



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



# INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA INDUSTRIA DE ARTES GRÁFICAS

---

TRABAJO FIN DE GRADO INGENIERÍA ELÉCTRICA

Alumno: Oscar Muñoz Prades  
Profesor: Miguel García Martínez

VALENCIA, MARZO 2018

# INDICE

MEMORIA	5
Objeto del proyecto	6
Justificaciones del proyecto	7
Justificación académica	7
Justificación medioambiental y económica	7
Justificación legal	8
Emplazamiento y climatología	11
Precipitaciones	14
Temperaturas	15
Riesgos naturales	15
Diseño de la instalación	16
Generador fotovoltaico	16
Baterías	18
Reguladores	19
Inversores	21
Estructuras	21
Cableado	22
Recepción y pruebas	23
Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	24
Generalidades	24
Programa de mantenimiento	24
Garantías	25
Mantenimiento de la instalación	27
Mant. Paneles fotovoltaicos	27
Mant. Reguladores	28

Mant. Inversores	28
Mant. Baterías	29
Mant. Grupo electrógeno	30
Mant. Estructuras de los paneles	31
Mant. Cableado	32
Mant. Protecciones	32
Mant. Puesta a tierra	34
Garantía	34
Aspectos generales	34
Plazos	34
Condiciones económicas	35
Anulación de la garantía	35
Tiempo y lugar de la prestación	35
Seguridad y salud	36
Normativa	36
Descripción de la instalación y situación	36
Descripción de los procesos	37
Rendimiento de la Instalación	41
Estudio económico	43
PLIEGO DE CONDICIONES	45
Condiciones generales	46
Definiciones	46
Pliego de prescripciones técnicas particulaes	48
Diseño	51
Especificaciones de ejecución	52

Recepción y pruebas	52
Mantenimiento	53
Solvencia	54
Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	54
PRESUPUESTO	59
ANEXOS	62
1.- CÁLCULOS	63
2.- FICHAS TÉCNICAS	84
PLANOS	104
1.- EMPLAZAMIENTO	105
2.- ESQUEMA DE CONEXIONES	106
3.- POSICIÓN DE LAS PLACAS	107
4.- CUADRO DE ELEMENTOS	108
5.- ESQUEMA DE PROTECCIONES	109

# MEMORIA



## 1 – OBJETO DEL PROYECTO

Con el siguiente proyecto se quiere justificar el planteamiento y desarrollo de una instalación solar fotovoltaica de obra nueva mediante su justificación matemática y medioambiental, así como la adaptación de la normativa vigente en una industria.

Este documento tiene como objetivo ser capaz de, habiendo superado el grado en Ingeniería Eléctrica y habiendo adquirido unos conocimientos teóricos, adaptar dichos conocimientos y aplicarlos para realizar una instalación y aplicación real. Para ello habrá que estudiar cual es el problema que queremos resolver y cuál es la forma más viable de solucionarlo.

Con este proyecto seremos capaces de justificar el uso de energías renovables, ayudando de esta manera a reducir el impacto en el planeta respecto a otras formas de energías menos limpias, así como del ahorro que le produciría al usuario.

En este caso se plantea una instalación existente en una industria en la que queremos modificar la forma en la que obtienen la energía eléctrica para, tanto el funcionamiento de toda su maquinaria, como de la parte de oficinas y de iluminación.

Los resultados obtenidos consisten en: 867 paneles solares de 320 Wp, con sus correspondientes soportes, lo que supone una potencia total de 277,440 kWp.

El resto de elementos de la instalación son:

- 49 reguladores Schneider MPPT 60 a 150V
- 480 baterías OPzS de 4620 Ah (C120)
- 6 inversores red de 70kW
- 1 grupo electrógeno Cummins de 500 kVA

Las protecciones que consisten en:

- 1 fusible de 63 A con su base para atornillar
- 50 fusibles de 80 A con sus bases para atornillar

Por último consta también de todo el cableado tanto entre elementos como el sistema de puesta a tierra, el pequeño material como tornillería, bridas y demás elementos necesarios para la realización de la instalación.

Oscar Muñoz Prades

## 2 – JUSTIFICACIONES DEL PROYECTO.

### 2.1 – Justificación académica.

Una de las finalidades del siguiente proyecto es la finalización de los estudios de grado de ingeniería eléctrica.

Es imprescindible la realización y presentación de un proyecto como este, donde se indique un problema real y una posible solución con relación a los estudios que están a punto de finalizar.

### 2.2 – Justificación medioambiental y económica.

La realización del estudio viene constituida por unas necesidades tanto económicas como medioambientales.

Debemos concienciarnos con el cuidado del planeta, garantizando el uso de energías renovables para lograr el aumento de energías limpias protegiendo toda vida que existe en él. Además, con este tipo de energías, logramos la reducción de recursos limitados que la tierra nos ofrece y que tarde o temprano se agotarán.

Al factor medioambiental le tenemos que añadir el factor económico. Este tipo de instalaciones nos representarán una alta rentabilidad y ahorro a lo largo de la vida útil de la misma.

Oscar Muñoz Prades

### 2.3 – Justificación legal.

Uno de los factores que caracteriza a este sector son los continuos cambios a nivel regulatorio. En general, todas las partes implicadas deberían estar atentas a la evolución de la normativa ya que el futuro del sector podría depender mucho de ésta.

En el presente documento se citan los textos más relevantes, pero si se quiere conocer con más detalle la reglamentación que regula el sector, puede consultarse las páginas de IDAE o de UNEF.

Además de los decretos mencionados también se va a hacer referencia a todas las normas AENOR con relación a este proyecto y a las normas IEC (CEI) además de la normativa referente a las protecciones eléctricas de la instalación.

### **Guía técnica de aplicación. Instalaciones generadoras de baja tensión. Guía BT 40**

#### **Ley 54/1997**

Aprobada el 27 de noviembre, regula las actividades y el régimen jurídico del Sector Eléctrico (generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales y la gestión económica y técnica del sistema eléctrico). El capítulo II se dedica a la producción de energía eléctrica en régimen especial, fijando los requisitos necesarios para esta actividad.

La producción de energía eléctrica en régimen especial se regirá por disposiciones específicas y, en lo no previsto en ellas, por las generales sobre producción eléctrica que le resulten de aplicación. Tendrán la consideración de instalaciones en régimen especial aquellas instalaciones que no superen los 50 MW (Artículo 29). La condición de instalación en régimen especial será otorgada por la Comunidad Autónoma competente.

Asimismo, establece el destino de la energía producida en régimen especial, las obligaciones y derechos generales de los productores en régimen especial y la obligatoriedad de inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Recientemente, se aprobó la Ley 17/2007, por la que se modifica la presente Ley para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE. La transposición de esta Directiva introduce nuevas medidas para garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la generación.

### **Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas**

Mediante esta Resolución se establece el modelo de contrato tipo, la factura y el esquema unifilar para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en Baja Tensión.

Oscar Muñoz Prades

## **Real Decreto 1663/2000**

Este Real Decreto recoge el procedimiento de inclusión de una instalación fotovoltaica de producción de energía eléctrica en el régimen especial o las condiciones de entrega de la energía eléctrica producida a la red de Baja Tensión. Será de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en Baja Tensión (se entenderá por conexión en Baja Tensión a la que se efectúe en una tensión no superior a 1KV). Fue aprobado el 29 de septiembre de 2000, entrando en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE (30 de septiembre de 2000).

Con relación al tema tratado, es importante aclarar que toda la energía eléctrica producida puede venderse a la tarifa especial, no la excedente, resultante de la diferencia entre producción y consumo. Así pues, las instalaciones domésticas incluyen dos contadores: el habitual, que mide el consumo, y el de generación, que situado a la entrada de la conexión mide la energía inyectada. Además, los equipos de apoyo a la generación y acondicionamiento de potencia deben estar conectados a la entrada de producción.

## **Real Decreto 314/2006**

El 17 de marzo se aprobó mediante este Decreto el Código Técnico de la Edificación por el que se establece un marco normativo de exigencias básicas de calidad, seguridad y habitabilidad y sostenibilidad económica y energética para los edificios de nueva construcción y la rehabilitación de los existentes. La estructura del citado Código alberga una serie de “Documentos Básicos” que recogen las exigencias que deben cumplir los edificios, entre las que destaca para nuestro propósito, la exigencia básica de contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica recogida en el Documento Básico de Ahorro de Energía.

El Documento Básico de Ahorro de Energía tiene como objetivo conseguir un uso racional de la energía consumida, reduciendo el gasto energético y empleando fuentes de energía renovable. La contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica se establece para ciertos edificios del sector terciario según el uso y el tamaño.

Cuestiones como el ahorro energético y la seguridad contra incendios deben aplicarse desde los seis meses de su entrada en vigor (al día siguiente de su publicación en el BOE).

## **Real Decreto – Ley 7/2006**

Mediante este Real Decreto-Ley, de 23 de junio, se adoptan medidas urgentes en el sector energético. Antes la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial estaba establecida en base a la revisión de la TMR (tarifa media de referencia) efectuada por el Gobierno. Por este Real Decreto-Ley se desvincula la remuneración económica de la producción eléctrica en régimen especial de la TMR. En concreto, se señala textualmente:

Oscar Muñoz Prades

*“La revisión de la tarifa media que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial...”* (Disposición Transitoria Segunda).

Mediante la disposición final segunda se habilita al Gobierno para el desarrollo de lo dispuesto en el Real Decreto-Ley, en el plazo de seis meses desde la publicación de este Real Decreto.

### Real Decreto 661/2007

El Real Decreto 661/2007 fue aprobado el 25 de mayo, tras un retraso considerable y por él se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, entrando en vigor el pasado 1 de junio. Este Real Decreto deroga la anterior normativa que regulaba el régimen económico de la actividad de producción en régimen especial (Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial).

Los aspectos más importantes introducidos por este Real Decreto son los referidos al procedimiento administrativo y algunas novedades en el régimen económico. Las instalaciones solares fotovoltaicas se clasifican dentro de la categoría b, dividida a su vez en ocho grupos. Las instalaciones que únicamente utilizan la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica pertenecen al grupo b.1.1. A continuación se recogen en la siguiente tabla las tarifas establecidas según el tramo de potencia instalada:

POTENCIA	PLAZO	TARIFA REGULADA (c€/kWh)
P ≤ 100 kW	Primeros 25 años	44,0381
	A partir de entonces	35,2305
100 kW < P < 10 MW	Primeros 25 años	41,7500
	A partir de entonces	33,4000
10 < P ≤ 50 MW	Primeros 25 años	22,9764
	A partir de entonces	18,3811

Tabla 1. Tarifas para Energía Solar Fotovoltaica según Decreto 661/2007

Aunque el Real Decreto comprende un régimen económico transitorio para la categoría b, éste no será aplicable al grupo b.1. Se mantiene la tarifa regulada mediante importes fijos en función de la potencia instalada y se corregirán anualmente los importes de las tarifas tomando como referencia el IPC menos 0.25 hasta 31 de diciembre de 2012 y menos 0.50 a partir de entonces.

Otros de los asuntos destacables es la novedad de realizar la inscripción previa en el régimen especial cuando la instalación esté prácticamente ejecutada:

*“La solicitud de inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de*

Oscar Muñoz Prades

*Política Energética y Minas. Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción previa en un plazo máximo de un mes.*

*La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, del acta de puesta en servicio provisional para pruebas, el contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte...” (Art. 11).*

La inscripción previa en el registro tiene caducidad:

*“La inscripción previa de una instalación en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquella fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva...” (Art. 13).*

Además, aquellas instalaciones que cuenten con acta de puesta en marcha para pruebas antes de la entrada en vigor del Real Decreto (1 de junio de 2007), deben solicitar una nueva inscripción previa.

Asimismo, para las nuevas instalaciones fotovoltaicas de producción en régimen especial debe presentarse un aval por una cuantía de 500 €/kW instalado para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte. Este aval deberá ser presentado ante la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicho aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval, teniéndose en cuenta si el resultado de los actos administrativos puede condicionar la viabilidad del proyecto.

Quedan excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

### **Resolución de 27 de septiembre de 2007, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica**

Según el artículo 22.1 del Real Decreto 661/2007, una vez alcanzados el 85% del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo de los establecidos en los artículos del 35 al 42 se establecerá un plazo máximo durante el que aquellas instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima establecida en el Real Decreto 661/2007. Según esta Resolución, la fecha límite se fija en 12 meses a contar desde la fecha de publicación en el B.O.E (29 de septiembre de 2007).

### 3 – EMPLAZAMIENTO Y CLIMATOLOGÍA

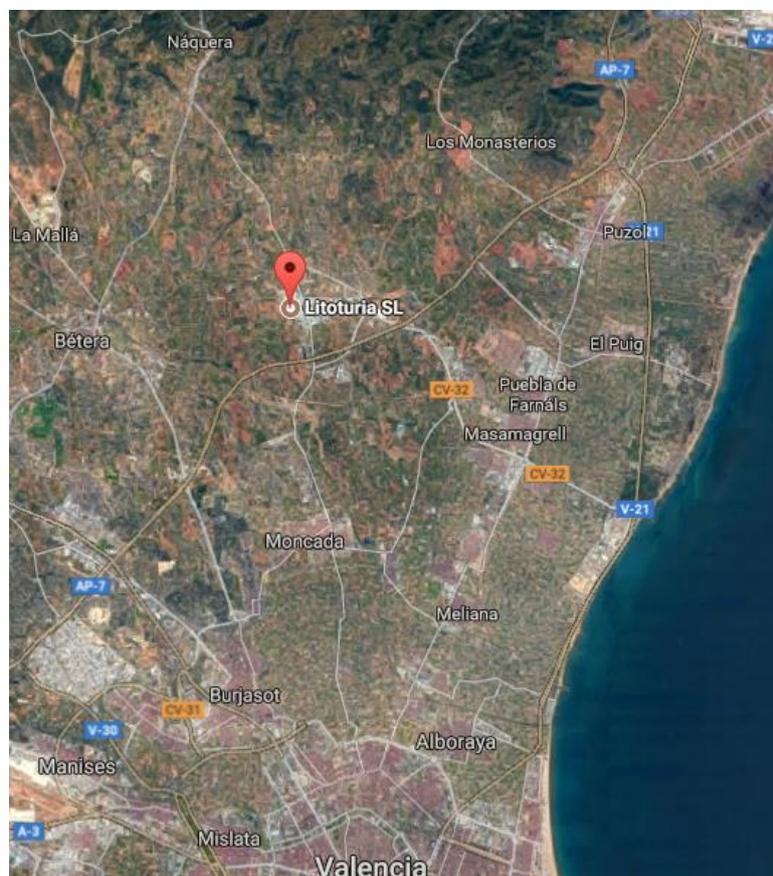
Actualmente, en nuestro país nos encontramos ante un sistema avanzado de desarrollo, instalación y aprovechamiento en cuanto a la energía solar se refiere.

España, debido a la localización que tiene, es de los países con mayores horas de solares en los países de la zona Euro. Esto, sumado a los compromisos europeos en instalación de energías renovables, hace que se pueda provocar la disminución de la dependencia energética exterior y aumentar la autosuficiencia energética.

Estas características hicieron que España fuera inicialmente uno de los pioneros a nivel mundial en I+D+I en energía solar. Más tarde, tras la aparición de regulaciones legislativas redujeron la evolución de esta tecnología.

Debido a la localización de España, presenta una alta rentabilidad generar energía solar fotovoltaica respecto a países del entorno. Poblaciones del norte de España, normalmente condicionadas por el clima lluvioso y poco soleado que en ellas se presenta, lo cual las hace poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación al cabo del año que la media en Alemania, país que se encuentra a la cabeza de la producción de la energía solar.

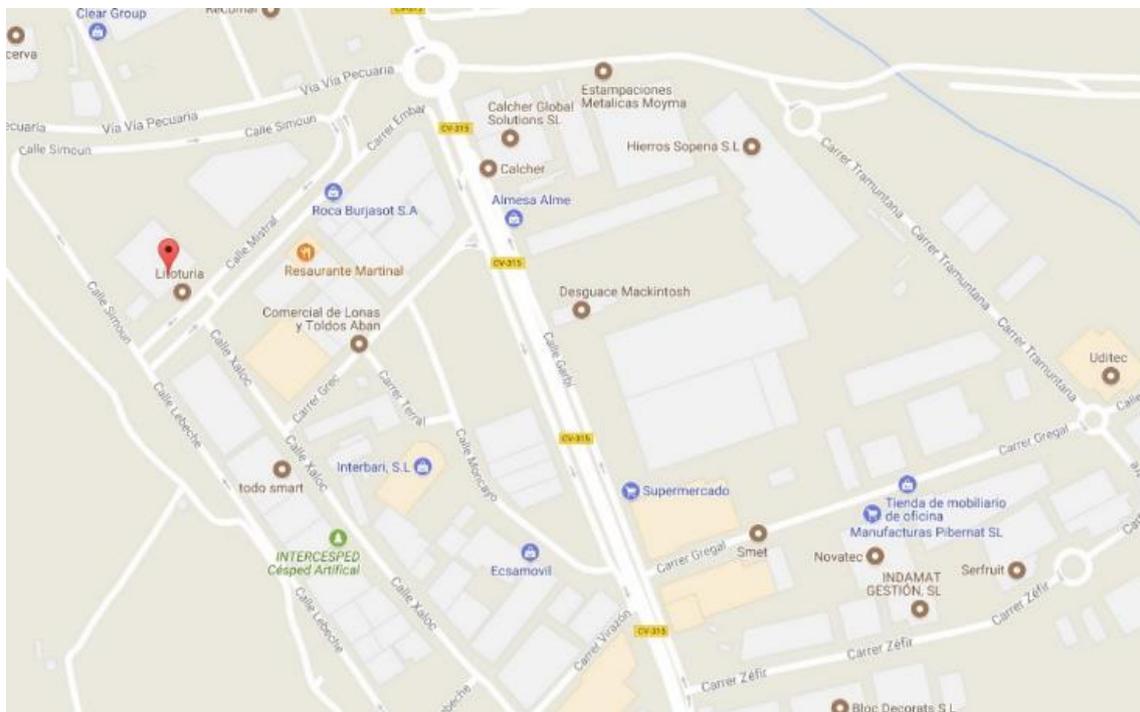
La empresa en la que se basa todo el estudio del presente proyecto es LITOTURIA S.L., empresa que se dedica a la creación y fabricación integral de artículos y envases de cartón y PVC/PP/PET. Se encuentra en el polígono industrial Los Vientos, Calle Mistral – 18. Este polígono está localizado en el código postal 46119 correspondiente a Náquera, Valencia.



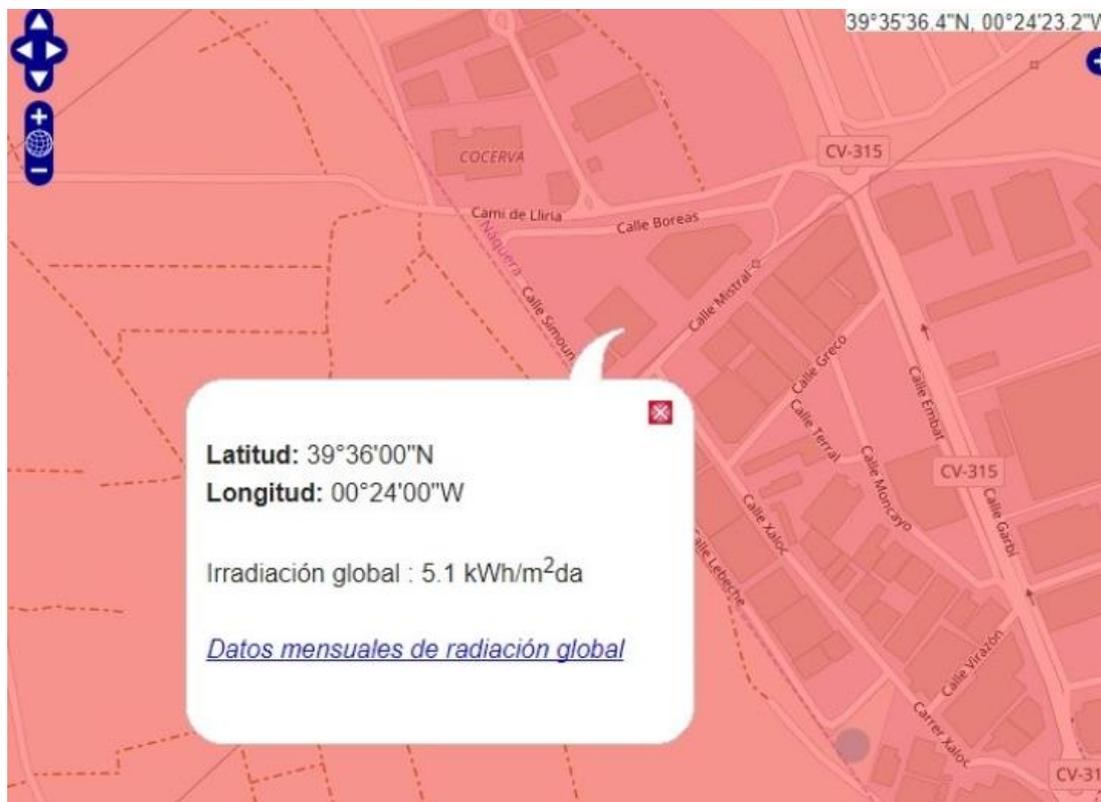
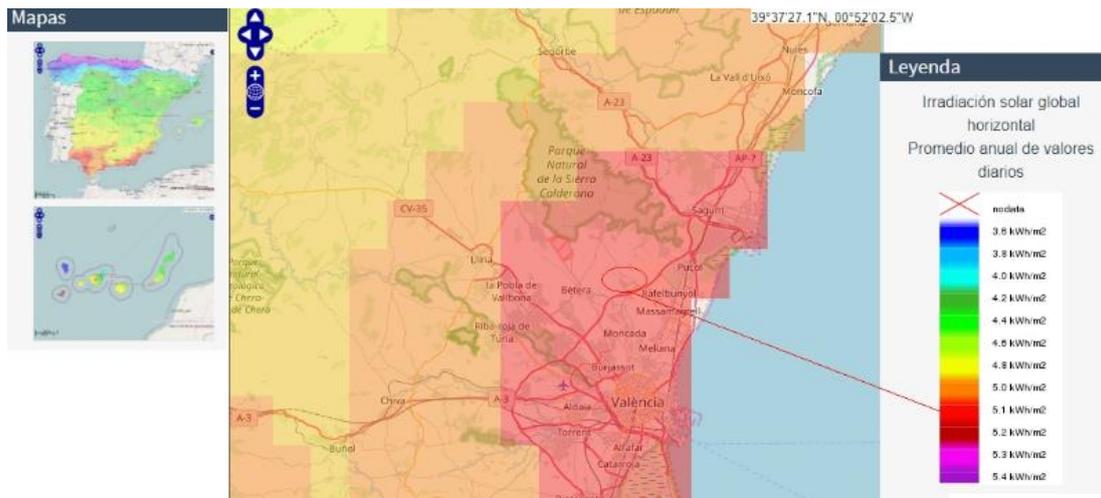
Oscar Muñoz Prades

Tras consultar el acceso a datos de radiación solar de España, obtenemos un valor medio de 5.1 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación global en el punto exacto donde está situada la empresa.

El emplazamiento, y la irradiación se muestran a continuación.



Irradiación:



3.1 – PRECIPITACIONES

Las lluvias no suelen abundar demasiado en este clima. Las precipitaciones anuales se sitúan entre 450 y 500 mm, con mínimos marcados en verano (de junio a agosto) especialmente en julio con una media de unos 8 mm; y máximos en los meses de otoño, especialmente en septiembre y octubre (llegando la media algo por debajo de los 80 mm en octubre) por el efecto de la gota fría, que ha llegado a acumular en varias ocasiones más de 150 mm en un día, causando inundaciones.

