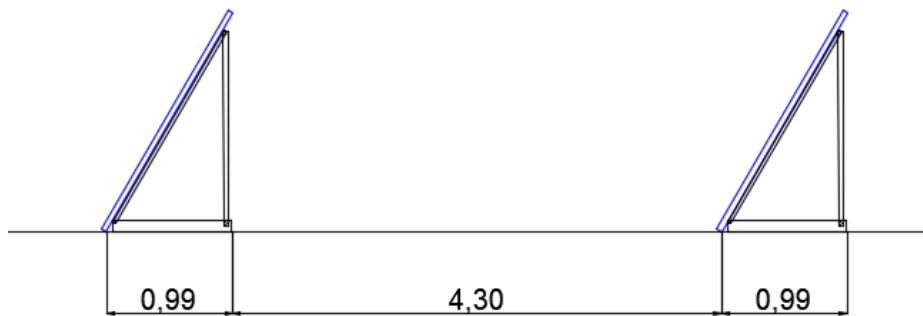


Ilustración 30. Distancia mínima entre módulos

La distancia entre módulos vendrá influida por la distancia mínima calculada y por las medidas de la cubierta del centro. Para más información sobre la ubicación y colocación de módulos se sugiere consultar el apartado **PLANOS**.

7. Pliego de condiciones

- 7.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. 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.
- 7.2. Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.
- 7.3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 7.4. En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 7.5. Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.



8. Generalidades

- 8.1. Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:
- Electrificación de viviendas y edificios.
 - Alumbrado público.
 - Aplicaciones agropecuarias.
 - Bombeo y tratamiento de agua.
 - Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energía renovables.
- 8.2. También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.
- 8.3. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.
- 8.3.1. 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).
- 8.3.2. Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- 8.3.3. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

9. Definiciones

9.1. Radiación solar

9.1.1. Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

9.1.2. Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

9.1.3. Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m² o kWh/m².

9.1.4. Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.



9.2. Generadores fotovoltaicos

9.2.1. *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

9.2.2. *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

9.2.3. *Módulo fotovoltaico*

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

9.2.4. *Rama fotovoltaica*

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

9.2.5. *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

9.2.6. *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m^2 .
- Distribución espectral: AM 1,5 G.
- Incidencia normal.
- Temperatura de célula: 25°C .

9.2.7. *Potencia máxima del generador (potencia pico)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente.

9.2.8. *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento de 1 m/s .

9.3. Acumuladores de plomo ácido

9.3.1. *Acumulador*

Asociación eléctrica de baterías.

9.3.2. *Batería*

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

9.3.3. *Autodescarga*

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

9.3.4. *Capacidad nominal C_{20} (Ah)*

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:

$$C_{100}/C_{20} \approx 1,25, C_{40}/C_{20} \approx 1,14, C_{20}/C_{10} \approx 1,17.$$

9.3.5. *Capacidad útil*

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{MAX} .

9.3.6. *Estado de carga*

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

9.3.7. *Profundidad de descarga (PD)*

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

9.3.8. *Régimen de carga (o descarga)*

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20}=100$ Ah) y la corriente se expresa como $I_{20}=5$ A.

9.3.9. *Vaso*

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

9.4. Reguladores de carga

9.4.1. *Regulador de carga*

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

9.4.2. *Voltaje de desconexión de las cargas de consumo*

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

9.4.3. *Voltaje final de carga*

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

9.5. Inversores

9.5.1. *Inversor*

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

9.5.2. V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

9.5.3. *Potencia nominal (VA)*

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

9.5.4. *Capacidad de sobrecarga*

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

9.5.5. *Rendimiento del inversor*

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

9.5.6. *Factor de potencia*

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

9.5.7. *Distorsión armónica total: THD (%)*

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$THD (\%) = \left(\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2} \right) / V_1 \quad (29)$$

Donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

9.6. Cargas de consumo

9.6.1. Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

10. Diseño

10.1. Orientación, inclinación y sombras

10.1.1. Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la *tabla 8*.

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Tabla 8. Pérdidas de radiación

10.1.2. El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se asume que vienen solventadas con el sobredimensionamiento de 18% de la instalación.

10.1.3. En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación.

10.2. Dimensionado del sistema

10.2.1. Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en el apartado 6 del documento.

10.2.2. Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el apartado 4.7.

10.2.3. Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp,min}$) para cubrir las necesidades de consumo.

10.2.4. El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp,min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones



especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño.

10.2.5. Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido en el apartado 6. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

10.2.6. Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

10.3. Sistema de monitorización

10.3.1. El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo. –
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

11. Componentes y materiales

11.1. Generalidades

11.1.1. Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

11.1.2. Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

11.1.3. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a $50 V_{RMS}$ o $120 V_{CC}$. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

11.1.4. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.



- 11.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.
- 11.1.6. Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).
- 11.1.7. En el apartado 6 se incluirá toda la información y cálculos realizados en cuanto al diseño de la instalación, además de resaltar todos los cambios que pudieran producirse. También se incluirán las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante en todos los elementos utilizados en la instalación.
- 11.1.8. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

11.2. Generadores fotovoltaicos

- 11.2.1. Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.
 - 11.2.2. El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
 - 11.2.3. El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
- 5.2.3.1 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.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 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 $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.



- 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.
- 11.2.4. Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- 11.2.5. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
- 11.2.6. En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.
- ### 11.3. Estructura de soporte
- 11.3.1. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.
- 11.3.2. La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
- 11.3.3. La estructura soporte de los 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 (CTE).
- 11.3.4. 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.
- 11.3.5. 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 esta.
- 11.3.6. La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 11.3.7. Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.



- 11.3.8. 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 ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- 11.3.9. Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 11.3.10. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

11.4. Acumuladores de plomo-ácido

- 11.4.1. Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- 11.4.2. Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- 11.4.3. La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.
- 11.4.4. Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- 11.4.5. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- 11.4.6. La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.
- 11.4.7. La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20°C.



11.4.8. El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

11.4.9. Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

11.5. Reguladores de carga

11.5.1. Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

11.5.2. Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

11.5.3. Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

11.5.4. Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

11.5.5. El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:



- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

11.5.6. El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

11.5.7. Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en el apartado 6.

11.5.8. Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

11.5.9. Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

11.5.10. Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

11.5.11. El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

11.6. Inversores

11.6.1. Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y



frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

- 11.6.2. Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- 11.6.3. Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- 11.6.4. El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- 11.6.5. La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:
 $V_{\text{NOM}} \pm 5 \%$, siendo $V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}}$ o $230 V_{\text{RMS}}$
 $50 \text{ Hz} \pm 2 \%$
- 11.6.6. El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- 11.6.7. El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de las cargas.
- 11.6.8. Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- 11.6.9. El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- 11.6.10. Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

11.6.11. El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la *tabla 9*.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	$P_{NOM} < 500 \text{ VA}$	85 %	75 %
	$P_{NOM} > 500 \text{ VA}$	90 %	85 %
Onda no senoidal		90 %	85 %

Tabla 9. Rendimiento inversor

11.6.12. Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Polaridad de los terminales.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Tensión nominal de entrada (V).
- Potencia nominal (VA).
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida.

11.7. Cargas de consumo

11.7.1. Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

11.7.2. Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

11.7.3. Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

11.7.4. En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.



- 11.7.5. Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.
- 11.7.6. Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.
- 11.7.7. Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.
- 11.7.8. Para sistemas de bombeo de agua:
- 11.7.8.1. Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.
- 11.7.8.2. Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.
- 11.7.8.3. Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.
- 11.7.8.4. Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Será responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo.

11.8. Cableado

- 11.8.1. Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.
- 11.8.2. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.



- 11.8.3. Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- 11.8.4. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.
- 11.8.5. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

11.9. Protecciones y puesta a tierra

- 11.9.1. Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.
- 11.9.2. El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.
- 11.9.3. La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

12. Recepción y pruebas

- 12.1. 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 del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.
- 12.2. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:
 - 12.2.1. Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
 - 12.2.2. Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.
- 12.3. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber



comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- 12.3.1. Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- 12.3.2. Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 12.3.3. Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 12.4. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.
- 12.5. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.
- 12.6. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

13. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

13.1. Generalidades

- 13.1.1. Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.
- 13.1.2. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.
- 13.1.3. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

13.2. Programa de mantenimiento

- 13.2.1. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.



13.2.2. 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.

13.2.3. 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 instalación.

13.2.4. 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 apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- 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.

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

13.2.6. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.



13.2.7. En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

13.2.8. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

13.3. Garantías

13.3.1. Ámbito general de la garantía:

13.3.1.1. Sin perjuicio de una 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.

13.3.1.2. 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 entrega de la instalación.

13.3.2. Plazos:

13.3.2.1. El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

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

13.3.3. Condiciones económicas:

13.3.3.1. La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

13.3.3.2. Quedan incluidos los siguientes gastos: 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.

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

13.3.3.4. 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.

13.3.4. Anulación de la garantía:

13.3.4.1. 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, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

13.3.5. Lugar y tiempo de la prestación:

13.3.5.1. 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.

13.3.5.2. El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

13.3.5.3. 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.

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

14. Presupuesto

A continuación, se expone el coste total de la instalación. Tendremos en cuenta el gasto de cada uno de los elementos utilizados, así como la mano de obra necesaria para la realización de la instalación, subvenciones potenciales y costes adicionales que puedan existir.

14.1. Elementos de la instalación fotovoltaica

Elemento	Descripción	Unidades	Precio ud.	Total
----------	-------------	----------	------------	-------

1	Módulos fotovoltaico RED solar 330-144P policristalino	216,00	82,96 €	21.682,43 €
2	Regulador MPPT Blue Solar Charge Victron Energy 150-100. Incluye protecciones contra sobretensiones y sobreintensidades	4,00	523,32 €	2.532,84 €
3	Inversor Victron Energy serie QUATTRO 48 V 15 kVA-12 kW	7,00	2.974,10 €	20.818,70 €
4	Batería OPzS Solar GNB Industrial Power 2 V C120 4600 Ah	216,00	680,15 €	146.912,40 €
TOTAL			191.946,37 €	

14.2. Elementos estructurales

Elemento	Descripción	Unidades	Precio ud.	Total
5	Estructura completa aluminio para 20 módulos fotovoltaicos	7,00	580,10 €	4.060,70 €
6	Estructura completa aluminio para 15 módulos fotovoltaicos	4,00	495,46 €	1.981,84 €
7	Estructura completa aluminio para 6 módulos fotovoltaicos	2,00	225,50 €	451,00 €
8	Estructura completa aluminio para 2 módulos fotovoltaicos	2,00	94,98 €	189,86 €
TOTAL			6.873,36 €	

14.3. Cableado

Elemento	Descripción	Unidades (m)	Precio ud.	Total
9	Cable RV-K de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. 185 mm ² de sección.	400,00	14,65 €	5.860,00 €
10	Cable RV-K de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. 25 mm ² de sección.	80,00	2,37 €	228,80 €
TOTAL				6.088,80 €

14.4. Elementos de puesta a tierra

Elemento	Descripción	Unidades	Precio ud.	Total
11	Pica toma de tierra 1500 x 14 mm	3,00	5,06 €	19,23 €
12	Arqueta de puesta a tierra	3,00	11,57 €	41,97 €
TOTAL				61,20 €

14.5. Protecciones

Elemento	Descripción	Unidades	Precio ud.	Total
13	Fusible 1000 Vdc 100 A NH1 DF Electric	4,00	4,65 €	22,48 €
14	Interruptor diferencial 2P 80 A Schneider	7,00	93,35 €	790,65 €
15	Interruptor magnetotérmico 2P 63 A Schneider	7,00	35,25 €	298,55 €

TOTAL	1.111,68 €
--------------	-------------------

14.6. Mano de obra

Elemento	Descripción	Unidades (h)	Precio ud.	Total
13	Mano de obra electricistas (x4) responsables del montaje eléctrico de los elementos	280,00	15,00 €	4.200,00 €
14	Alquiler equipo de elevación	40,00	4,56 €	220,40 €
15	Trabajo de oficina técnica de ingeniería	240,00	20,00 €	4.800,00 €

TOTAL	9.220,40 €
--------------	-------------------

14.7. Subvenciones y ayudas

Elemento	Descripción	Total
16	Subvención económica por parte de la junta de comunidades de Castilla la Mancha para instalaciones fotovoltaicas aisladas	-30.000,00 €

TOTAL	-30.000 €
--------------	------------------

14.8. Resumen del presupuesto

Apartado	Coste
Elementos de la instalación fotovoltaica	191.946,37 €
Elementos estructurales	6.873,36 €
Cableado	6.088,80 €
Elementos puesta a tierra	61,20 €
Protecciones	1.111,68 €
Mano de obra	9.220,40 €
Subvenciones	-30.000,00 €
TOTAL	185.301,81 €

Tabla 10. Resumen de gasto en la instalación

El gasto total de la instalación asciende hasta ciento ochenta y cinco mil trescientos uno con ochenta y un céntimos.

TOTAL sin I.V.A: 185.301,81 €

TOTAL con I.V.A: 224.201,19 € (I.V.A. vigente 21%)

A continuación, se expone el desglose del gasto de cada apartado en porcentajes.

