



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TRABAJO FIN DE GRADO

INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

Instalación Fotovoltaica Aislada para una Academia De Inglés

AUTOR: Enrique Marqués Muñoz

TUTOR: Miguel García Martínez

DEPARTAMENTO: Ingeniería Eléctrica

FECHA: Junio 2017

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. MEMORIA..... | 1 |
| 1.1. OBJETO | 1 |
| 1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO | 2 |
| 1.2.1. ACADÉMICA..... | 2 |
| 1.2.2. TÉCNICO-ECONÓMICA..... | 2 |
| 1.2.3. LEGALES..... | 3 |
| 1.3. INTRODUCCIÓN | 5 |
| 1.3.1. EMPLAZAMIENTO..... | 5 |
| 1.3.1.1. CLIMATOLOGÍA..... | 6 |
| 1.4. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO | 10 |
| 1.4.1. OBTENCIÓN DE LA RADIACIÓN MENSUAL..... | 10 |
| 1.4.2. DETERMINACIÓN DEL MES MÁS DESFAVORABLE..... | 12 |
| 1.5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN | 17 |
| 1.5.1. CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO..... | 18 |
| 1.5.1.1. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... | 20 |
| 1.5.2. CARACTERÍSTICAS DEL REGULADOR..... | 21 |
| 1.5.2.1. CÁLCULO DEL NÚMERO DE REGULADORES..... | 23 |
| 1.5.3. CARACTERÍSTICAS DE LA BATERIAS..... | 24 |
| 1.5.3.1. CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERIAS..... | 26 |
| 1.5.4. CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR..... | 27 |
| 1.5.4.1. CÁLCULO DEL NÚMERO DE INVERSORES..... | 28 |
| 1.5.5. CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA..... | 28 |
| 1.5.5.1. POSICIÓN RELATIVA..... | 31 |
| 1.5.5.2. CÁLCULO DE LAS SOBRECARGAS SOBRE LA ESTRUCTURA..... | 32 |
| 1.5.5.3. CÁLCULO DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE ESTRUCTURAS..... | 32 |
| 1.5.6. CABLEADO..... | 33 |
| 1.5.6.1. DIMENSIONADO DEL CABLEADO..... | 35 |
| 1.5.7. PROTECCIONES..... | 39 |
| 1.5.8. PUESTA A TIERRA..... | 41 |
| 1.6. ESTUDIO ECONÓMICO | 44 |
| 1.6.1. COSTES..... | 44 |
| 1.6.1.1. COSTE W_{pico} | 44 |
| 1.6.1.2. COSTE A LOS 25 AÑOS..... | 45 |
| 1.6.1.3. COSTE A LOS 40 AÑOS..... | 47 |
| 1.6.2. AMORTIZACIÓN..... | 48 |
| 2. PLIEGO DE CONDICIONES | 51 |
| 2.1. ASPECTOS GENERALES | 51 |
| 2.2. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN | 52 |
| 2.2.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO..... | 52 |
| 2.2.2. REGULADORES..... | 52 |
| 2.2.3. BATERÍAS..... | 53 |

| | |
|--|------------|
| 2.2.4. INVERSOR..... | 54 |
| 2.2.5. ESTRUCTURA..... | 55 |
| 2.2.6. CABLEADO Y CANALIZACIONES..... | 55 |
| 2.2.7. PROTECCIONES..... | 56 |
| 2.2.8. PUESTA A TIERRA..... | 57 |
| 2.3. EJECUCIÓN DE LA OBRA | 57 |
| 2.3.1. EJECUCIÓN DEL TRABAJO..... | 58 |
| 2.3.2. OBRAS COMPLEMENTARIAS..... | 59 |
| 2.4. RECEPCIÓN Y PRUEBAS | 60 |
| 2.4.1. RECEPCIÓN DE LA INSTALACIÓN..... | 60 |
| 2.4.2. CONSERVACIÓN DE LA INSTALACIÓN..... | 60 |
| 2.4.3. MEDIDAS AUXILIARES..... | 61 |
| 2.4.4. LIBRO DE INCIDENCIAS..... | 61 |
| 2.5. VALORACIÓN DE IMPACTOS..... | 61 |
| 2.5.1. MEDIDAS CORRECTORAS..... | 64 |
| 2.6. PREVENCIÓN Y SEGURIDAD..... | 65 |
| 2.6.1. NORMATIVAS..... | 65 |
| 2.6.2. RIESGOS..... | 67 |
| 2.6.3. MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN..... | 68 |
| 2.7. GARANTÍAS | 69 |
| 2.7.1. ÁMBITO GENERAL DE LA GARANTÍA..... | 69 |
| 2.7.2. PLAZOS..... | 69 |
| 2.7.3. CONDICIONES ECONÓMICAS..... | 70 |
| 2.7.4. ANULACIÓN..... | 70 |
| 2.7.5. LUGAR Y TIEMPO DE PRESTACIÓN..... | 70 |
| 3. ANEXOS..... | 72 |
| 3.1. CALCULOS JUSTIFICATIVOS | 72 |
| 3.1.1. NÚMERO DE PLACAS..... | 72 |
| 3.1.2. NÚMERO DE REGULADORES..... | 73 |
| 3.1.3. NÚMERO DE BATERÍAS..... | 74 |
| 3.1.4. NÚMERO DE INVERSORES..... | 75 |
| 3.1.5. DISTANCIA MÍNIMA ESTRUCTURAS Y ESFUERZOS DE LA MISMA..... | 76 |
| 3.1.6. SECCION DEL CABLEADO..... | 78 |
| 3.1.7. PROTECCIONES..... | 81 |
| 3.1.8. PUESTA A TIERRA..... | 85 |
| 3.1.9. SUPERFICIE..... | 86 |
| 3.2. ELEMENTOS..... | 89 |
| 4. PRESUPUESTO | 138 |
| 5. PLANOS | 143 |

1. MEMORIA

1.1. Objeto

El objetivo de este trabajo final de grado, consiste en la elaboración de una instalación fotovoltaica aislada de una academia de inglés situada en la localidad valenciana de Masarrochos.

Para ello, por mediación de contacto con el director del establecimiento y las facturas del último año facilitadas por el mismo, se ha podido determinar mediante la previsión de cargas una distribución aproximada de los consumos durante el ciclo anual.

Con los datos facilitados y una vez se ha decidido optar por una instalación solar fotovoltaica sujeta a un ángulo de inclinación fijo, se ha llegado a la conclusión que el mes más desfavorable es el último mes del año.

Mediante los datos de la radicación solar proporcionada por el PVGIS para hallar el ángulo óptimo a establecer y con el mayor valor del coeficiente más desfavorable (CMD), se ha procedido al cálculo del número de módulos solares que se van a disponer en la instalación.

El número de módulos ha sido sobredimensionado ligeramente con el fin de paliar posibles pérdidas entre las uniones de los diferentes conductores así como de la productividad de dichos módulos asegurando que en todo momento se alcanzará la potencia requerida por el cliente.

Teniendo en cuenta el número de módulos necesarios, se ha calculado el número de inversores que se va a disponer en la instalación. El número de inversores, al igual que los módulos, ha sido sobredimensionado con el fin de que los elementos no trabajen a máxima intensidad, así como por cuestiones de distribución.

Por otra parte, los reguladores han sido seleccionados teniendo en cuenta los módulos fotovoltaicos, al igual que en los inversores, así como la tensión nominal de la que va a estar dispuesta la instalación y la corriente que va a tener que soportar. Al igual que en los anteriores elementos, el número de reguladores se ha sobredimensionado para transmitir a seguridad a la hora de soportar la corriente.

La determinación del número de baterías, ha sido condicionada tanto por los Amperios-hora (Ah) dispuesto de manera diaria, como por el número de días de

autonomía de los que va a disponer la instalación. El número de días de autonomía por los que se ha optado en esta instalación es de 5 días.

Como conclusión se considera más que satisfactoria la instalación ya que promueve el uso de energía renovable, que es mucho más beneficiosa para el medioambiente y con ello para nosotros y por otra parte por la rentabilidad que se va a tener en comparación con el sistema actual de electricidad.

1.2. Justificaciones

1.2.1. Justificaciones académicas

La energía fotovoltaica, se trata de una energía renovable, en este caso procedente del Sol, esto quiere decir que no contamina y además se puede como su propio nombre indica, renovar.

Además goza de las ventajas de ser silenciosas, simples y de larga duración.

Mediante este proyecto final de grado, el alumno, va a poner en práctica todos los conocimientos aprendidos a lo largo de los cursos cursados, así como la destreza a la hora de tomar decisiones antes las diferentes alternativas, como infortunios que puedan ir surgiendo a lo largo del proyecto.

1.2.2. Justificaciones técnico-económicas

Mediante el siguiente documento, se pretende conseguir llevar a cabo un proyecto estable y fiable, cumpliendo con todas las normativas vigentes e intentando alcanzar el mejor precio posible para esta instalación, siempre respetando los diferentes factores que interviene, como son la seguridad y el mantenimiento.

El presupuesto elaborado para este proyecto, se ha realizado mediante la comparación de los diferentes materiales que existen hoy en día en el mercado, eligiendo así los mejores en cuanto la relación calidad-precio para así satisfacer al cliente tanto cualitativa como económicamente.