También tenemos épocas de sequías en el territorio valenciano. Esto quiere decir que no tenemos precipitaciones a lo largo de un tiempo por lo que se producen sequías.

Oscar Muñoz Prades

### 3.2 – TEMPERATURAS

La temperatura anual se suele mantener siempre por encima de los 20°C, aunque hay meses fríos por debajo de los 18°C (invierno) y otros más cálidos que sobrepasan los 22°C (verano). Por un lado, enero es el mes más frío, con temperaturas máximas medias de 16-17 °C y temperaturas mínimas de 7-8 °C. Por otro lado, el mes más cálido es agosto, con temperaturas máximas medias de 30-31 °C y temperaturas mínimas de 21-23 °C y una humedad relativa moderadamente alta.

También hay que destacar el fenómeno de la gota fría ya que este fenómeno es típico del Mediterráneo. Este mar se calienta mucho durante el verano y cuando llega el otoño y entran bolsas de aire frío, al ser el aire caliente más ligero sube rápidamente y el frío baja por lo que se forman grandes borrascas y si además sopla viento de poniente, que aporta más humedad y la empuja a tierra es cuando desata su poder. Lo que desata la gota fría es que se producen grandes precipitaciones en un espacio temporal pequeño por lo que pueden llegar a producir inundaciones, erosión, destrucciones localizadas...

La humedad media anual es relativamente alta debido a la influencia del mar, situándose alrededor del 65% y variando poco a lo largo del año.

En la siguiente tabla podemos observar los valores de temperatura, precipitación y humedad de la Comunidad Valenciana a lo largo del año.

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. abs. (°C)	26.2	29.4	32.6	36.6	36.2	39.1	43.4	42.8	37.8	35.8	31.2	32.0	43.4
Temp. máx. media (°C)	16.4	17.2	19.3	20.8	23.4	27.1	29.7	30.2	27.9	24.3	19.8	17.0	23.0
Temp. media (°C)	11.8	12.6	14.4	16.2	19.0	22.9	25.6	26.1	23.5	19.7	15.3	12.6	18.4
Temp. mín. media (°C)	7.1	7.8	9.6	11.5	14.6	18.6	21.5	21.9	19.1	15.2	10.8	8.1	13.8
Temp. mín. abs. (°C)	-9.9	-9.3	-8.0	-5.0	0.3	5.1	7.5	8.2	2.7	-0.6	-9.9	-9.2	-9.9
Precipitación total (mm)	37.1	35.9	33.4	37.9	39.2	22.3	7.8	20.2	69.7	77.0	46.6	48.0	474.9
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	4.4	3.9	3.6	4.8	4.3	2.6	1.1	2.4	5.0	5.0	4.3	4.8	46.3
Horas de sol	171.4	170.6	214.7	233.7	258.5	275.7	314.5	288.1	234.5	202.2	166.7	155.2	2695.6
Humedad relativa (%)	64	64	63	62	65	66	67	68	67	67	66	65	65

### 3.3 – RIESGOS NATURALES

El principal riesgo natural que sufría la ciudad de Valencia eran las inundaciones, ya que a lo largo de la historia el río Turia ocasionó varias desbordamientos e inundaciones muy graves de la ciudad.

Otro riesgo que suele afectar a la zona mediterránea de la península Ibérica son las olas de calor y de frío. Valencia sufre cada año en los meses veraniegos varias alertas por olas de calor, las cuales son según la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) un período de al menos 3 días con temperaturas anormalmente elevadas.

Estas olas de calor pueden provocar los denominados golpes de calor, causantes incluso de muertes. Por el contrario, en los meses invernales el peligro viene por las olas de frío, ya que las temperaturas pueden llegar a caer puntualmente por debajo de los 0 °C. Esto se debe a la irrupción de corrientes de aire gélido procedentes del Ártico o de Siberia en el territorio valenciano.

## 4 – DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se resume el cálculo de todos los elementos de la instalación. Su demostración se encuentra en el anexo 1.

### 4.1 – Generador fotovoltaico.

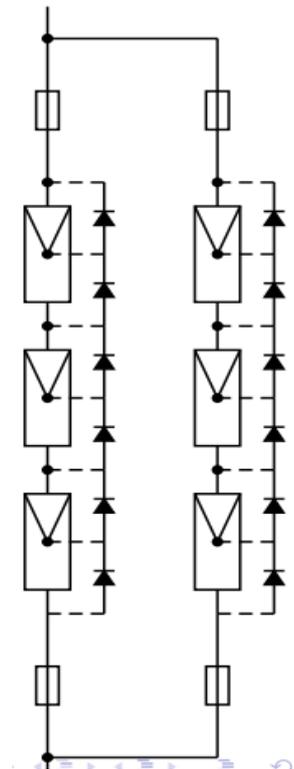
Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada.

Se compone de un total de  $NT = N_p \cdot N_s$  módulos, siendo  $N_p$  el número de módulos en paralelo y  $N_s$  el número de módulos en cada serie.

El número de ramas,  $N_p$ , define la corriente total del generador.

El número de módulos en serie,  $N_s$ , define la tensión del generador.

La potencia del generador es (idealmente):  $P_g = NT \cdot P_m$



#### 4.1.1 – Cálculo de módulos fotovoltaicos.

Para el cálculo del número de placas solares de la instalación, lo primero que debemos saber es el consumo diario que vamos a tener. Para ello se necesita la potencia de todos los receptores eléctricos de la instalación, así como el tiempo en que está en funcionamiento cada uno de ellos. También es importante saber si dicho receptor está funcionando a la totalidad de su potencia o en cambio siempre va a trabajar a una fracción de esta. Un ejemplo claro es una nevera, que, aunque está conectada las 24h del día, sabemos que se enciende y se apaga automáticamente para enfriar lo necesario, por lo que podemos considerar que la nevera está funcionando al 50% de su potencia.

Una vez tenemos todos los consumos de cada receptor con su tiempo de funcionamiento y su coeficiente, solo queda sumarlos todos y ya tenemos el consumo total diario de la instalación. Debido a las pérdidas de la instalación, aplicaremos un nuevo coeficiente para que, transcurrido un tiempo desde la instalación de todos los componentes, siga funcionando perfectamente con los cálculos realizados. Este factor lo consideraremos en un 80%. El conjunto de nuestros paneles solares dispuestos en serie y paralelo deben satisfacer la potencia que se acaba de calcular, superándola ligeramente por un posible aumento de la demanda en un día determinado, pero sin sobredimensionar la instalación en exceso, ya que la encarecería mucho por el aumento de todos los componentes (placas, baterías, etc.).

A continuación, se elige el modelo de placa que se va a instalar. Para esta elección se debe tener en cuenta, sobre todo, los siguientes tres factores:

Oscar Muñoz Prades

- La potencia de salida de la placa.
- La tensión de trabajo de la placa.
- La intensidad de salida de la placa.

También debemos elegir entre placas monocristalinas o placas policristalinas. La elección la tendremos en cuenta basándonos en lo siguiente:

- Se recomienda la instalación de placas solares monocristalinas en climas fríos con tendencias a tormentas o niebla, ya que este tipo de placas solares tienden a absorber mejor la radiación y soportan menos el sobrecalentamiento.
- Se recomienda la instalación de placas solares policristalinas en climas cálidos, pues absorbe el calor a una mayor velocidad y le afecta en menos medida el sobrecalentamiento.

Así que en nuestro caso se opta por placas policristalinas.

Otro factor que debemos tener en cuenta es el rendimiento de las placas. Debido a la suciedad que se puede acumular con el tiempo, combinado con el deterioro de las mismas, se suele considerar un rendimiento del 80%. Este es un valor teórico estimado, aunque posiblemente sea un rendimiento superior, por lo que estamos ya sobredimensionando ligeramente la instalación.

El último factor que hay que considerar, son las horas solares pico (HSP).

Este factor es algo más complejo de calcular, pero para tener un valor estimado muy próximo a la realidad, existe una herramienta informática que nos sirve de mucha utilidad.

Se trata del software "PVGIS". Esta herramienta es muy intuitiva y fácil de manejar. Solo hay que marcar en el mapa de la aplicación dónde se va a realizar la instalación. Luego en la pestaña "Estimación FV", le damos a calcular y nos sale una tabla donde indica la media de radiación diaria de cada uno de los meses, indicado como la columna "Hd". También indica valores como la producción media diaria (Ed), la producción media mensual (Em) y la media de radiación mensual (Hm), así como la media anual de cada uno de estos datos.

En la columna "Hd" buscamos el valor más bajo de todos, que en la zona en la que estamos, corresponderá a los meses de diciembre o enero. La instalación será diseñada atendiendo a este mes, ya que al ser el más desfavorable, nos aseguramos también de que cubrimos la demanda en el resto del año. Debemos dividir esta radiación entre la radiación que utilizamos para calibrar los módulos para obtener las horas solares pico. Este cálculo está hecho con una potencia pico instalada de 1 kWp, por lo que la radiación incidente y las HSP coinciden.

Estamos ya en disposición de calcular el número de paneles solares fotovoltaicos que necesita nuestra instalación. El número de placas en serie se calcula a partir de los datos del regulador. Dividiremos la tensión máxima del regulador entre la tensión de vacío de las placas seleccionadas. Para las líneas de placas en paralelo, dividiremos el CMD entre la intensidad pico de la placa. El CMD es la división entre el consumo y la irradiación mensual.

## 4.2 – Baterías

Las baterías o acumuladores son los encargados del almacenamiento energético, para poder suministrar energía independientemente de la producción eléctrica del generador fotovoltaico en ese preciso momento (como por ejemplo por la noche y en días nublados).



Se define la capacidad de una batería como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa de la batería plenamente llena. Esta capacidad se mide en amperios/hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga.

Los fabricantes suelen dar la capacidad de una misma batería en diferentes tiempos de descarga. Normalmente para los cálculos se utiliza la capacidad en C100. Así si tenemos un acumulador C100=250Ah, significa que la batería puede darnos 250A durante 100horas.

Se denomina profundidad de descarga de las baterías al cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal, en tanto por ciento. Por ejemplo, una batería de 250 Ah que se ha sometido a una descarga de 100 Ah, significa que la profundidad de descarga que se le ha sometido es del 40% del total de la batería.

La vida útil de la batería es el número de ciclos de carga y descarga que puede ser sometida a una determinada profundidad de descarga. Además, la vida de la batería es proporcional a la profundidad de descarga habitual. Por ejemplo, una batería que tenga una vida útil de 180 ciclos a una profundidad de descarga del 80%, si las descargas se reducen a un 30%, la vida útil de esa misma batería aumentará a más de 1000 ciclos.

Esta parte de la instalación es la que nos va a suponer el mayor coste, por lo que deben estar cuidadosamente calculadas.

### 4.2.1 – Cálculo del número de baterías.

Para el cálculo de las baterías lo primero que se debe hacer es fijar el número de días de autonomía que queremos que tenga la instalación sin necesidad de estar recibiendo carga. En nuestro caso, al ser la zona de Valencia, podemos establecer que no pasarán más de 4 días sin sol o en condiciones no óptimas para el almacenamiento de energía.

Oscar Muñoz Prades

En nuestro caso, para reducir el número de baterías a instalar, contaremos con un grupo electrógeno que proporcionará energía los días sin sol. De esta forma reduciremos el número de días de autonomía de la instalación de 4 a 2 días, reduciendo así los costes de la parte de baterías, que como ya se ha comentado, es la parte que ocupa el mayor porcentaje del presupuesto.

Otro de los parámetros de debemos tener en cuenta es la profundidad de descarga. En nuestros cálculos se utilizará una profundidad de descarga del 70%.

Con estos datos, junto al consumo diario de nuestra empresa, estamos en disposición de calcular la capacidad que deben tener las baterías.

Para ello, en primer lugar, calcularemos el consumo en Ah/día de nuestra instalación. Este cálculo se obtiene con la potencia de una placa, multiplicado por 24 horas y el resultado lo dividimos entre la tensión de la instalación. De esta forma tenemos el consumo en amperios hora/día.

Multiplicaremos el número de días de autonomía de nuestras baterías por el consumo en Ah/día y el resultado lo dividimos entre la profundidad de descarga, que hemos elegido del 70%, por lo que el este valor del denominador será 0,7.

El resultado obtenido será Ah/día, y las baterías deberán ser  $C_j = \text{valor obtenido}$ , siendo  $j = \text{horas de autonomía}$  ( $24 * \text{número de días de autonomía}$ )

Para el número de baterías en serie dividiremos la tensión de instalación entre la tensión a la que trabaja las baterías.

El número de líneas de baterías en paralelo dependerá si con la capacidad de una sola batería no llegamos al valor previamente calculado. La capacidad de las baterías las debemos consultar en catálogos de proveedores.

El número total de baterías será la multiplicación de las baterías en serie por el número de baterías en paralelo.

### 4.3 – Reguladores



El regulador solar o regulador de carga es un dispositivo necesario en la instalación solar ya que se encarga de controlar la entrada a las baterías de la energía generada en los paneles solares. El regulador permite, por un lado, alargar la vida de la batería y por el otro, obtener información y parámetros del funcionamiento de la instalación. Permite alargar

la vida de las baterías ya que permite el paso de la electricidad según el estado

Oscar Muñoz Prades



en que se encuentre la batería en cada momento. Por ejemplo, cuando esta esté a un nivel de carga inferior al 95%, permitirá el paso libre de toda la electricidad con el objetivo de cargarla cuanto antes posible. Mientras que, si se encuentra en un porcentaje de carga del 95 al 99%, permitirá el paso de forma muy controlada que es lo que llamamos carga de flotación, con el fin de llenar al máximo la batería. Por otra parte, si la batería se encuentra completamente cargada, cortará el paso de corriente para evitar sobrecargas o un sobrecalentamiento del acumulador. Gracias a realizar la carga de esta forma, se evitan problemas en las baterías solares y se alarga al máximo sus años de vida.

Existen 2 tipos de reguladores de carga, el PWM o convencional, y el MPPT o maximizador. El uso de uno u otro dependerá del tipo de placa solar que utilicemos. Si se tratan de placas solares de 36 o 72 células (paneles de hasta 200W) será suficiente usar un regulador PWM ya que estas placas tienen un voltaje en el punto de máxima potencia alto. Mientras que si usamos placas de 60 células (paneles de potencia superior a 200W) será de uso obligatorio el regulador MPPT, ya que estas placas tienen un voltaje menor pues priorizan el amperaje en lugar del voltaje, con lo cual será necesario siempre un regulador MPPT el cual modula el voltaje del panel y lo adapta a las características de las baterías conectadas.

#### 4.3.1 – Cálculo del regulador.

Para el cálculo de los reguladores debemos tener en cuenta la cantidad de líneas en paralelo de paneles fotovoltaicos se va a conectar a cada uno. Lo primero es calcular los amperios pico de la instalación, para ello multiplicamos el número de líneas de paneles por la intensidad pico de cada panel. El resultado lo dividimos entre la intensidad de cada regulador y tendremos el número de reguladores necesarios. Ahora solo hay que distribuir el número de líneas entre el número de reguladores de forma que quede lo más equilibrado posible. Hay que asegurarse que el número de líneas multiplicado por la intensidad pico de cada panel sea inferior a la intensidad máxima del regulador.

Oscar Muñoz Prades

#### 4.4 – Inversor



Los convertidores o inversores se utilizan para convertir la corriente de 12, 24 o 48 voltios (corriente continua) almacenada en las baterías, en corriente de 220 voltios (corriente alterna) como la que utilizamos en nuestras viviendas.

Los inversores de onda modificada sólo sirven para aparatos sin motor y poco complejos, para el uso de iluminación, televisor, reproductor de música o de DVD, etc. Estos inversores generan una onda de corriente generada electrónicamente.

Por otro lado, los inversores de onda senoidal pura generan la misma onda que la que recibimos en el hogar. Son más caros que los de onda modificada, pero pueden utilizarse con todo tipo de aparatos con motor, simples, complejos o de electrónica sensible ofreciendo un funcionamiento excelente.

Para la instalación que nos ocupa, se tomará la segunda opción, inversores de onda senoidal pura ya que gran parte de la energía producida va a ser para el funcionamiento de maquinaria de la propia empresa, la parte de iluminación y oficinas representa un porcentaje mucho menor en comparación al de los motores de las líneas de producción.

##### 4.4.1 – Cálculo del inversor.

Para el cálculo del inversor hay que sumar todas las potencias que tenemos en la instalación. Una vez tenemos la potencia total, seleccionamos uno o varios inversores que superen esta potencia para poder suministrar el 100% de la energía demandada. Además, en los cálculos deberemos tener en cuenta el rendimiento del inversor, ya que si no dice nada tomaremos como valor el 90%.

#### 4.5 – Estructura para sujeción de los paneles

El tipo de soporte utilizado con las placas solares es un elemento muy esencial para el máximo aprovechamiento de la radiación solar. A la hora de la instalación de las placas, debemos pensar en obtener el máximo provecho de las mismas. Para ello, hay que tener en cuenta dos factores claves: la inclinación y la orientación.

##### 4.5.1 – Orientación e inclinación de la estructura.

Oscar Muñoz Prades

La estructura de nuestra instalación estará orientada hacia el sur geográfico. De esta forma tendremos las placas con su orientación óptima en nuestra zona y además estarán distribuidas de acorde con a la orientación de la nave industrial.

Para determinar la inclinación de los paneles fotovoltaicos, en primer lugar, es necesario conocer en que época del año va a haber más consumo eléctrico. No siempre el mayor consumo tendrá relación con la temporada con menos horas de sol. Por ejemplo, puede darse el caso de que en verano se deba conectar la depuradora de la piscina, además de que los frigoríficos y congeladores van a necesitar trabajar más tiempo. En este caso concreto, se deberán colocar las placas solares en un grado de inclinación que optimice el rendimiento los meses de verano. Si bien a priori sin el conocimiento de los consumos, se hubiese partido de la inclinación de invierno al tratarse de una instalación de uso diario todo el año.

En el caso de que los consumos sean estables durante todo el año o bien más acentuados en los periodos invernales, se deberá utilizar la inclinación más adecuada para el mes de diciembre. Diciembre es el mes en el cual la circunferencia del sol en el cielo es más pequeña ya que este se encuentra a mayor cercanía de nosotros. Esto significa un menor número de horas de sol al cabo del día. Además, durante esta época del año, el sol incide de forma indirecta no perpendicular a diferencia del verano.

#### 4.6 – Cableado

Como en toda instalación eléctrica la manera de conectar los distintos elementos que aparecen en ella se hace mediante unos conductores eléctricos. Estos conductores vienen determinados por una serie de características como puede ser la longitud que tienen, la conductividad del mismo, la sección o la intensidad que les atraviesa. Dependiendo de estas características habrá que escoger un tipo de cable según la zona de la instalación en la que nos encontremos.



## 5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

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.

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

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

3. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará 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:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

4. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

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.

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.

## 6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

### 6.1 Generalidades

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

### 6.2 Programa de mantenimiento

- 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.

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

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

- 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 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.

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

- 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.

Oscar Muñoz Prades

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

### 6.3 Garantías

#### 1. Ámbito general de la garantía:

- 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.

- 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.

#### 2. Plazos:

- 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.

- 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.

#### 3. Condiciones económicas:

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

Oscar Muñoz Prades



- 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.

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

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

#### 4. Anulación de la garantía:

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en el último apartado de condiciones económicas.

#### 5. Lugar y tiempo de la prestación:

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

- El suministrador atenderá 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.

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

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas 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.

## 7. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El mantenimiento en una instalación fotovoltaica es bastante sencillo, si se realizan las revisiones que se tocan no debería haber problemas en nuestra instalación. Si no fuese así podríamos tener bastantes problemas.

Algunas tareas como la limpieza y la revisión del material esté en perfectas condiciones son fundamentales, ya que de no ser así el rendimiento de nuestra instalación disminuiría. Al mismo tiempo si los elementos de nuestra instalación no tienen su mantenimiento, la vida de estos se acortaría debido al deterioro.

### 7.1 Mantenimiento Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es general y rara vez presenta problemas. Dos aspectos a tener en cuenta primordialmente son, por un lado, asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas producidas por la suciedad pueden llegar a ser de un 5%, y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada.

El mantenimiento de los paneles solares fotovoltaicos son los siguientes:

#### 7.1.1 Limpieza periódica de los paneles

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia de barro, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares. La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

El proceso de limpieza depende lógicamente del proceso de ensuciado, en el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos poniendo pequeñas antenas elásticas que impidan que se posen.

#### 7.1.2 Inspección visual de posibles degradaciones

Este tipo de mantenimiento se realizará 2 veces cada mes:

- Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).
- Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

Oscar Muñoz Prades

### 7.1.3 Control de la temperatura del panel

Este mantenimiento lo haremos de forma trimestral:

- Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

### 7.2 Mantenimiento Reguladores

El mantenimiento del regulador es bastante sencillo por lo que tendremos en cuenta que el área donde estén ubicados este limpia, seca y bien ventilada, además de estar protegida de los rayos solares.

Como es lógico también tendremos que comprobar que el funcionamiento del regulador es el normal, es decir, que no se producen ruidos extraños ni cualquier cosa que no sea usual en su funcionamiento.

### 7.3 Mantenimiento Inversores

Los inversores son uno de los equipos más delicados de la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen del emplazamiento de estos y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc.). Las instrucciones que a continuación se muestran son válidas para el emplazamiento en el interior de un edificio sometido a rangos de temperatura normales (0-40°C a la sombra). Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

- Cada mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

- Cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

- Cada año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución y del resistor EVR.
  - Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
  - Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
  - Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
  - Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de esta,

controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Revisión de funcionamiento de la calefacción.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento / GFDI Comprobar el funcionamiento y la señalización
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
  - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
  - Interruptores automáticos.
  - Interruptores de potencia.
  - Interruptores de protección de motores por accionamiento manual o mediante la tecla de control (si existe).
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V.
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.
- Revisión de funcionamiento de los contactos de la puerta.

Es muy recomendable guardar y archivar regularmente los datos del programa suministrado por el fabricante. Esto puede realizarse por consulta a distancia o durante el mantenimiento de rutina.

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, las operaciones de mantenimiento se deben realizar con los inversores desconectados y sin tensión.

#### 7.4 Mantenimiento de las Baterías

Es aconsejable, al menos una vez al mes, limpiar la parte superior de las baterías y bornes con una mezcla de bicarbonato sódico y agua (unos 100gr de bicarbonato por cada litro de agua). Una vez limpio, lavamos bien con agua y secamos con un trapo seco.

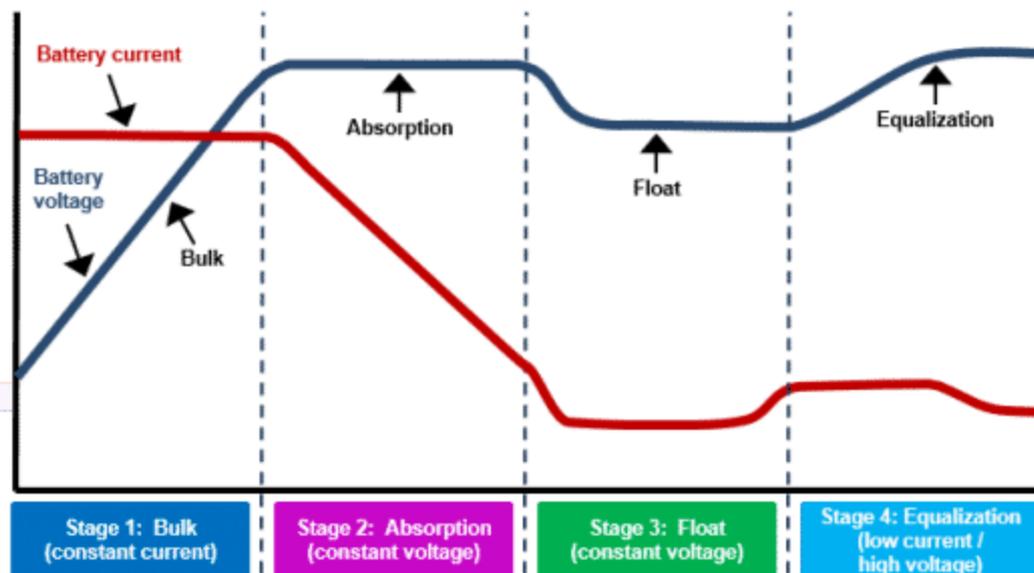
Durante el proceso de la limpieza, es importante que las baterías solares estén bien cerradas para evitar que entre bicarbonato dentro de ellas.