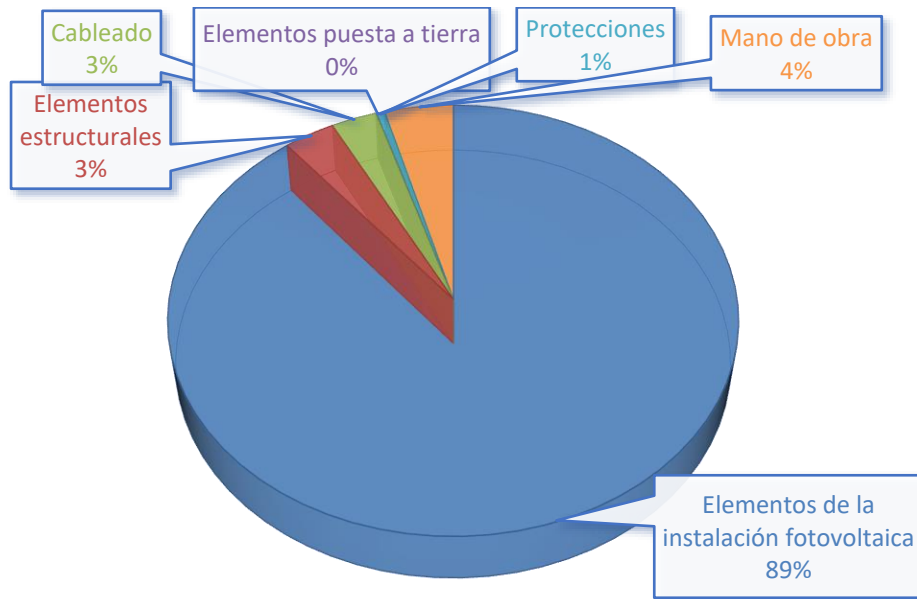


Ilustración 31. Porcentaje coste presupuesto

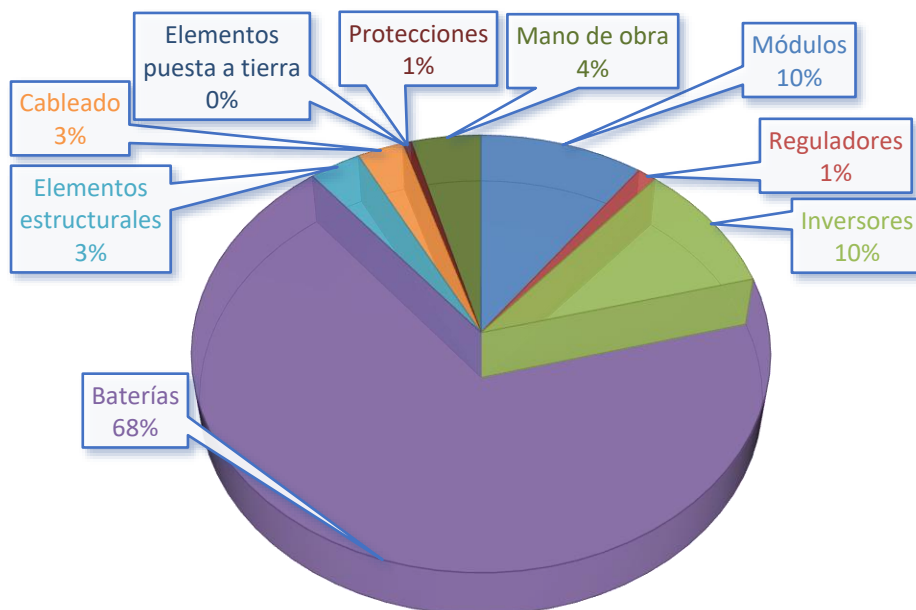


Ilustración 32. Porcentaje costes desglosando los elementos fotovoltaicos

Podemos obtener importantes lecturas observando las gráficas anteriores.

En primer lugar, de la *Ilustración 31* se observa que casi el 90% de la inversión está dedicada a los distintos elementos que componen la instalación y que son la base del presupuesto. La mano de obra apenas supone un 4% y elementos estructurales, de conexión o de seguridad un 7% aproximadamente.

Si nos centramos en el gasto dedicado a los elementos de la instalación (módulos, reguladores, inversores y baterías) encontramos que un 68% del presupuesto es destinado a las baterías. Son dispositivos que suponen un coste significativo debido a que necesitamos una gran cantidad de unidades y el precio por unidad es elevado debido a las características que poseen estas. Este gasto en baterías es uno de los factores más representativos a la hora de escoger entre una instalación conectada a red o una aislada debido a que las instalaciones conectadas a red no precisan de baterías.

Para finalizar, calcularemos el coste por W_{pico} . Este parámetro es bastante representativo en el momento de determinar si una instalación es rentable. La potencia total instalada con los módulos existentes es de 71.280 W. Por tanto, nuestra instalación tiene un coste de 2,60€/W_{pico}.

14.9. Coste de la instalación a los 25 y 45 años

Inicialmente debemos saber cuál es el gasto anual aproximado del Centro Educativo en electricidad. En este caso es de unos 7.500 € al año, el cual será el dato utilizado para el cálculo de la amortización de la inversión.

El siguiente consiste en determinar el precio que supone la generación del kWh. Para el cálculo de este parámetro debemos definir en primer lugar un periodo de tiempo determinado y debemos tener en cuenta 3 datos distintos: **Coste inicial de la instalación, coste de sustitución de elementos (inversores, reguladores y baterías) y energía generada y aprovechada.**

Como hemos mencionado anteriormente, debemos definir un periodo de tiempo que en nuestro caso será de 25 años. Hemos escogido este espacio de tiempo debido a que, tras ese intervalo, nuestros módulos fotovoltaicos tendrán un 80% del rendimiento inicial y los demás elementos de la instalación habrán sido sustituidos.

Además, debemos suponer un coste de mantenimiento que será semestral y que consistirá en asegurar que la instalación funciona correctamente y en la limpieza de elementos haciendo hincapié en los módulos fotovoltaicos para que así no pierdan eficiencia.

Por tanto, el coste total a los 25 años será:

$$\text{Coste total 25 años} = \text{Coste inicial} + \text{Sust. elementos} + \text{Mantenimiento} \quad (30)$$

$$\text{Coste total 25 años} = 224.201,19 + 170.263,94 + 5.000,00 = 399.465,13 \text{ €}$$

A continuación, nos dispondremos a calcular el coste del kWh consumido. Es decir, el coste de toda la energía generada que es utilizada para el consumo. En nuestro caso asciende a **39.442,26 kWh/año**.

$$\text{Coste } (\text{€/kWh}) = \frac{\text{Coste total}}{\text{Energía consumida anual} * N^{\circ} \text{ años}} \quad (31)$$

$$\text{Coste } (\text{€/kWh}) = \frac{399.465,13}{39.442,26 * 25} = 0,40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 40,51 \text{ cent/kWh}$$

Podemos apreciar que es un coste elevado si lo comparamos con el precio actual de la electricidad que está entorno a los 13 – 15 cent/kWh. Sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnologías fotovoltaicas y el fomento en ayudas de este tipo de instalaciones auguran un descenso en el precio en un futuro a medio plazo.

Finalmente, analizaremos el coste de la instalación a los 45 años. Para ello debemos recalcular el coste total de la instalación añadiendo otra sustitución de elementos.

$$\text{Coste total 45 años} = \text{Coste total 25 años} + \text{Sust. elementos} + \text{Mntmto.} \quad (32)$$

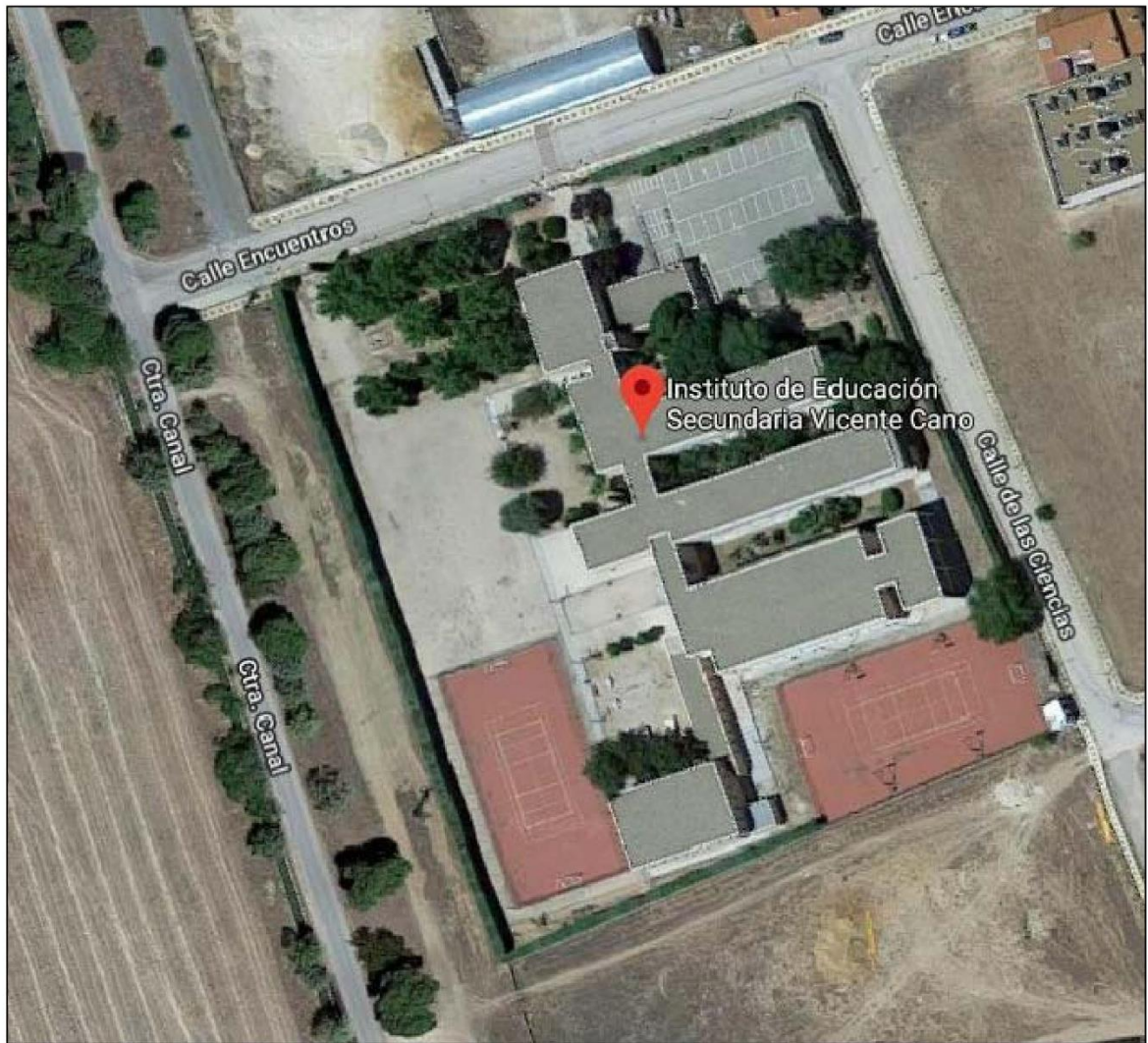
$$\text{Coste total 45 años} = 399.465,13 + 170.263,94 + 4.000 = 573.729,07 \text{ €}$$

$$\text{Coste } (\text{€/kWh}) = \frac{573.729,07}{39.442,26 * 45} = 0,32 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 32,32 \text{ cent/kWh}$$

Se observa la disminución del coste del kWh pasados los años. Además, no hemos tenido en cuenta la variabilidad de los precios de los elementos a sustituir, los cuales suponemos que, en los años venideros, bajarán considerablemente.