1.2.3. Justificaciones legales

En este apartado se va a tratar tanto las leyes como normativas vigentes para este tipo de proyecto. Estas son:

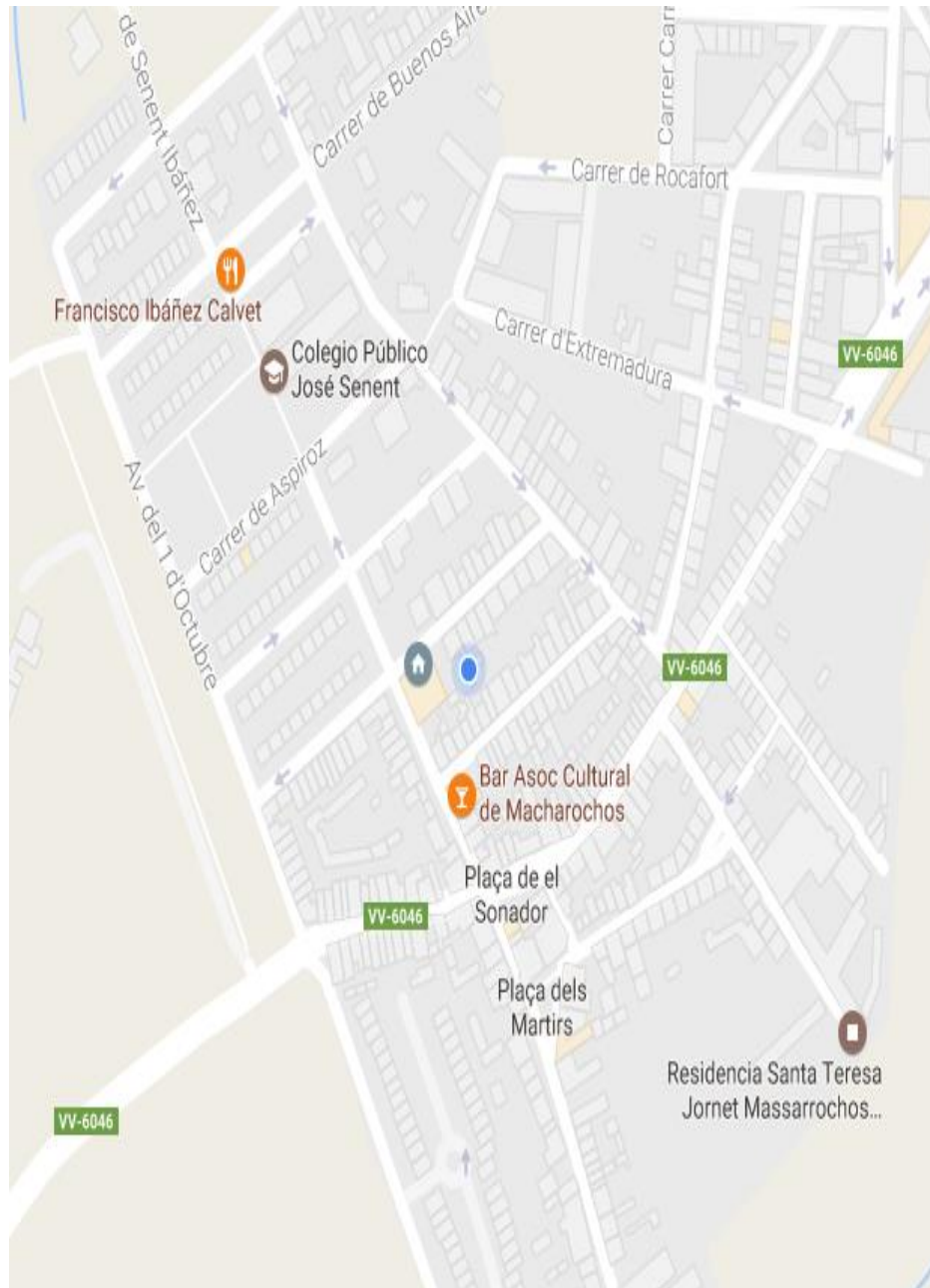
- **Real Decreto 1955/2000**, por la que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Reglamento Electrónico de Baja Tensión (RD 842/2002)**. ITC 40 y Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de Conexión de Instalaciones generadoras en Baja tensión.
- **Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)**
- **Real Decreto 647/2011**, por la que se regula la actividad de gestor de cargas de sistemas para la realización de servicios de recarga energética.
- **Real Decreto 1699/2011 (18 de Noviembre)**, por la que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia.
- **Real Decreto 1544/2011**, sobre trémites de acceso a productores, en régimen ordinario y especial.
- **Real Decreto 661/2007 (25 de Mayo)**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Orden IET/3586/2011 (30 de Noviembre)**, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- **Real Decreto-ley 1/2012 (27 de Enero)**, por lo que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

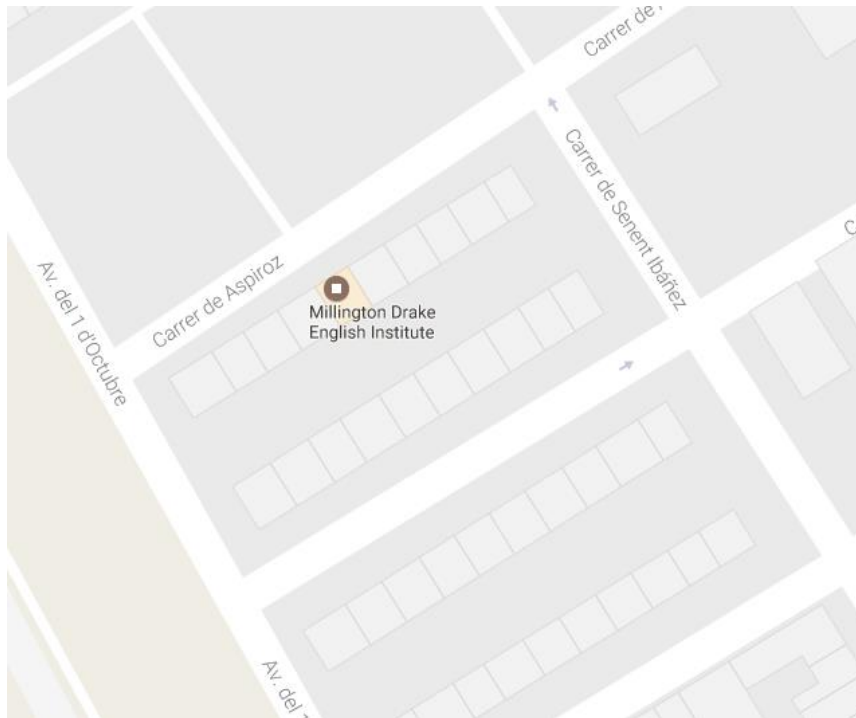
- **Real Decreto 1718/2012 (28 de Enero)**, por lo que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía de baja tensión con potencia contratada no superior a 15 KW.
- **Real Decreto-ley 9/2013 (12 de Julio)**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- **Ley 24/2013 (26 de Diciembre)**, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-ley 2/2013 (1 de Febrero)**, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- **Orden IET/221/2013 (14 de Febrero)**, por el que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de Enero de 2013 y tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- **Orden HAP/703/2013 (29 de Abril)**, por la que se aprueba el modelo 583 <<Impuesto sobre el valor de producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados>>, y establece de forma y procedimiento para su presentación.

1.3. Introducción

1.3.1. Emplazamiento

Como se ha mencionado anteriormente, la instalación solar fotovoltaica se instalara en la localidad de Masarrochos en la provincia de Valencia.





Cuyas coordenadas son las siguientes:

Lugar: 39° 32' 24.7" Norte, 0° 24' 21.1" Oeste.

El horario de apertura será desde las 9:00 a 14:00 y de 17:00 a 21:00, de lunes a viernes, exceptos días festivos y el mes de Agosto.

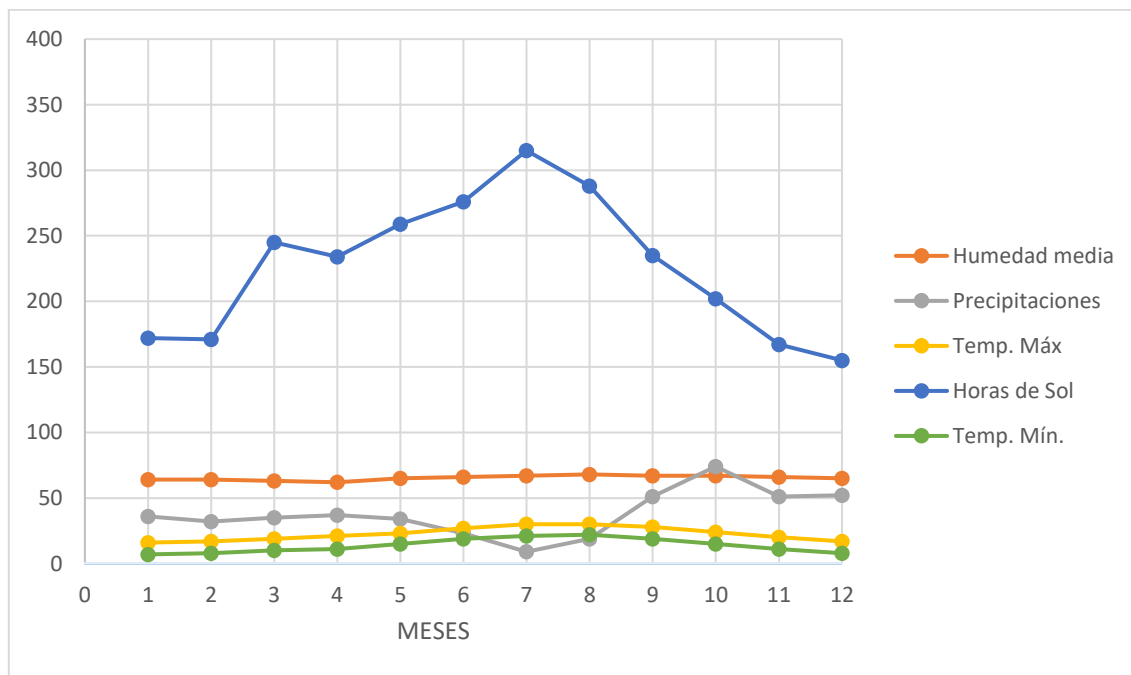
1.3.1.1. Climatología

El clima de la ciudad de Valencia, es un clima mediterráneo seco, suave durante los inviernos y caluroso y seco durante los veranos. La temperatura media por año es de 18.4 °C.