Los terminales de conexión es recomendable limpiarlos dos o tres veces al año siguiendo el mismo procedimiento, y también, si es posible, aplicando vaselina para cubrir las conexiones.

También se debe vigilar nivel de electrolito una vez al mes. En caso de ser necesario, rellenar de electrolito hasta el nivel recomendado mediante agua destilada o de bajo contenido mineral. También, si disponemos de un densímetro, es recomendable comprobar una vez al mes el estado de carga de la batería y su capacidad mediante la medición de la densidad de electrolito.

Si cuando las baterías están a plena carga existen diferencias en la densidad específica de algún elemento superior a 0,015 gr/cm<sup>3</sup>, será necesario efectuar una igualación de carga, o de ecualización.

El proceso de ecualización consiste, básicamente, en una sobrecarga de la batería, es decir, en aumentar el voltaje de cada elemento a 2,5V, o 30V en caso de baterías de 24V, para “limpiar” la disolución interna de la batería y recuperar así la capacidad de la misma. El proceso de ecualización se realiza únicamente con baterías plomo-ácido abiertas, nunca en otro tipo.



Sin embargo, cuando las baterías están a plena carga la densidad de algún elemento es inferior a 0,030 gr/cm<sup>3</sup> por debajo de la máxima, entonces es recomendable reemplazar dicha batería, pues podría estar defectuosa o demasiado envejecida.

Se deberá verificar que el estado de carga de la batería se corresponde con las indicaciones del regulador de carga. En el caso de que este no disponga de carga de ecualización automática, se realizará de forma manual.

Como siempre, debemos seguir las indicaciones de cada fabricante antes de realizar cualquier proceso de mantenimiento.

## 7.5 Mantenimiento del Grupo Electrónico

Para garantizar el buen funcionamiento de los grupos electrógenos y prolongar su vida útil es necesario realizar un mantenimiento adecuado y

Oscar Muñoz Prades



específico para cada uno de los sistemas que componen los equipos: motor mecánico, alternador, chasis, depósito de combustible, batería y panel de control.

Este mantenimiento de los grupos electrógenos debe ser periódico y requiere entrenamiento, así como herramientas y conocimientos específicos, razón por la que debe ser realizado por personal cualificado que, además, conozca y respete las normas de seguridad.

Para el mantenimiento de grupos electrógenos podemos distinguir 3 tipos de revisiones:

- Revisiones esporádicas: Este es un tipo de control básico, muy sencillo de realizar, del que se encarga el propio usuario del grupo electrógeno: consiste en, periódicamente y durante algunos minutos, poner en marcha el equipo siguiendo las instrucciones establecidas por el fabricante.

- Revisiones periódicas y extraordinarias: Las revisiones periódicas deben llevarlas a cabo técnicos debidamente preparados. Dado que la función de este tipo de grupos electrógenos es entrar en funcionamiento exclusivamente cuando se produce un fallo en la red eléctrica, es importante cambiar una vez al año, como mínimo:

- El aceite.
- El filtro del aceite.
- El filtro del gasoil.
- El pre-filtro del gasoil, si lo lleva.

Además de todos los citados anteriormente, en todo grupo electrógeno hay una serie de componentes que también requieren mantenimiento preventivo:

- Escapes de gas: revisión del silencioso y del flujo del escape.
- Partes móviles: revisión de los ventiladores, las correas y sus respectivos tensores. Los alternadores tienen rodamientos que no suelen requerir mantenimiento, pero sí deben ser reemplazados tras unas 25.000 horas de uso.
- Bobinados: en ocasiones es aconsejable medir la resistencia óhmica de la carrocería que protege el equipo para averiguar si existe un adecuado aislamiento a tierra.
- Panel de control: revisión de los fusibles y limpieza de los contactos en caso necesario.

## 7.6 Mantenimiento estructuras de los paneles

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se realizará cada seis meses y consistirá en:

- Anualmente:
  - Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc.)
  - Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando

Oscar Muñoz Prades

el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.

- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

### 7.7 Mantenimiento de las características eléctricas (Cableado)

Se revisará anualmente el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

### 7.8 Mantenimiento Protecciones de la instalación Solar Fotovoltaica

Las protecciones del circuito eléctrico de la instalación solar fotovoltaica han de encontrarse siempre en perfecto estado de funcionamiento ya que de estas depende la totalidad de las condiciones de seguridad tanto de equipos como de usuarios.

Las operaciones de mantenimiento que habrá que realizará el usuario son:

- Cada 3 meses:

- Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.

- Cada año:

- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante el siguiente procedimiento:
  - Acción manual sobre el botón de prueba que incluye el propio interruptor diferencial.
  - Desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo (o) de mando de conexión-desconexión.
  - Acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición de conexión para recuperar el suministro eléctrico.

Oscar Muñoz Prades



- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos. Cuando por sobreintensidad o cortocircuito saltara un interruptor magnetotérmico habría que actuar de la siguiente manera:
  - Desconexión de aquel receptor eléctrico con el que se produjo la avería o, en su caso, desconectar el correspondiente interruptor.
  - Rearme (o activado) del magnetotérmico del fallo para recuperar el suministro habitual.
  - Revisión del receptor eléctrico que ha originado el problema o, en su caso, comprobación de que su potencia es menor que la que soporta el magnetotérmico.

- Cada 5 años:

- Limpieza superficial de las clavijas y receptores eléctricos, siempre con bayetas secas y en estado de desconexión.
- Limpieza superficial de los mecanismos, siempre con bayetas secas y preferiblemente con desconexión previa de la corriente eléctrica.

*Las operaciones de mantenimiento que tendrá que realizar el personal cualificado son:*

- Cada año:

- Comprobación del funcionamiento de todos los interruptores del cuadro de mando y protección, verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado.

- Cada 2 años:

- Revisión general, comprobando el estado del cuadro de mando y protección, los mecanismos alojados y conexiones.
- Comprobación mediante inspección visual del estado del interruptor de corte y de los fusibles de protección, el estado frente a la corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálico de la misma.
- Verificación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores, reparándose los defectos encontrados.

- Cada 5 años:

- Comprobación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen, reparándose los defectos encontrados.
- Revisión de la rigidez dieléctrica entre los conductores.

- Cada 10 años:

- Revisión general de la instalación. Todos los temas de cableado son exclusivos de la empresa autorizada.

*Se tomarán todas las precauciones referidas a trabajos con inminente riesgo eléctrico.*

Oscar Muñoz Prades

## 7.9 Mantenimiento Puesta a Tierra

Es imprescindible mantener la puesta a tierra tanto de la instalación solar fotovoltaica como la de las instalaciones auxiliares de las distintas casetas ya que de esta depende el correcto funcionamiento de las protecciones que dependen de ella. Las operaciones de mantenimiento a realizar son:

- Cada año:
  - En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra (masas metálicas, enchufes, neutros de los equipos, etc.)
  
- Cada 2 años:
  - Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
  - Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a  $20\Omega$ . En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.
  
- Cada 5 años:
  - Comprobación del aislamiento de la instalación interior (entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a  $250.000\text{ Ohm}$ ). Se reparan los defectos encontrados.
  - Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores, especialmente si se han realizado obras en aseos, que hubiesen podido dar lugar al corte de los conductores. Reparación de los defectos encontrados.

## 8. GARANTIA

### 8.1 Aspectos Generales

La instalación fotovoltaica será reparada de acuerdo con las condiciones generales si ha habido una avería debido a un defecto de algún elemento o si a la hora de montarse la instalación hubo algún fallo. Se arreglará siempre y cuando la instalación haya sido manipulada de forma correcta tal y como pone en el manual de instrucciones.

La garantía se le facilitará al comprador de la instalación el día de la entrega de la misma. Esta tendrá su certificado de garantía debidamente justificado.

### 8.2 Plazos

Garantizamos el buen funcionamiento de la instalación durante 3 años para todos y cada uno de los materiales y elementos utilizados en el montaje del mismo.

Oscar Muñoz Prades



Los paneles solares de Amerisolar ofrecen una garantía de 12 años en perfecto funcionamiento. Por otro lado, nos garantizan que la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos se asegura un funcionamiento de 12 años al 91,20% y a los 30 años al 80,6%.

El fabricante del regulador, Schneider Electric, nos ofrece una garantía de 5 años. Por otro lado, el suministrador del inversor, Victron Energy nos ofrece también una garantía de 5 años.

Para el grupo electrógeno tendremos una garantía de 5 años, el fabricante es KAISER.

TechnoSun, nos ofrece una garantía de 3 años para nuestras baterías. Podemos observar que es el producto en el que menos garantía nos ofrece.

Si por algún motivo el suministrador interrumpiese el funcionamiento de la instalación por razones de mantenimiento o por reparaciones que tuviese que realizar, el plazo se ampliará por la duración de las interrupciones.

### 8.3 Condiciones económicas

- La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas de fábrica, así como la mano de obra.
- En la garantía están 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, etc.
- Se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

### 8.4 Anulación de la garantía

La garantía podrá ser anulada cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, solo si han sido personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

### 8.5 Tiempo y lugar de la prestación

- Cuando el usuario detecte el mal funcionamiento de la instalación lo comunicará de forma inminente al suministrador.

Oscar Muñoz Prades

- Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará al fabricante.

- 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.

- 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 cargo del suministrador.

- 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.

## 9. SEGURIDAD Y SALUD

### 9.1 Normativa

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA ha aprobado el REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de octubre de 1997.

En este Real Decreto se define el nuevo ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD, así como el ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD y el PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO. Según el artículo 17 de este Real Decreto, es obligatoria la inclusión del Estudio de seguridad y salud o del Estudio Básico de seguridad y salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

La elaboración del Estudio de Seguridad y Salud será obligatorio en el caso de:

1. El presupuesto de ejecución para contrata igual o superior a 451.000 Euros.
2. La duración de la obra superior a 30 días laborables y presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
3. La suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra superior a 500.
4. Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas. En el resto de proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

En el resto de proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

### 9.2 Descripción de la instalación y situación

La obra objeto de este estudio son las instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados para la instalación de un conjunto de placas fotovoltaicas para generación de energía eléctrica.

### 9.3 Descripción de los procesos

#### • TÉCNICAS DE PREVENCIÓN EN SEGURIDAD

El análisis de los riesgos, se han analizado y especificado, con respecto a los trabajos que se engloban en esta obra. Así como también se han redactado las medidas preventivas que se tienen que tomar, con el fin de minimizar al máximo posible, la probabilidad de un incidente.

Periódicamente, y a nivel de orden interno, está previsto que el equipo asesor en temas de seguridad de la empresa, realice visitas de inspección con el fin de:

- Detectar riesgos no previstos en este Plan.
  - Evaluar la necesidad de nuevos elementos de protección.
  - Adecuación uso y estado de conservación de protecciones personales y colectivas.
  - Cumplimiento de las medidas preventivas del Plan y las modificaciones y/o ampliaciones mencionadas por el equipo de coordinadores en fase de ejecución de la obra, contratados por la propiedad.
  - Proponer y preparar charlas y/o cursillos de formación en temas de seguridad para el personal de la empresa, tanto de cariz general, como específico del tipo de obra que se está realizando.
  - Instalaciones.
  - Iluminación. Comunicaciones y señalizaciones.
  - Varios.
- **IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE RIESGOS DE LAS DIFERENTES FASES DE OBRA Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN**

ESTIMACIÓN DEL VALOR DEL RIESGO (GR)		(SV) CONSECUENCIAS		
		L LEVE	G GRAVE	MG MUY GRAVE
(PB) PROBABILIDAD	B BAJA	Trivial 1	Tolerable 2	Moderado 3
	M MEDIA	Tolerable 2	Moderado 3	Importante 4
	A ALTA	Moderado 3	Importante 4	Severo 5

Valor del Riesgo	ACCIÓN Y TEMPORIZACIÓN
<b>1</b> Trivial	No se requiere acción específica
<b>2</b> Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Sin embargo se deben considerar soluciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante. Se requieren comprobaciones periódicas para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
<b>3</b> Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Las medidas para reducir el riesgo deben implantarse en un período determinado. Cuando el riesgo moderado está asociado con consecuencias altas, se precisará una acción posterior para establecer, con más precisión, la probabilidad de daño como base para determinar la necesidad de mejora de las medidas de control.
<b>4</b> Importante	No debe comenzarse el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo. Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo. Cuando el riesgo corresponda a un trabajo que se está realizando, debe remediarse el problema en un tiempo inferior al de los riesgos moderados.
<b>5</b> Severo	No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo. Si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos ilimitados, debe prohibirse el trabajo.

### ACOMETIDAS POR SERVICIOS PROVISIONALES DE OBRA

Entendemos por servicios provisionales de obra las instalaciones eléctricas y el alumbrado. Se hará uso de las instalaciones de la propiedad, pero se debe tener en cuenta la necesidad de tener provisionales para la ejecución (subcuadros)

#### Análisis de riesgos:

ACOMETIDAS PARA SERVICIOS PROVISIONALES DE OBRA			
RIESGOS	PB	SV	GR
Caída a diferente nivel.	M	G	3
Caída al mismo nivel.	M	L	2
Cortes por utilización de herramientas.	B	G	2
Sobreesfuerzos por posturas forzadas o soportar cargas.	M	G	3

#### Medidas preventivas:

- Localización de las instalaciones existentes y comprobación de las mismas. Anular las posibles interferencias.
- Antes de empezar los trabajos se tendrá que conocer la ubicación y las características de los servicios públicos subterráneos y aéreos que pudieran atravesar la zona de trabajo (agua, gas, electricidad, saneamiento, etc.). Una vez identificados, es preciso conectar con las empresas correspondientes a las que pertenecen y proceder en consecuencia, solicitando el desvío de la instalación o, en el caso de la instalación eléctrica, su desconexión.
- Una vez acabada la ubicación de las instalaciones, éstas se señalarán convenientemente.

Oscar Muñoz Prades



- Todas las tareas en las proximidades de las instalaciones, se harán con el máximo cuidado para no deteriorarlas.

En caso de duda, todos los cables subterráneos observados se tratarán como si estuvieran en tensión.

- Se prohíbe la manipulación de los servicios públicos subterráneos y aéreos.

**Equipos de protección individual:**

- Casco de seguridad.
- Calzado de seguridad, con puntera reforzada y protección anti-clavos
- Ropa de trabajo.
- Protecciones auditivas.

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y ESPECIALES**

Se califica como instalación eléctrica de baja tensión todo conjunto de aparatos y de circuitos asociados en previsión de un fin particular: producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o inferiores a 1000 V para corriente alterna, y 1500 V. para corriente continua.

Los instaladores de electricidad y especiales realizan los siguientes trabajos:

- Acopio de materiales
- Montaje de las canalizaciones: bandejas, tubos y cajas de derivación
- Tendido de cables
- Montaje y conexionado de los cuadros (cuadro de caldera) y de los equipos (quemador)
  - Pruebas y puesta en marcha

**Análisis de riesgos:**

INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y ESPECIALES			
RIESGOS	PB	SV	GR
Caída a diferente nivel	M	G	3
Caída de objetos por desplome	B	L	2
Caída de objetos por manipulación	B	L	1
Golpes contra objetos inmóviles	B	L	1
Proyección por fragmentos o partículas	B	G	2
Sobreesfuerzos	M	G	3
Contactos eléctricos (Riesgo causado por la acumulación de gases y combustibles)	B	G	2
Contactos térmicos	B	M	3
Explosiones (Riesgo causado por la acumulación de gases y combustibles)	B	M	3
Incendios (Riesgo causado por la acumulación de gases y combustibles)	B	G	2
Enfermedades causadas por agentes químicos (Riesgo causado por la posible ausencia de suficiente oxígeno en el aire o la presencia de gases tóxicos o polvo)	B	G	2
Enfermedades causadas por agentes físicos	B	L	1

Oscar Muñoz Prades

## **Medidas preventivas:**

Puesta a punto de la obra para realizar esta actividad:

- Independientemente de los riesgos generados por nuestra propia actividad, por el hecho de realizar nuestra tarea en instalaciones ajenas a nuestra sede social, estar en el dispuesto en cuanto a coordinación de empresas que comparten centro de trabajo.
- Sobre todo, con respecto a la evaluación de riesgos, planificación de emergencias, información a nuestros operarios, etc.
- Gafas de protección necesarias para realizar los trabajos eléctricos.

## **Proceso:**

*Red interior eléctrica y especial:*

- El personal encargado del montaje de la instalación tiene que conocer los riesgos específicos y el funcionamiento de los medios auxiliares necesarios para realizarlos con la mayor seguridad posible.
- Para evitar el riesgo de caída al mismo nivel se tendrá que mantener la zona limpia y ordenada.
- En la manipulación de materiales tendrá que considerarse posiciones ergonómicas para evitar golpes, heridas y erosiones.
- Los operarios que realicen el transporte del material tendrán que utilizar el casco de seguridad, guantes de cuero y lona (tipo americano), rana de trabajo y botas de cuero de seguridad.
- Se vigilará en todo momento la buena calidad de los aislamientos así como la correcta disposición de interruptores diferenciales y magnetotérmicos en el cuadro de zona.
- En la fase de obra de apertura y cierre de regatas se cuidará el orden y la limpieza de la zona de obra, para evitar el riesgo de traspies.
- La iluminación mínima en las zonas de trabajo tiene que ser de 100 lux, medidos a una altura sobre el pavimento de dos metros.
- La iluminación mediante portátiles se efectuará utilizando "portalámparas estancos con mango aislante" y rejilla de protección de la bombilla; alimentados en 24 Voltios.
- Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra, sin la utilización de las clavijas macho-hembra
- Las escaleras de mano a utilizar serán de tipos tijeras, dotados con zapatos antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos de caída a diferente nivel debido a trabajos realizados sobre superficies inseguras.

Oscar Muñoz Prades

- Las herramientas a utilizar por los electricistas instaladores, estarán protegidas por doble aislamiento (categoría II).
- Las herramientas de los instaladores en el que el aislamiento esté deteriorado serán retiradas y sustituidas por otros en buen estado, de forma inmediata.
- Para evitar la conexión accidental en la red, de la instalación eléctrica del edificio, el último cableado que se ejecutará será el que va del cuadro general al de la compañía suministradora, guardando en sitio seguro los mecanismos necesarios para la conexión, que serán los últimos al instalarse.
- Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica serán anunciadas a todo el personal de la obra antes de ser iniciada, para evitar accidentes.
- Antes de hacer entrar en carga la instalación eléctrica, se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y empalmes de los cuadros eléctricos, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de baja Tensión. Los operarios que realicen la instalación de la red interior tendrán que utilizar casco de seguridad, guantes de cuero y lona (tipo americano) o guantes aislantes, en caso necesario, rana de trabajo y botas de cuero de seguridad.

#### **Equipos de protección individual:**

- Casco homologado.
- Calzado de seguridad.
- Gafas de protección.
- Guantes de seguridad.
- Protecciones auditivas.

#### **9.4 Rendimiento de la instalación**

En este apartado vamos a ver en cuantos años recuperamos la inversión inicial y que rentable nos saldría nuestra instalación.

Los consumos que tendrá la instalación serán los estimados, que están justificados en el estudio energético, y se tendrá en cuenta el precio a la que está la factura de la luz actualmente, 0.13 €/kWh.

Tendremos en cuenta que en los próximos 15-20 años el precio variará por lo que escogemos, por tanto, aumentamos de año en año un 3% el precio del primer año.

Aquí podemos observar cómo se han realizado los cálculos:

MESES	kWh/mes	Precio kWh	DINERO AHORRADO
ENERO	26064,904	0,13 €	3.388,44 €
FEBRERO	30793,12		4.003,11 €
MARZO	38022,672		4.942,95 €
ABRIL	23452,72		3.048,85 €
MAYO	28715,488		3.733,01 €
JUNIO	34058,536		4.427,61 €
JULIO	33848,758		4.400,34 €
AGOSTO	41513,4		5.396,74 €
SEPTIEMBRE	34636,708		4.502,77 €
OCTUBRE	25432,526		3.306,23 €
NOVIEMBRE	29686,288		3.859,22 €
DICIEMBRE	20081,314		2.610,57 €
DINERO AHORRADO ANUAL			47.619,84 €

Como observamos en la tabla el dinero ahorrado son 47.619,84 €, este sería el dinero que dejaríamos de pagar el primer año si tuviéramos nuestra instalación funcionando. Como hemos mencionado anteriormente, cada año suponemos un aumento del 3% de la factura de la luz, por tanto, cada año ahorraremos un poco más.

Ahora observaremos en cuantos años nos saldría rentable nuestra instalación, es decir, en cuantos años con el dinero que nos ahorramos cada año habríamos pagado nuestra instalación y estaríamos aprovechando su uso con coste cero. Teniendo en cuenta que nuestra instalación supone una inversión inicial de 956.331,73€, el año en que recuperamos la inversión es:

AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN			
AÑO	PRECIO	DINERO INGRESADO	DINERO ACUMULADO
1	0,1300 €	47.619,84 €	47.619,84 €
2	0,1339 €	49.048,43 €	96.668,27 €
3	0,1379 €	50.519,88 €	147.188,15 €
4	0,1421 €	52.035,48 €	199.223,63 €
5	0,1463 €	53.596,55 €	252.820,18 €
6	0,1507 €	55.204,44 €	308.024,62 €
7	0,1552 €	56.860,58 €	364.885,20 €
8	0,1599 €	58.566,39 €	423.451,59 €
9	0,1647 €	60.323,38 €	483.774,97 €
10	0,1696 €	62.133,09 €	545.908,06 €
11	0,1747 €	63.997,08 €	609.905,14 €
12	0,1800 €	65.916,99 €	675.822,13 €
13	0,1853 €	67.894,50 €	743.716,63 €
14	0,1909 €	69.931,34 €	813.647,96 €
15	0,1966 €	72.029,28 €	885.677,24 €
16	0,2025 €	74.190,15 €	959.867,39 €
17	0,2086 €	76.415,86 €	1.036.283,25 €
18	0,2149 €	78.708,33 €	1.114.991,58 €
19	0,2213 €	81.069,58 €	1.196.061,17 €
20	0,2280 €	83.501,67 €	1.279.562,84 €
21	0,2348 €	86.006,72 €	1.365.569,56 €
22	0,2418 €	88.586,92 €	1.454.156,48 €

Oscar Muñoz Prades

Podemos observar que nuestra instalación empezará a ser rentable a partir del año 16. El coste de las baterías es lo que más encarece este tipo de instalaciones lo que conlleva que aún no se estén desarrollando muchas ya que el tiempo de recuperación de la inversión es bastante alto.