15. Planos

1. Planta general.
2. Características geométricas módulos fotovoltaicos.
3. Situación instalación fotovoltaica.
4. Disposición módulos fotovoltaicos.
5. Sala de elementos fotovoltaicos.
6. Puesta a tierra
7. Esquema unifilar



	Alumno: Miguel Lara Cantón	
	Fecha: Junio 2019	
	Escala: 1:1000	Planta general
	Proyecto: Instalación fotovoltaica aislada de un Instituto de Secundaria	
		Plano: 1/5

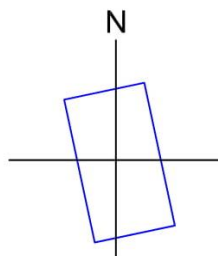
Medidas módulos



Distancia mínima entre módulos

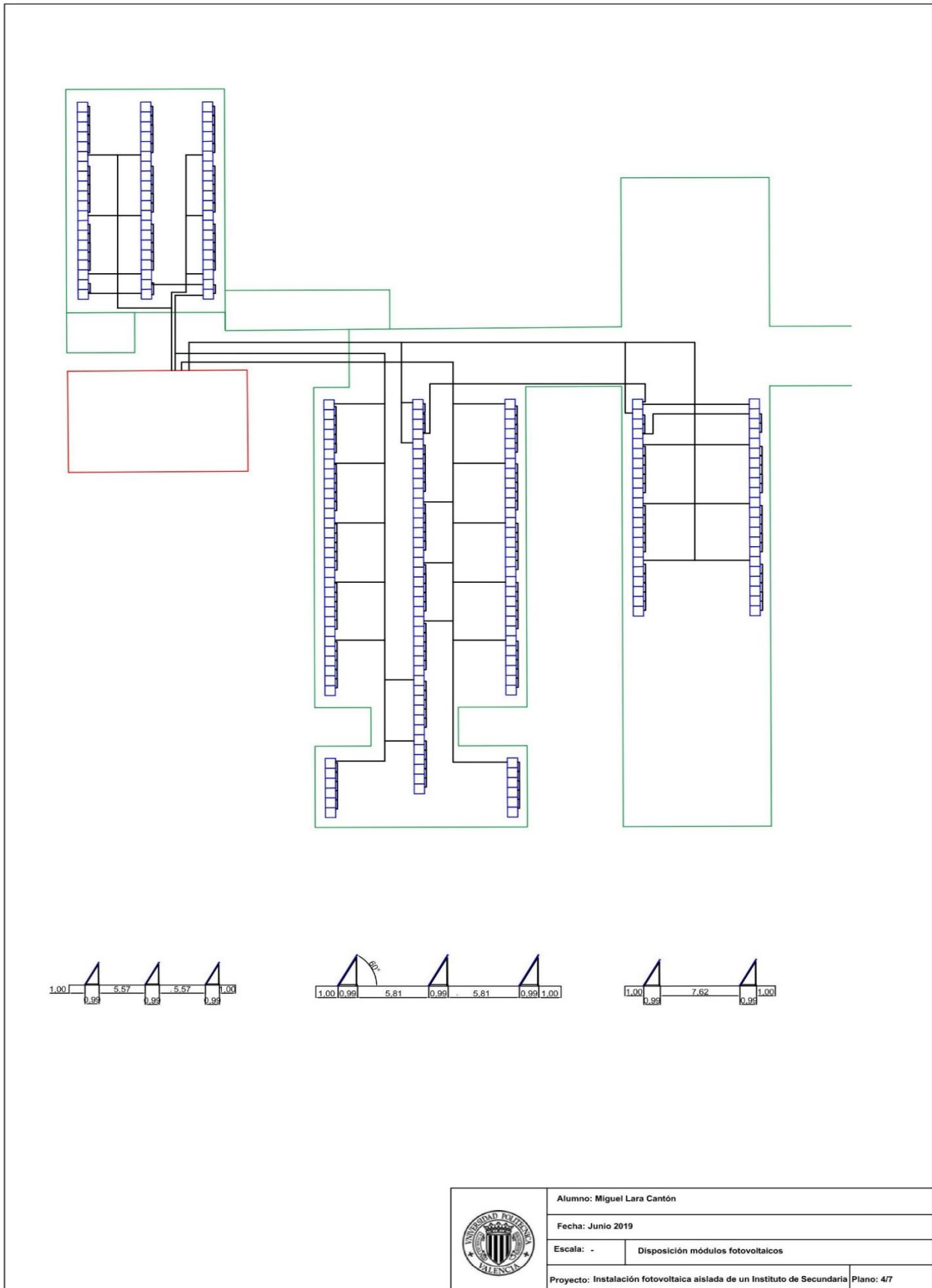


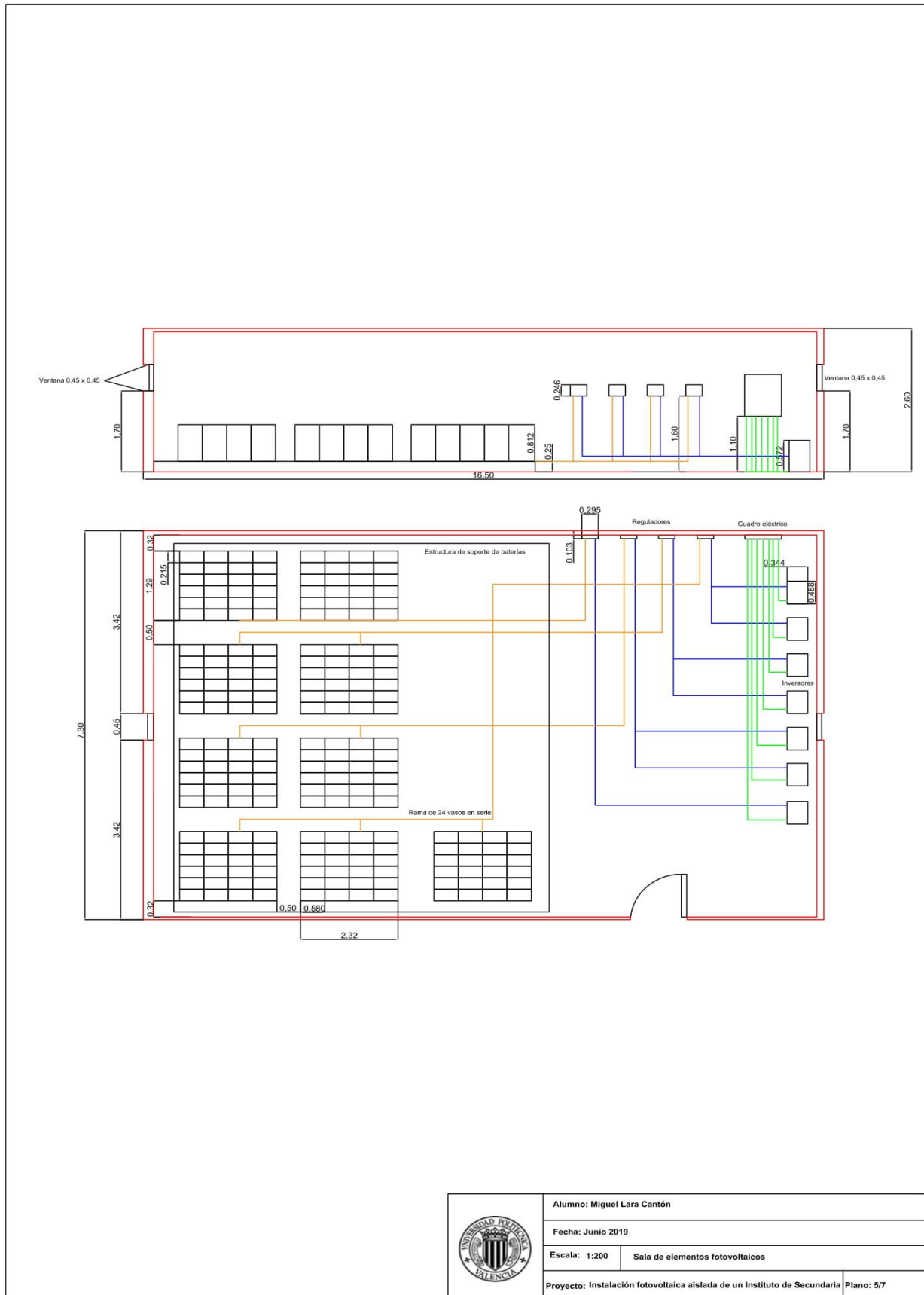
Orientación módulos

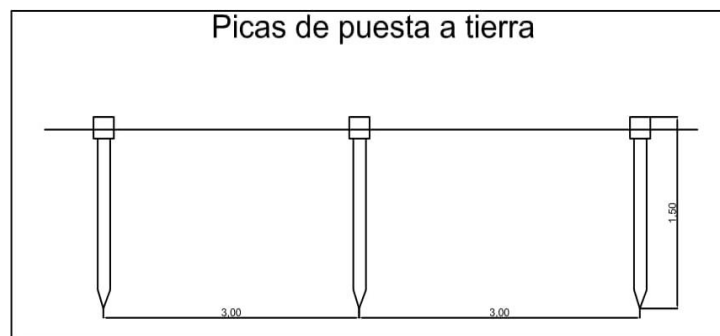
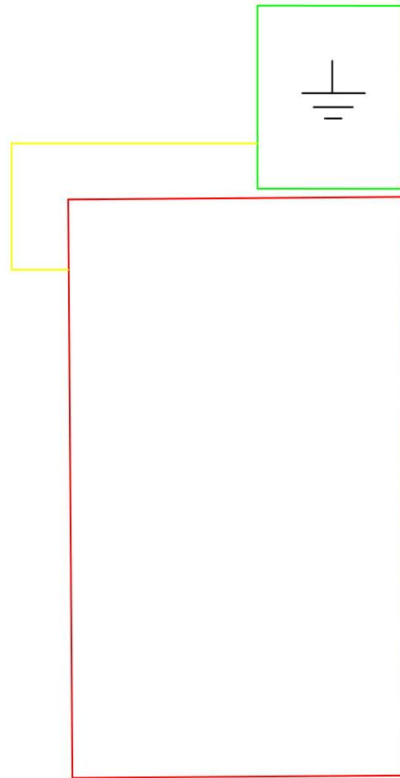


	Alumno: Miguel Lara Cantón	
	Fecha: Junio 2019	
	Escala: -	Características módulos fotovoltaicos
	Proyecto: Instalación fotovoltaica aislada de un Instituto de Secundaria Plano: 2/7	

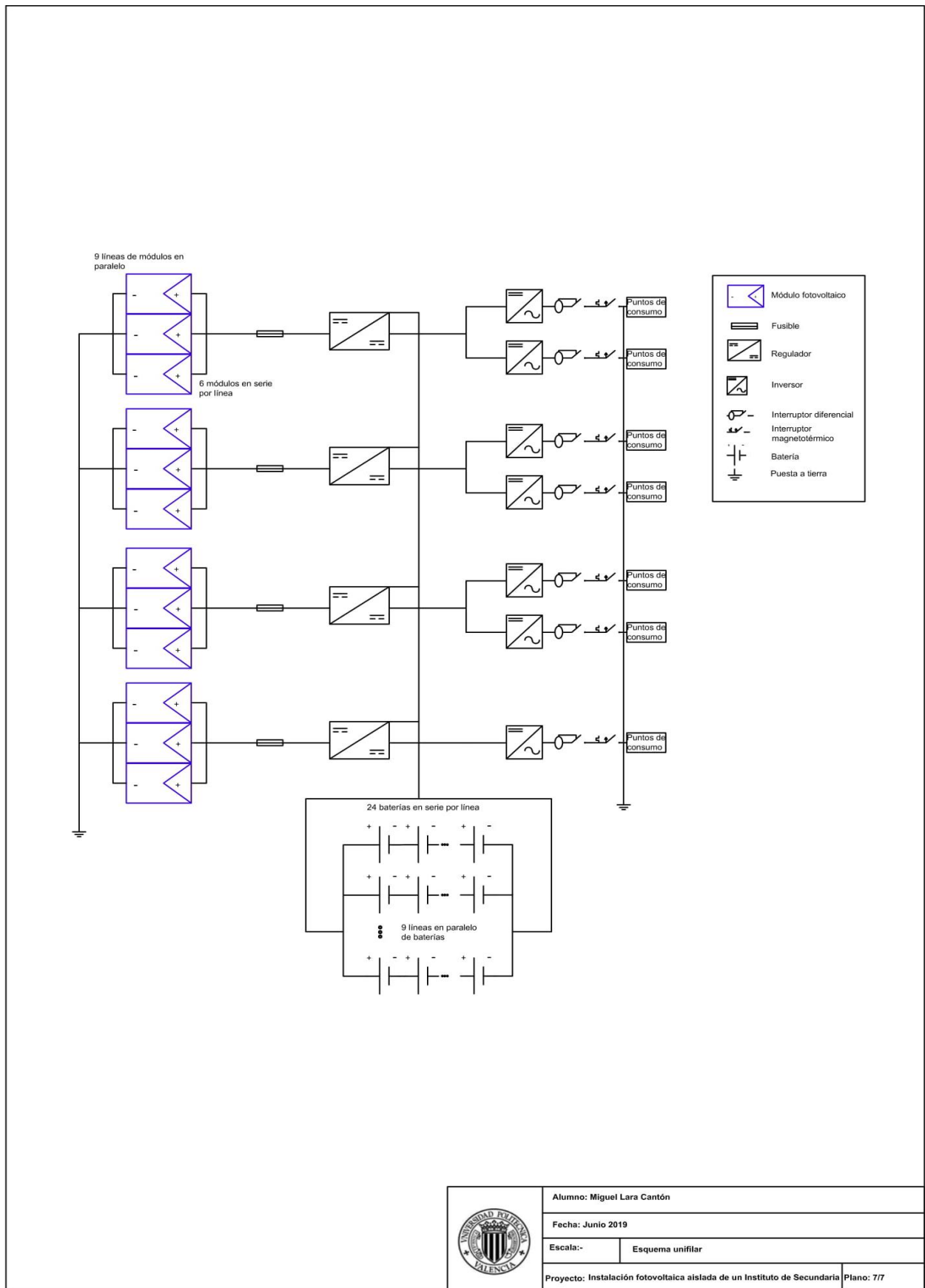








	Alumno: Miguel Lara Cantón	
	Fecha: Junio 2019	
	Escala: -	Puesta a tierra
	Proyecto: Instalación fotovoltaica aislada de un Instituto de Secundaria	Plano: 6/7





16. Anexo

Panel solar policristalino RED330-144P de 144 células

- 16.67% eficiencia, 5 busbar y tecnología split cell
- 330W de potencia, indicado para instalaciones fotovoltaicas de alto rendimiento
- Calidad de fabricación y certificación

La gama de paneles solares más completa en calidad, tecnología y rendimiento

La gama de paneles solares de **RED SOLAR** de tecnología monocristalina y policristalina cuentan con una alta eficiencia y alta calidad de fabricación.