El clima presenta en invierno, unas temperaturas suaves entre 8 ° C y 17 ° C, presentándose el mes más frío el mes de Enero, mientras que durante los meses de verano presenta unas temperaturas entre 21°C y 30°C, siendo el mes más caluroso el mes de Agosto, siendo estos meses calurosos acompañados de una humedad relativamente alta.

En cuanto a las precipitaciones anuales se sitúan entre 450 y 500 mm^2 , con mínimos marcados en verano, especialmente Julio y, máximo en los meses de otoño, especialmente marcado por Septiembre y Octubre. Dentro de las precipitaciones podemos destacar un fenómeno denominado gota fría, el cual, ha llegado a acumular 150 mm^2 en un día provocado varias veces inundaciones.

| | Humedad media (%) | Precipitaciones (mm^2) | Temperatura ($^{\circ}C$) | | Horas de sol |
|-------------------|-------------------|----------------------------|-----------------------------|------|--------------|
| | | | Mín. | Máx. | |
| Enero | 64 | 36 | 7 | 16 | 171.4 |
| Febrero | 64 | 32 | 8 | 17 | 170.6 |
| Marzo | 63 | 35 | 10 | 19 | 214.7 |
| Abril | 62 | 37 | 11 | 21 | 233.7 |
| Mayo | 65 | 34 | 15 | 23 | 258.5 |
| Junio | 66 | 23 | 19 | 27 | 275.7 |
| Julio | 67 | 9 | 21 | 30 | 314.5 |
| Agosto | 68 | 19 | 22 | 30 | 288.1 |
| Septiembre | 67 | 51 | 19 | 28 | 234.5 |
| Octubre | 67 | 74 | 15 | 24 | 202.2 |
| Noviembre | 66 | 51 | 11 | 20 | 166.7 |
| Diciembre | 65 | 52 | 8 | 17 | 155.2 |



Mediante la siguiente tabla y gráfico, se puede apreciar los diferentes fenómenos atmosféricos sobre la localidad de Masarrochos, sobre la cual se va a efectuar la instalación fotovoltaica.

Por una parte, la temperatura afecta de manera directa al rendimiento de las placas solares fotovoltaicas, las cuales tienen un rendimiento óptimo hasta los 25 °C. Observando la gráfica se puede apreciar que hay 4 meses en los cuales la temperatura máxima sobrepasa los 25 °C, por lo tanto puede verse afectado el rendimiento de las placas, aunque la temperatura mínima en esos meses sí que es inferior, por lo tanto solo se pasará de la temperatura óptima durante ciertas horas de la mañana, mientras que las otras se encontrará por debajo de esta.

Otro factor en tener en cuenta, va a ser las horas de sol, estas, también influirán directamente en las placas solares fotovoltaicas. Observando la gráfica se aprecian unas mayores horas de sol durante los meses de verano, como es lógico, mientras que durante los meses de invierno se puede apreciar una bajada significativa de dichas horas de sol, esto habrá que tenerlo en cuenta a la hora de instalar las placas solares fotovoltaicas.

Por último, en cuanto a la humedad y las precipitaciones, son fenómenos que también afectan al rendimiento de las placas, pero como se puede observar tanto en la gráfica como en la tabla no son altas y, aparte se mantienen constantes, tan solo, las precipitaciones tienen un auge sobre el mes de Octubre.

Otro fenómeno a tener en cuenta va a ser la radiación solar. La radiación solar, es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. La energía emitida por el Sol, es la que se transmite al exterior mediante la radiación solar.

La radiación solar se distribuye en un gran abanico de amplitud de ondas, estas abarcan desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie terrestre, porque las ondas ultravioletas, normalmente las más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la potencia por unidad de superficie alcanzada a la Tierra (W/m^2).

La radiación puede ser aprovechada tanto en sus componentes directas como en sus componentes difusas, o bien, la suma de las dos.

La radiación directa, es la que incide directamente sobre el foco solar sin reflexiones o refracciones intermedias.

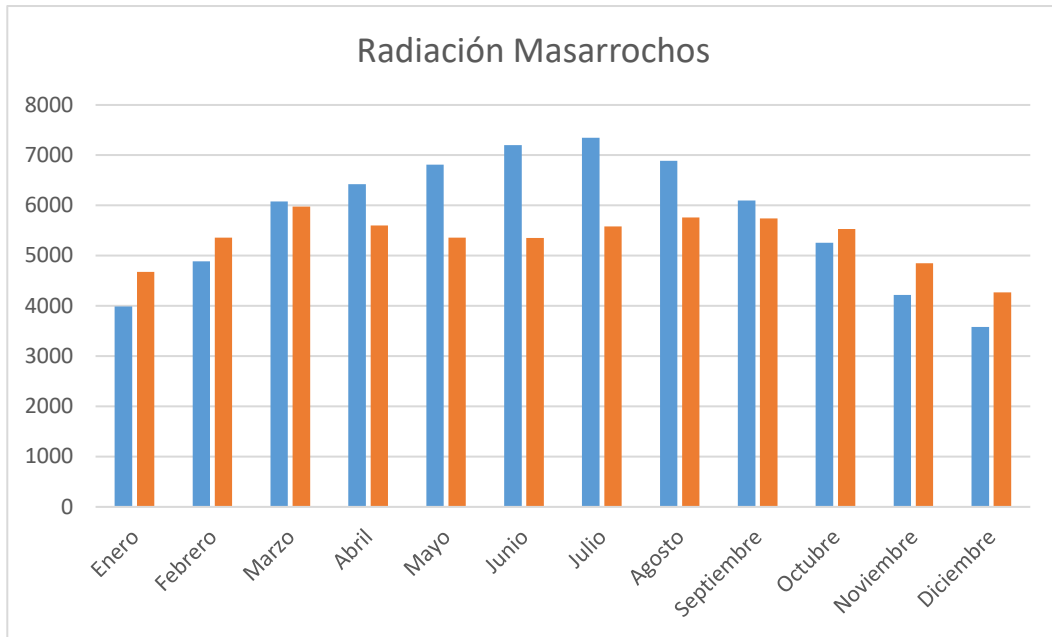
Mientras que la radiación difusa, es la que se emite en todas las direcciones debido al fenómeno de reflexión y refracción solar, estos fenómenos suceden tanto en las nubes como en todos aquellos elementos que se puedan encontrar en la atmósfera.

La radiación directa cuenta con la ventaja, que puede concentrarse para su futura utilización, mientras que la radiación difusa, no se puede concentrar para su aprovechamiento, ya que proviene de todas direcciones.

| RADIACIÓN | | |
|-------------------|------------|------------|
| | 30º | 60º |
| Enero | 3990 | 4680 |
| Febrero | 4890 | 5360 |
| Marzo | 6080 | 5980 |
| Abril | 6420 | 5600 |
| Mayo | 6810 | 5360 |
| Junio | 7200 | 5350 |
| Julio | 7350 | 5580 |
| Agosto | 6890 | 5760 |
| Septiembre | 6100 | 5740 |
| Octubre | 5260 | 5530 |
| Noviembre | 4220 | 4850 |
| Diciembre | 3580 | 4270 |

Como se puede apreciar en la tabla anterior, figura el valor de la irradiación mensual en la zona en la que se va a llevar a cabo la instalación del proyecto. En la cual se puede observar su variación dependiendo del ángulo de inclinación escogido.

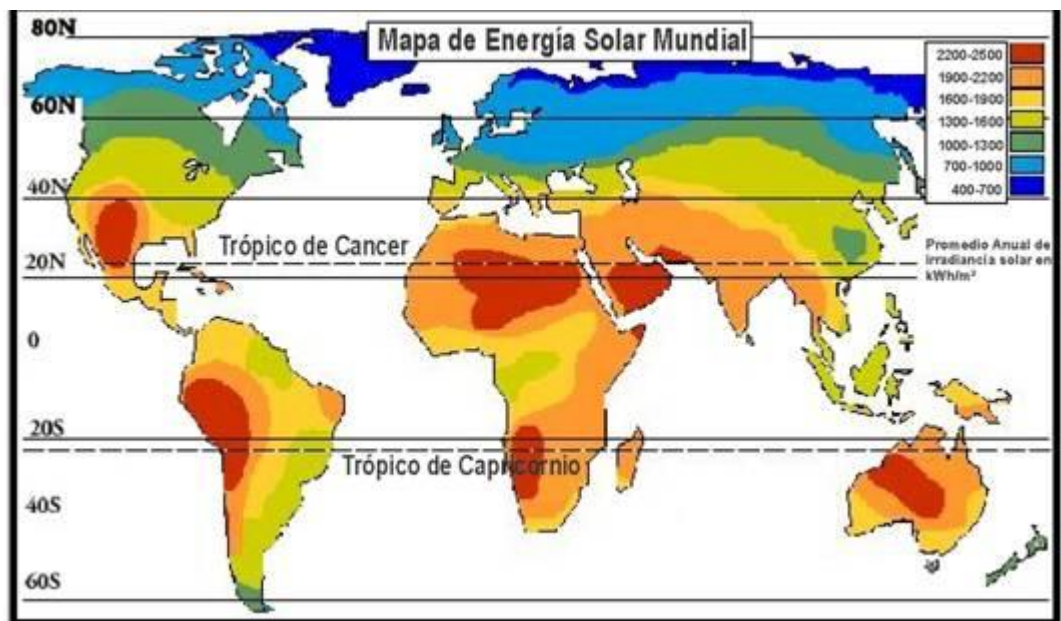
Posteriormente, se mostrará un gráfico de barras para visualizar de manera más clara la variación de la irradiancia dependiendo el ángulo y el mes en el que se encuentre.



1.4. Estimación del consumo

1.4.1. Obtención de la Radiación mensual

La energía que llega a la superficie terrestre varía según la latitud en la que se encuentre. En el Ecuador, los rayos de Sol que llegan, llegan de manera prácticamente perpendiculares a la superficie terrestre y por lo que conlleva una mayor aportación de energía.