## 9.5 Estudio económico

### 9.5.1 Coste vatio pico instalado

En este apartado calcularemos el precio del Wp instalado en nuestra instalación. Este dato nos va a servir para ver si nuestra instalación está en unos costes razonables respecto a cómo se mueve el mercado. Lo calcularemos de la siguiente manera:

1. Obtendremos el coste total de la instalación (ya obtenido anteriormente)

2. Wp total de la instalación (Wp de cada placa por todas las placas en la instalación).

Coste Wpico = Coste total / Wp de la instalación

Coste Wpico = 790.340,28€ / 277440 Wp = 2,84€/Wp

El coste vatio pico de la instalación está dentro de los márgenes que consideramos normales, es decir, entre 2 y 3,5€.

### 9.5.2 Coste del kWh generado

En este apartado vamos a calcular el precio que nos cuesta producir nuestra electricidad, es decir, el coste del kWh generado. Para obtener este valor se necesita aplicarlos a un espacio de tiempo determinado. En este espacio de tiempo se tendrán en cuenta el coste inicial de la instalación, el coste de reposición de los elementos que deban ser sustituidos en su tiempo considerado, la energía generada y la energía aprovechada.

En este caso nos situaremos en dos escenarios posibles primero en un escenario de 25 años y seguidamente se contrastará con un escenario de 40 años.

### 9.5.3 Coste del kWh generado en 25 años

En este escenario poniéndonos en el caso más desfavorable tendremos que tener en cuenta, como se ha expuesto anteriormente, los siguientes costes:

- Coste inicial de la instalación.
- Coste reposición de los elementos que deban ser sustituidos en el tiempo considerado.
- Energía generada y energía aprovechada.

En este escenario las baterías, inversores y reguladores se tendrán que cambiar a los 15 años, por lo que nos quedaría un coste total de:

**Coste total sin IVA** = Coste inicial + Inversores + Reguladores + Baterías + Montaje y mano de obra = 790.340,28€ + 94.595,40 + 25.551,05 + 317.760 + 52.548,77 = **1.280.795,50 €**

Seguidamente, para obtener la energía producida en la zona se obtiene a partir de las horas solares pico por año, que en nuestro caso serán de 1540 horas/año. Por lo tanto, la producción acumulada en los 25 años será de:

**kWh totales 25 años** =  $277.440 \text{ Wp} * 1540 \text{ Horas} * 0,85 * 25 \text{ años} = 9.079.224 \text{ kWh}$

El coste por cada kWh generado será:

**Coste kWh sin IVA** = Coste total sin IVA / Wh total =  
 $1.280.795,50 \text{ €} / 9.079.224 \text{ kWh} = 0,141 \text{ €} / \text{kWh}$

**Coste kWh con IVA** = Coste total con IVA / Wh total =  
 $1.549.762,56 \text{ €} / 9.079.224 \text{ kWh} = 0,1707 \text{ €} / \text{kWh}$

#### 9.5.4 Coste del kWh generado en 40 años

Debemos cambiar de nuevo los inversores, reguladores y baterías, con lo que el coste para los 40 años será el siguiente:

**Coste total sin IVA** = Coste en 25 años + Inversores + Reguladores + Baterías + Montaje y mano de obra =  $1.280.795,50 + 94.595,40 + 25.551,05 + 317.760 + 52.548,77 = 1.771.250,72 \text{ €}$

**kWh totales 40 años** =  $277.440 \text{ Wp} * 1540 \text{ Horas} * 0,8 * 40 \text{ años} = 13.672.243,2 \text{ kWh}$

El coste por cada kWh generado será:

**Coste kWh sin IVA** = Coste total sin IVA / kWh =  
 $1.771.250,72 \text{ €} / 13.672.243,2 \text{ kWh} = 0,12955 \text{ €} / \text{kWh}$

**Coste kWh con IVA** = Coste total con IVA / kWh =  
 $2.143.213,37 \text{ €} / 13.672.243,2 \text{ kWh} = 0,1567 \text{ €} / \text{kWh}$

# PLIEGO DE CONDICIONES



## **1. Condiciones generales.**

Para garantizar la seguridad de la instalación y de todos los factores que van a intervenir en ella, ya sean como equipos o como personal, hay que cumplir la normativa vigente por la cual se rige el marco legal al que está cumplimentado dicho documento. La normativa que interviene es la siguiente:

- RD 900/2015, de 9 de octubre.
- RD 1110/2007, de 24 de agosto.
- RD Ley 15/2012, de 27 de diciembre.
- RD 235/2013, de 5 de abril.
- RD 413/2013, de 12 de julio.
- RD 842/2002, de 2 de agosto.

## **2. Definiciones.**

### **2.1 Radiación solar**

- Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

- Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

- Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m<sup>2</sup> o kWh/m<sup>2</sup>.

- 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.

### **2.2 Generadores fotovoltaicos**

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

- Célula de tecnología equivalente (CTE): célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

- Módulo fotovoltaico: conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

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

- Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

- 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 (GSTC): 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

- Potencia máxima del generador (potencia pico): potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

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

### **2.3 Acumuladores de plomo-ácido**

- Acumulador: asociación eléctrica de baterías.

- Batería: fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

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

- Capacidad nominal: C<sub>20</sub> (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<sub>100</sub> /C<sub>20</sub> = 1.25, C<sub>40</sub> /C<sub>20</sub> = 1.14, C<sub>20</sub> /C<sub>10</sub> =1.17.

- Capacidad útil: capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD<sub>máx</sub>.

- Estado de carga: cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

- Profundidad de descarga (PD): cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

- 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 cual 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<sub>20</sub> = 100 Ah) y la corriente se expresa como I<sub>20</sub> = 5 A.

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

## 2.4 Reguladores de carga

- 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.

- 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.

- 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.

## 2.5 Inversores

- Inversor: convertidor de corriente continua en corriente alterna.

- VRMS: valor eficaz de la tensión alterna de salida.

- Potencia nominal (VA): potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

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

- 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.

- Factor de potencia: cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

- Distorsión armónica total (THD (%)): parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida.

Se define como:

$$\text{THD (\%)} = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

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

## 3. Pliego de prescripciones técnicas particulares.

Además de toda la normativa a la que está sujeto el documento, se detallará también las especificaciones de los elementos que intervienen.

### **3.1. Módulos fotovoltaicos.**

- Potencia nominal:320W.
- Corriente de máxima potencia: 9A.
- Dimensiones: 1956mm X 992mm.
- Número de células: 72.
- Garantía: 12 años al 91.2%. 30 años al 80.6%.de la potencia nominal

#### **3.1.1. Célula.**

- Dimensiones: 156mmX156mm.
- Policristalina.
- Máxima categoría de no inflamabilidad.

#### **3.1.2. Caja de empalme.**

- Diodos by-pass incluidos.
- Totalmente sellada.

#### **3.1.3. Normas de calidad.**

- ISO 9001.
- ISO 14001.
- ISO 18001.
- IEC 61701.
- PV CYCLE.
- MSC.

### **3.2. Baterías.**

- Vida útil: 20 años. Más de 2300 ciclos de carga.
- Rendimiento: Superior a los valores definidos por las normas internacionales DIN.
- Mantenimiento: Bajo mantenimiento de rellenado. Recipiente transparente para facilitar visual control del nivel de electrolito.
- Seguridad operacional: Pruebas de cumplimiento extensa realizada bajo las normas europeas y mundiales y verificadas por agencia independiente.
- ISO 9001.
- ISO 14001.
- ISO 18001.

### **3.3. Inversor.**

- Tensión máxima de entrada: 900 V.
- Rendimiento máximo: 97,2%.
- Dimensiones: 1031 mm X 1761 mm X 877 mm.
- Peso: 900Kg.
- Rango de temperaturas de servicio: -20°C ... + 65°C.

#### **3.3.1. Salida de CA.**

- Tensión de red: 400V.

- Frecuencia nominal: 50/60 Hz.
- Potencia asignada: 77 kW.
- Intensidad máxima: 131 A.

### **3.3.2. Normas de calidad.**

- ISO 9001.
- ISO 14001.
- ISO 18001.

### **3.4. Regulador.**

- Tensión nominal: 12/24/36/48/60V.
- Intensidad nominal: 60A.
- Eficiencia: 99% a 60V.
- Rango de temperaturas de servicio: -20°C ... + 45°C.
- ISO 9001.
- ISO 14001.
- ISO 18001.

### **3.5. Soportes.**

- Ángulo inclinación: 20° hasta 60°.
- Anticorrosivo: inoxidable.
- Normas de calidad: AS / NZS 1170 / DIN 1055.

### **3.6. Protecciones de continua.**

#### **3.6.1. Fusibles 63A.**

- Tamaño de fusible: NH 000.
- Amperios: 63.
- Tipo de conexión: Tornillos.
- Tipo de fijación: Tornillos.
- Tensión: 500 V.
- Poder de corte: 120 KA.
- ISO 9001.
- ISO 14001.
- ISO 18001.

#### **3.6.2. Fusibles 80A.**

- Tamaño de fusible: NH 000.
- Amperios: 80.
- Tipo de conexión: Tornillos.
- Tipo de fijación: Tornillos.
- Tensión: 500 V.
- Poder de corte: 120 KA.
- ISO 9001.
- ISO 14001.
- ISO 18001.

### 3.7. Cables.

- Tensión de servicio: 600V / 1000V.
- Temperatura de servicio: -15°C ... 90°C.
- Libre de halógenos.

## 4. Diseño.

### 4.1 Orientación, inclinación y sombras

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 I.

*Tabla I*

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

En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado anterior, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

### 4.2 Dimensionado del sistema

1. Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.
2. Se realizará una estimación del consumo de energía.
3. Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ( $P_{mp, min}$ ) para cubrir las necesidades de consumo.
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 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 en la Memoria de Solicitud.
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 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.

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

#### **4.3 Sistema de monitorización**

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.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias.

#### **5. Especificaciones de ejecución.**

Para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, se tiene que seguir una serie de pasos al instalar los elementos:

En primer lugar, se deberá de tener en cuenta las normas de seguridad al instalar los elementos. Cualquier precaución es poca.

Una vez claras estas normas, se puede proceder a realizar el montaje de los soportes solares.

A continuación, se instalará en ellos los receptores solares.

Acto seguido se procederá al montaje de las baterías.

Después habrá que incorporar el regulador.

Más tarde, se instalará el inversor.

Y por último las protecciones.

Una vez instalados y cableados todos los elementos, se realizarán las pruebas pertinentes para garantizar que la instalación no sufre ningún fallo y que ningún elemento está defectuoso.

Por último, se necesitará que el responsable de obra firme el parte de trabajo como que la instalación está funcionando correctamente.

#### **6. Recepción y pruebas**

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.

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

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

3. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará 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:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

4. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

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.

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.

## **7. Mantenimiento.**

Una vez realizada la instalación y su puesta en marcha, con el transcurso del tiempo será necesario realizar un mantenimiento preventivo con el fin de garantizar que los elementos que intervienen en la misma no se deterioren, y que por lo tanto dejen de funcionar.

Anualmente, la empresa instaladora deberá de realizar mediciones y verificaciones para certificar que las características de los elementos no se han visto deterioradas y que por lo tanto están dentro de los márgenes que nos garantiza el fabricante.

En caso de que algún componente no funcione correctamente se reparará de manera inmediata. En caso de no poder ser reparado se repondrá por uno nuevo. Además, al ser una instalación de doble inclinación, se deberá de cambiar de manera manual la inclinación de los receptores solares dependiendo a la época del año en la que nos encontremos.

Por último, habrá que realizar un mantenimiento especial a los 15 años y a los 30. Se cambiarán en cada uno de estos mantenimientos las baterías, los

inversores y los reguladores. Puesto que las instalaciones tienen una vida útil de 42 años aproximadamente en condiciones normales, se deberá de volver a realizar la instalación completa, así como un nuevo estudio económico, ya que los precios, tanto de los materiales como del Kw/h habrá variado.

## **8. Solvencia.**

El presente proyecto será solvente si se siguen al pie de la letra las especificaciones de ejecución y su correspondiente mantenimiento. Además, se mantendrá la garantía siempre y cuando no se realicen modificaciones en la instalación original por personal no autorizado. La empresa instaladora se compromete a cumplir con los plazos establecidos para el montaje de la instalación mientras las condiciones del contrato con el contratista no se modifiquen.

## **9. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

### **9.1 Generalidades**

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

### **9.2 Programa de mantenimiento**

- 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.
- Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
  - Mantenimiento preventivo.
  - Mantenimiento correctivo.
- Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- 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 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.

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

- 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.

- 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.

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

### **9.3 Estructura de soporte**

- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

- 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.

- 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).

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

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

- 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.

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

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

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

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

#### **9.4 Cableado**

- Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

- 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.

- 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.

- Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo con la normativa vigente.

- Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

#### **9.5 Protecciones y puesta a tierra**

- 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.

- 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.

- 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.

## **9.6 Garantías**

### **1. Ámbito general de la garantía:**

- 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.

- 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.

### **2. Plazos:**

- 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.

- 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.

### **3. Condiciones económicas:**

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

- 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.

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

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

### **4. Anulación de la garantía:**

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en el último apartado de condiciones económicas.

#### 5. Lugar y tiempo de la prestación:

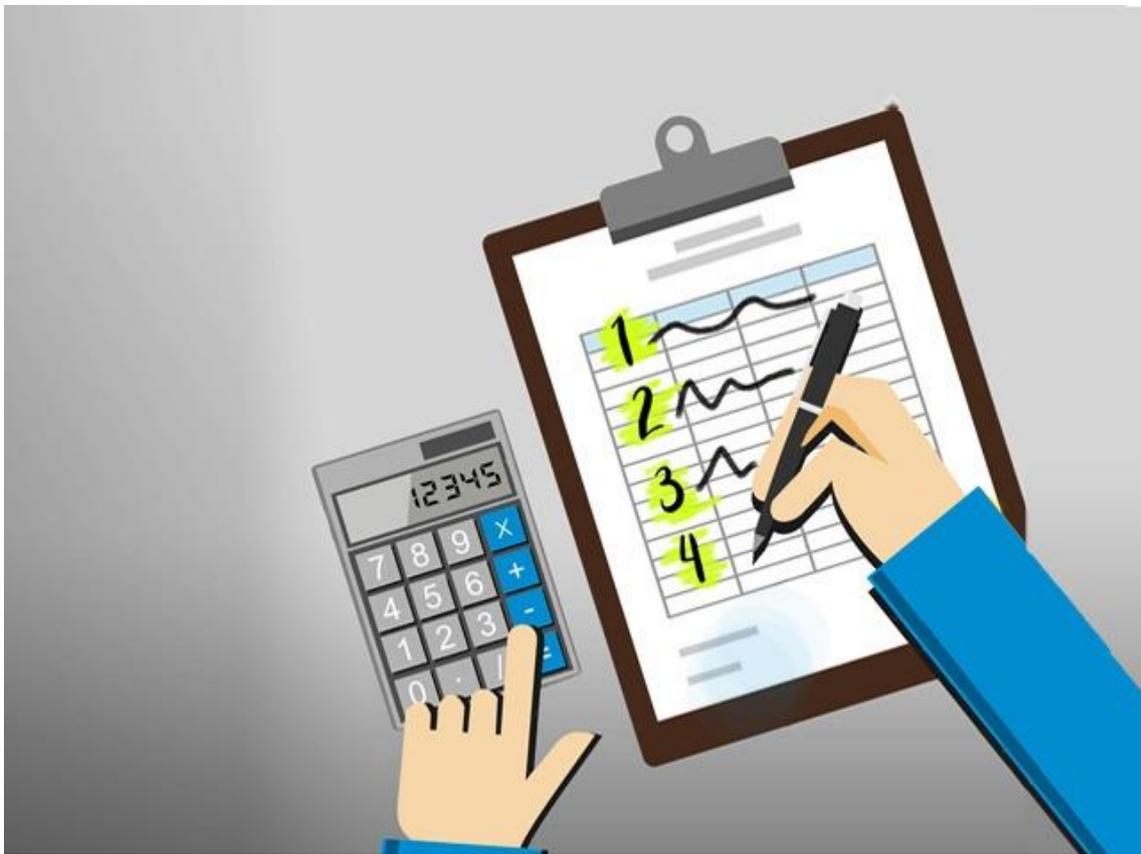
- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

- El suministrador atenderá 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.

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

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas 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.

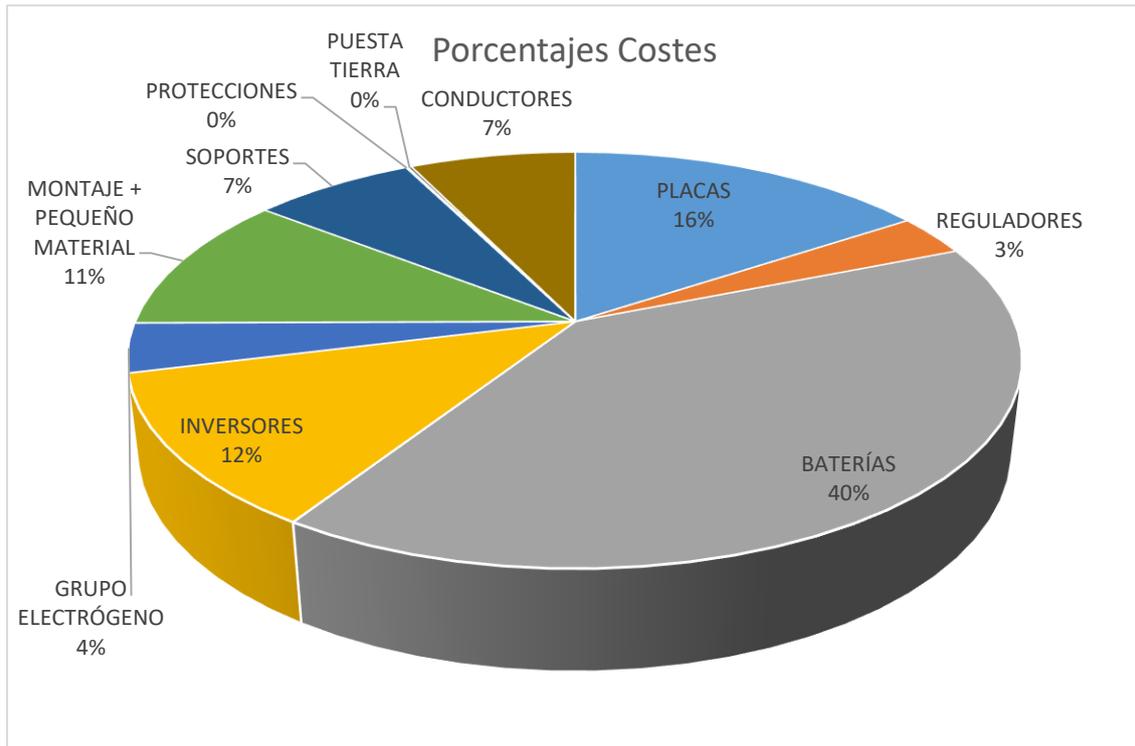
# PRESUPUESTO



## PRESUPUESTO

En este apartado se muestra la tabla resumen donde se calcula el presupuesto total de la instalación.

ELEMENTO	MODELO	UNIDADES	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
PLACAS	Panel Solar 320W 24V Amerisolar Policristalino	867	142,64 €	123.668,88 €
REGULADORES	REGULADOR SCHNEIDER MPPT 60 A 150V	49	521,45 €	25.551,05 €
BATERÍAS	Elemento estacionario OPzS transparente de plomo-ácido 4620Ah (C120) para instalaciones FV solares	480	662,00 €	317.760,00 €
INVERSORES	Inversor Red 70000W INGECON Sun Power 70 kW	6	15.765,90 €	94.595,40 €
GRUPO ELECTRÓGENO	GRUPO ELECTRÓGENO MOTOR CUMMINS 500KVA	1	30.290,16 €	30.290,16 €
SOPORTES PLACAS	Estructuras de suelo 1MFV	1	198,43 €	198,43 €
	Estructuras de suelo doble fila 26MFV	1	1.591,95 €	1.591,95 €
	Estructuras de suelo doble fila 40MFV	21	2.550,38 €	53.557,98 €
PROTECCIONES	CARTUCHO FUSIBLE DE TALLA NH-000 63 AMPERIOS	1	5,28 €	5,28 €
	CARTUCHO FUSIBLE DE TALLA NH-000 80 AMPERIOS	50	5,38 €	269,00 €
	BASE DE FUSIBLE PARA ATORNILLAR DE 63 AMP.	1	5,43 €	5,43 €
	BASE DE FUSIBLE PARA ATORNILLAR DE 80 AMP.	50	6,22 €	311,00 €
PUESTA A TIERRA	PICAS Cu 2m	4	8,10 €	32,40 €
	Cable Cu PAT 16 mm2	290m	2,60 €	1.276,00 €
CONDUCTORES	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 35 mm2	30	3,00 €	90,00 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 50 mm2	75	4,50 €	337,50 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 70 mm2	75	6,00 €	450,00 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 95 mm2	395	8,00 €	3.160,00 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 120 mm2	200	11,00 €	2.200,00 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 150 mm2	1105	16,10 €	17.790,50 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 185 mm2	510	23,00 €	11.730,00 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV 240 mm2	630	33,00 €	20.790,00 €
MONTAJE + PEQUEÑO MATERIAL	12%			84.679,32 €
<b>TOTAL SIN IVA</b>				<b>790.340,28 €</b>
<b>TOTAL CON IVA</b>				<b>956.311,73 €</b>



Como ya se ha explicado en la memoria, el coste que tienen actualmente las baterías supone un alto porcentaje del coste total de la instalación. En nuestro caso, pese a poner un grupo electrógeno para reducir el número de baterías, sigue siendo un 40% del coste total.

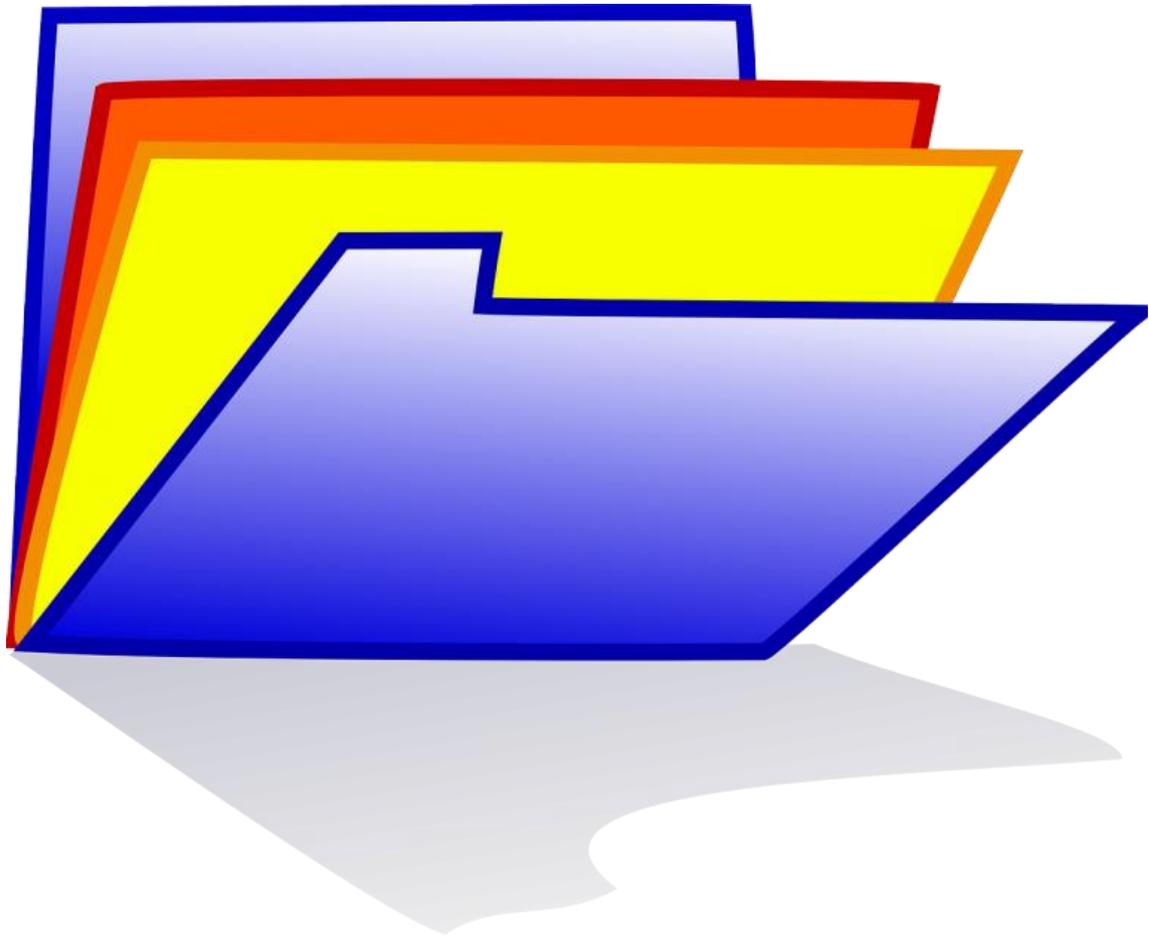
Junto a las baterías, las placas y los inversores representan un total del 68% del total de la instalación que es más de 2/3 del total.