Serie Nova Split Cell: menos pérdidas de corriente y sombras

La tecnología Split Cell usa células más cortas que los paneles convencionales, conectadas internamente en dos series de strings (double panel). Esto permite reducir las pérdidas por corriente y que en caso de sombras estas no anulen la totalidad de la producción del panel.

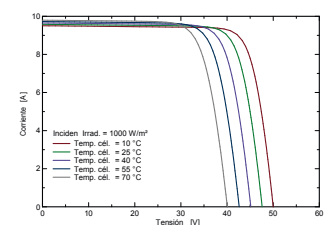
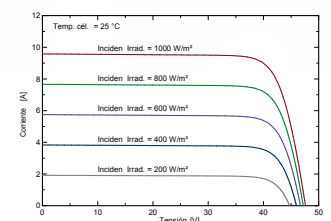
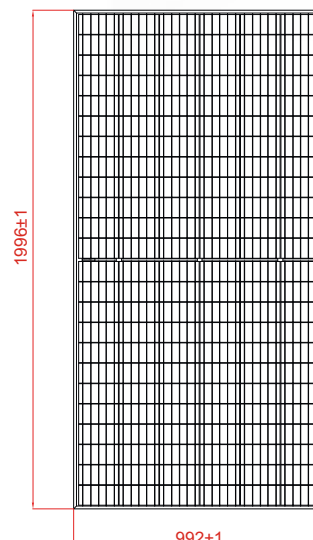
Garantías

- 10 años por producto defectuoso en material y mano de obra
- 10 años el 90% de la salida de potencia mínima garantizada
- 25 años el 80% de la salida de potencia mínima garantizada

Especificaciones

Modelo	RED330-144P
Potencia máxima (Pmax)	330W
Tensión de potencia máx. (Vmp)	38,3V
Tensión de corriente máx. (Imp)	9,11A
Tensión de circuito abierto (Voc)	46,0V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,11A
Eficiencia de módulo (%)	16,67%
Máxima tensión del sistema (V)	1000V
Coef. de temp Pmax (%)/°C	-0.38 %/°C
Coef. de temp Voc (%)/°C	-0.30 %/°C
Coef. de temp Isc (%)/°C	+0.05 %/°C
Tolerancia	(0,+4.99)
Tipo de célula	Policristalina
Nº de células	144
Tipo de conectores	MC4
Peso (kg)	22,5Kg
Dimensiones (mm)	1996x992x40mm

Ficha técnica testeada según STC, STC:AM 1.5,1000W/m², 25°C.



Classic OPzS Solar

Energy storage for outstanding power applications

The Classic OPzS Solar range has been well proven for decades in medium and large power applications. Due to their robustness, long design life and high operational safety they are ideally suitable for use in solar and wind power stations, telecommunications, power distribution companies, railways and many other safety equipment power supplies. The wide range of available capacities and sizes provides a solution for every power need, even in harsh environments.

Your benefits:

- > **Optimised design for renewable energy applications** – highest cycling ability and long life
- > **Special alloy and large electrolyte reserve** – very long topping up intervals
- > **Low maintenance** – saving costs
- > **Completely recyclable** – low CO₂ footprint



Specifications:

- > Nominal capacity (C₁₂₀ at 25 °C): 82.7 - 4600 Ah
- > Very thick tubular positive plates for the most demanding applications
- > Up to 2800 cycles at 60 % depth of discharge (C₁₀) with IU charging profile at 20 °C.
For enhanced performance and for systems ≥ 48 V we recommend IU charging to reach 3000 cycles and more.
- > Designed in accordance with IEC 61427 and IEC 60896-11
- > Screw connectors for a better contact and reliability
- > Also available in dry-charged version with separate electrolyte
- > High quality transparent or translucent containers for easy maintenance



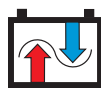
Nominal capacity
82.7 – 4600 Ah



Block battery/
Single cell



Tubular plate



up to 3000*+
cycles at
60% depth
of discharge



Recyclable



Low
maintenance

*Using IU charging at 20 °C

Classic OPzS Solar

Technical data

Technical characteristics and data

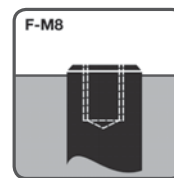
Type	Part number	Nom. voltage	Nominal capacity C ₁₂₀ 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l)	Width (b/w)	Height* (h)	Installed length (L)	Weight incl. acid	Weight acid**	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
		V		max. mm	max. mm	max. mm	max. mm	approx. kg	approx. kg				
OPzS Solar 190	NVSL020190WCOFB	2	190	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
OPzS Solar 245	NVSL020245WCOFB	2	245	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
OPzS Solar 305	NVSL020305WCOFB	2	305	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
OPzS Solar 380	NVSL020380WCOFB	2	380	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
OPzS Solar 450	NVSL020450WCOFB	2	450	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 550	NVSL020550WCOFB	2	550	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 660	NVSL020660WCOFB	2	660	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
OPzS Solar 765	NVSL020765WCOFB	2	765	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
OPzS Solar 985	NVSL020985WCOFB	2	985	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
OPzS Solar 1080	NVSL021080WCOFB	2	1080	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
OPzS Solar 1320	NVSL021320WCOFB	2	1320	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
OPzS Solar 1410	NVSL021410WCOFB	2	1410	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
OPzS Solar 1650	NVSL021650WCOFB	2	1650	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
OPzS Solar 1990	NVSL021990WCOFA	2	1990	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
OPzS Solar 2350	NVSL022350WCOFA	2	2350	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
OPzS Solar 2500	NVSL022500WCOFA	2	2500	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2
OPzS Solar 3100	NVSL023100WCOFA	2	3100	215	400	812	225	151	50.0	0.16	12800	F-M8	3
OPzS Solar 3350	NVSL023350WCOFA	2	3350	215	400	812	225	158	48.0	0.14	14600	F-M8	3
OPzS Solar 3850	NVSL023850WCOFA	2	3850	215	490	812	225	184	60.0	0.12	17000	F-M8	4
OPzS Solar 4100	NVSL024100WCOFA	2	4100	215	490	812	225	191	58.0	0.11	17800	F-M8	4
OPzS Solar 4600	NVSL024600WCOFA	2	4600	215	580	812	225	217	71.0	0.11	18600	F-M8	4
6V 4 OPzS 200 LA	NVZS060200WCOFB	6	294	272	206	347	282	41.0	13.0	2.68	2283	F-M8	1
6V 5 OPzS 250 LA	NVZS060250WCOFB	6	364	380	206	347	392	56.0	20.0	2.39	2800	F-M8	1
6V 6 OPzS 300 LA	NVZS060300WCOFB	6	417	380	206	347	392	63.0	20.0	1.96	3106	F-M8	1
12V 1 OPzS 50 LA	NVZS120050WCOFB	12	82.7	272	206	347	282	35.0	15.0	18.1	688	F-M8	1
12V 2 OPzS 100 LA	NVZS120100WCOFB	12	139	272	206	347	282	45.0	14.0	9.26	1314	F-M8	1
12V 3 OPzS 150 LA	NVZS120150WCOFB	12	210	380	206	347	392	64.0	19.0	6.46	1884	F-M8	1

Type	C ₃ 1.75 Vpc	C ₁₀ 1.80 Vpc	C ₁₂ 1.80 Vpc	C ₂₄ 1.80 Vpc	C ₄₈ 1.80 Vpc	C ₇₂ 1.80 Vpc	C ₁₀₀ 1.85 Vpc	C ₁₂₀ 1.85 Vpc	C ₂₄₀ 1.85 Vpc
OPzS Solar 190	122	132	134	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	159	173	176	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	203	220	224	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	250	273	277	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	296	325	330	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	353	391	398	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	422	469	477	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	492	546	555	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	606	700	710	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	669	773	784	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	820	937	950	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	888	1009	1024	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	1024	1174	1190	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	1218	1411	1430	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	1573	1751	1770	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	1667	1854	1875	2015	2215	2335	2445	2500	2600
OPzS Solar 3100	2080	2318	2343	2520	2755	2910	3040	3100	3250
OPzS Solar 3350	2268	2524	2550	2740	2985	3135	3280	3350	3520
OPzS Solar 3850	2592	2884	2915	3135	3430	3615	3765	3850	4040
OPzS Solar 4100	2775	3090	3125	3355	3650	3840	4000	4100	4300
OPzS Solar 4600	3099	3451	3490	3765	4100	4300	4500	4600	4850
6V 4 OPzS 200 LA	203	206	229	250	296	304	287	294	338
6V 5 OPzS 250 LA	245	257	284	311	374	383	355	364	424
6V 6 OPzS 300 LA	284	309	322	354	420	432	408	417	482
12V 1 OPzS 50 LA	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	81.0	82.7	92.9
12V 2 OPzS 100 LA	95.4	103	108	118	141	145	136	139	162
12V 3 OPzS 150 LA	131	154	162	177	206	217	203	210	234

Capacities in Ah (C₆ - C₂₄₀ at 25 °C)

* Includes installed connector, the above mentioned height can differ depending on the used vent(s).
 ** Acid density d₄ = 1.24 kg/l

Terminal and torque



12 Nm for blocks;
20 Nm for cells

Data is also valid for dry charged version.
Change »W« (Wet) to »D« (Dry) in the part number.
E.g.:

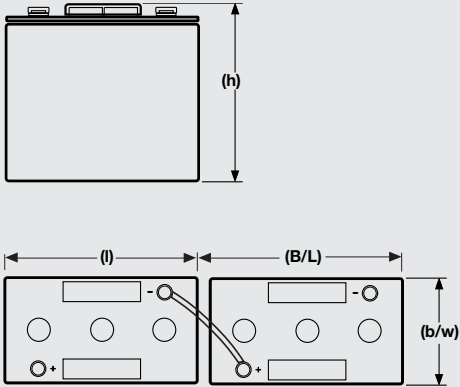
- > filled and charged: NVSL023100 **W** COFA
- > dry charged: NVSL023100 **D** COFA

Classic OPzS Solar

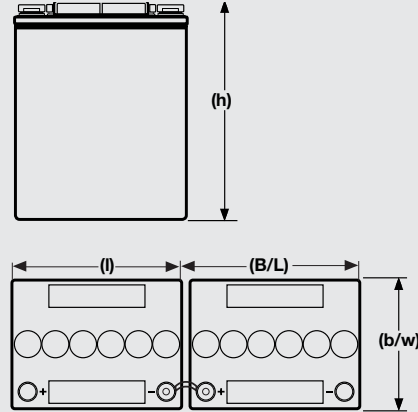
Drawings

Drawings with terminal position

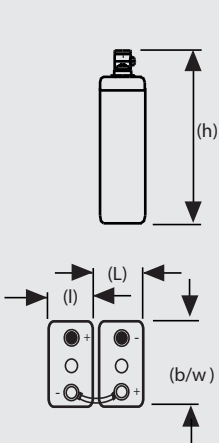
6V 4 OPzS 200 LA –
6V 6 OPzS 300 LA



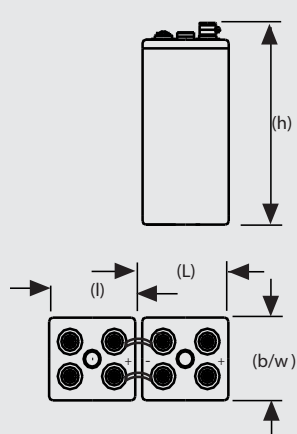
12V 1 OPzS 50 LA –
12V 3 OPzS 150 LA



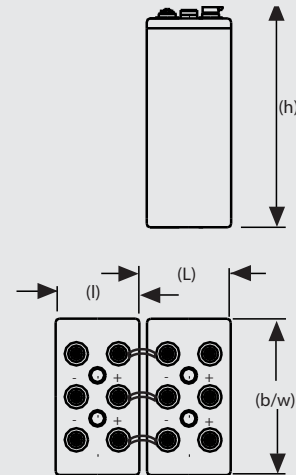
OPzS Solar 190 –
OPzS Solar 1080



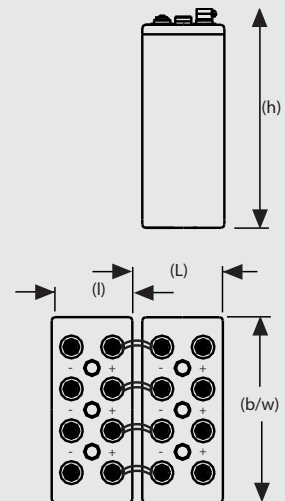
OPzS Solar 1320 –
OPzS Solar 2500



OPzS Solar 3100 –
OPzS Solar 3350



OPzS Solar 3850 –
OPzS Solar 4600



Not to scale!