Para la obtención de la radiación mensual, se utilizará un programa de ordenador llamado PVGIS, el cual recoge diferentes datos necesarios para una instalación solar fotovoltaica según la zona geográfica. Determina el potencial de producción fotovoltaica mediante mapas de los diferentes lugares de la superficie terrestre.

Dispone de datos tanto de radiación como meteorológicos, basado son imágenes de satélites. Otra cualidad de este programa, es la muestra de la radiación solar, diaria o mensual, dependiendo la inclinación de la placa que tú escojas, contando además, con la cantidad de polvo en el ambiente o la meteorología, teniendo siempre en cuenta en el mes en el que te encuentres.

Para obtener los valores de radiación a utilizar en este proyecto, se localizará en primer lugar Valencia, y posteriormente la localidad de Masarrochos, que es donde se va a efectuar la instalación. La inclinación de las placas habrá que escogerla, ya que en el mercado hay unas predeterminadas y son sobre las que ese va a trabajar, estas son de 30 y 60 grados.

Por ejemplo, "Ispra, Italy" "45.256N, 16.9589E"
 masarrochos posición del cursor: 39.574, -0.385
 posición elegida: 39.540, -0.403
 Longitud: Va a lat/lon

Estimación FV Radiación mensual Radiación diaria FV autónomo

Rendimiento del sistema FV conectado a red

Base de datos de radiación: Climate-SAF PVGIS [\[¿Qué es esto?\]](#)

Tecnología FV: Silicio cristalino

Potencia FV pico instalada kWp

Pérdidas estimadas del sistema [0;100] %

Opciones de montaje fijo:

Posición de montaje: Posición libre

Inclin. [0;90] grados Optimizar la inclinación

Acimut [-180;180] grados Optimizar también el acimut
 (Ángulo de acimut de -180 a 180. Este=-90, sur=0)

Opciones del sistema de seguimiento:

Eje vertical Inclin. [0;90] grados Optimizar

Eje inclinado Inclin. [0;90] grados Optimizar

Seguidor solar a dos ejes

Fichero del horizonte Ningún archivo seleccionado

Formatos de salida

Mostrar gráficas Mostrar el horizonte

Página web Fichero de texto PDF

[\[ayuda\]](#)

Como se puede apreciar en la figura superior, este programa consta de diferentes opciones para calcular las distintas cosas que puedan servir de ayuda a la hora de establecer la instalación, como puede ser la radiación diaria, la radiación mensual, el ángulo óptimo de la zona, etc.

Seleccionando los diferentes datos necesarios y extrapoliéndolos a una tabla Excel, se consigue una tabla la cual se usara para obtención del mes más desfavorable.

El estudio de dichas características será el utilizado para la obtención del ángulo sobre el que se ejecutara la instalación solar fotovoltaica.

La obtención del ángulo es primordial, ya que de él dependerá la cantidad de producción energética a lo largo del año.

En conclusión, mediante la utilización del programa de ordenador PVGIS, se obtendremos los datos necesarios y mediante esos datos se elegirá un ángulo óptimo que nos ofrezca la mayor cantidad de producción energética a lo largo de año para la instalación que se va a efectuar para este proyecto.

1.4.2. Determinación del mes más desfavorable

Mediante una tabla se pretende recoger los valores necesarios para la extracción del mes más desfavorable (CMD). La fórmula que se va a utilizar para calcular el mes más desfavorable es la siguiente:

$$CMD = \frac{\text{Consumo}}{\text{Radiación}}$$

Como se aprecia en la fórmula, hace falta el consumo que se efectúa cada mes además de la radiación, la cual dependerá de los grados a los que esté situado los paneles. En este caso los paneles estarán dispuestos a 60º, por lo que solo se utilizará la radiación a esos grados, aunque también se dispondrá de la radiación a 30º de modo informativo.

El cálculo del consumo se efectuará mediante tablas, haciendo para cada mes una tabla y calculando su correspondiente consumo.

| ENERO | | | | | |
|----------------------|--------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 186 |
| Calefacción | 2000 | 4 | 6 | 48 | 1488 |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | 5 | 14 | 5.6 | 173.6 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 124 |
| Total | 5380 | 30 | 28 | 63.6 | 1971.6 |

| FEBRERO | | | | | |
|----------------------|--------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 168 |
| Calefacción | 2000 | 4 | 6 | 48 | 1344 |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | 5 | 14 | 5.6 | 156.8 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 112 |
| Total | 5380 | 29 | 28 | 63.6 | 1780.8 |

| MARZO | | | | | |
|----------------------|--------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 186 |
| Calefacción | 2000 | 3 | 6 | 36 | 1116 |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | 4 | 14 | 4.48 | 138.88 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 124 |
| Total | 5380 | 26 | 28 | 50.48 | 1564.88 |

| ABRIL | | | | | |
|----------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 180 |
| Calefacción | 2000 | 2 | 6 | 24 | 720 |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | 3 | 14 | 3.36 | 100.8 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 120 |
| Total | 5380 | 22 | 28 | 37.36 | 1120.8 |

| MAYO | | | | | |
|----------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 186 |
| Calefacción | 2000 | - | 6 | - | - |
| Aire acondicionado | 2600 | 2 | 4 | 20.8 | 644.8 |
| Bombilla | 80 | 3 | 14 | 3.36 | 104.16 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 124 |
| Total | 5380 | 22 | 28 | 34.16 | 1058.96 |

| JUNIO | | | | | |
|----------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 180 |
| Calefacción | 2000 | - | 6 | - | - |
| Aire acondicionado | 2600 | 4 | 4 | 41.6 | 1248 |
| Bombilla | 80 | 3 | 14 | 3.36 | 100.8 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 120 |
| Total | 5380 | 22 | 28 | 54.96 | 1648.8 |

| JULIO | | | | | |
|----------------------|--------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 186 |
| Calefacción | 2000 | - | 6 | - | - |
| Aire acondicionado | 2600 | 4 | 4 | 41.6 | 1289.6 |
| Bombilla | 80 | 3 | 14 | 3.36 | 104.16 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 124 |
| Total | 5380 | 22 | 28 | 54.96 | 1703.76 |

| AGOSTO | | | | | |
|----------------------|--------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | - | 2 | - | - |
| Calefacción | 2000 | - | 6 | - | - |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | - | 14 | - | - |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | - | - |
| Total | 5380 | - | 28 | - | - |

| SEPTIEMBRE | | | | | |
|----------------------|--------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 180 |
| Calefacción | 2000 | - | 6 | - | - |
| Aire acondicionado | 2600 | 3 | 4 | 31.2 | 936 |
| Bombilla | 80 | 3 | 14 | 3.36 | 100.8 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 120 |
| Total | 5380 | 21 | 28 | 44.56 | 1336.8 |

| OCTUBRE | | | | | |
|----------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 186 |
| Calefacción | 2000 | 1 | 6 | 12 | 372 |
| Aire acondicionado | 2600 | 2 | 4 | 20.8 | 644.8 |
| Bombilla | 80 | 4 | 14 | 4.48 | 138.88 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 124 |
| Total | 5380 | 23 | 28 | 47.28 | 1456.68 |

| NOVIEMBRE | | | | | |
|----------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 180 |
| Calefacción | 2000 | 3 | 6 | 36 | 1080 |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | 4 | 14 | 3.36 | 100.8 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 120 |
| Total | 5380 | 26 | 28 | 49.36 | 1480.8 |

| DICIEMBRE | | | | | |
|----------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Elemento | Potencia (W) | Tiempo de uso al día (h) | Número de elementos | Energía consumida (KW/día) | Energía consumida (KW/mes) |
| Ordenador | 300 | 10 | 2 | 6 | 186 |
| Calefacción | 2000 | 4 | 6 | 48 | 1488 |
| Aire acondicionado | 2600 | - | 4 | - | - |
| Bombilla | 80 | 5 | 14 | 5.6 | 173.6 |
| Reproductor de audio | 400 | 5 | 2 | 4 | 124 |
| Total | 5380 | 30 | 28 | 63.6 | 1971.6 |

| MES | CONSUMO (KW) | Ah/mes | Ah/dia | Rad 60º (Wh/m ² * día) | CMD |
|------------|--------------|----------|---------|-----------------------------------|--------|
| Enero | 1971.6 | 41075 | 1325 | 4680 | 421.28 |
| Febrero | 1780.8 | 37100 | 1325 | 5360 | 332.24 |
| Marzo | 1564.88 | 32601.67 | 1051.66 | 5980 | 261.69 |
| Abril | 1120.8 | 23350 | 778.33 | 5600 | 200.14 |
| Mayo | 1058.96 | 22061.67 | 711.67 | 5360 | 197.58 |
| Junio | 1648.8 | 34350 | 1145 | 5350 | 308.19 |
| Julio | 1703.76 | 35495 | 1145 | 5580 | 305.33 |
| Agosto | - | - | - | 5760 | - |
| Septiembre | 1336.8 | 27850 | 928.33 | 5740 | 232.89 |
| Octubre | 1456.68 | 30347.5 | 978.95 | 5530 | 263.41 |
| Noviembre | 1480.8 | 30850 | 1028.33 | 4850 | 305.32 |
| Diciembre | 1971.6 | 41075 | 1325 | 4270 | 461.73 |

Como se puede observar en la gráfica anterior, una vez realizado los cálculos necesarios, se determina el mes más desfavorable, que quedará recogido en la última columna y para cada mes del año.

Como se puede apreciar el mes más desfavorable corresponde al mes de Diciembre, cuyo CMD es de 461.73

1.5. Descripción de la instalación

Una vez averiguado el mes más desfavorable y elegido la inclinación de las placas solares, se va a disponer a describir y realizar la instalación del sistema fotovoltaico.

La instalación, acoge todo el proceso desde la generación de la energía eléctrica hasta la red de baja tensión. Esta última, hoy en día, es propiedad de la compañía eléctrica.