Si observamos el porcentaje del cableado, puesta a tierra y protecciones, suman entre todas apenas un 7% del total de la instalación, por lo que estos elementos son los que menos nos deben preocupar a la hora de ahorrar.

Los soportes suponen un 7% del coste total, los reguladores un 3% y el grupo electrógeno que se ha elegido un 4% del coste total de la instalación.

El pequeño material junto al montaje y la mano de obra representan un total del 11% de la instalación.

# ANEXOS



## ANEXO 1 - CÁLCULOS

Un factor a tener en cuenta de gran importancia es la tensión de trabajo que tendremos en nuestra instalación. Es uno de los factores más importantes ya que al tener que suministrar energía a una empresa con un gran consumo, tendremos que generar una cantidad de energía muy alta por lo que nos interesa que nuestra instalación trabaje a mayor tensión para minimizar pérdidas en el cableado.

Para ello, utilizaremos reguladores maximizadores:

1. Permite reducir el coste de la instalación reduciendo los metros y el grosor del cable a utilizar.
2. Capacidad de suministrar la máxima potencia en el momento adecuado a las baterías.
3. Permite aprovechar hasta un 40% más el rendimiento de los paneles solares.

Por lo que se refiere a la tensión de trabajo de las baterías escogeremos 60 V porque nos interesa que sea lo más alta posible.

### 1.1 – REGULADOR MAXIMIZADOR Y PLACAS SOLARES

Lo primero de todo, debemos calcular la tensión de trabajo que tendrá nuestra instalación para posteriormente realizar un estudio sobre la radiación, los consumos y escoger las placas solares.

Para poder saber la tensión de trabajo de nuestra instalación, escogemos un regulador maximizador y comprobaremos que las características son las siguientes:

TENSIÓN DE LA BATERÍA	12/24/36/48/60 V
CORRIENTE DE CARGA NOMINAL	60 A
TENSIÓN SOLAR MÁXIMA	140 V / 150 V
RANGO DE Tª DE FUNCIONAMIENTO	-20 a +45°C
DIMENSIONES	368x146x138mm
PESO	4,8 kG
GARANTÍA	5 años

Las placas utilizadas tienen una tensión de vacío de 45,70 V, por lo que el número máximo de placas en serie que podemos poner es:

$$N_{ps} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_o} = \frac{150}{45.70} = 3,28 \text{ Placas.}$$

Oscar Muñoz Prades



Sabiendo que este valor es máximo, el número máximo de placas en serie son 3 placas.

Con este valor ya podemos calcular la tensión de trabajo que vamos a tener en la instalación.

La tensión de trabajo de las placas es de 37,1 V y al tener 3 placas en serie obtenemos una tensión de trabajo de:

$$V \text{ trabajo} = V \text{ placas} * N^{\circ} \text{ placas en serie} = 37,1 * 3 = \mathbf{111,3 V}$$

Se puede observar que la tensión de trabajo calculada es inferior a la tensión máxima que puede soportar el regulador maximizador. Esto indica que los cálculos y el procedimiento realizados son correctos.

Cabe destacar que, en las características del regulador, tenemos dos tensiones máximas, una es la tensión máxima de trabajo en funcionamiento y la otra es la tensión en circuito abierto. Para el cálculo de número máximo de placas en serie, utilizaremos la tensión en circuito abierto así nos aseguramos que trabaja con más margen.

Por otro lado, tendremos que determinar el número de líneas que irán conectados a los reguladores y cuantos reguladores nos harán falta. Para ello necesitaremos la intensidad máxima en cortocircuito del regulador que, mirando a sus características vemos que es de 60A en cortocircuito. Por lo que el número de líneas en paralelo máximo que admite el regulador es:

$$N^{\circ} \text{ de líneas por regulador} = \frac{I \text{ regulador}}{I \text{ pico placa}} = \frac{60}{9} = 6,667 \text{ líneas}$$

De nuevo, como es un número calculado es máximo, el número de líneas por regulador es de 6 líneas.

Para saber el número de reguladores necesarios, debemos saber primero el número de líneas en paralelo que vamos a tener en la instalación. Esto lo debemos calcular a partir del coeficiente más desfavorable. Partiendo del programa PVGIS, obtenemos las irradiancias a 15°, 30° y 60°. Los valores obtenidos son los siguientes:

Oscar Muñoz Prades

Mes	<i>H(15)</i>	<i>H(30)</i>	<i>H(60)</i>
Ene	3280	4010	4710
Feb	4240	4920	5390
Mar	5660	6130	6040
Abr	6340	6460	5640
Mayo	7020	6810	5360
Jun	7610	7220	5370
Jul	7670	7360	5590
Ago	6920	6910	5780
Sep	5780	6130	5780
Oct	4680	5280	5550
Nov	3550	4260	4910
Dic	2920	3610	4330

Lo siguiente que calculamos es la irradiación mensual con la siguiente fórmula:

$$\text{Irradiación mensual} = \frac{\text{Irradiancia} * \text{días del mes}}{1000}$$

Aplicando la fórmula en cada uno de los meses e inclinaciones obtenemos los siguientes resultados:

IRRADIANCIAS MENSUALES (kWh/m2)				
	DIAS	15º	30º	60º
Enero	31	101,68	124,31	146,01
Febrero	28	118,72	137,76	150,92
Marzo	31	175,46	190,03	187,24
Abril	30	190,2	193,8	169,2
Mayo	31	217,62	211,11	166,16
Junio	30	228,3	216,6	161,1
Julio	31	237,77	228,16	173,29
Agosto	31	214,52	214,21	179,18
Septiembre	30	173,4	183,9	173,4
Octubre	31	145,08	163,68	172,05
Noviembre	30	106,5	127,8	147,3
Diciembre	31	90,52	111,91	134,23

Sacamos ahora los consumos en Ah/mes. Para ello aplicamos la siguiente fórmula a partir de los consumos de la empresa:

$$\text{Ah/mes} = \frac{\text{kWh/mes} * 1000}{V \text{ trabajo}}$$

días	mes	Kw/mes	Ah/mes placas
31	Enero	26064,904	234186,0198
28	Febrero	30793,12	276667,7448
31	Marzo	38022,672	341623,2884
30	Abril	23452,72	210716,2624
31	Mayo	28715,488	258000,7907
30	Junio	34058,536	306006,6128
31	Julio	33848,758	304121,8149
31	Agosto	41513,4	372986,5229
30	Septiembre	34636,708	311201,3297
31	Octubre	25432,526	228504,2767
30	Noviembre	29686,288	266723,1626
31	Diciembre	20081,314	180425,1033

Con los datos de las irradiaciones de cada mes en cada una de las inclinaciones junto a los consumos mensuales en amperios hora, tenemos todos los datos para calcular el coeficiente más desfavorable a partir de la siguiente fórmula:

$$CMD = \frac{\text{Consumo (Ah/mes)}}{\text{Irradiación mensual (kWh/mes)}}$$

CMD	15º	30º	60º
Enero	2303,16699	1883,88722	1603,90398
Febrero	2330,42238	2008,33148	1833,20796
Marzo	1947,01521	1797,73345	1824,52087
Abril	1107,86678	1087,28722	1245,36798
Mayo	1185,55643	1222,11544	1552,72503
Junio	1340,37062	1412,77291	1899,48239
Julio	1279,05882	1332,93222	1754,98768
Agosto	1738,70279	1741,219	2081,63033
Septiembre	1794,70202	1692,23127	1794,70202
Octubre	1575,02259	1396,04275	1328,12715
Noviembre	2504,44284	2087,0357	1810,74788
Diciembre	1993,20706	1612,23397	1344,14887

En la tabla anterior se ha resaltado el coeficiente más desfavorable para cada inclinación, siendo para una inclinación de 15º el mes más desfavorable noviembre, mes que coincide para la inclinación de 30º y para la de 60º el coeficiente más desfavorable coincide con el mes de agosto.

La opción de doble inclinación se descarta ya que el número de placas necesarias para esta instalación es muy elevado, por lo que supondría un gasto muy elevado cada año contratar a varias personas que se encarguen únicamente de cambiar la inclinación de las placas ya que el dueño de la empresa no puede perder tanto tiempo en esa tarea.

Para compensar las pérdidas por suciedad, rendimiento del inversor, baterías y del resto de la instalación, los coeficientes más desfavorables obtenidos los incrementamos un 20%, resultando los siguientes valores:

COEFICIENTE MÁS DESFAVORABLE		
INCLINACIÓN	MES	CMD
15º	Noviembre	3005,33141
30º	Noviembre	2504,44284
60º	Agosto	2497,9564

Ahora ya podemos elegir la mejor inclinación que en nuestro caso será de 60º ya que necesitaremos menos placas. Además, coincide con un mes de verano, y sabiendo por los consumos que en los meses de invierno el consumo es mucho menor, no tendremos ningún problema en estos meses.

Por lo tanto, la inclinación final será de 60º y el CMD de 2497,9564  
Calculamos a continuación el número de líneas en paralelo con la fórmula siguiente:

$$\text{Nº líneas en paralelo} = \frac{CMD}{I \text{ pico placa}} = \frac{2497,9564}{8,63} = 289,45 = 289 \text{ líneas.}$$

Con el número de placas en paralelo que se van a instalar podemos calcular finalmente el número de reguladores que necesitamos.

$$\text{Nº de reguladores} = \frac{Nº \text{ líneas paralelo}}{Nº \text{ líneas regulador}} = \frac{289}{6} = 48,167 = \mathbf{49 \text{ reguladores}}$$

Teniendo el número de placas en serie y en paralelo, el número total de placas que necesita la instalación será el siguiente:

$$\text{NTP (Nº total de placas)} = \text{Nº placas serie} \times \text{Nº líneas paralelo}$$

$$\mathbf{NTP = 3 \times 289 = 867 \text{ placas}}$$

La distribución más uniforme con el fin de repartir lo más equitativamente las líneas entre los reguladores quedaría de la siguiente forma:

44 reguladores con 6 líneas en cada uno

5 reguladores con 5 líneas en cada uno

Comprobamos el total de líneas:  $44 * 6 + 5 * 5 = 289$  líneas

Finalmente, la potencia total instalada será:

$$\text{Pot. Inst. (W pico)} = \text{Pot. Pico Placa} * \text{Nº Total de placas}$$

$$P \text{ inst} = 320 * 867 = 277,44 \text{ kW}$$

Oscar Muñoz Prades



La ficha técnica del regulador y las placas se adjuntan en el anexo 4 “fichas técnicas”.

## 1.2 – BATERÍAS

Para el cálculo de las baterías debemos tener en cuenta que estamos trabajando a 60 V como hemos dicho en el apartado del regulador por lo que el número de baterías en serie será:

$$N^{\circ} \text{ baterías en serie} = \frac{60 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 30 \text{ vasos en serie}$$

Para nuestra instalación, con el fin de abaratar costes ya que saldría un número de baterías muy elevado, se opta por tomar baterías con solo 2 días de autonomía además de un grupo electrógeno que entrará cuando las baterías no tengan suficiente carga acumulada.

Para el cálculo de número de líneas de baterías en paralelo tenemos que mirar la necesidad que tenemos en el mes más desfavorable que en nuestro caso es el mes de agosto.

Para saber los la capacidad del mes de agosto, aplicaremos la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Consumo agosto} * 1000}{V \text{ baterías} * N^{\circ} \text{ días agosto}} = \frac{41513,4 * 1000}{60 * 31} = 22319,0323 \text{ Ah/día}$$

A continuación, calculamos la capacidad de las baterías en 2 días con la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Ah/día} * n^{\circ} \text{ días autonomía}}{\text{Prof. descarga}} = \frac{22319,0323 * 2}{0,7} = 63768,66 \text{ Ah}$$

Como valor de profundidad de descarga se ha tomado un valor estándar de 0,7

Deberemos escoger en catálogo una C48, ya que queremos una autonomía de 2 días, por lo que 24 horas x 2 días = 48 horas.

Con el catálogo actual de la empresa TECHNOSUN, escogeremos la OPzS-TCH4620 con las siguientes características:

Cells	Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Height <sub>2</sub> (mm)	Poles Distance	Filled Weight (approx. kg)	Dry Weight (approx. kg)	Internal Resistance (mOhm)	Short Circuit Current (A)
				C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc									
2V	OPzS-TCH4620	24	8	4789	4620	4199	3747	3508	576	212	772	786	140	230	158	0.108	18800

Vemos que la C48 de la OPzS-TCH4620 tiene una capacidad nominal de 4199Ah.

Debido al gran consumo que tenemos, tenemos que calcular el número de líneas en paralelo de baterías que necesitamos.

Oscar Muñoz Prades



Para el número de líneas necesario aplicaremos la siguiente fórmula:

$$\text{Nº líneas paralelo} = \frac{Ah \text{ necesarios}}{Ah \text{ batería}} = \frac{63768,66}{4199} = 15,19 = 16 \text{ líneas}$$

Como tenemos 30 vasos por línea, nos sale un total de:

30 x 16 = **480 baterías** en la instalación.

Con 16 líneas de baterías en paralelo, la capacidad que tenemos en total en la instalación es 16 x 4199 Ah de cada una = 67184 Ah

El siguiente paso es comprobar los días de autonomía finales para cada mes con el fin de asegurarnos de que cumplimos con los 2 días de autonomía que hemos fijado. Para el cálculo de estos días de autonomía aplicaremos la siguiente fórmula:

$$\text{Días autonomía} = \frac{Ah \text{ baterías} * \text{profundidad de descarga}}{Ah / \text{dia mes}}$$

Realizando este cálculo para cada mes queda la siguiente tabla:

MES	CAPACIDAD BAT.	PROF. DESCARGA	CAPACIDAD DÍA	DÍAS AUTONOMÍA
Enero	67184	0,7	14013,38925	3,355990415
Febrero			18329,2381	2,565780408
Marzo			20442,29677	2,300563411
Abril			13029,28889	3,6094679
Mayo			15438,43441	3,046215617
Junio			18921,40889	2,485480879
Julio			18198,25699	2,584247493
Agosto			22319,03226	2,107116449
Septiembre			19242,61556	2,443992079
Octubre			13673,40108	3,439436885
Noviembre			16492,38222	2,851546815
Diciembre			10796,40538	4,35596834

Vemos que para todos los meses supera los 2 días que se habían estimado de autonomía.

Se puede observar también que en algunos meses se superan los 4 días, esto se debe a la diferencia de consumos que hay en los meses en los que la empresa tiene mayor producción y los meses que apenas hay demanda de producción.

La ficha técnica de las baterías se adjunta en el anexo 4 "fichas técnicas".

Oscar Muñoz Prades

### 1.3 – INVERSORES

El número de inversores que necesitamos y su modelo dependerán de la potencia máxima instantánea que va a consumir la instalación, o decidir la potencia máxima que vamos a dejar que la instalación consuma.

En nuestro caso la potencia que vamos a tomar para el cálculo del inversor será el 25% de la potencia máxima que se consume en agosto en un día laboral entre semana. La elección de este porcentaje se debe a que no toda la empresa está a plena producción todo el día. Debido a que es una producción en la que el producto debe terminar en una zona de producción y luego entra en otra, nunca supera el valor que hemos estimado.

La potencia en agosto sumando todos los consumos en un día laboral, que será mayor que un sábado, es de 1562,164 kW.

Por lo que el 25% de esta cantidad nos resulta un total de 390,541 kW.

Se han buscado 4 inversores de diferentes potencias pico con el fin de escoger la mejor solución tanto en potencia como económica.

Los inversores que se han seleccionado son los siguientes:

- Inversor Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW
- Inversor Red 60000W INGECON Sun Power 60 kW
- Inversor Red 70000W INGECON Sun Power 70 kW
- Inversor Red 80000W INGECON Sun Power 80 kW

La siguiente tabla resume las potencias y los precios de la parte de inversores en cada uno de los supuestos. Se compone de su potencia, el precio, la tercera y cuarta columna son los inversores necesarios para abastecer la potencia anteriormente calculada de 390,54 kW. La siguiente columna es el coste total, que se calcula con el número entero de inversores necesarios por el precio de cada uno de ellos. La última columna es la potencia en kW total que se instala en cada caso. Esta última columna ha sido clave para la elección del modelo final.

POTENCIA (kW)	PRECIO	Nº INVERSORES	COSTE TOTAL	POTENCIA TOTAL (kW)	
50	19053,57	7,81	8	152428,56	400
60	20648,65	6,51	7	144540,55	420
70	22101,74	5,58	6	132610,44	420
80	23731,38	4,88	5	118656,9	400

Viendo la tabla anterior, aunque no es la mejor opción económica, se escoge los **6 inversores de 70 kW** ya que nos proporcionan una potencia mayor, potencia que se puede usar en una posible futura ampliación de la instalación. Sus características son las siguientes:

- Pico de Potencia del Inversor: 70000W

Oscar Muñoz Prades

- Voltaje de Trabajo del Inversor: 230V-400V
- Potencia de Salida continuada: 70000W
- Eficiencia del Inversor: Onda Senoidal Pura

La ficha técnica del inversor se adjunta en el anexo 4 “fichas técnicas”.

#### 1.4 – GRUPO ELECTRÓGENO

En este apartado se va a calcular la potencia que necesitaremos del grupo electrógeno para abastecer la instalación.

Como se indica en el apartado 1.3, la potencia instantánea que vamos a tener es de 390,54 kW. Considerando que el grupo tiene un factor de potencia de 0,8 tenemos la siguiente potencia aparente:

$$S_{\text{empresa}} = \frac{P_{\text{instantánea}}}{f_{dp}} = \frac{390,54}{0,8} = 488,18 \text{ kVA}$$

Elegimos el GRUPO ELECTRÓGENO MOTOR CUMMINS 500 kVA cuya placa de características se adjunta en el anexo 4 “Fichas técnicas”.

#### 1.5 – SUPERFICIE OCUPADA

En este apartado lo que haremos será la distribución de las placas solares sobre la superficie que disponemos además de calcular la superficie que ocupan. Las placas estarán situadas en la parte trasera y lateral de la empresa. Esta superficie actualmente es de la propiedad y no haría falta pedir ninguna clase de permisos, además está situada de forma que ni la propia empresa ni otras pueda hacerles sombra en ningún momento del día.

La situación de las placas se puede estimar en la siguiente imagen.



Oscar Muñoz Prades

La zona delimitada por la franja roja sería todo el espacio disponible para las placas solares.

En nuestra instalación, como ya se ha demostrado en el apartado 1.1, necesitamos 867 placas. Se han barajado 4 opciones para los soportes de todas las placas atendiendo a los costes que suponen cada una de ellas. Las opciones son las siguientes:

OPCIÓN 1			
Unidades	Nº placas	Precio unidad	Precio total
1	1	31,86	65079,79
1	26	2081,95	
21	40	2998,38	

OPCIÓN 2			
Unidades	Nº placas	Precio unidad	Precio total
1	1	31,86	68030,01
1	26	2081,95	
28	30	2354,15	

OPCIÓN 3			
Unidades	Nº placas	Precio unidad	Precio total
1	1	31,86	67694,8
1	16	1448,19	
25	34	2648,59	

OPCIÓN 4			
Unidades	Nº placas	Precio unidad	Precio total
1	1	31,86	67031,91
1	30	2354,15	
22	38	2938,45	

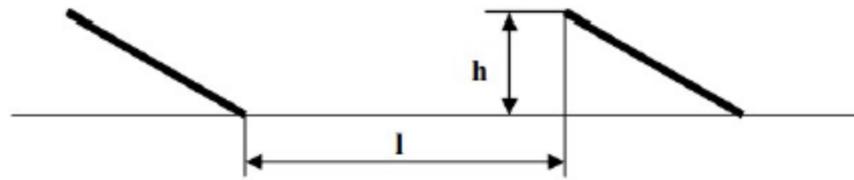
Según los resultados obtenidos, la opción 1 es la más económica además de la opción con menor número de soportes. En ella se deben instalar 21 unidades de soporte para 40 placas solares, 1 soportes para 26 placas y 1 soporte para 1 placa. La suma del total de placas de todos los soportes es igual al número de placas que necesitamos, 867 placas.

Al ser la opción con menos soportes, también se verá reducida la superficie utilizada, ya que, aunque sean soportes ligeramente más grandes, ahorraremos el espacio entre soportes por sombras.

Las hojas de características de los soportes elegidos se muestran en el Anexo 4 "Fichas técnicas".

Oscar Muñoz Prades

Sabiendo ya el número de soportes que tenemos y sus dimensiones, calculamos la superficie total que nos van a ocupar, teniendo en cuenta también la distancia que se debe dejar entre soportes para evitar que se hagan sombra unas placas a otras. Esta distancia entre placas se obtiene teniendo en cuenta la altura de nuestras placas y la latitud de la zona donde nos encontramos.



$$l = k \cdot h$$

En la fórmula anterior, “k” se obtiene a partir de la latitud de nuestra zona a partir de la siguiente tabla:

Latitud	29	37	39	41	43	45
K	1,66	2,246	2,475	2,747	3,078	3,847

El polígono donde se encuentra la empresa “Litoturia”, se encuentra a una latitud de 39,1, por lo que tomaremos el valor de  $k = 2.475$ . En cuanto a la altura “h” la calcularemos de la siguiente forma:

Nuestras placas tienen de altura 1956mm. Sabiendo que en cada soporte van 2 filas de placas tendríamos  $1956 \cdot 2 = 3912\text{mm}$ .

Además, dejamos una distancia entre placas para favorecer la refrigeración y disminuir el efecto “vela” provocado por el viento, con lo que la altura total será de 4000mm.

Esta altura sería con las placas situadas a  $90^\circ$  de la horizontal, pero en nuestro caso las placas se encuentran a  $60^\circ$ , por lo que la “h” resultante será:

$$\text{Sen } 60^\circ = \frac{h}{4} \rightarrow h = 4 \times \text{Sen } 60^\circ = 3,4641 \text{ m}$$

Con estos datos, resulta una distancia entre soportes de:

$$l = 2.475 \times 3,4641 = 8.57 \text{ m}$$

Como tenemos suficiente espacio, la distancia que tomaremos entre soportes será de 10 metros para que aprovechemos mejor el espacio y además dejar pasillos para el paso de personal.