Exide Technologies, with operations in more than 80 countries, is one of the world's largest producers and recyclers of lead-acid batteries. Exide Technologies provides a comprehensive and customized range of stored electrical energy solutions. Based on over 120 years of experience in the development of innovative technologies, Exide Technologies is an esteemed partner of OEMs and serves the spare parts market for industrial and automotive applications.

GNB Industrial Power – A division of Exide Technologies – offers an extensive range of storage products and services, including solutions for telecommunication systems, railway applications, mining, photovoltaic (solar energy), uninterrupted power supply (UPS), electrical power generation and distribution, fork lifts and electric vehicles.

Exide Technologies takes pride in its commitment to a better environment. An integrated approach to manufacturing, distributing and recycling of lead-acid batteries has been developed to ensure a safe and responsible life cycle for all of its products.

Controladores de carga BlueSolar con conexión roscada- o MC4 PV

MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

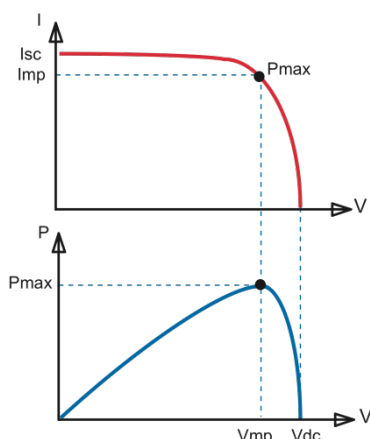
www.victronenergy.com



Controlador de carga solar MPPT 150/70-Tr



Controlador de carga solar MPPT 150/70-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

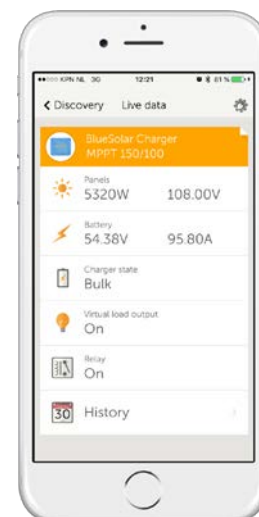
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "Mochila inteligente de conexión VE.Direct a Bluetooth"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Corriente de cortocircuito máxima FV 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	10mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				

CARCASA

Color	Azul (RAL 5012)	
Terminales FV 3)	35 mm ² /AWG2 (modelos Tr), Dos conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos de hasta 150/70) Tres conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos 150/85 y 150/100)	
Bornes de batería	35 mm ² / AWG2	
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)	
Peso	3kg	4,5kg
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95mm	Modelos Tr: 216 x 295 x 103mm Modelos MC4: 246 x 295 x 103mm

ESTÁNDARES

Seguridad	EN/IEC 62109-1	
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada.		
1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador.		
Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.		
2) Un sistema FV con una corriente de cortocircuito más alto dañaría el controlador.		
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares.		
Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)		

Inversor/cargador Quattro

3kVA - 15kVA

compatible con baterías de Litio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la funcionalidad “no-break” (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2500 A de capacidad de carga.

PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Hay disponible software de detección de falta de suministro.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, Color Control GX y otros dispositivos, smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

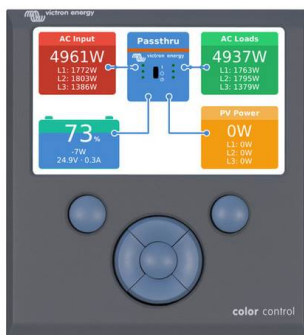
Seguimiento y control a distancia

Color Control GX y otros dispositivos.

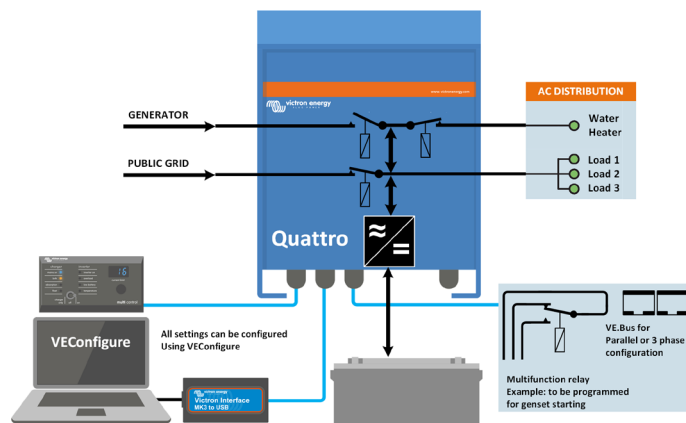
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Color Control GX con una aplicación FV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65° C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CARGADOR					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMATIVAS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emissiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1				
2) Claves de protección:	4) A 25 ° C de temperatura ambiente				
a) cortocircuito de salida	5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible				
b) sobrecarga	6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como				
c) tensión de la batería demasiado alta	función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador				
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CA 230 V/4 A				
e) temperatura demasiado alta	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC				
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Color Control GX y otros dispositivos

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).

Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure™](#))

Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marina NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-712 Smart

Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:

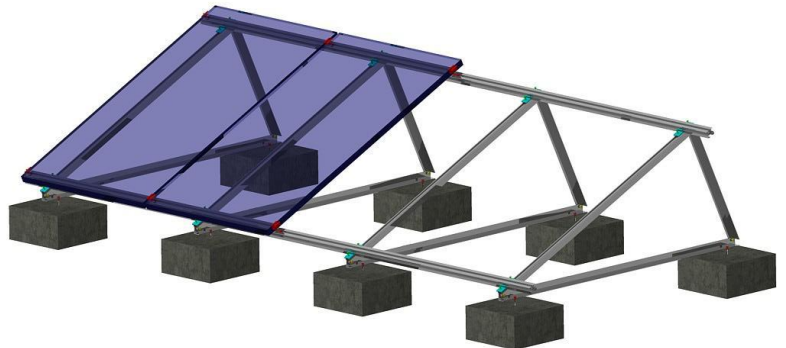
- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el *software* conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.



Mochila VE.Bus Smart
Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



ESTRUCTURA PARA SUELO O SUPERFICIE HORIZONTAL



Estructura completa y de fácil instalación, para diferente grosor de módulo (35-40-45 y 50 mm). Diseñada para instalarse en superficie plana (Suelo o tejado plano). Puede llevar desde 1 a 20 módulos de diferentes medidas. La disposición del módulo solar es vertical.

Triángulos premontados de fábrica, para una rápida instalación. Solo requiere montar un tornillo para armar el triángulo completo.



Material de la estructura.

Aluminio EN AW-6005A-T6.

La estructura está construida en **aluminio Aleación EN AW-6005A-T6 (Aleación estructural)**, cumpliendo así todas las normativas requeridas por dicho documento para la Unión Europea (**Normativa Código técnico de la edificación y Eurocódigo 9**). La tornillería de la estructura es de **Acero Inoxidable AISI 304 (A2-70)**.

Sistema de fijación de módulos FV.

El módulo se sujeta al perfil mediante grapas omega, intermedias y finales, de manera que cada pieza omega sujetará como máximo a dos módulos FV en las zonas homologadas por el fabricante de módulos FV. La tornillería es desmontable y con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión.

Garantía

10 años.

- Con la estructura, se adjuntan instrucciones de montaje.
- No incluye tornillo de fijación a la zapata
- Fabricada en España



CPR
CONSTRUCTION
PRODUCT
REGULATION
E_{ca}

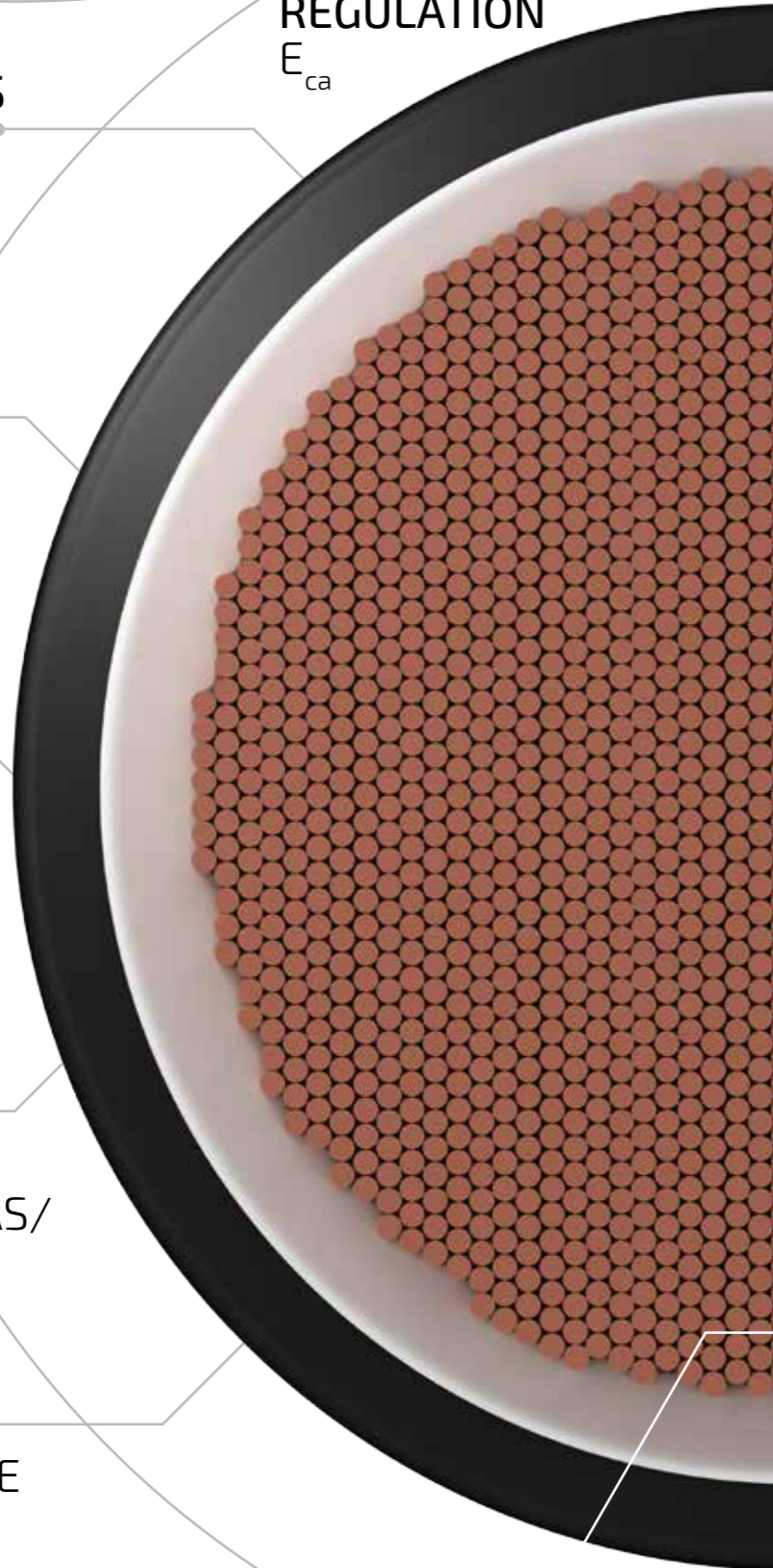
CABLES INDUSTRIALES
IEC 60502-1
UNE 21123-2
0,6 /1kV

XLPE
90 °C

FLEXIBLE
CLASE 5
IEC 60228

CERTIFICADOS
AENOR/BUREAU VERITAS/
SEC/CB/CE MARK

DISPONIBLE
EN STOCK



TOP CABLE

Una de las marcas líderes
en la fabricación de cables eléctricos



Top Cable S.A.
C/ Leonardo da Vinci, 1
08191 Rubí (Barcelona)
Tel 93 588 09 11
93 588 28 00

Top Cable Levante
C/ Camino de las eras 500
46470 Catarroja (Valencia)
Tel 96 126 15 15

Top Cable Centro
C/ Cigüeñas, 8
Pol Ind. El Cascajal
28320 Pinto (Madrid)
Tel 91 895 52 00

Top Cable Chile
Av. José Manuel Guzmán Riesco 1332
Centro Empresarial ENEA
Pudahuel · Santiago de Chile
Tel 56 229478000
56 229478080

ventas@topcable.com
www.topcable.com/es/cables-baja-tension/potencia/RV-K/



POWERFLEX RV-K

Cables **flexibles** de potencia
para **instalaciones industriales**



Powerflex RV-K

Cables flexibles de potencia para instalaciones industriales

Desarrollado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes

El aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) hace que los cables Powerflex RV-K estén diseñados para cumplir con los requisitos industriales más exigentes: flexibilidad, máximo rendimiento eléctrico en ambientes secos y húmedos, máxima resistencia a temperaturas máximas y mínimas, y a los ataques químicos. Estas características garantizan una mayor vida útil de la instalación eléctrica.