La instalación, constará de los siguientes elementos:

- Paneles solares fotovoltaicos
- Estructuras de soporte para los paneles
- Cableado de distribución de la energía eléctrica y protecciones
- Inversores
- Reguladores
- Baterías
- Puesta a tierra

A continuación, se va a proceder a la descripción detallada de cada elemento, como su elección dentro del mercado de los distintos tipos, el número de elementos que hace falta y sus características.

1.5.1. Características del generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos adecuadamente conectados tanto en serie como en paralelo. Mediante su correcta combinación se podrá obtener el voltaje y corriente necesaria para la aplicación o aplicaciones que se desee. El elemento base es el módulo fotovoltaico.

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica
- Potencia de pico
- Latitud del lugar
- Radiación solar media anual
- Características arquitectónicas del edificio

- Características eléctricas específicas de la carga



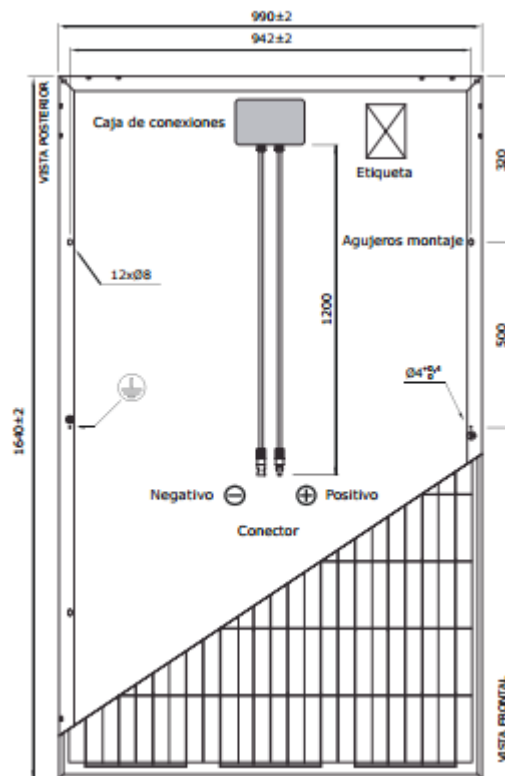
Los módulos solares empleados para dicha instalación van a ser módulos solares policristalinos. La elección de este tipo de módulos solares es debido a que suministran la tensión perfecta para instalaciones de bajo consumo, así como que son los más empleados debido a su bajo coste de fabricación y su gran eficiencia.

El módulo fotovoltaico escogido es el A-245P GSE, de la marca Artesa. Como características del generador fotovoltaico, hay que destacar:

- Optimización de la instalación.
- Alta potencia de módulo y potencia de salida estable.
- Funcionamiento eléctrico excepcional en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Fácil instalación debido a un diseño de ingeniería innovador.
- Riguroso control de calidad que cumple con los más altos estándares internacionales.

- Garantía de 10 años contra desperfectos de fabricación y 25 años de rendimiento.

En la siguiente imagen se podrá observar las diferentes medidas de las que consta el módulo fotovoltaico.



1.5.1.1. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Una vez hallado el coeficiente del mes más desfavorable, hay que corregir las pérdidas posibles que se hayan podido presentar aplicando un coeficiente de sobredimensionamiento. El objetivo de aplicar este coeficiente es corregir las posibles pérdidas que se puedan haber dado.

Para el mayor rendimiento de la instalación se ha optado por el modelo solar: A-245P GSE.

La instalación se va a ejecutar sobre una tensión de 48V, sabiendo esto, se procede al cálculo del número de módulos solares, cuyos cálculos quedan recogidos en el anexo de cálculos justificativos.

El número de paneles solares que se va a colocar en serie para la obtención de los 48V, son de 2.

Como se ha mencionado con anterioridad, va a ser necesario aplicar un sobredimensionamiento del 20% para garantizar que la producción cumpla con la potencia que se desea instalar. Teniendo en cuenta este dato, los módulos solares dispuestos en paralelo serán de 68.

Una vez se dispone tanto del número de paneles solares dispuestos en serie y en paralelo, se obtiene el número de módulos solares totales, los cuales son 136.

Por último, para averiguar la potencia total instalada mediante los paneles fotovoltaicos, se realizará mediante el cálculo de la potencia de cada una de las placas y posteriormente por el número total de placas instaladas.

Por lo que la potencia total instalada para nuestra instalación será de 33320 Wp.

1.5.2. Características del regulador

El regulador, es un dispositivo cuya misión es regular la corriente absorbida por la batería con el fin de que en ningún momento pueda sobrecargarse de forma peligrosa pero, al mismo tiempo, evitar que se deje de aprovechar la energía captada por los paneles. El regulador debe controlar el voltaje, que será una indicación del estado de carga de la batería y si este llega a un valor previamente establecido, correspondiente a la tensión máxima admisible, actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería.

El regulador escogido será el regulador Outback FLEXmax 80, cuyas características son las siguientes:

- Gracias a su tecnología MPPT de seguimiento de picos, es capaz de optimizar su producción hasta en un 30% con respecto a otros reguladores tradicionales.
- Su optimizada ventilación le permite trabajar a con sus plenos 80 amperios de corriente a temperaturas altas. Por ejemplo 40 °C.
- Fiabilidad y prestaciones muy elevadas.
- Puede cargar las baterías de voltaje muy inferior al del campo de paneles fotovoltaicos.
- Su pantalla retroiluminada muestra toda la información con pulsar un botón.
- Su posibilidad de comunicación en red le permite ser programad remotamente mediante el MATE opcional.
- Su bajo coste permite una amortización relativamente rápida.
- Hasta un máximo de salida de 80 A de corriente.
- Puede ser usado en bancos de baterías desde 12 hasta 60 V.
- Por otra parte también puede ser usados con módulos fotovoltaicos sumando potencias de hasta 145 VDC en circuito abierto.

A continuación, se mostrara una imagen del regulador escogido para la instalación efectuada, Outback FLEXmax 80.



1.5.2.1. Cálculo del número de reguladores.

Dado que los reguladores, son los elementos encargados de transferir la energía que proporcionan las placas solares hasta las baterías, será necesario determinar la corriente máxima que proporcionan las placas para la posterior elección de los reguladores.

El regulador deberá tener una tensión de 48 voltios puesto que es a tensión de la instalación.

En el anexo de cálculos justificativos se recogerán los cálculos necesarios para la obtención del número de reguladores.

La intensidad máxima proporcionada por los módulos es de 561.68 Ap.

El número de líneas en paralelo máximo que va a soportar cada regulador es de 10.

En conclusión, para determinar el número de reguladores que serán necesarios, se efectuara el cociente entre el número de líneas en paralelo de los paneles solares entre el número máximo que el regulador puede soportar.

El número de reguladores de los que debemos disponer es de 7.

Se ha ampliado ligeramente el número de reguladores con el objetivo de disponer de una distribución homogénea de la instalación, aparte esto aportara que los reguladores trabajen a una intensidad máxima por debajo de la intensidad máxima soportada por ellos.

1.5.3. Características de las baterías

Las baterías son los elementos encargados de acumular la energía que procede de los módulos solares, para su posterior utilización en el caso de que el tiempo no proporcione el sol necesario.

El recinto donde se van a colocar los reguladores, deberá ser un recinto acondicionado, con sistema de ventilación por precaución a que pueda producirse un desprendimiento de gases.

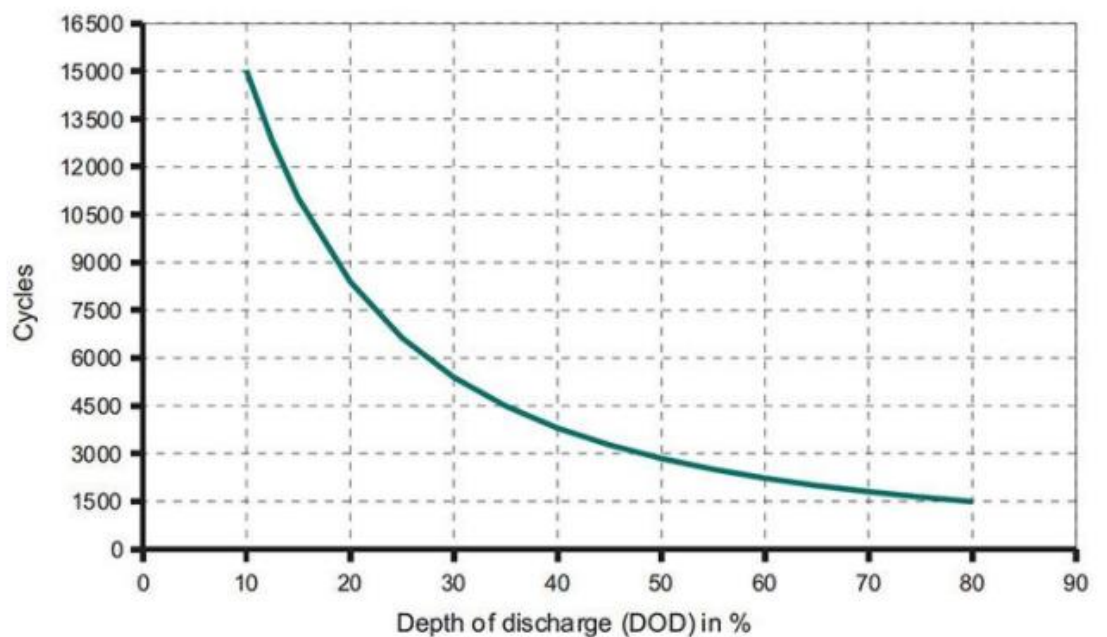


Las baterías seleccionadas para nuestra instalación serán las baterías Acumulador Estacionario BAE 2V 3250Ah. Las características por las que se ha elegido este tipo de baterías es:

- Utilizada en aplicaciones solares y sistemas híbridos.
- Los acumuladores estacionarios BAE se caracterizan por una alta capacidad cíclica además de tener un comportamiento de recarga excelente.