Oscar Muñoz Prades

La distancia que ocupan las placas inclinadas en el suelo será la siguiente:

$$\text{Cos } 60^\circ = \frac{d}{4} \rightarrow d = 4 \times \text{Cos } 60^\circ = 2 \text{ m}$$

En cuanto a la distancia que ocupará en vertical, será igual a las 20 placas solares que dispone por fila, por 992mm de cada una, lo que nos da un total de:

$$992 \times 20 = 19.84 \text{ m}$$

Para nuestra instalación tomaremos una distancia de 20 m

Los otros dos soportes que se van a utilizar son los de 26 placas y 1 placa. Las medidas de estos soportes son las siguientes:

Soporte de 26 placas.

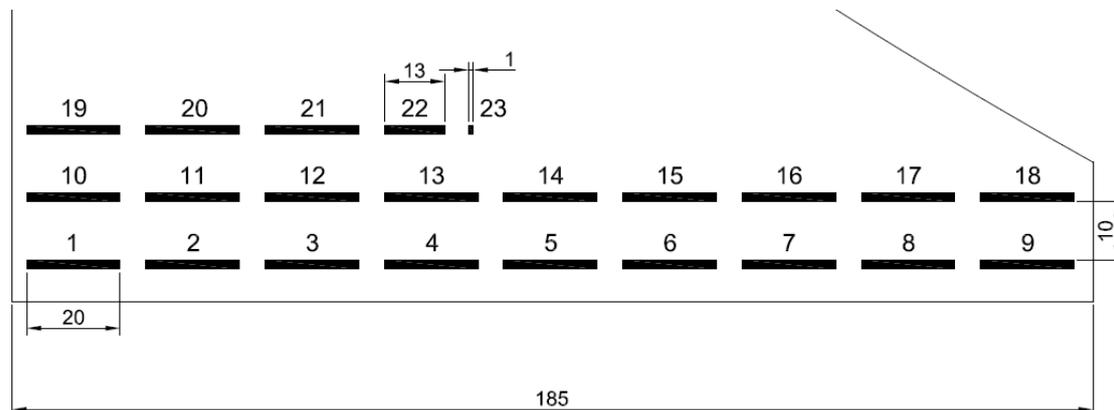
Dispuestas en 2 filas, tenemos 13 placas solares por fila. De la misma forma que el cálculo de los soportes de 40 placas, obtenemos la siguiente distancia:

$$992 \times 13 = 12.89 \text{ m}$$

En este caso tomaremos 13 metros.

Las dimensiones de la placa individual las tomaremos de 2 metros de altura por 1 metro en la base.

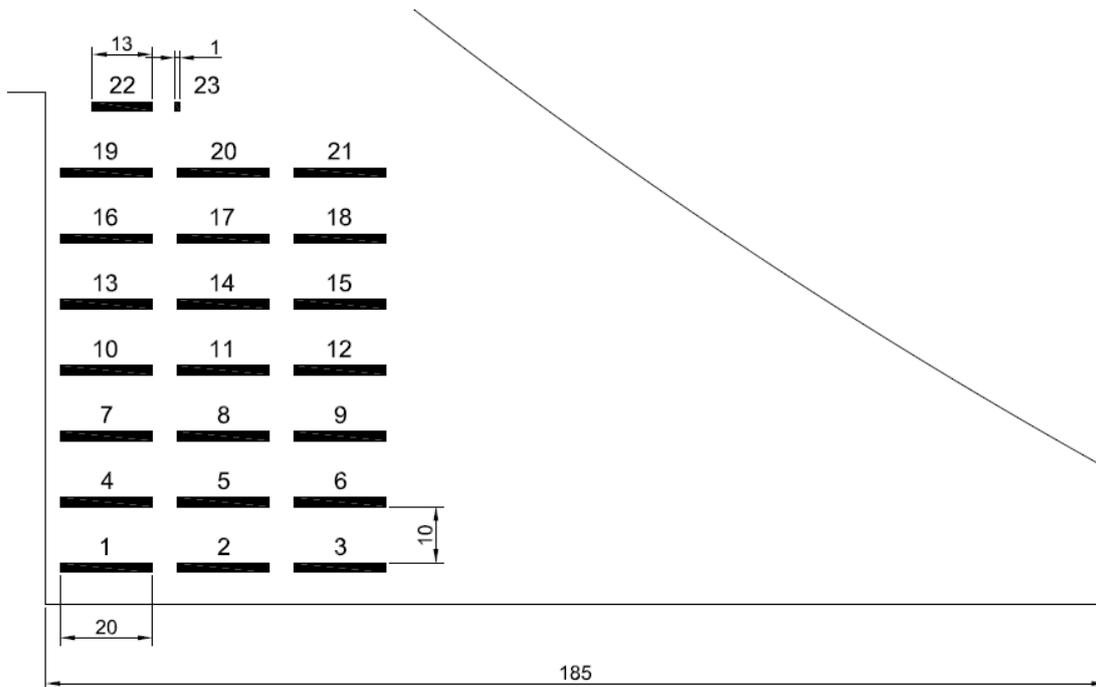
La distribución de las placas en el espacio reservado para ellas se ha calculado para 2 distribuciones diferentes. En una primera distribución se han realizado los cálculos para situar los soportes de las placas en horizontal, como muestra la siguiente imagen:



A la altura de la fila central, se encuentra una puerta de una habitación que actualmente se usa como almacén de material de limpieza donde se va a situar a partir de ahora las baterías, reguladores, inversores y el grupo electrógeno.

Para la segunda distribución, aumentamos el número de filas y reducimos el de columnas de soportes, quedando la distribución de la siguiente forma:

Oscar Muñoz Prades



En este caso, el cuarto donde se va a situar todos los componentes de la instalación como baterías, reguladores, inversores y el grupo electrógeno, queda a la altura de la segunda fila, cerca del soporte número 4.

En el siguiente apartado se muestran los cálculos para ambas distribuciones y se elige la mejor atendiendo a nuestro criterio.

### 1.6 – CABLEADO

Para conectar entre sí toda la instalación utilizaremos cables de cobre. Éstos dependerán de una sección atendiendo a una serie de características tales como: la longitud del cable, resistividad del conductor o la intensidad que pasa por él. Por lo tanto, para el cálculo de esta sección debemos utilizar la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * I_{max} * L}{K * cdt}$$

Siendo:

S = Sección del cable que necesitamos.

I<sub>max</sub> = intensidad máxima que atraviesa el cable.

L = Longitud del cable.

K = Conductividad del cable, que en nuestro caso, al ser cobre, corresponde a un valor de 56.

Oscar Muñoz Prades



Cdt = Caída máxima de tensión del cable. Tomaremos un 1.5% de la tensión a la que estén para dotar de máxima eficiencia a la instalación como indica el pliego de condiciones del IDAE.

### 1.6.1. – CABLEADO PLACAS - REGULADORES

La intensidad que pasará por cada cable será dependiendo de las líneas en paralelo que le conectemos.

Sabemos que cada línea tiene una intensidad de 8,63 A. En el apartado 2.1 hemos visto que nuestra instalación consta de 44 reguladores con 6 líneas cada uno y 5 reguladores con 5 líneas cada uno. Las líneas de las placas más alejadas se conectarán a los reguladores que estén situados más cerca. A continuación, se muestra el cálculo de una de las líneas y una tabla con el resumen del cálculo de todas las líneas.

Lo primero que tenemos es la intensidad que llega a cada regulador. En los reguladores donde llegan 6 líneas la intensidad es:

$$6 * 8,63 = 51,78 \text{ A}$$

En los reguladores donde llegan 5 líneas, la intensidad es:

$$5 * 8,63 = 43,15 \text{ A}$$

Luego calculamos la caída de tensión. Como los reguladores a máxima potencia trabajan a 60 V, la caída de tensión del 1,5%. Con estos datos, obtenemos una

$$\text{cdt de } 60 \times \frac{1,5}{100} = 0,9 \text{ V}$$

Por otro lado, como los conductores son de cobre, tenemos un valor de  $K = 56$ .

Tenemos ya todos los datos para el cálculo de sección que se ha explicado en el apartado anterior. Tomamos como instalación, cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo correspondiente a la fila B1 columna 10.

Para la primera distribución y el primer regulador, los cálculos son los siguientes:

- Intensidad:  $8,63 \times 6 = 51,78 \text{ A}$
- Longitud: 30 metros
- Cdt: 0,9 V
- Sección calculada:  $61,64 \text{ mm}^2$
- Sección que tomamos:  $70 \text{ mm}^2$
- Intensidad máxima cable: 214 A

Realizando los mismos cálculos para todos los reguladores, nos sale la siguiente tabla para la DISTRIBUCIÓN 1:

DATOS	REGULADOR 1	REGULADOR 2	REGULADOR 3	REGULADOR 4	REGULADOR 5	REGULADOR 6	REGULADOR 7	REGULADOR 8	REGULADOR 9	REGULADOR 10	REGULADOR 11
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	30	30	30	50	50	70	70	90	90	110	110
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	61,64	61,64	61,64	102,74	102,74	143,83	143,83	184,93	184,93	226,02	226,02
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	120	120	150	150	185	185	240	240
Intensidad máxima	214	214	214	301	301	343	343	391	391	468	468

DATOS	REGULADOR 12	REGULADOR 13	REGULADOR 14	REGULADOR 15	REGULADOR 16	REGULADOR 17	REGULADOR 18	REGULADOR 19	REGULADOR 20	REGULADOR 21	REGULADOR 22
Intensidad (A)	51,78	51,78	43,15	43,15	43,15	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	130	130	150	150	150	170	170	190	190	30	30
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	267,12	267,12	256,85	256,85	256,85	349,31	349,31	390,40	390,40	61,64	61,64
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	300	300	300	300	300	400	400	400	400	70	70
Intensidad máxima	538	538	538	538	538	645	645	645	645	214	214

DATOS	REGULADOR 23	REGULADOR 24	REGULADOR 25	REGULADOR 26	REGULADOR 27	REGULADOR 28	REGULADOR 29	REGULADOR 30	REGULADOR 31	REGULADOR 32	REGULADOR 33
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	50	50	70	70	90	90	90	110	110	130	130
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	102,74	102,74	143,83	143,83	184,93	184,93	184,93	226,02	226,02	267,12	267,12
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	120	120	150	150	185	185	185	240	240	300	300
Intensidad máxima	301	301	343	343	391	391	391	468	468	538	538

DATOS	REGULADOR 34	REGULADOR 35	REGULADOR 36	REGULADOR 37	REGULADOR 38	REGULADOR 39	REGULADOR 40	REGULADOR 41	REGULADOR 42	REGULADOR 43	REGULADOR 44
Intensidad (A)	43,15	43,15	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	150	150	170	170	190	190	30	30	30	50	50
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	256,85	256,85	349,31	349,31	390,40	390,40	61,64	61,64	61,64	102,74	102,74
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	300	300	300	300	400	400	70	70	70	120	120
Intensidad máxima	538	538	538	538	645	645	214	214	214	301	301

DATOS	REGULADOR 45	REGULADOR 46	REGULADOR 47	REGULADOR 48	REGULADOR 49
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	70	83	83	83	86
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	143,83	170,55	170,55	170,55	176,71
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	150	185	185	185	185
Intensidad máxima	343	391	391	391	391

Para la DISTRIBUCIÓN 2, con los soportes distribuidos en 9 filas, la tabla resultante es la siguiente:

DATOS	REGULADOR 1	REGULADOR 2	REGULADOR 3	REGULADOR 4	REGULADOR 5	REGULADOR 6	REGULADOR 7	REGULADOR 8	REGULADOR 9	REGULADOR 10	REGULADOR 11
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	43,15	43,15	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	25	25	25	50	50	75	75	15	15	40	40
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	51,37	51,37	51,37	102,74	102,74	128,42	128,42	30,82	30,82	82,19	82,19
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	120	120	150	150	35	35	95	95
Intensidad máxima	214	214	214	301	301	343	343	137	137	259	259

DATOS	REGULADOR 12	REGULADOR 13	REGULADOR 14	REGULADOR 15	REGULADOR 16	REGULADOR 17	REGULADOR 18	REGULADOR 19	REGULADOR 20	REGULADOR 21	REGULADOR 22
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	43,15	43,15	51,78	51,78
Longitud (m)	60	60	25	25	25	50	50	75	75	35	35
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	123,29	123,29	51,37	51,37	51,37	102,74	102,74	128,42	128,42	71,92	71,92
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	150	150	70	70	70	120	120	150	150	95	95
Intensidad máxima	343	343	214	214	214	301	301	343	343	259	259

DATOS	REGULADOR 23	REGULADOR 24	REGULADOR 25	REGULADOR 26	REGULADOR 27	REGULADOR 28	REGULADOR 29	REGULADOR 30	REGULADOR 31	REGULADOR 32	REGULADOR 33
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	60	60	85	85	45	45	45	70	70	95	95
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	123,29	123,29	174,65	174,65	92,46	92,46	92,46	143,83	143,83	195,20	195,20
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	150	150	185	185	95	95	95	150	150	240	240
Intensidad máxima	343	343	391	391	259	259	259	343	343	468	468

DATOS	REGULADOR 34	REGULADOR 35	REGULADOR 36	REGULADOR 37	REGULADOR 38	REGULADOR 39	REGULADOR 40	REGULADOR 41	REGULADOR 42	REGULADOR 43	REGULADOR 44
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Longitud (m)	55	55	80	80	105	105	65	65	90	90	115
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	113,01	113,01	164,38	164,38	215,75	215,75	133,56	133,56	184,93	184,93	236,30
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	120	120	185	185	240	240	150	150	185	185	240
Intensidad máxima	301	301	391	391	468	468	343	343	391	391	468

DATOS	REGULADOR 45	REGULADOR 46	REGULADOR 47	REGULADOR 48	REGULADOR 49
Intensidad (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	43,15
Longitud (m)	115	70	70	70	85
Cdt (V)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	236,30	143,83	143,83	143,83	145,55
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	240	150	150	150	150
Intensidad máxima	468	343	343	343	343

Teniendo en cuenta la intensidad que va a pasar y la intensidad máxima del cable, vemos que incluso con la sección más pequeña de cable que es de 35 mm<sup>2</sup> superamos de sobra los 51,78 A que necesitamos, puesto que esta sección de cable soporta hasta 137 A.

Viendo los cuadros resúmenes de ambas distribuciones, vemos que las secciones elegidas son mucho menores en la DISTRIBUCIÓN 2, lo que implica una reducción considerable en costes además de la mejora en la instalación, ya que para el operario va a ser más fácil trabajar con secciones de menor tamaño.

Por estos motivos la distribución 2 es la mejor opción para nuestra instalación y la que se va a instalar.

El resumen de las secciones y longitudes de cables es el siguiente:

SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	LONGITUD
35	30
50	75
70	75
95	395
120	200
150	1105
185	510
240	630

### 1.6.2. – CABLEADO REGULADORES – BATERÍAS / INVERSORES

En este apartado se calcula, de forma idéntica a la del apartado anterior, la sección de cable que va desde los reguladores, tanto a las baterías como a los inversores. La intensidad en este caso será de 60 A que es la intensidad máxima del regulador a máxima potencia, y trabajan con una tensión de 60 V como se ha explicado anteriormente. Por lo tanto, el valor de la caída de tensión será de nuevo 0,9V. La tabla que resume el cálculo de sección es la siguiente:

REGULADOR - BATERÍAS / INVERSORES	
Intensidad (A)	60
Longitud (m)	4
Cdt (V)	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	9,52
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	10
Intensidad máxima	65

Esta sección se modifica en el apartado siguiente debido a las restricciones de las protecciones.

### 1.6.3. – CABLEADO INVERSOR – CUADRO PRINCIPAL

Calculamos el cable principal que transporta la energía desde la salida de los inversores hasta el cuadro principal que se va a instalar. La distancia entre los inversores y el cuadro principal es de 9 metros y la intensidad máxima que van a transportar los cables son 130 A que es la intensidad de salida de los inversores trabajando a máxima potencia. La sección de cable que nos sale es la siguiente:

INVERSORES - CUADRO PRINCIPAL	
Intensidad (A)	130
Longitud (m)	9
Cdt (V)	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	46,43
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	50
Intensidad máxima	167

### 1.6.4. – CABLEADO GRUPO ELECTRÓGENO – INVERSORES / CUADRO PRINCIPAL

Finalmente calcularemos las secciones necesarias para los tramos del grupo electrógeno al inversor y del grupo electrógeno al cuadro principal. Se realizan estas dos instalaciones para cargar las baterías, por ello conectamos el grupo al inversor, y para abastecernos en caso de que las baterías lleguen a su profundidad de descarga, por lo que lo conectamos también al cuadro principal.

La intensidad de salida del grupo electrógeno son 650 A con lo que nos salen las siguientes tablas:

GRUPO - INVERSOR	
Intensidad (A)	650
Longitud (m)	2
Cdt (V)	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	51,59
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	70
Intensidad máxima	214

GRUPO - CUADRO	
Intensidad (A)	650
Longitud (m)	7
Cdt (V)	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	180,56
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	185
Intensidad máxima	391

### 1.7.- PROTECCIONES

En este apartado procederemos a calcular las protecciones que tendremos que elegir para que nuestra instalación sea segura. Tendremos que elegir entre dos tipos de protecciones según la corriente, para toda la instalación en corriente continua (c.c.) elegiremos fusibles como método de protección y para la parte de corriente alterna (c.a.) utilizaremos los interruptores diferenciales.

En el caso de los fusibles, los cálculos que se deben realizar tienen que cumplir las siguientes dos condiciones:

$$1. I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$2. I_2 \leq 1,45 * I_z$$

$$I_2 = 1,6 * I_N, \text{ ya que es un fusible tipo Gg}$$

Siguiendo estas normas, los fusibles normalizados que se van a utilizar van a ser los siguientes:

Para los reguladores tomaremos fusibles de 80 A, quedando las siguientes tablas:

DATOS	REGULADOR 1	REGULADOR 2	REGULADOR 3	REGULADOR 4	REGULADOR 5	REGULADOR 6	REGULADOR 7	REGULADOR 8	REGULADOR 9	REGULADOR 10	REGULADOR 11
Ib (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	43,15	43,15	51,78	51,78	51,78	51,78
Sección (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	120	120	150	150	35	35	95	95
Iz (A)	214	214	214	301	301	343	343	137	137	259	259
In fusibles (A)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
I2 (A)	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00
1,45 * Iz	310,3	310,3	310,3	436,45	436,45	497,35	497,35	198,65	198,65	375,55	375,55

DATOS	REGULADOR 12	REGULADOR 13	REGULADOR 14	REGULADOR 15	REGULADOR 16	REGULADOR 17	REGULADOR 18	REGULADOR 19	REGULADOR 20	REGULADOR 21	REGULADOR 22
Ib (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	43,15	43,15	51,78	51,78
Sección (mm <sup>2</sup> )	150	150	50	50	50	120	120	150	150	95	95
Iz (A)	343	343	167	167	167	301	301	343	343	259	259
In fusibles (A)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
I2 (A)	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00
1,45 * Iz	497,35	497,35	242,15	242,15	242,15	436,45	436,45	497,35	497,35	375,55	375,55

DATOS	REGULADOR 23	REGULADOR 24	REGULADOR 25	REGULADOR 26	REGULADOR 27	REGULADOR 28	REGULADOR 29	REGULADOR 30	REGULADOR 31	REGULADOR 32	REGULADOR 33
Ib (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Sección (mm <sup>2</sup> )	150	150	185	185	95	95	95	150	150	240	240
Iz (A)	343	343	391	391	259	259	259	343	343	468	468
In fusibles (A)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
I2 (A)	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00
1,45 * Iz	497,35	497,35	566,95	566,95	375,55	375,55	375,55	497,35	497,35	678,6	678,6

DATOS	REGULADOR 34	REGULADOR 35	REGULADOR 36	REGULADOR 37	REGULADOR 38	REGULADOR 39	REGULADOR 40	REGULADOR 41	REGULADOR 42	REGULADOR 43	REGULADOR 44
Ib (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78	51,78
Sección (mm <sup>2</sup> )	95	95	185	185	240	240	150	150	185	185	240
Iz (A)	259	259	391	391	468	468	343	343	391	391	468
In fusibles (A)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
I2 (A)	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00
1,45 * Iz	375,55	375,55	566,95	566,95	678,6	678,6	497,35	497,35	566,95	566,95	678,6

Oscar Muñoz Prades

DATOS	REGULADOR 45	REGULADOR 46	REGULADOR 47	REGULADOR 48	REGULADOR 49
I <sub>b</sub> (A)	51,78	51,78	51,78	51,78	43,15
Sección (mm <sup>2</sup> )	240	150	150	150	150
I <sub>z</sub> (A)	468	343	343	343	343
In fusibles (A)	80	80	80	80	80
I <sub>2</sub> (A)	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00
1,45 * I <sub>z</sub>	678,6	497,35	497,35	497,35	497,35

Para las baterías, como pasan 60 A, tomaremos fusibles de 63 A, quedando la siguiente tabla:

DATOS	BATERÍAS
I <sub>b</sub> (A)	60
Sección (mm <sup>2</sup> )	10
I <sub>z</sub> (A)	65
In fusibles (A)	63
I <sub>2</sub> (A)	100,80
1,45 * I <sub>z</sub>	94,25

Vemos que no cumple la condición número 2:

$$2. I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Para resolver esta situación se debe ampliar la sección del cable. Teníamos una sección de 10 mm<sup>2</sup>, la cual se va a aumentar a 16 mm<sup>2</sup> con una intensidad máxima de 87 A. El cable resultante se muestra en la siguiente tabla:

CABLE REGULADOR - BATERÍAS / INVERSORES	
Intensidad (A)	60
Longitud (m)	4
Cdt (V)	0,9
Sección (mm <sup>2</sup> )	9,52
Sección elegida (mm <sup>2</sup> )	16
Intensidad máxima	87

Oscar Muñoz Prades

Por lo tanto, la tabla con las protecciones, dejando el fusible de 63 A queda de la siguiente forma:

DATOS	PROT. BATERÍAS
I <sub>b</sub> (A)	60
Sección (mm <sup>2</sup> )	16
I <sub>z</sub> (A)	87
In fusibles (A)	63
I <sub>2</sub> (A)	100,80
1,45 * I <sub>z</sub>	126,15

De esta forma ya cumple con ambas condiciones.

De la misma forma calculamos las protecciones para los inversores, que tomaremos de 80 A quedando la tabla de la siguiente manera:

DATOS	INVERSORES
I <sub>b</sub> (A)	60
Sección (mm <sup>2</sup> )	50
I <sub>z</sub> (A)	167
In fusibles (A)	80
I <sub>2</sub> (A)	128,00
1,45 * I <sub>z</sub>	242,15

Para los inversores, puesto que el cable soporta hasta 167 A, se podría haber elegido los fusibles de 100 o incluso de 125 Amperios. La decisión de tomarlos de 80 A ha sido el gran volumen que tenemos que pedir de esta intensidad ya que los fusibles de todos los reguladores son de 80 A, por lo que será más económico que pedir uno solo de 100 o de 125 A.

## 2.8.- PUESTA A TIERRA

En este apartado vamos a calcular la puesta a tierra para nuestra instalación.

Primero determinaremos la resistividad de nuestro terreno, esto lo haremos según la TABLA 1 del MIE-RAT 13. Mirando en la tabla encontramos que la naturaleza del terreno es Arena arcillosa por lo que tendremos una resistividad de 50- 500 Ohm\*m. Dimensionaremos nuestra instalación para 500 Ωm.