NORMAS Y CERTIFICACIONES

El cable Powerflex RV-K es un cable de 0,6/1 kV conforme a la norma internacional IEC 60502-1 / UNE 21123-2. El cable está certificado por Aenor, Bureau Veritas, SEC y CB.



MÁXIMA TEMPERATURA DE SERVICIO: 90°C

El aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) permite una temperatura máxima del conductor de 90°C (comparado con 70°C en los cables tipo aislados con PVC).



MÍNIMA TEMPERATURA DE SERVICIO: -40°C

Powerflex RV-K está diseñado para funcionar de forma fiable incluso a -40°C en instalaciones fijas. (En comparación con -15°C en los cables más comúnmente utilizados.)



FLEXIBILIDAD

El uso de conductores de cobre flexible clase 5 y compuestos flexibles confieren al cable Powerflex RV-K una flexibilidad extrema. Además, los conductores flexibles de cobre no se resquebrajan frente a la vibración.



RENDIMIENTO ELÉCTRICO

Gracias al diseño de sus materiales, el cable Powerflex RV-K puede ser instalado en todo tipo de condiciones ambientales, como: zonas húmedas y secas, instalación al aire libre, enterrado, e incluso sumergido en agua.



CAPACIDAD DE SOBRECARGA

Los cables Powerflex RV-K soportan temperaturas de cortocircuito hasta 250°C, mucho más altas que los cables aislados con PVC (que soportan sólo 160 °C), para una misma sección de cable.



PRESTACIONES FRENTE AL FUEGO

El cable Powerflex es no propagador de la llama, cumpliendo con los requisitos de las pruebas de combustión de la norma IEC 60332-1 y UNE-EN 60332-1.



RESISTENCIA QUÍMICA

La cubierta exterior de PVC especial proporciona una excelente protección contra sustancias ácidas y bases alcalinas.



RESISTENCIA A LA INTEMPERIE

La cubierta exterior de PVC especial, protegida contra rayos UV, también proporciona una excelente resistencia a la intemperie y permite su instalación al aire libre, sin que perjudique la vida útil del cable.



INMERSIÓN EN AGUA

El cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua (AD7), soportando también agua caliente. Por otro lado, los conductores de cobre soportan la humedad mucho mejor que cualquier otro conductor.



MARCADO METRO A METRO

El marcado metro a metro (desde el fin del metraje al inicio) facilita su manejo en las instalaciones y una mejor gestión de las existencias.



RENTABLE

El cable Powerflex RV-K no sólo supera las características de rendimiento requeridas en los mercados industriales de hoy en día, sino que lo hace de una manera rentable, ya que su instalación requiere menos tiempo y mano de obra. Además, tiene una capacidad de corriente mayor que los cables estándar de 70°C.



DESIGNACIÓN	POWERFLEX RV-K
VOLTAJE	0,6/1kV
CONDUCTOR	Clase 5 (flexible)
AISLAMIENTO	XLPE
CUBIERTA	PVC (flexible)
COLOR DE LA CUBIERTA	Negro
MAX TEMPERATURA SERVICIO	90°C
MIN TEMPERATURA SERVICIO	-40°C estático con protección
TEMPERATURA CORTOCIRCUITO	250°C (5s)
PRESTACIONES FRENTE AL FUEGO	No propagador de la llama
ESTÁNDAR	IEC 60502-1



POWERFLEX RV-K

Cable flexible de potencia para uso industrial.

IEC 60502-1 - UNE 21123-2

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada de los conductores aislados es la siguiente:

1 x	Natural
2 x	Azul + Marrón
3 G	Azul + Marrón + Amarillo/Verde
3 x	Marrón + Negro + Gris
3 x + 1 x	Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
4 G	Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
4 x	Marrón + Negro + Gris + Azul
5 G	Marrón + Negro + Gris + Azul + Amarillo/Verde

Cubierta

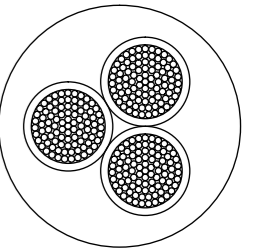
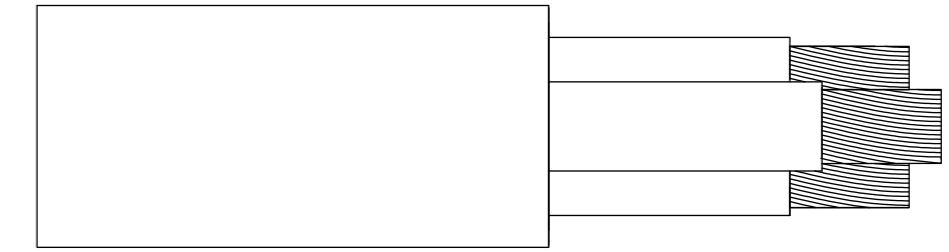
PVC flexible de color negro.

APLICACIONES

El cable Powerflex RV-K es un cable flexible de potencia diseñado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes: conexiones industriales de baja tensión, redes urbanas, instalaciones en edificios, etc. Su flexibilidad lo hace particularmente adecuado en trazados difíciles. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado en todo tipo de condiciones ambientales: zonas húmedas y secas, instalación al aire libre, enterrado, e incluso sumergido en agua (AD7), sin que perjudique la vida útil del cable.



E_{ca}



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 0,6/1kV



Norma de referencia

IEC 60502-1 - UNE 21123-2



ITC y certificaciones

ITC: 9/20/30/31

Certificados:

CE
SEC
BUREAU VERITAS
AENOR
RoHS
KEMA-KEUR



E_{ca}



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 90°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)
Temp. mínima de servicio: -40°C (estático con protección).



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.
Reacción al fuego CPR, E_{ca} según la norma EN 50575



Características mecánicas

Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior
Resistencia a los impactos: AG2 Medio



Características químicas

Resistencia a los ataques químicos: Buena
Resistencia a los rayos ultravioleta: UNE 211605.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD7 Inmersión



Otros

Marcaje: metro a metro



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.



Aplicaciones

Uso industrial
Alumbrado exterior.



Embalaje

Disponibles en rollos de 100m -con film retractilado- y bobinas.

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	5,7	45	23	22	29,5
1 x 2,5	6,2	55	29	29	17,7
1 x 4	6,7	70	40	37	11
1 x 6	7,3	90	53	46	7,32
1 x 10	8,2	135	74	61	4,23
1 x 16	9,2	190	101	79	2,68
1 x 25	11	285	135	101	1,73
1 x 35	12,1	385	169	122	1,23
1 x 50	13,8	520	207	144	0,86
1 x 70	15,7	715	268	178	0,603
1 x 95	17,6	925	328	211	0,457
1 x 120	19,2	1.165	383	240	0,357
1 x 150	21,5	1.450	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1.750	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2.280	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2.830	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3.735	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4.780	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6.280	1.088	596	0,064
2 x 1,5	8,2	90	26	26	34
2 x 2,5	9,2	120	36	34	20,4
2 x 4	10,3	165	49	44	12,7
2 x 6	11,3	215	63	56	8,45
2 x 10	13,2	320	86	73	4,89
2 x 16	14,9	450	115	95	3,1
2 x 25	20,8	810	149	121	1,99
2 x 35	22	1.000	185	146	1,42
2 x 50	25,7	1.375	225	173	0,99
2 x 70	29,5	1.880	289	213	0,694
3 G 1,5	8,9	110	26	26	34
3 G 2,5	9,8	145	36	34	20,4
3 G 4	11	200	49	44	12,7
3 G 6	12,1	265	63	56	8,45
3 G 10	14,3	405	86	73	4,89
3 x 16	16,4	595	100	79	2,68
3 x 25	20,7	955	127	101	1,73
3 x 35	23,1	1.275	158	122	1,23
3 x 50	26,8	1.750	192	144	0,86
3 x 70	29,6	2.370	246	178	0,603
3 x 95	35	3.140	298	211	0,457
3 x 120	39,8	4.115	346	240	0,357
3 x 150	44,7	5.130	399	271	0,286

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
3 x 185	49,9	6.285	456	304	0,235
3x16+1x10	17,6	700	100	79	2,68
3x25+1x16	22,7	1.140	127	101	1,73
3x35+1x16	25	1.480	158	122	1,23
3x50+1x25	29,1	2.050	192	144	0,86
3x70+1x35	33,8	2.850	246	178	0,603
3x95+1x50	38,2	3.700	298	211	0,457
3x120+1x70	42,1	4.750	346	240	0,357
3x150+1x70	46,8	5.800	399	271	0,286
3x185+1x95	53,5	7.200	456	304	0,235
3x240+1x120	58,5	9.100	538	351	0,178
3 x 300	62,3	10.100	621	396	0,142
4 G 1,5	9,7	130	23	22	29,5
4 G 2,5	10,7	175	32	29	17,7
4 G 4	12	245	42	37	11
4 G 6	13,4	330	54	46	7,32
4 G 10	15,7	505	75	61	4,23
4 x 16	18,2	750	100	79	2,68
4 x 25	24,1	1.245	127	101	1,73
4 x 35	26,3	1.675	158	122	1,23
4 x 50	31,3	2.315	192	144	0,86
4 x 70	36,1	3.205	246	178	0,603
4 x 95	40,2	4.130	298	211	0,457
4 x 120	44,6	5.245	346	240	0,357
4 x 150	49,8	6.575	399	271	0,286
4 x 185	56,1	8.050	456	304	0,235
4 x 240	64,5	10.695	538	351	0,178
5 G 1,5	10,4	155	23	22	29,5
5 G 2,5	11,6	215	32	29	17,7
5 G 4	13,2	300	42	37	11
5 G 6	14,7	405	54	46	7,32
5 G 10	17,1	625	75	61	4,23
5 G 16	20,2	935	100	79	2,68
5 G 25	26,6	1.555	127	101	1,73
5 G 35	29,3	2.080	158	122	1,23
5 G 50	34,5	2.895	192	144	0,86
5 G 70	38,7	3.930	246	178	0,603
5 G 95	44,6	5.190	298	211	0,457
5 G 120	49,7	6.560	346	240	0,357
5 G 150	55,6	8.145	399	271	0,286
5 G 185	62,5	9.975	456	304	0,235
5 G 240	71,8	13.210	538	351	0,178

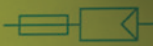

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo. Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP). Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com



df PMX-PV
10x38
32A 1000V DC
485152

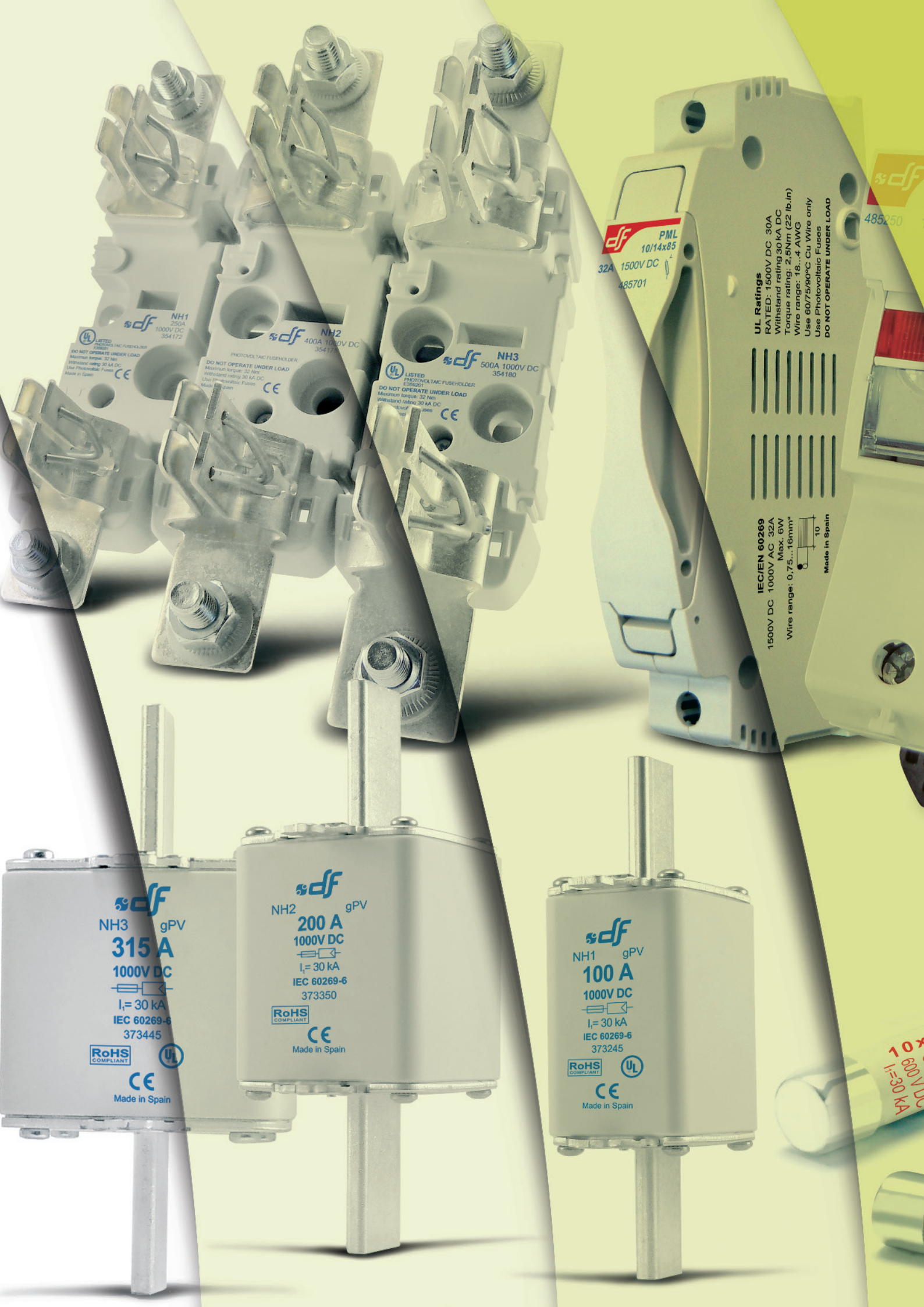
df NH1 gPV
100 A
1000V DC

I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373245
RoHS COMPLIANT 
CE
Made in Spain

df NH2
400A 1000
354175

gPV
491945
10x38
1000V DC
I_n = 30 kA
Made in Spain

fusibles & bases

FOTOVOLTAICOS



sdf NH1
250A
1000V DC
354172

LISTED PHOTOVOLTAIC FUSEHOLDER
E-266201
DO NOT OPERATE UNDER LOAD
Maximum torque: 32 Nm
Withstand rating: 30 kA DC
Use Photovoltaic Fuses
Made in Spain