- Bajo mantenimiento del electrolito líquido.
- Utilización de placas tubulares.
- Largo ciclo de vida de aplicaciones cíclicas diarias aprobado scc. IEC 61427.
- Diseño competente aislado de la batería para asegurar la protección táctil.
- Excelente capacidad de descarga total.
- Deslizable patentado para una fiabilidad perfecta.
- Diseño de conexión entre celdas externa para todas las baterías de bloques solares.
- Fácil acceso para las mediciones a través del anillo de servicio y el tornillo poste asegurado.

A continuación, se muestra los ciclos de vida de los ciclos de vida de los acumuladores estacionarios BAE.



1.5.3.1. Cálculo del número de baterías

En este apartado se va a proceder al cálculo del número de baterías que se va a necesitar para abastecer la instalación solar.

La previsión de batería se va a realizar acorde a los consumos contemplando el mes que mayor consumo se realice, dimensionando así el acumulador para abastecer todas las necesidades del cliente que desee.

Otro dato importante a tener cuenta a la hora de determinar el número de baterías necesarias, es el número de días que se va a desear disponer de autonomía. En este caso el número de días de autonomía de los que se va a disponer es de 5.

Así mediante la siguiente fórmula quedará recogida la capacidad necesaria para la instalación:

$$Ah_{batería} = \frac{Ah_{día} \cdot \text{Días de autonomía}}{\text{Profundidad de descarga}}$$

Queda recogido en el anexo de cálculos justificativos la determinación de la capacidad necesaria de la batería. Obteniéndose unos Amperios-hora:

$$Ah_{batería} = 9464.2 Ah$$

Una vez determinado el número de capacidad necesaria de la batería, se comparará con la batería escogida para implantar en la instalación, averiguando así el número de líneas a establecer necesarias para dicha instalación. El número de líneas necesarias obtenido es de 3 líneas.

El cálculo necesario para averiguar el número de líneas necesarias en esta instalación queda recogido en el anexo de cálculos justificativos.

El siguiente paso, será calcular el número de vasos necesarios de disponer para cumplir con la tensión nominal de la instalación fotovoltaica. El número de vasos necesarios obtenidos es de 24 vasos de 2 voltios cada uno.

El cálculo pertinente al cálculo de vasos necesarios queda recogido en el anexo de cálculos justificativos.

En definitiva, el número de baterías necesarias para esta instalación es de 72 baterías.

Como todos los cálculos anteriores, este cálculo también se encuentra en el anexo de cálculos justificativos.

1.5.4. Características de los inversores

El inversor seleccionado para la instalación, será de la gama de inversores INGETEAM, del cual se ha seleccionado el inversor INGECON SUN 1 Play TL M, el cual dispone de un doble sistema de seguimiento dl punto de máxima potencia (MPPT), que le permite extraer la máxima potencia del campo fotovoltaico, incluso con sombreados parciales o bajo condiciones de nubosidad variable.

Por otra parte dispone de una eficiencia máxima del 98% gracias al High Efficiency System desarrollado por esta empresa.

Otra característica a la que se le debe hacer referencia es que estos equipos presentan la gran ventaja de ser compatibles con diferenciales de 30 mA. Estos diferenciales son los más usados para la protección de las personas contra descargas eléctricas fatales.

Por último, el menú que se muestra en la pantalla táctil ha sido diseñado para un manejo sencillo. Además el firmware de estos inversores fotovoltaicos es actualizable por el propio usuario mediante una simple tarjeta de memoria SD.

Por otra parte esta serie de inversores presenta componentes de carburo de silicio. Esta tecnología e permite aumentar los niveles de eficiencia y obtener equipos más fiables, ligeros y compactos.



1.5.4.1. Cálculo del número de inversores

Para obtener el número de inversores necesarios, se ha de tener en cuenta la potencia que va a consumir todos los elementos que están dispuestos en el interior de la vivienda y que van a ser utilizados en algún momento.

La suma de dicha potencia de los diferentes elementos eléctricos que se van a emplear en la vivienda es de 5.3 KW.

Los cálculos quedan recogidos en el anexo de cálculos justificativos.

En definitiva, se van a emplear 2 inversores INGECON SUN 1PLAY TL M con una potencia de 3 KW cada uno.

Por lo que la potencia instantánea total será de 6 KW.

1.5.5. Características de la estructura

El modelo de estructura seleccionado para la sujeción de los módulos fotovoltaicos es el soporte STR03V-1642-994. Las características por las cuales se ha escogido esta estructura son:

- Es un sistema regulable.
- Permite maximizar su producción gracias a su sistema ajustable de anclaje a tejado.
- Cumple con la normativa As/NZS 1170.
- Óptima orientación de los paneles, lo que conlleva una mayor capacidad de producción.
- Posibilidad de establecer en superficies planas irregulares.
- Fácil instalación.
- Flexibilidad y compatibilidad.
- Seguridad y confiabilidad.
- Pueden soportar el clima extremo.
- Los componentes de soporte han sido probado para garantizar la seguridad de la estructura.



Por otro, otro punto de gran importancia que se debe tener en cuenta es los esfuerzos que soporta sobre las adversidades meteorológicas. Estos serán:

- En cuanto al aire soportará rachas de viento de hasta 60 m/s.
- Por otra parte soportara una sobrecarga de nieve de hasta 1400 N/m^2 . Esta no es de gran relevancia, ay que por la zona en la que está localizada, las nevadas son nulas o muy escasas y de poca fuerza.

Las piezas que van a formar parte de la estructura son:





1.5.5.1. Posición relativa

Las placas estarán dispuestas sobre el tejado del establecimiento con un ángulo de 60° y enfocadas hacia el sur. Debido a estar sobre el tejado, se deberá realizar una serie de cálculos para estimar la sobrecarga que esto supone sobre este mismo y en caso de ser excesiva reforzar el tejado para que pueda soportarlo.



1.5.5.2. Cálculo de las sobrecargas sobre la estructura.

El montaje sobre el que se va a realizar la instalación es tejado plano. En este caso, el peso que supone la estructura soporte junto con el peso de los módulos fotovoltaicos supone una carga adicional sobre el tejado. También debe considerarse la posible carga debida a la acumulación de nieve.

Por tanto es imprescindible realizar un estudio de cargas y valorar la máxima carga puntual y superficial que admite el tejado.

En general, las estructuras soporte sobre tejado plano se pueden instalar de dos formas distintas:

- Estructura soporte fijada por gravedad utilizando contrapesos. En este tipo de montajes la estructura no se fija a la estructura de la cubierta. Además del peso de la estructura y de los módulos fotovoltaicos, hay que contemplar la carga añadida que suponen los contrapesos sobre la cubierta asegurarse de que este peso añadido no suponga ningún problema para la edificación.
- Estructura soporte fijada a la estructura de la cubierta. Este método de fijación consiste en anclar la estructura soporte sobre la misma cubierta. Habitualmente es necesario realizar taladros sobre la cubierta. Siempre se deben seguir las instrucciones de fabricante y utilizar los sistemas de fijación indicados.

El estudio de cargas se puede observar de manera detallada en el anexo de cálculos justificativos. En el anexo de cálculos justificativos se aprecia que la vivienda está preparada para soportar las sobrecargas que se le van a incorporar.

1.5.5.3. Cálculo de la distancia mínima entre estructuras.

La distancia de los paneles debe realizarse en filas consecutivas y con una determinada distancia para evitar que se produzcan sombras sobre las mismas. Para evitar esto, se va a proceder a calcular la distancia mínima a la que deben estar cada panel.

El primer dato a tener en cuenta será el factor K, el cual dependerá de la latitud en la que esté dispuesta el emplazamiento. Nuestro emplazamiento se encuentra en la localidad valenciana de

Masarrochos, la cual tiene una latitud de 39 °. Para esta latitud, el factor K recibirá un valor de 2.475 como se puede observar en la siguiente tabla.

| LATITUD | 29 ° | 37 ° | 39 ° | 41 ° | 43 ° | 45 ° |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| K | 1.600 | 2.246 | 2.475 | 2.747 | 3.078 | 3.487 |

Como las placas fotovoltaicas escogidas tienen unas dimensiones de 990±2 de ancho y 1640±2 de altura, para simplificar los datos se tomará un ancho de 1000 mm de ancho por 2000 mm de altura y, así por otra parte se establecerá una cierta distancia de seguridad.

Para determinar la distancia entre cada bloque, se deberá de calcular de la siguiente forma:

$$h = \text{sen}(60^\circ) \cdot 2 = 1.73 \text{ m}$$

$$L = 1.73 \cdot 2.475 = 4.282 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia a la que deberán existir entre estructuras va a ser de 4.282 metros.

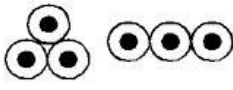

1.5.6. Cableado

El cableado de la instalación nos permite transportar la energía que captan los módulos fotovoltaicos, dirigiéndola entre los diferentes elementos que forman el sistema solar fotovoltaico.

EL cablea utilizar será un cable flexible de cobre, con doble aislamiento de polietileno y PVC, de diferentes secciones dependiendo si la zona es de corriente continua o corriente alterna.

Todas las partes de la instalación deben cumplir con las restricciones impuestas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ya sean de corriente continua o de corriente alterna, cumpliendo así como los criterios de caída máxima de tensión y corriente máxima admisible.

A continuación se muestra una imagen que contiene una tabla con las intensidades máximas admisibles.

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

Además de lo anteriormente mencionado, también se debe cumplir con las condiciones que impone el pliego de condiciones técnicas de instalaciones de energía solar fotovoltaica del IDEA en el que se recoge:

- Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos deberán conducir separados y protegidos según se recoge en la normativa vigente.
- Los conductores seleccionados serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para concretar más, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%.
- La longitud del conductor deberá ser la necesaria, evitando así por un aparte que se produzcan enganchones con los usuarios

que habiten en la vivienda y por otra parte que se produzcan esfuerzos.