Para ello pondremos 4 picas, una en cada esquina en la superficie donde dispondremos las placas de 2 metros de longitud y a una distancia aproximada de 70 metros, por lo que la resistencia de las picas será de:

Oscar Muñoz Prades

$$R_{\text{picas}} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250 \Omega$$

Como instalaremos 4 picas en nuestro terreno:

$$R_{\text{pp}} = \frac{250}{4} = 62,5 \Omega$$

La resistencia del conductor de puesta tierra lo determinaremos de la siguiente manera:

$$R_{\text{conductor}} = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 * 500}{70} = 14,29 \Omega$$

Por lo que la resistencia de nuestro sistema de puesta a tierra será de:

$$R_{\text{pt}} = \frac{R_{\text{pp}} * R_{\text{conductor}}}{R_{\text{pp}} + R_{\text{conductor}}} = \frac{62,5 * 14,29}{62,5 + 14,29} = 11,63 \Omega$$

Por último, comprobaremos que la corriente de defecto del Interruptor Diferencial (30 mA) que protege la parte de alterna no supere los 24 V de tensión de contacto:

$$U_c = 0,03 * 11,63 = 0,3489 \text{ V} < 24 \text{ V}$$

## ANEXO 2 – FICHAS TÉCNICAS



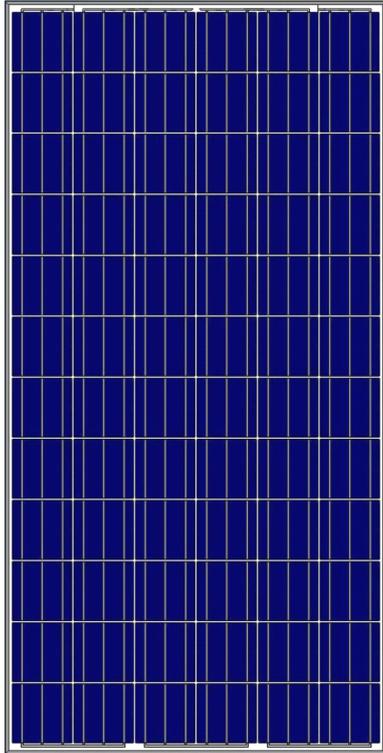
# PLACAS SOLARES

---



# AS-6P

## POLYCRYSTALLINE MODULE



### ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 17.01% through advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.
- Potential induced degradation (PID) resistance.

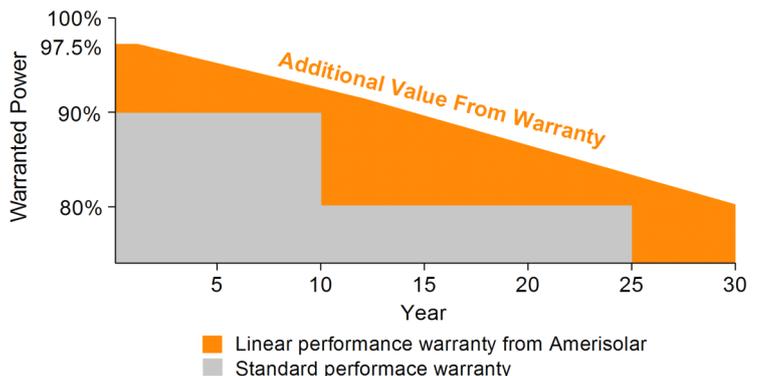
### CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), Kemco(South Korea), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

**Passionately  
committed to  
delivering innovative  
energy solution**

### SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



## ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power ( $P_{max}$ )	295W	300W	305W	310W	315W	320W	325W	330W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	45.2V	45.3V	45.4V	45.5V	45.6V	45.7V	45.8V	45.9V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	8.60A	8.68A	8.76A	8.85A	8.93A	9.00A	9.08A	9.16A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	36.6V	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	8.07A	8.18A	8.29A	8.41A	8.52A	8.63A	8.74A	8.85A
Module Efficiency (%)	15.20	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75	17.01
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)/Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5

## ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power ( $P_{max}$ )	217W	221W	224W	228W	232W	236W	239W	243W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	41.6V	41.7V	41.8V	41.9V	42.0V	42.0V	42.1V	42.2V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	6.97A	7.03A	7.10A	7.17A	7.23A	7.29A	7.35A	7.42A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	33.3V	33.4V	33.5V	33.6V	33.7V	33.8V	33.9V	34.0V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	6.52A	6.62A	6.69A	6.79A	6.89A	6.98A	7.05A	7.15A

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

## MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	27kg (59.5lbs)
Front cover	4.0mm (0.16inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

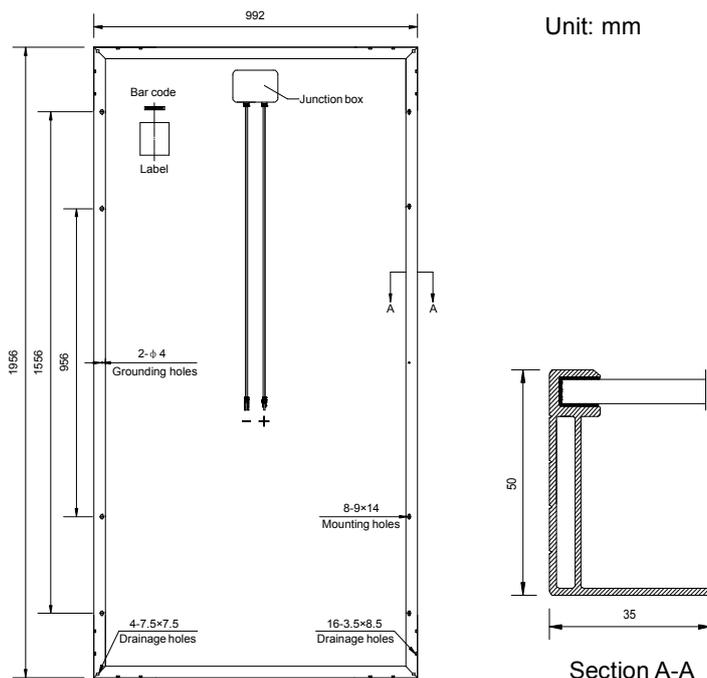
## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of $P_{max}$	-0.43%/°C
Temperature Coefficients of $V_{oc}$	-0.33%/°C
Temperature Coefficients of $I_{sc}$	0.056%/°C

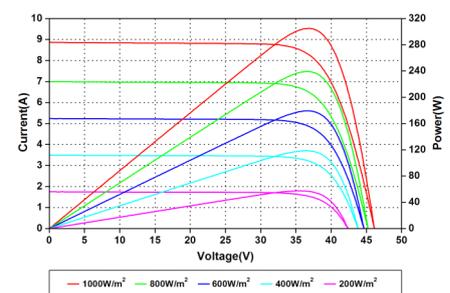
## PACKAGING

Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210 pcs
Module quantity per 40' container	462 pcs

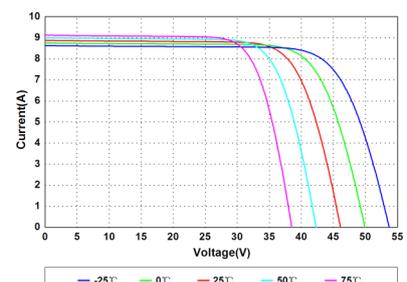
## ENGINEERING DRAWINGS



## IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

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

# BATERÍAS

---

# OPzS-TCH Batteries

## Technical Data



BATTERIES



SOLAR PV



WIND



GENSET



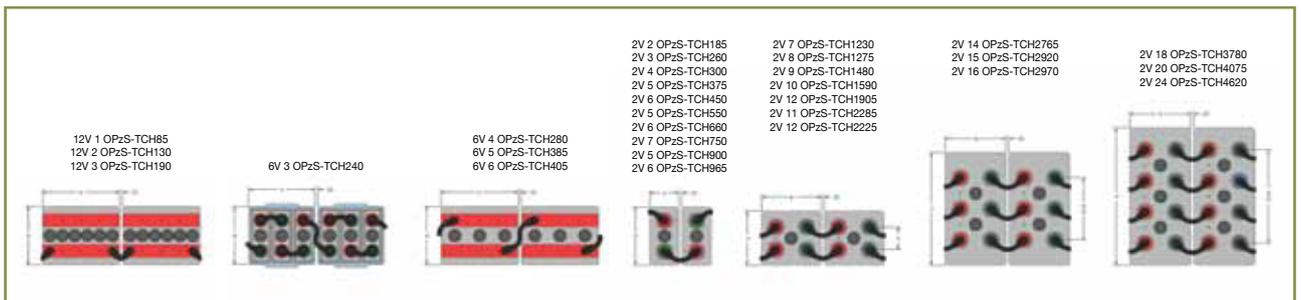
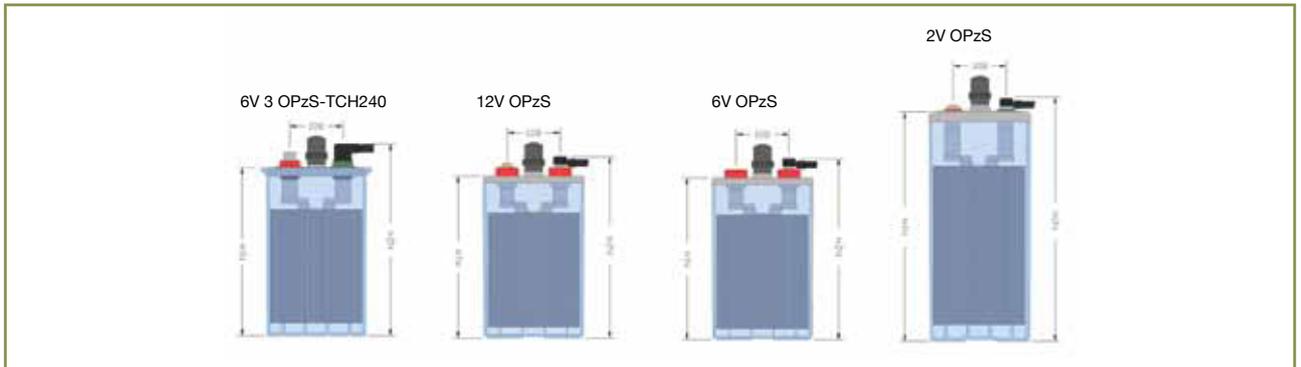
# TECHNO SUN

# Product Range

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Height <sub>2</sub> * (mm)	Poles Distance	Filled Weight (approx. kg)	Dry Weight (approx. kg)	Internal Resistance (mOhm)	Short Circuit Current (A)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc									
2V OPzS-TCH185	2	2	197	187	168	148	132	103	206	355	369	-	14	8	1.620	1240
2V OPzS-TCH260	3	2	274	263	235	209	188	103	206	355	369	-	16	11	1.083	1860
2V OPzS-TCH300	4	2	310	300	272	243	224	103	206	355	369	-	18	13	0.847	2380
2V OPzS-TCH375	5	2	391	378	343	307	281	124	206	355	369	-	21	15	0.671	3000
2V OPzS-TCH450	6	2	470	454	411	368	338	145	206	355	369	-	26	19	0.575	3500
2V OPzS-TCH550	5	2	574	553	498	444	413	124	206	471	485	-	28	21	0.608	3300
2V OPzS-TCH660	6	2	686	661	596	530	494	145	206	471	485	-	34	24	0.518	3900
2V OPzS-TCH750	7	2	780	750	676	602	564	166	206	471	485	-	39	28	0.453	4450
2V OPzS-TCH900	5	2	948	904	797	695	639	145	206	646	660	-	42	29	0.537	3750
2V OPzS-TCH965	6	2	1006	966	859	754	703	145	206	646	660	-	46	33	0.447	4500
2V OPzS-TCH1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191	210	646	660	80	60	43	0.378	5350
2V OPzS-TCH1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191	210	646	660	80	64	47	0.327	6200
2V OPzS-TCH1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233	210	646	660	110	73	53	0.292	6950
2V OPzS-TCH1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165	233	210	646	660	110	78	57	0.261	7750
2V OPzS-TCH1905	12	4	1985	1908	1695	1487	1391	275	210	646	660	140	91	66	0.228	8850
2V OPzS-TCH2285	11	4	2369	2286	2064	1830	1698	275	210	797	811	140	111	76	0.238	8500
2V OPzS-TCH2225	12	4	2294	2226	2024	1807	1701	275	210	797	811	140	115	81	0.225	9000
2V OPzS-TCH2765	13	6	2868	2770	2505	2224	2069	397	212	772	786	110	143	96	0.195	10350
2V OPzS-TCH2920	15	6	3019	2921	2650	2361	2208	397	212	772	786	110	149	103	0.176	11500
2V OPzS-TCH2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279	397	212	772	786	110	155	109	0.160	12600
2V OPzS-TCH3780	18	8	3917	3780	3419	3038	2811	487	212	772	786	110	184	125	0.140	14450
2V OPzS-TCH4075	20	8	4217	4076	3696	3291	3057	487	212	772	786	110	201	135	0.125	16200
2V OPzS-TCH4620	24	8	4769	4620	4199	3747	3508	576	212	772	786	140	230	158	0.108	18800
6V OPzS-TCH240	3	2	252	242	221	199	184	233	203 +	345	377	-	41	30	1.138	1780
6V OPzS-TCH280	4	2	293	283	261	237	223	272	205	332	361	-	47	35	0.900	2240
6V OPzS-TCH385	5	2	403	389	355	320	298	380	205	332	361	-	61	44	0.760	2660
6V OPzS-TCH405	6	2	422	408	376	341	323	380	205	332	361	-	67	51	0.667	3040
12V OPzS-TCH85	1	2	91	86	78	71	65	272	205	332	361	-	38	24	3.226	620
12V OPzS-TCH130	2	2	137	132	121	111	106	272	205	332	361	-	49	38	1.613	1260
12V OPzS-TCH190	3	2	199	191	176	161	155	380	205	332	361	-	70	53	1.138	1780

\* Includes installed connectors and shrouds

# Drawings



## Technical Features

### Design

<b>Positive plates</b>	Tubular plates with special low-antimony lead alloy ( $\leq 1.65\%$ Sb)
<b>Negative plates</b>	Pasted negative plates of grid design with optimized low-antimony lead alloy
<b>Separators</b>	Low resistance, microporous PVC
<b>Electrolyte</b>	Diluted sulphuric acid
<b>Container, lid material</b>	High impact, transparent SAN (Styrene Acrylonitrile) for container. Robust ABS (Acrylonitrile Butadien Styrene) Material for lid.
<b>Poles</b>	Premium design with insert and rubber seal in the lid for hardness and acid resistance. M10 brass inlay. Impedance measurements possible.
<b>Connectors</b>	Voltage measurements possible due to bolt-on type design. Steel bolts with plastic encapsulated heads. Insulated flexible connectors, optional solid connectors available.
<b>Ceramic Plugs</b>	Flame arresting design. Ceramic funnel plugs also available.

### Operation

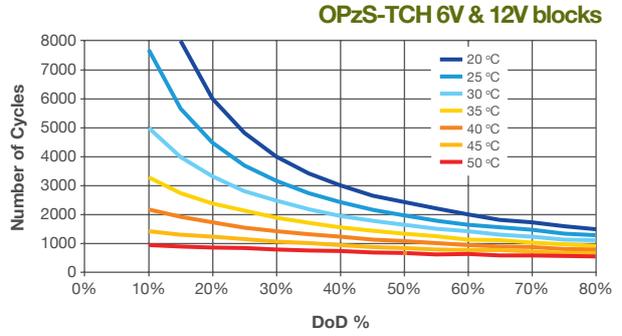
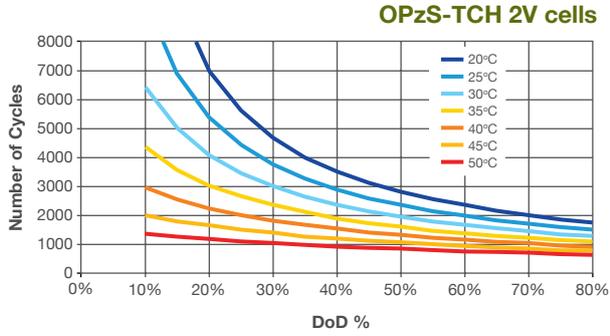
<b>Number of cycles</b>	2300 cycles for 2V cells, 2000 cycles for 6V & 12V blocks (60% DoD, 20°C).
<b>Design life</b>	20 years for 2V cells, 18 years for 6V&12V blocks (stand-by float, 20°C).
<b>Maintenance</b>	Low topping up requirements.
<b>Operating temperature</b>	Recommended 10°C to 30°C. Max: 55°C.
<b>Storage Time</b>	Maximum shelf life up to 3 months at 20°C, 2 months at 30°C or 1 month at 40°C.
<b>Self discharge rate</b>	Approx. 2.5% per month at 20°C.

### Certified Quality

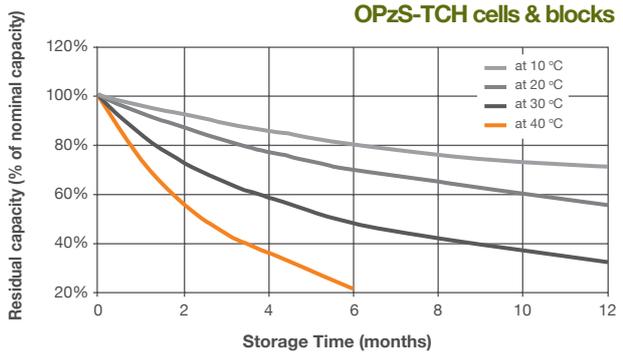
- Compliant with IEC 61427 requirements for photovoltaic energy systems
- Fully compliant with IEC 60896-11 requirements for vented lead-acid batteries
- Full conformity to DIN 40736-1 specifications for OPzS cells and DIN 40737-3 for OPzS blocks
- Compliant with the safety requirements of EN 50272-2 for stationary batteries
- Manufactured at European production facilities, certified with ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001

# Performance Curves

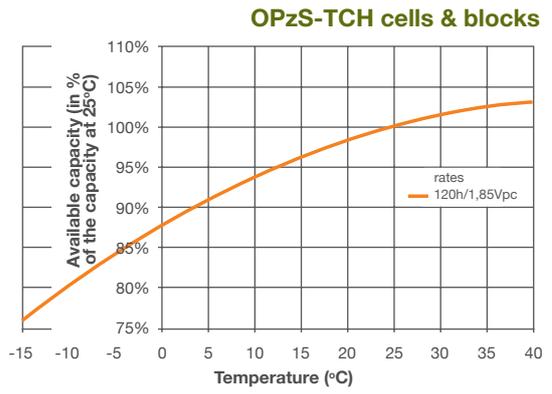
## Expected Number of Cycles vs. DoD



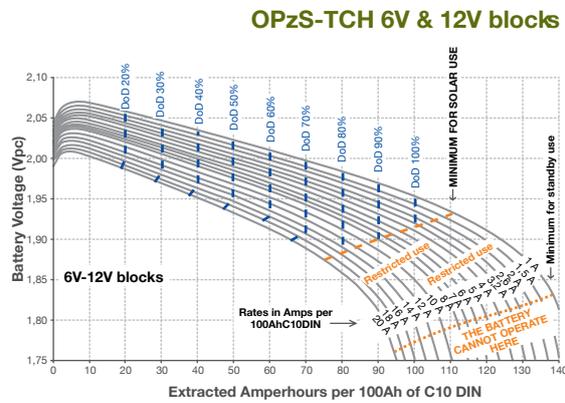
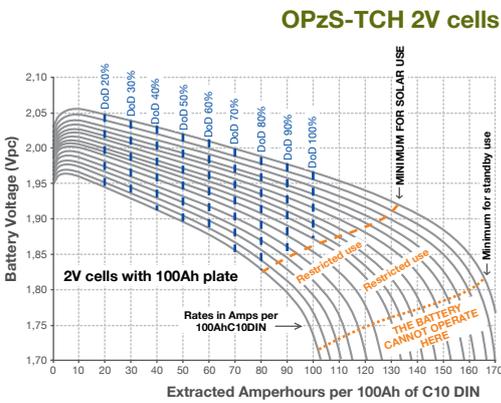
## Self-discharge characteristics



## Capacity vs temperature



## Guidance for the Initial Low-voltage Disconnect Settings (25°C Reference Temperature)



# INVERSOR

---

## ÓPTIMAS PRESTACIONES EN GRANDES INSTALACIONES MULTI-MEGAVATIO

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

### Máxima eficiencia a temperaturas elevadas

Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

### Fácil instalación

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

### Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

### Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**

#### PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

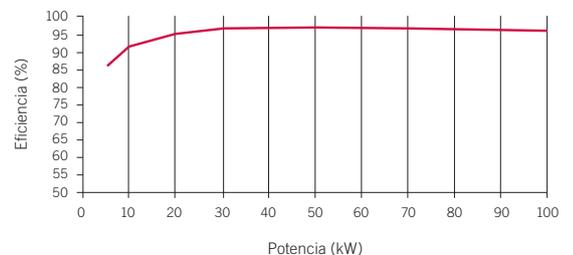
#### ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



#### RENDIMIENTO

INGECON® SUN 100  
V<sub>dc</sub> = 450 V

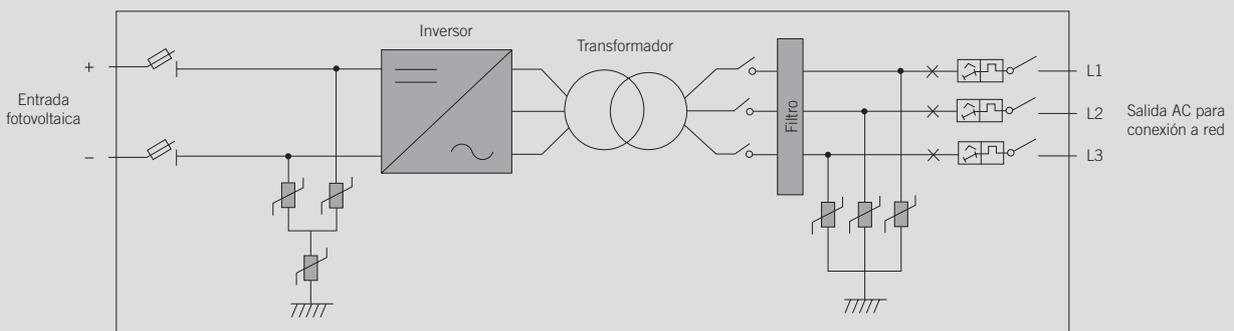


	50	60	70	80	90	100
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V					
Tensión máxima <sup>(2)</sup>	900 V					
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal <sup>(3)</sup>	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V					
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Coseno Phi <sup>(4)</sup>	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=55 kVA	Sí. Smáx=66 kVA	Sí. Smáx=77 kVA	Sí. Smáx=88 kVA	Sí. Smáx=99 kVA	Sí. Smáx=110 kVA
THD <sup>(5)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
<b>Datos Generales</b>						
Refrigeración por aire	2.600 m <sup>3</sup> /h					
Consumo en stand-by <sup>(6)</sup>	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

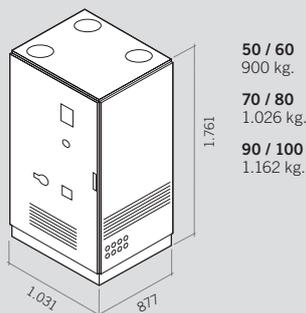
**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica <sup>(2)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas <sup>(3)</sup> Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% <sup>(4)</sup> Para P<sub>AC</sub>>25% de la potencia nominal <sup>(5)</sup> Para P<sub>AC</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 <sup>(6)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico.

**Referencias normativas:** CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Terna, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

**Power**



**Dimensiones y peso (mm)**



# REGULADOR

---

# Conext MPPT 60 150 solar charge controller

MPPT multi-stage charging,  
better battery life.



## Product at a glance

The Conext™ MPPT 60 150 is a PV charge controller that tracks the maximum power point of a PV array to deliver the maximum available current for charging batteries. When charging, the MPPT 60 150 regulates battery voltage and output current based on the amount of energy available from the PV array and state-of-charge of the battery.