CE

sdf NH2
400A 1000V DC
354173

PHOTOVOLTAIC FUSEHOLDER
E-266201
DO NOT OPERATE UNDER LOAD
Maximum torque: 32 Nm
Withstand rating: 30 kA DC
Use Photovoltaic Fuses
Made in Spain

CE

sdf NH3
500A 1000V DC
354180

LISTED PHOTOVOLTAIC FUSEHOLDER
E-266201
DO NOT OPERATE UNDER LOAD
Maximum torque: 32 Nm
Withstand rating: 30 kA DC
Use Photovoltaic Fuses
Made in Spain

CE

sdf PML
10/14x85
32A 1500V DC
485701

UL Ratings
RATED: 1500V DC 30A
Withstand rating: 30 kA DC
Torque rating: 2,5Nm (22 lb.in)
Wire range: 18...4 AWG
Use 60/75/90°C Cu Wire only
Use Photovoltaic Fuses
DO NOT OPERATE UNDER LOAD

IEC/EN 60269
1500V DC 1000V AC 32A
Max. 6W
Wire range: 0,75...16mm²

Made in Spain

sdf NH3 gPV
315 A
1000V DC
I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373445

RoHS COMPLIANT

CE

Made in Spain

sdf NH2 gPV
200 A
1000V DC
I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373350

RoHS COMPLIANT

CE

Made in Spain

sdf NH1 gPV
100 A
1000V DC
I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373245

RoHS COMPLIANT

CE

Made in Spain

10x
I=30kA
600V DC

FOTONOTAI-COS

FUSIBLES

- PAGINA **02** | gPV 10x38 & 14x51 600 & 1000V/1100V DC FUSIBLES
- PAGINA **03** | gPV 10x85 1200 & 1500V DC FUSIBLES
- PAGINA **04** | gPV NH1 & NH3 1000V DC FUSIBLES

BASES

- PAGINA **05** | PMF 10x38 & 14x51 1000V DC BASES
- PAGINA **06** | PMF 10x38 & 14x51 1500V DC BASES
- PAGINA **08** | PML 10/14x85 1500V DC BASES
- PAGINA **09** | CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10
NH1, NH2 & NH3 ST 1000V DC BASES

PMX-PV 14x51
50A
1100V DC

df PMX-PV
10x38
32A 1000V DC
485152

PAGINA **05**
PAGINA **06**
PAGINA **08**
PAGINA **09**

df
20 A
1000 V DC
I_n=30 KA

df
32A

491635
gPV
CE

gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 800 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000 V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

10x38

1000V DC

In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1	491601	30	10/100
2	491602	30	10/100
3	491604	30	10/100
4	491605	30	10/100
5	491606	30	10/100
6	491610	30	10/100
8	491615	30	10/100
10	491620	30	10/100
12	491625	30	10/100
15	491629	30	10/100
16	491630	30	10/100
20	491635	30	10/100



600V DC

1	491901	30	10/100
2	491902	30	10/100
3	491904	30	10/100
4	491905	30	10/100
5	491906	30	10/100
6	491910	30	10/100
8	491915	30	10/100
10	491920	30	10/100
12	491925	30	10/100
15	491929	30	10/100
16	491930	30	10/100
20	491935	30	10/100
25	491940	30	10/100
30	491944	30	10/100
32	491945	30	10/100



14x51

1100V DC

15	491647	10	10/50
20	491648	10	10/50

1000V DC

25	491650	30	10/50
32	491655	30	10/50



NORMAS IEC 60269-1 IEC 60269-6 UL 2579	HOMOLOGACIONES Cd-Pb FREE RoHS compliant
--------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------

TECNICO CARACTERISTICAS t-I PAGINA 09	TECNICO COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE PAGINA 12
-----------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------

COMPATIBLE PV BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS PAGINA 05	COMPATIBLE CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10 PAGINA 07
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------

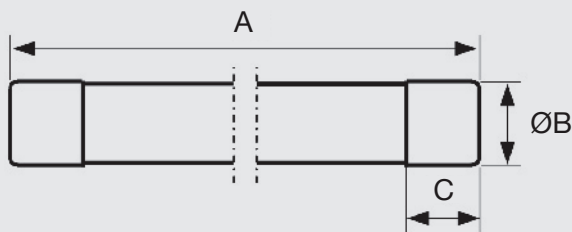
gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x85	I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1500V DC	2	492202	10	4/24
	4	492205	10	4/24
	6	492210	10	4/24
	8	492215	10	4/24
	10	492220	10	4/24
	12	492225	10	4/24
	15	492229	10	4/24
	16	492230	10	4/24
1200V DC	20	492235	10	4/24
	25	492240	10	4/24



TECNICO gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

10x38
14x51
10x85



TAMAÑO	A	B	C
10x38	38	10,3	10
14x51	51	14,3	10
10x85	85	10,3	10

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 2579

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb FREE
RoHS compliant

TECNICO
CARACTERISTICAS t-I

PAGINA 10

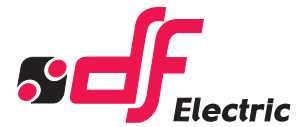
TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

PAGINA 12

COMPATIBLE
CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10

PAGINA 07

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

NH
1000V DC

NH1

I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
25	373210	30	1/30
32	373215	30	1/30
40	373225	30	1/30
50	373230	30	1/30
63	373235	30	1/30
80	373240	30	1/30
100	373245	30	1/30
125	373250	30	1/30
160	373255	30	1/30
200	373260	30	1/30

NH2

200	373350	30	1/15
250	373360	30	1/15

NH3

200	373425	30	1/15
250	373435	30	1/15
315	373445	30	1/15
355	373450	30	1/15
400	373455	30	1/15



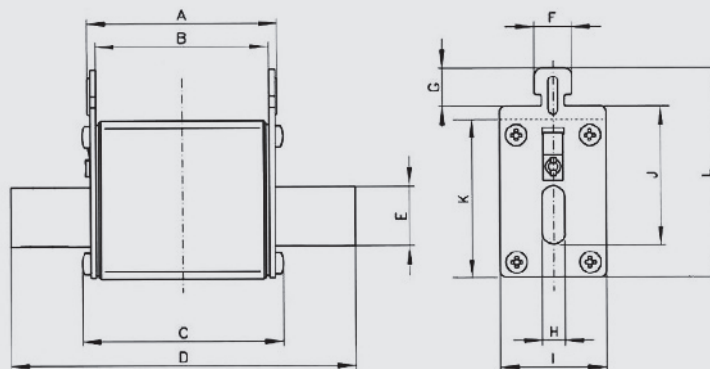
373245



373350

TECNICO gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1
NH2
NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	52	64
NH3	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb FREE
RoHS compliant

TECNICO
CARACTERISTICAS I-I

TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

PAGINA 11

PAGINA 12

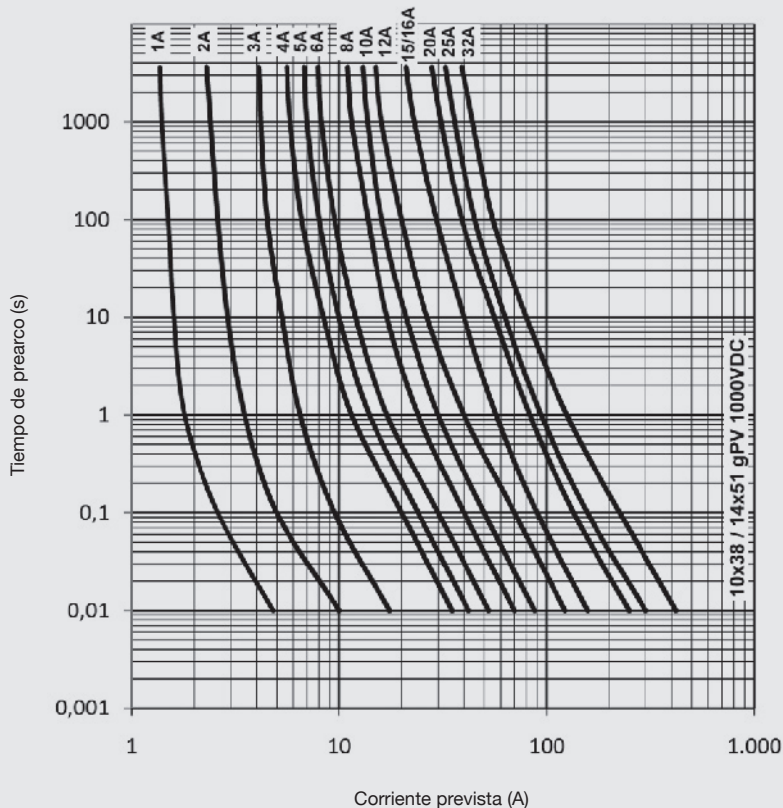
COMPATIBLE
NH ST BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

PAGINA 08

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

10x38

14x51



CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA		POTENCIA DISIPADA (W @ 0.7 In)		POTENCIA DISIPADA (W @ In)		I ² t PREARCO (A ² s)		I ² t TOTAL (A ² s)	
	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC

10x38

1	491601	491901	0,31	0,31	0,76	0,76	0,35	0,35	1,3	0,8
2	491602	491902	0,78	0,62	1,45	1,54	0,62	1,78	1,0	3,9
3	491604	491904	0,66	0,54	1,66	1,35	1,9	9,0	3,1	19,6
4	491605	491905	0,64	0,73	1,57	1,84	6,9	3,0	11	6,6
5	491606	491906	0,60	0,93	1,65	2,22	14	4,4	22	9,6
6	491610	491910	0,76	0,96	1,84	2,40	24	8,5	38	18,8
8	491615	491915	0,80	1,02	1,92	2,55	62	25	99	55,0
10	491620	491920	0,94	1,03	2,2	2,58	10	11	48	27,9
12	491625	491925	0,98	1,04	2,4	2,60	18	25	94	62,8
15	491629	491929	1,0	1,07	2,6	2,44	46	25	110	82,8
16	491630	491930	1,1	1,08	2,7	2,70	46	33	110	82,8
20	491635	491935	1,2	1,16	2,9	2,90	118	85	282	212
25	-	491940	-	1,10	-	2,74	-	280	-	460
30	-	491944	-	1,70	-	4,00	-	400	-	650
32	-	491945	-	1,76	-	4,40	-	400	-	650