- Todo cable perteneciente a la parte de corriente continua, deberá estar dotado de doble aislamiento y ser adecuado para su uso en intemperie de acuerdo con la norma UNE 21123.

Otro punto importante y a tener en cuenta es que los conductores deben estar protegidos frente a la corrosión que les puede provocar el terreno en el que se instalen.

El cable seleccionado para esta instalación, será el modelo P-SUN sp del fabricante PRYSMIAN.



Las características por las cuales se ha seleccionado este tipo de conductor son debidas a que es un cable utilizado especialmente para instalaciones solares fotovoltaicas, pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos y son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección.

1.5.6.1. Dimensionado del cableado

En este apartado se va a realizar el cálculo de las secciones de los diferentes tramos entre los distintos elementos de la instalación realizada.

El primer paso será separa la instalación por los tramos de unión de los diferentes elementos de los que dispone. Estos tramos son:

- Conexión entre módulos fotovoltaicos y caja de conexión.
- Conexión entre la caja de conexión y los reguladores.
- Conexión entre los reguladores y las baterías.
- Conexión entre las baterías y los inversores.

La sección para cada uno de los tramos vendrá dada por la siguiente fórmula:

$$S = \frac{L \cdot I_{cc}}{C \cdot u}$$

Donde:

- S = La sección del cable
- L = La longitud que tiene el cable
- I_{cc} = Corriente máxima que circula por el cable
- C = Es la conductividad del cobre a 70°C cuyo valor es 45.024 m/Ω·mm²
- u = Es la máxima caída de tensión.

Los cálculos quedan especificados en el anexo de cálculos justificativos.

➤ Conexión entre módulos fotovoltaicos y caja de conexión

Para el cálculo de la sección en este tramo se tendrá en cuenta que la distancia entre los módulos fotovoltaicos y la caja de conexión de 10 metros, y con una caída de tensión de 0.35%.

Por otra parte la intensidad máxima de salida de las placas fotovoltaicas es de 8.26 A.

Con estos datos y mediante la fórmula mencionada anteriormente se extrae que la sección necesaria en este tramo es de 14.20 mm^2 .

Como esa sección no es una sección normalizada en el comercio, se escogerá una sección de 16 mm^2 .

➤ Conexión entre la caja de instalación y los reguladores

Para el cálculo de la sección de este tramo se tendrá en cuenta que la distancia entre la caja de conexión y los reguladores es de 20 metros, además de tener una caída de tensión de 0.6%.

La corriente máxima en este tramo va a ser la multiplicación de la corriente máxima de salida de los módulos fotovoltaicos y el número de strings, así se obtendrá una corriente de 74.34A.

Con estos datos y mediante la fórmula mencionada anteriormente se extrae que la sección necesaria en este tramo es de 114.66 mm^2 .

Como esa sección no es una sección normalizada en el comercio, se escogerá una sección de 120 mm^2 .

➤ Conexión entre los reguladores y las baterías

Para el cálculo de la sección de este tramo se tendrá en cuenta que la distancia entre los reguladores y las baterías es de 8 metros, además de tener una caída de tensión de 0.2%.

La corriente máxima en este tramo va a ser la multiplicación de la corriente máxima de salida de los módulos fotovoltaicos y el número de strings, así se obtendrá una corriente de 74.34A.

Con estos datos y mediante la fórmula mencionada anteriormente se extrae que la sección necesaria en este tramo es de 137.59 mm^2 .

Como esa sección no es una sección normalizada en el comercio, se escogerá una sección de 150 mm^2 .

➤ Conexión entre las baterías y los inversores

Para el cálculo de la sección de este tramo se tendrá en cuenta que la distancia entre las baterías y los inversores es de 5 metros, además de tener una caída de tensión de 0.2%.

La corriente máxima en este tramo va a ser la división entre la potencia del inversor, en este caso se utilizan dos inversores de 3000 Watios cada uno entre la tensión nominal de la instalación que es de 48 V. Realizando la operación, dará una corriente de 62.5 A para cada inversor.

Con estos datos y mediante la fórmula mencionada anteriormente se extrae que la sección necesaria en este tramo es de 72.30 mm^2 .

Como esa sección no es una sección normalizada en el comercio, se escogerá una sección de 95 mm^2 para cada inversor.

Por último y como resumen se va a establecer una tabla resumen diferenciando entre el tramo pertinente y su sección.

| TRAMO | SECCIÓN |
|--|--------------------|
| Módulos fotovoltaicos – Caja de conexión | 16 mm^2 |
| Caja de conexión – Reguladores | 120 mm^2 |
| Reguladores – Baterías | 150 mm^2 |
| Baterías – Inversores | 95 mm^2 |

1.5.7. Protecciones

En este apartado se va a tratar las medidas a adoptar en la instalación para la protección de los distintos usuarios y evitar daños contra cortocircuitos o contra sobreintensidades.

Para poder asegurar la protección de los usuarios, se ha dividido los posibles peligros en dos partes, los peligros frente a contactos directos y los contactos frente a contactos indirectos.

Por una parte, frente a los contactos directos, se dispondrán de fusibles, estos actuarán en la parte de corriente continua. Por otra parte, en la parte de corriente alterna, se dispondrán de protecciones frente a contactos y sobreintensidades, además de una puesta a tierra cumpliendo con la normativa vigente.

Por otra parte, frente a los contactos indirectos, los usuarios quedaran protegidos mediante el aislamiento de todas las partes activas que se encuentran en la instalación y que puedan, en algún momento, causar daño algún usuario o causar un peligro. Por ese motivo todas estas partes quedaran recubiertas de un material aislante, asegurando así el bienestar de los usuarios en todo momento.

Para que la protección este dimensionada correctamente, aplicados la norma UNE 20460 que recoge que el aparato debe tener las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_C \leq 1.45 \cdot I_Z$$

Donde:

I_B → Intensidad nominal de la línea.

I_N → Intensidad nominal de la protección.

I_Z → Intensidad máxima admisible que puede circular por la línea.

$I_C \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento de la protección, que en el caso de fusibles es la intensidad de fusión y en el caso de interruptores automáticos la intensidad de disparo.

En el caso de que la protección sea mediante magnetotérmico se cumple la condición:

$$I_C = 1.45 \cdot I_Z$$

En el caso de que la protección sea mediante fusible tipo gG se cumple que:

$$I_C = 1.6 \cdot I_Z$$

En cada parte de la instalación se calculan los límites que nos imponen y se decide qué tipo de protección es apropiada para el correcto funcionamiento.

Para disponer de los datos de forma más clara, a continuación quedara reflejada mediante una tabla todos los fusibles de los que vamos a necesitar, especificando también el tramo al que pertenecen.

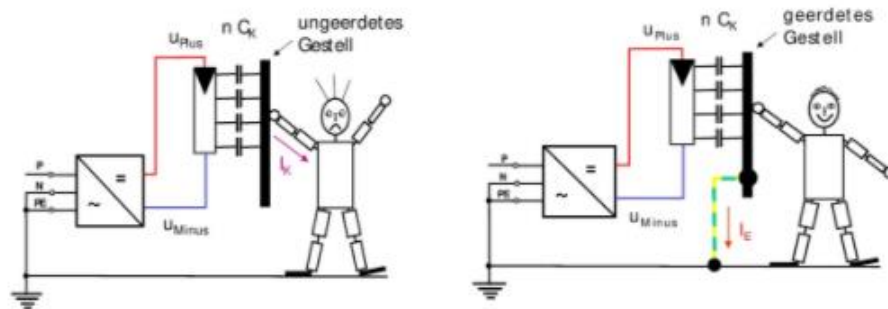
| FUSIBLE | CONEXIÓN |
|----------------|--|
| 10 A | Módulos Fotovoltaicos – Caja de conexión |
| 100 A | Caja de conexión – Regulador |
| 100 A | Regulador – Baterías |
| 80 A | Baterías – Inversor |

Los cálculos necesarios para averiguar el fusible necesario, quedan recogidos en el apartado de anexo de cálculos justificativos.

1.5.8. Puesta a tierra

La puesta a tierra de una instalación es la conexión eléctrica a tierra, sin fusibles, ni protección, de todas las masas metálicas importantes del emplazamiento y de todas las masas metálicas accesibles de la instalación.

Toda puesta a tierra debe limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar, por accidente o avería, las masas metálicas. De ahí que este elemento constituya una gran importancia dentro de la instalación, debido a que su mal funcionamiento puede conllevar un gran riesgo.



El Reglamento Electrónico para Baja Tensión, desarrolla este tema en las ITC 18 y 26. El circuito de puesta a tierra está compuesto por:

- **Electrodos:** estos elementos son los encargados de absorber o disipar en el terreno las corrientes de efecto. La profundidad mínima a la que deben estar enterrados es de 0.5 m. Los más utilizados actualmente son conductores desnudos y picas hincadas. La sección mínima recomendada para el conductor, es de 35 mm^2 , según la Guía Técnica de Aplicación.
- **Línea de enlace con tierra o de conductor:** este elemento es el encargado de unir el electrodo con el punto de puesta a tierra. Se han de unir con soldadura aluminotérmica o autógena. La sección mínima de la que debe disponer es de 25 mm^2 para cobre no protegido contra la corrosión o de 16 mm^2 si está protegido.

- **Puesta a tierra o borne principal de tierra:** este elemento está situado fuera del terreno y sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra. Está formado por un sistema de apriete que permite su conexión y desconexión. Por último, el elemento estará dispuesto en el interior de una arqueta o caja.