## Why choose Conext MPPT 60 150?

### Higher return on investment

- Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm continually seeks the maximum power available from the PV array
- Improve battery life with selectable multi-stage temperature-compensated charging
- Five-year standard warranty

### Flexible

- Stand-alone application or full integration with Conext XW and Conext SW inverter/charger system
- Compatible with any brand of PV module
- Remote monitoring and configuration available

### Easy to install

- Configurable auxiliary output
- LCD screen with faceplate buttons for configuration and system monitoring
- Integrated PV ground fault protection for negative grounded arrays

## Product applications



Backup power



Residential grid-tie solar  
with backup power



Off-grid solar



Community electrification



Self-consumption

Device short name	MPPT 60 150
<b>Electrical specifications</b>	
Nominal battery voltage	12, 24, 36, 48, 60 V
Battery voltage operating range	0 Vdc to 80 Vdc
PV array operating voltage	140 V
Max. PV array open circuit voltage	150 V including temperature correction factor
Max. array short-circuit current	60 A (48 A @ STC)
Max. charge current	60 A (for all battery voltages except 60 V)
Max. and min. wire size in conduit	#6 AWG to #14 AWG (10 to 2.5 mm <sup>2</sup> )
Max. output power	3500 W
Charger regulation method	Three-stage (bulk, absorption, float) plus manual equalization Two-stage (bulk, absorption) plus manual equalization
Supported battery types	Flooded, GEL, AGM, Custom
<b>Efficiency</b>	
Max. power conversion efficiency	93% (nominal 12 V), 96% (nominal 24 V), 97% (nominal 36 V), 98% (nominal 48 V), 99% (nominal 60 V)
<b>General specifications</b>	
Power consumption, night time	2.5 W
Battery temperature sensor	Included
Auxiliary output	5 – 13 V, up to 200 mA
Enclosure material	Indoor, ventilated, sheet metal chassis with 2.2 cm and 2.8 cm (7/8 in and 1 in) knockouts and aluminum heat-sink
IP degree of protection	IP20
Product weight	4.8 kg (10.8 lb)
Shipping weight	8.0 kg (17.6 lb)
Product dimensions (H x W x D)	36.8 x 14.6 x 13.8 cm (14.5 x 5.8 x 5.5 in)
Shipping dimensions (H x W x D)	48.3 x 22.9 x 35 cm (19.0 x 9.0 x 9.8 in)
Device mounting	Vertical wall mount
Ambient air temperature for operation	-20 °C to 45 °C (-4 °F to 113 °F)
Storage temperature range	-40 °C to 85 °C (-40 °F to 185 °F) full power, power derating above 45 °C
Operating altitude	Sea level to 2000 m (6562 ft)
System network and remote monitoring	Available
Warranty	Five-year standard
Part number	865-1030-1
<b>Features</b>	
Display type	LCD, 2 lines 16 digits
<b>Regulatory approvals</b>	
Safety	CSA certified (UL1741, CSA 107.1) and CE marked for the Low-voltage Directive (EN50178)
EMC	FCC and Industry Canada (Class B), CE marked for the EMC Directive (EN61000-6-1, -6-3), C-Tick compliant
<b>Compatible products</b>	
Conext XW+ inverter/charger (230 V)	XW 7048 E product no. 865-7048-61/XW 8548 E product no. 855-8548-61
Conext XW+ inverter/charger (120/240 V)	XW 5548 NA product no. 865-5548-01/XW 6848 NA product no. 865-6848-01
Conext SW (230 V)	SW 2524 product no. 865-2524-61/SW 4024 product no. 865-4024-61/SW 4048 product no. 865-4048-61
Conext SW (120 V)	SW 2524 product no. 865-2524/SW 4024 product no. 865-4024/SW 4048 product no. 865-4048
Conext System Control Panel	Product no. 865-1050
Conext Automatic Generator Start	Product no. 865-1060
Conext ComBox	Product no. 865-1058
Conext portable installation and configuration tool	Product no. 865-1155-01

Specifications are subject to change without notice.

# SOPORTES

---



## Instalación integrada para cubiertas metálicas

### Integrada 1 columna

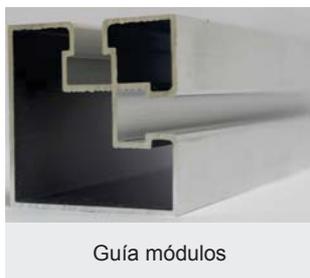
Artículo nº KH915

Soporte diseñado con capacidad para 1 columna de MFV en horizontal con la misma inclinación que la cubierta existente.. (También se puede instalar en 1 fila de MFV en vertical).

Artículo	Capacidad	Tamaño de módulo	Materiales
KH915 [1x4]	4 Módulos Fotovoltaicos Disponible de 1 a 20 módulos.	1650x1000 2000x1000	Aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería Acero Inoxidable



Ángulo fijación a cubiertas metálicas



Guía módulos



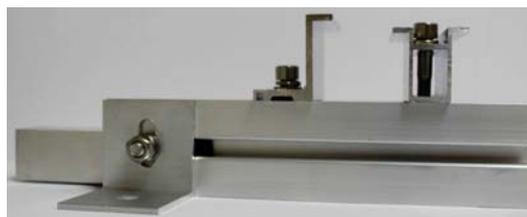
Detalle ángulo fijación

#### Montaje:

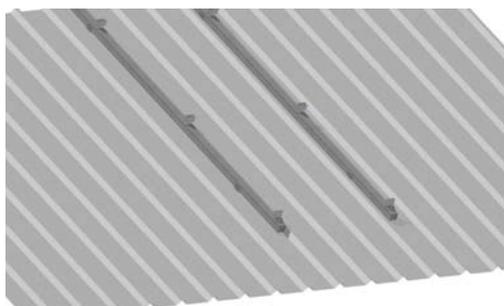
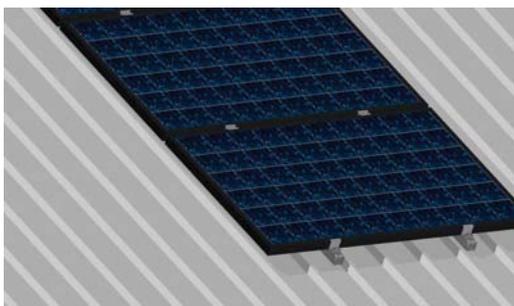
Estructura atornillada, regulable..



Sistema con perfil de unión de guías



Detalle presor lateral e intermedio



Este soporte está disponible en dos versiones:

KH915 Estándar. Altura libre del módulo 60 mm.

KH915 Elevado. Altura libre del módulos 130 mm.

#### Condiciones de diseño:

UNE-EN 1991-1-3:2004 Cargas de nieve. 200 N/m<sup>2</sup>

UNE-EN 1991-1-4:2007 Cargas de viento. V<sub>b</sub>: 29 m/s

Consultar la normativa vigente en el punto de instalación.

#### Nota:

Previamente, se tiene que comprobar que la fijación de la chapa a la subestructura y que la capacidad de soporte máxima de la chapa son suficientes. Especialmente, en el caso de elementos sándwich, debido a su escasa capacidad de soporte, por norma general, no se puede realizar la fijación directa a la chapa de cubierta. El grosor mínimo de la chapa trapezoidal de acero es, por norma general, de 0,6 mm.

Se recomienda atornillar el soporte a la subestructura del tejado.

### Capacidad

De 2 a 40 módulos fotovoltaicos  
Dispuestos en 2 filas en vertical

### Inclinación del módulo

Estándar 20° o 30°, a elegir  
Disponibile bajo pedido hasta 60°

### Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6  
Tornillería - Acero Inoxidable



### Tamaño del módulo

Para módulos de hasta 60 células - FV925  
Para módulos de hasta 72 células - FV925XL

### Instalaciones recomendadas

Zapatas de hormigón, hincado, micropilotes o anclaje a losas de hormigón existentes



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

# GRUPO ELECTRÓGENO

---



## GRUPO ELECTRÓGENO MOTOR CUMMINS 500KVA

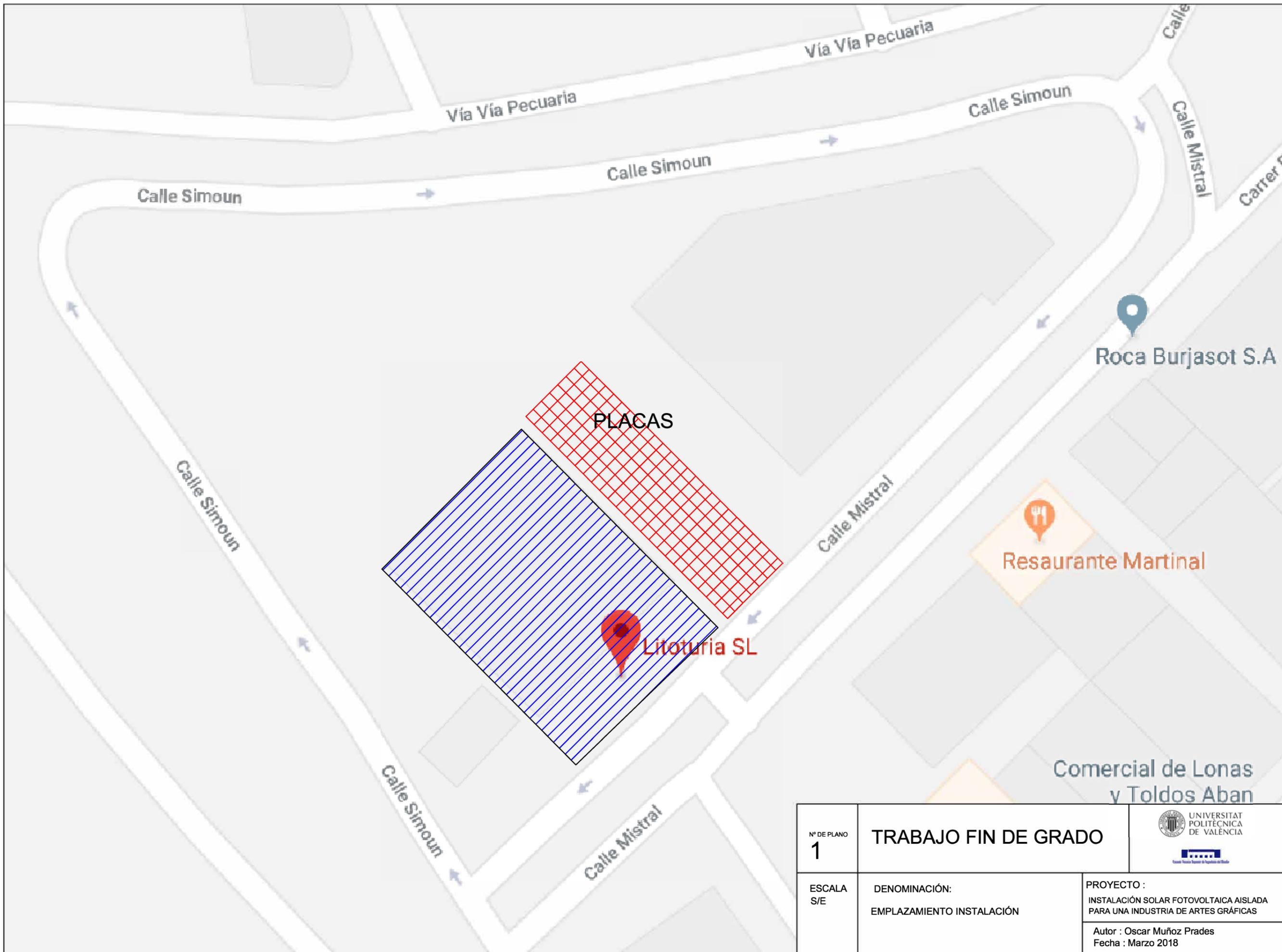
Considerado por muchos como el mejor grupo electrógeno para el ámbito industrial, el Grupo Electrógeno motor Cummins 500 Kva no solo ofrece potencia, sino también un gran rendimiento y polivalencia. ¡Descubre sus prestaciones!

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Modelo	TG500C
Revoluciones / Frecuencia	1500rpm / 50Hz
Factor Potencia	0.8
Máxima Potencia	511kw
Tipo de motor	KTA19-G3
Peso	4900kg
Dimensiones (L*W*H)	3380*1305*1950 mm
Bore x Stroke	159 x 159 mm
Ratio Compresión	13.9
Consumo (L/H)	111 (100% load)
Desplazamiento	18.9
Potencia Principal	360kw / 400kva
Máxima Intensidad de salida	721A
Potencia Standby	400kw / 500kva
Cableado	400/230v
Aspiración	turboaspirada
Stamford	HCI544C
Leroy Somer	LSA47.2S5
Autoexcitado	sín escobillas
Tipo Aislamiento	H
Tipo Protección	IP23
Tipo Conexión	re-conectable
Regulación Voltage	1.5%
Dispersión Onda	1.5%
THF/TIF	2%/50%
Insonorización	100
Potencia (Kva)	500
Tipo de Generador	Insonorizado

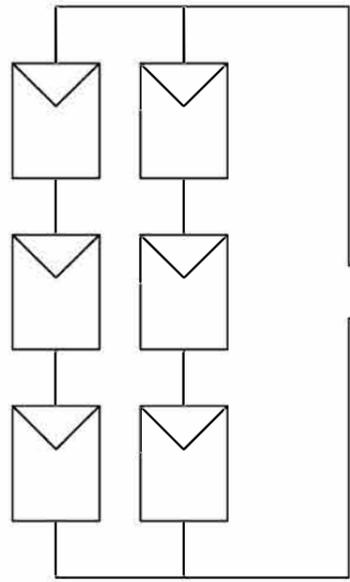
# PLANOS



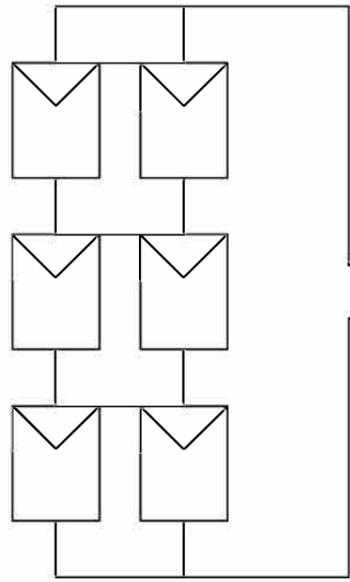


Nº DE PLANO <b>1</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO</b>	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA 
ESCALA S/E	DENOMINACIÓN: EMPLAZAMIENTO INSTALACIÓN	PROYECTO : INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA INDUSTRIA DE ARTES GRÁFICAS Autor : Oscar Muñoz Prades Fecha : Marzo 2018

6 LÍNEAS CON 3  
PLACAS CADA UNA



5 LÍNEAS CON 3  
PLACAS CADA UNA



REGULADOR  
1 A 44

REGULADOR  
45 A 49

BATERÍAS

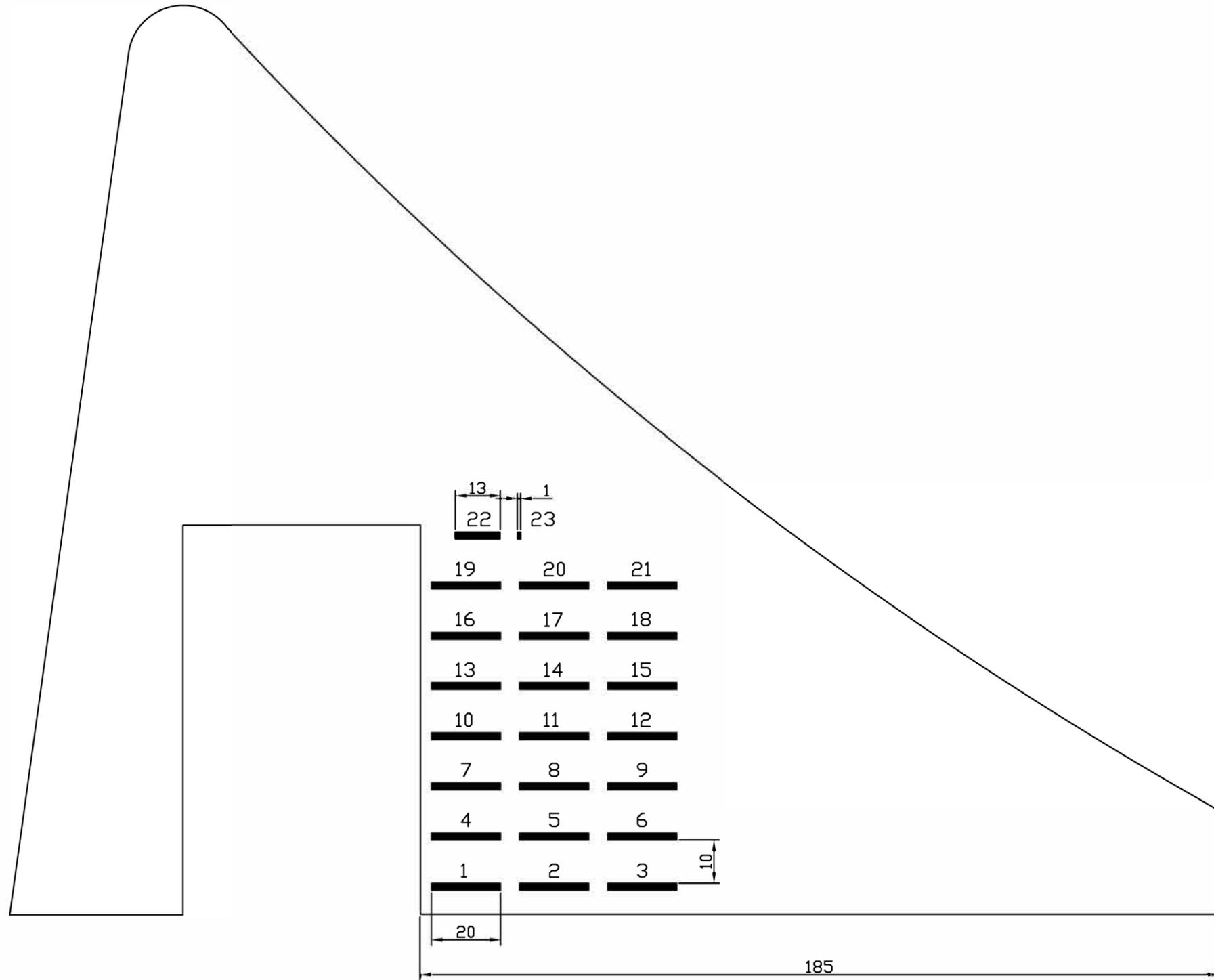


INVERSORES

GRUPO  
ELECTRÓGENO

→ CONSUMO

<p>Nº DE PLANO <b>2</b></p>	<p><b>TRABAJO FIN DE GRADO</b></p>	 <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p><small>Facultat d'Enginyeria</small></p>
<p>ESCALA S/E</p>	<p>DENOMINACIÓN: ESQUEMA DE CONEXIONES</p>	<p>PROYECTO : INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA INDUSTRIA DE ARTES GRÁFICAS</p> <p>Autor : Oscar Muñoz Prades Fecha : Marzo 2018</p>



Nº DE PLANO <b>3</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO</b>		 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA 
ESCALA S/E	DENOMINACIÓN: POSICIÓN DE LAS PLACAS	PROYECTO : INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA INDUSTRIA DE ARTES GRÁFICAS Autor : Oscar Muñoz Prades Fecha : Marzo 2018	

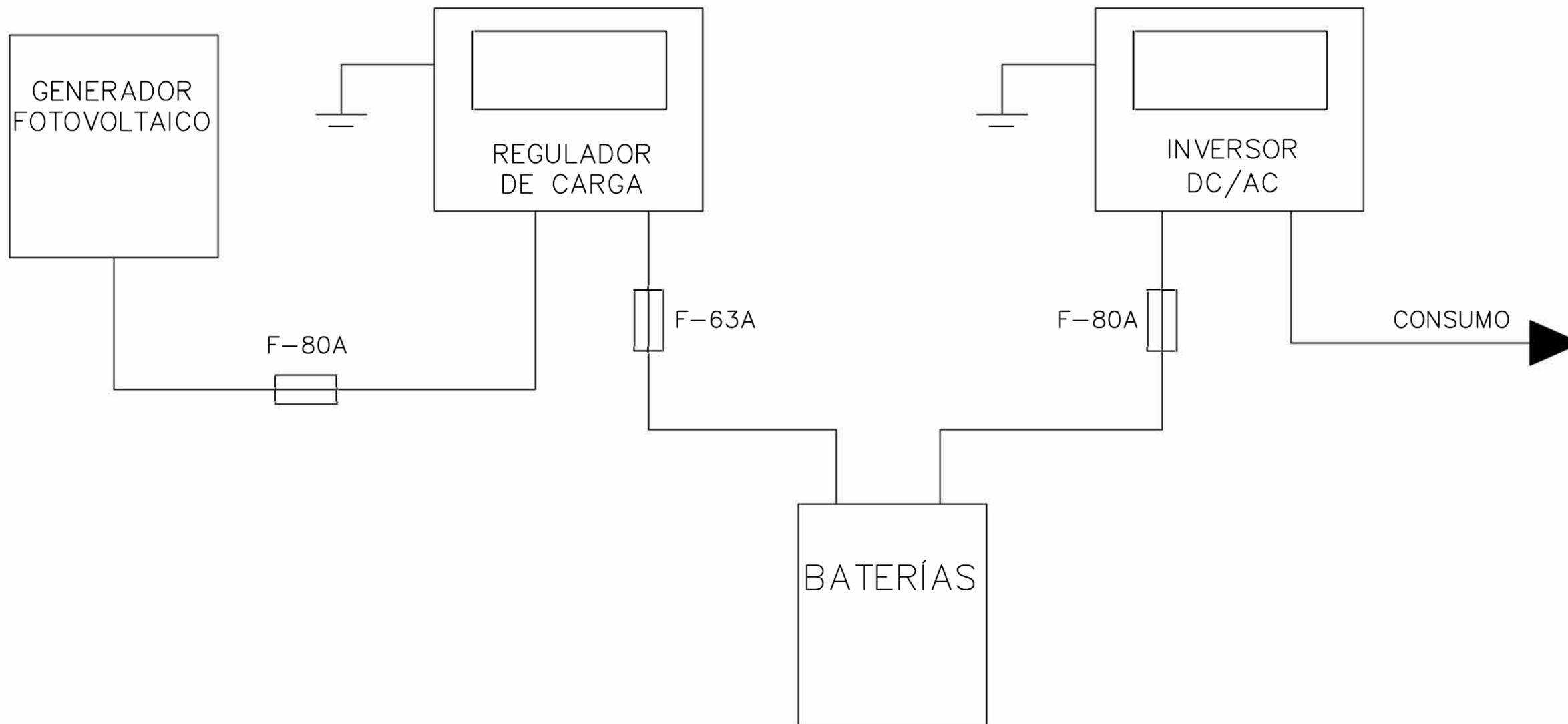
REGULADORES

INVERSORES

BATERÍAS

GRUPO  
ELECTRÓGENO

Nº DE PLANO <b>4</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO</b>	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  <small>Facultat d'Enginyeria</small>
ESCALA S/E	DENOMINACIÓN: CUADRO DE ELEMENTOS	PROYECTO : INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA INDUSTRIA DE ARTES GRÁFICAS Autor : Oscar Muñoz Prades Fecha : Marzo 2018



Nº DE PLANO <b>5</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO</b>	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA 
ESCALA S/E	DENOMINACIÓN: ESQUEMA DE PROTECCIONES	PROYECTO : INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA INDUSTRIA DE ARTES GRÁFICAS Autor : Oscar Muñoz Prades Fecha : Marzo 2018