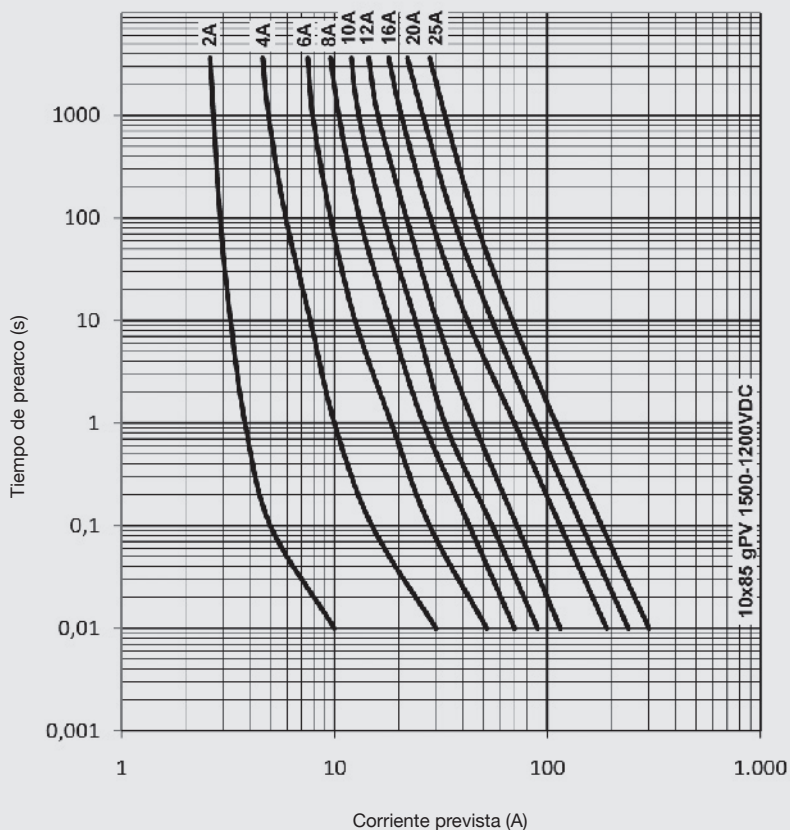
14x51

15	491647*	-	1,34	-	3,14	-	48	-	112	-
20	491648*	-	1,55	-	3,68	-	99	-	367	-
25	491650	-	1,6	-	3,8	-	275	-	650	-
32	491655	-	2,0	-	4,7	-	550	-	1300	-

* 1100V DC

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

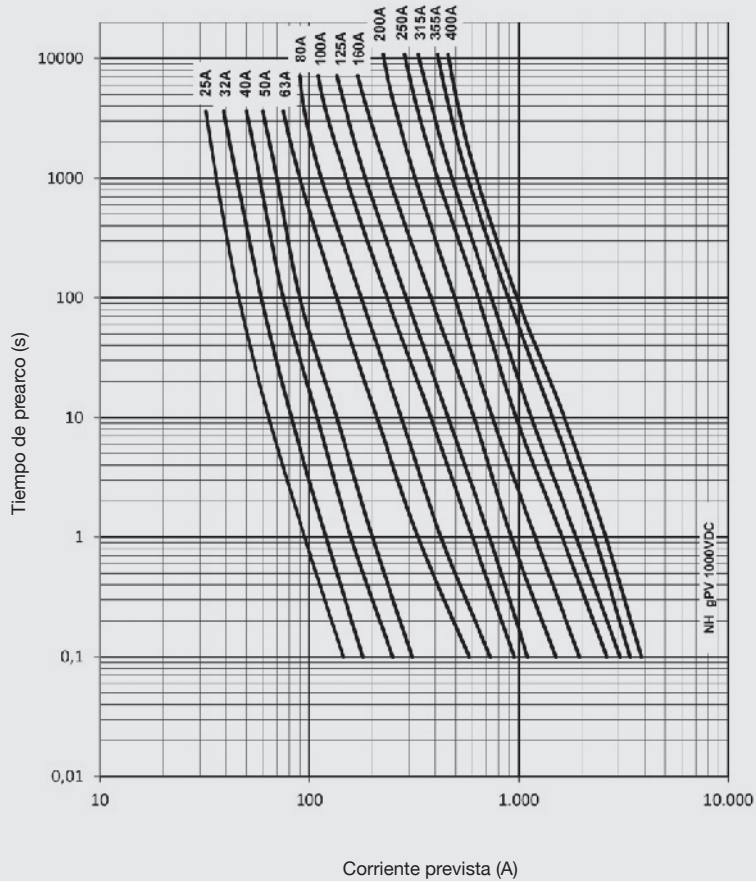
10x85



	CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 ln)	POTENCIA DISIPADA (W @ ln)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
1500V DC	2	492202	1,28	3,42	0,8	1,1
	4	492205	1,16	2,91	13	17
	6	492210	1,10	2,65	65	84
	8	492215	1,16	2,79	175	225
	10	492220	1,81	4,38	209	269
	12	492225	1,83	4,43	400	515
1200V DC	16	492230	1,75	4,13	136	269
	20	492235	2,13	5,14	242	478
	25	492240	2,28	5,48	545	1075

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

- NH1
- NH2
- NH3



CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 In)	OTENCIA DISIPADA (W @ In)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
---------------------------	------------	-----------------------------------	------------------------------	------------------------------------------------	----------------------------------------------

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

NH1

25	373210	5,2	12,5	62	94
32	373215	6,3	15,5	122	184
40	373225	6,7	16,6	302	454
50	373230	7,5	18	562	844
63	373235	8,2	20	1210	1815
80	373240	10	27	2250	3375
100	373245	11	28	4000	6000
125	373250	12,5	32	6500	9700
160	373255	10,0	25,0	10300	19800
200	373260	12,5	30,0	19900	38300

NH2

200	373350	11,4	28,0	18700	36400
250	373360	13,0	33,3	36800	71500

NH3

200	373425	19,5	48,0	21700	31700
250	373435	20,5	51,5	41000	60000
315	373445	26,2	66,0	76000	111500
355	373450	18,0	46,5	74700	130700
400	373455	20,0	51,0	104400	182600

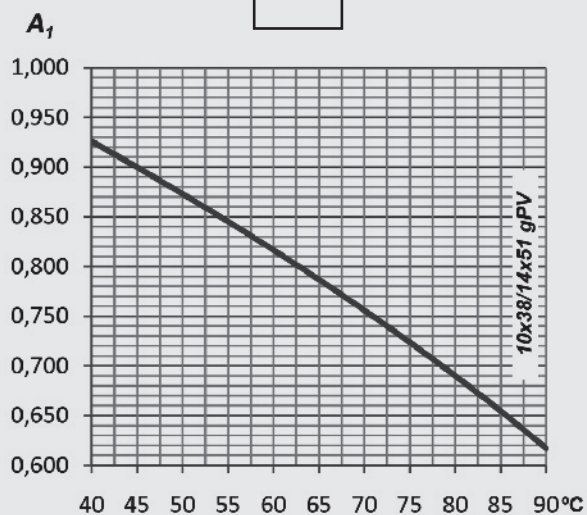
TECNICO **gPV** FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

10x38
14x51

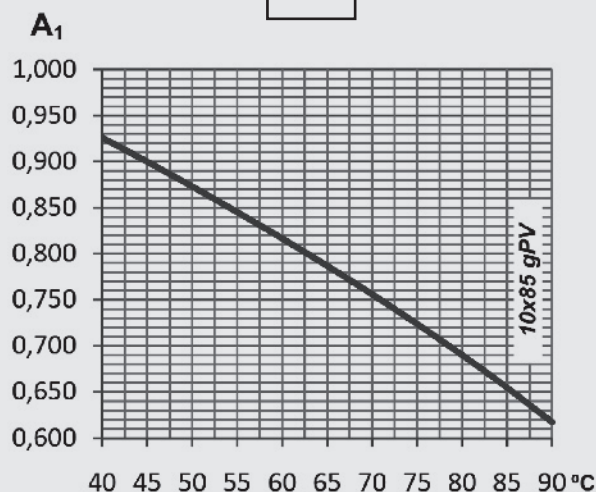
10x85

NH1
NH2
NH3

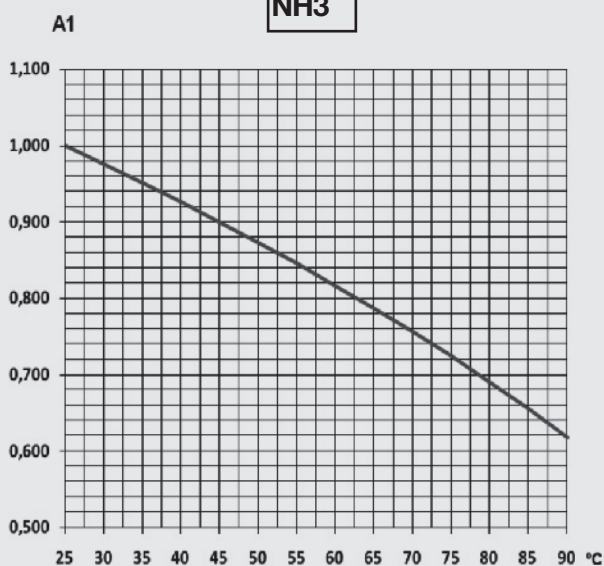
10x38
14x51



10x85



NH1
NH2
NH3



ta (°C)	A1
40	0,92
45	0,90
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

THE PROTECTION FORMULA

BY  **Electric**

ELECTRONICOS



CILINDRICOS



FOTOVOLTAICOS



RAPIDPLUS



NH



FUSIBLES ESPECIALES



DOMESTICOS



D & DO



TRANSFORMADORES



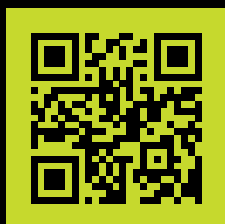


OFICINA CENTRAL Y FABRICA
SILICI, 67-69
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT
BARCELONA
SPAIN
Tel. +34 93 377 85 85
Fax +34 93 377 82 82

VENTAS NACIONAL
Tel. 93 475 08 64
Fax 93 480 07 76
comercial@df-sa.es

VENTAS EXPORTACION
Tel. +34 93 475 08 64
Fax +34 93 480 07 75
export@df-sa.es

www.df-sa.es



**PROTECTING
THE WORLD**





Principal

Distancia	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Disyuntor de corriente residual (RCCB)
Modelo de dispositivo	IID
Número de polos	2P
Posición de polo de neutro	Izquierda
Corriente nominal	80 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad a la fuga a tierra	30 mA
Retraso tiempo protec. pérdida a tierra	Instantáneo
Prot. c. fuga a tier.(tabular)	Tipo AC

Complementario

Ubicación dispositivo sistema	Salida
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	220...240 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente tensión
Capacidad de cierre y corte nominal	I _m 1500 A I _{dm} 1500 A
Rated conditional short-circuit current	10 kA
Tensión asignada de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz
[U _{imp}] Tensión asignada de resistencia a los choques	6 kV
Indicación de contacto positivo	Sí
Tipo de control	Palanca de conmutación
Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	4

Alto	91 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	73.5 mm
Peso del producto	0.21 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 cycles
Endurancia eléctrica	10000 cycles AC-1
Descripción opciones bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal único, arriba o abajo flexible con férula cable(s) 1...25 mm ² max Terminal único, arriba o abajo rígido cable(s) 1...35 mm ² max Terminal único, arriba o abajo flexible cable(s) 1...25 mm ² max
Longitud de pelado de cable	14 mm (arriba o abajo)
Par de apriete	3.5 N.m (arriba o abajo)

Entorno

Normas	EN / IEC 61008-1
Certificaciones	SNI
Grado de protección IP	IP40 para envoltente modular conforme a IEC 60529 IP20 conforme a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a choque 8/20 µs, 250 A conforme a EN / IEC 61008-1
Temperatura ambiente	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Ofrecer Sostenibilidad

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: YYWW)	Conforme - desde 0627 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
Alcanzar	Referencia no contiene SVHC arriba del umbral Referencia no contiene SVHC arriba del umbral
Perfil medioambiental del producto	Disponible Perfil ambiental del producto
Instrucciones de fin de vida del producto	No necesita operaciones de reciclado específicas

Garantía contractual

Warranty period	18 months 18 Meses
-----------------	--------------------

Hoja de características del producto

Características

A9F79263

Interruptor automático magnetotérmico iC60N - 2P - 63A - curva C



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	2
[In] Corriente nominal	63 A
Tipo de red	AC DC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6 kA Icu coordinación EN/IEC 60947-2 : 440 V CA 50/60 Hz 10 kA Icu de acuerdo con EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 20 kA Icu de acuerdo con EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 6000 A Icn de acuerdo con EN/IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 36 kA Icu conforming to EN/IEC 60947-2 - 12...60 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to EN/IEC 60947-2 - <= 125 V DC 36 kA Icu conforming to EN/IEC 60947-2 - 100...133 V AC 50/60 Hz
Categoría de empleo	Categoría A acorde a EN 60947-2 Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí acorde a IEC 60947-2 Sí de acuerdo con EN 60898-1 Sí acorde a IEC 60898-1
Normas	EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60898-1 IEC 60947-2

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % x Icu de acuerdo con IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 72...125 V CC 10 kA 100 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 72...125 V CC 6000 A 100 % x Icu de acuerdo con EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con EN 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Sí arriba o abajo
Pasos de 9 mm	4
Altura	85 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,25 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal, arriba o abajo rígido cableado(s) 1...35 mm ² max Terminal, arriba o abajo Flexible cableado(s) 1...25 mm ² max
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm arriba o abajo
Par de apriete	3.5 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado de protección IP	IP20 de acuerdo con EN 60529 IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 de acuerdo con EN 60947-2 3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % (55 °C)
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
--------------------------------	------------------------

RoHS (código de fecha: AASS)	Conforme - desde 0627 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC La referencia no contiene SVHC
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No necesita operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	Francia
----------------	---------

Garantía contractual

Warranty period	18 months
-----------------	-----------