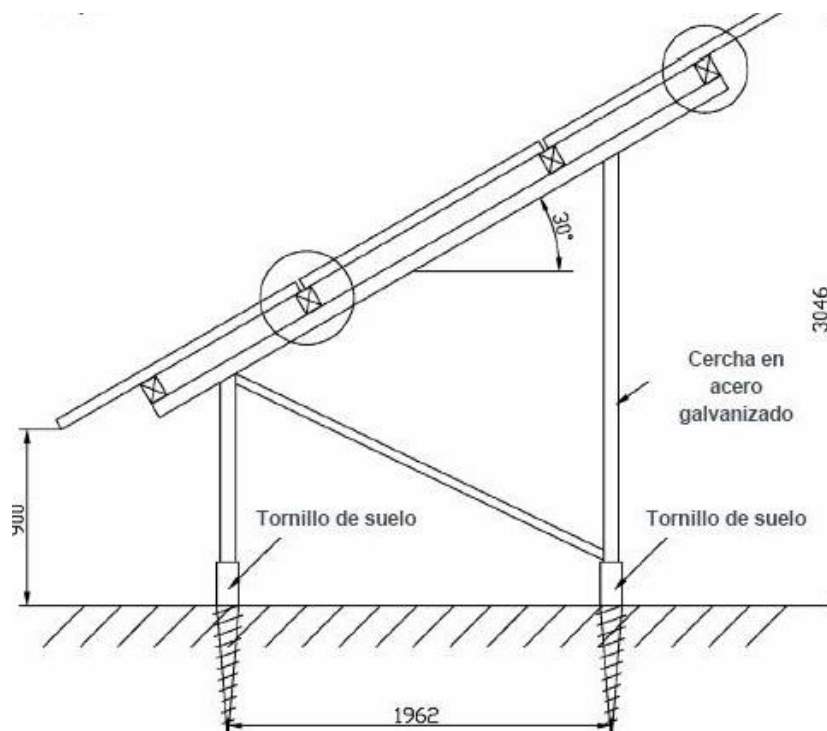
Punto de puesta a tierra, cerrado y abierto

- **Línea principal de tierra:** este elemento es el encargado de unir el punto de puesta a tierra con el comienzo de la línea secundaria de tierra.
- **Línea secundaria de tierra o derivación de la línea principal de tierra:** este elemento es el encargado de enlazar la línea principal de tierra con los distintos conductores de protección de la instalación interior. Discurre desde el embarrado de salida de la centralización de contadores hasta el cuadro general de mando y protección de la vivienda.
- **Conductores de protección:** es el elemento encargado de unir las masas y elementos mecánicos conductores con la línea principal de tierra o la línea secundaria de tierra.

En conclusión, el objetivo de la puesta a tierra va ser mantener en todo momento a salvo a os distintos usuarios que circulen o vivan en la vivienda donde este establecida la instalación fotovoltaica.

La puesta a tierra deberá en todo momento funcionar de forma correcta para proporcionar así una fiabilidad y seguridad necearías para poder habitar en la vivienda donde está establecida dicha instalación.

A la toma de tierra deberán ir unidas las estructuras de los módulos solares fotovoltaicos y todas las masas metálicas que estén dispuestas a lo largo de la instalación.



Para determinar la puesta a tierra de la que debe disponer esta instalación fotovoltaica, habrá que tener en cuenta varios factores. El primero de ellos va a ser la tensión nominal de la que dispone la vivienda, el cual es de 48 V.

Otro factor a tener en cuenta va a ser la sensibilidad del diferencial utilizado en la vivienda. EL valor de esta sensibilidad del diferencial es de 30 mA.

El ultimo valor a tener en cuenta para realizar la puesta a tierra de la instalación, será la resistividad del terreno, que en este caso es de 3000 $\Omega \cdot m$.

Una vez se tiene claro todos los datos necesarios para la puesta a tierra de la instalación se procede al cálculo de la resistencia a utilizar. Dicha resistencia se calculará mediante los pasos que se mencionan a continuación.

El primer paso, será determinar cuál es la resistencia máxima permitida en esta instalación. Para esta instalación se ha determinado que la resistencia máxima permitida de la que se va a disponer va a ser una resistencia de 800 Ω .

Por otra parte, el siguiente paso y será determinar cuál es la resistencia a utilizar con el electrodo de puesta a tierra formado por 4 picas separadas cada una un metro entre sí, observando también que, dicha resistencia, o supere el valor de la resistencia máxima calculada y mencionada anteriormente. El valor de la resistencia a emplear en esta instalación es de 75 Ω .

Por último, habrá que comprobar que mediante la resistencia seleccionada, no se exceda el voltaje nominal de la instalación. Empleando la resistencia seleccionada sale un voltaje de 2.25V que es mucho menor al voltaje nominal del que se dispone en la instalación, que es de 48 V.

Todos estos datos vienen detallados de forma más exhaustiva en el anexo de cálculos justificativos de este proyecto.

1.6. Estudio económico

Mediante los precios obtenidos por los distintos proveedores, finalmente, se ha obtenido el mejor precio teniendo en cuenta el servicio y la calidad ofrecida por el mismo. El coste de la obra asciende a 138.248,78 €.

En este apartado se va a tratar por una parte los costes de la instalación, esto incluye el coste de W_{pico} , coste a los 25 años y coste a los 40 años. Por otra parte, el otro punto a tratar va a ser la amortización de la instalación, donde se indicará a partir de qué año la instalación esta amortizada por completo.

1.6.1. Costes

1.6.1.1. Coste W_{pico}

Para averiguar el precio del W_{pico} de la instalación, habrá que tener en cuenta dos datos, el primero va a ser el coste total final de la instalación, sin contar el precio de montaje que ha costado dicha instalación, y el segundo dato a tener en cuenta va a ser el W_{pico} de la instalación.

El primer dato, cuyo valor es 104.730,19, este dato se puede ver de forma más exhaustiva en el apartado 4 de este proyecto que corresponde al apartado de presupuestos.

El segundo dato, que es el W_{pico} de la instalación, se extraerá de la potencia de pico máxima de la que disponen los módulos fotovoltaicos seleccionados y el número de ellos que se han colocado.

Mediante la siguiente fórmula se hallará el coste del W_{pico} de la instalación:

$$\text{Coste } W_{pico} = \frac{\text{Coste total instalación}}{W_{pico} \text{ de la instalación} \cdot \text{Número de placas}}$$

Mediante esta fórmula, y sustituyendo por los datos que se han mencionado anteriormente, se extrae el precio del W_{pico} de la instalación. Quedará de la siguiente manera:

$$\text{Coste } W_{pico} = \frac{104.730,19}{255 \cdot 136} = \frac{104.730,19}{34.680} = 3.02 \text{ €}$$

Este coste se considera razonable, ya que el precio del Watio pico instalado actualmente se encuentra muy próximo al calculado.

1.6.1.2. Coste a los 25 años

En este primer estudio se va a realizar un balance económico de la instalación sobre el precio final del watio pico en un periodo que abarque los primeros 25 años de la instalación.

Para este apartado, habrá que tener en cuenta que los elementos de la instalación, deberán ser renovados en su totalidad, debidos que tal y como explican los proveedores en el libro de características de cada elemento, deberán ser cambiados en un plazo de 15 años.

Además de cambiar algunos de los elementos, también habrá que realizar sobre ellos una serie de acciones de mantenimiento para mantener la alta eficiencia que se espera de la instalación.

Todo esto anteriormente mencionado, implicara un pequeño aumento en el coste. Habrá que tener en cuenta el precio inicial más el mencionado, siendo este nuevo coste de:

$$\text{Coste}_{25 \text{ años}} = \text{Coste inicial} + \text{Inversores} + \text{Baterías} \\ + \text{Reguladores} + \text{Mantenimiento}$$

$$\text{Coste}_{25 \text{ años}} = 104.730,19 + 3.720 + 60.144,48 + 4.828,41 \\ + 1500 = 174.923,08 \text{ €}$$

El siguiente paso va a ser averiguar los KWh de la instalación a los 25 años. Para averiguar este dato, se hará necesario por una parte el rendimiento de la instalación correspondiente a los años que lleva instalada y los años de instalación y, por otra parte, la potencia de la que está dotada la instalación.

El primer dato, será el rendimiento de los módulos solares, el cual viene dado por el proveedor y el cual es del 90% durante los primeros 10 años de vida y posteriormente pasará a tener un 80% el resto de su vida útil.

Por último, el último dato a tener en cuenta es la potencia de la que está dotada la instalación y la cual es de 34.680 Watios.

Para el cálculo de la producción acumulada de KWh durante los primeros 25 años, se hará primero un cálculo de los primeros 10 años y, posteriormente los 15 siguientes. Esto se debe a que el rendimiento de las placas es distinto una vez pasan los 10 primeros años de uso. Así bien quedara de la siguiente manera:

$$\text{KWh 25 años} = \text{KWh 10 años} + \text{KWh 15 años}$$

$$\text{KWh 10 años} = P_{\text{inst}} \cdot \eta_{\text{módulos}} \cdot \text{Años}$$

$$\text{KWh 10 años} = 34.680 \cdot 0.9 \cdot 10 = 312.120 \text{ KWh}$$

$$\text{KWh 15 años} = 34.680 \cdot 0.8 \cdot 15 = 416.160 \text{ KWh}$$

$$\begin{aligned} \text{KWh 25 años} &= 312.120 + 416.160 = \\ &773.280 \text{ KWh} \end{aligned}$$

La potencia total generada será igual a 773.280 KW

Posteriormente, para determinar el nuevo coste del KWh generado, se opera con la siguiente expresión:

$$\text{Coste/KWh 25 años} = \frac{\text{Coste 25 años}}{\text{KWh 25 años}}$$

Resultando el balance económico a 25 años a un precio de:

$$\text{Coste/KWh 25 años} = \frac{174.923,08}{773.280} =$$

$$0,24 \text{ €/KWh}$$

1.6.1.3. Coste a los 40 años

Para la determinación de los costes en la siguiente situación, habrá que utilizar los datos calculado anteriormente más, al igual que en el apartado anterior, la renovación de los elementos de la instalación, como queda recogido en las fichas técnicas facilitadas por el fabricante.

El coste a los 40 años será:

$$\text{Coste}_{40 \text{ años}} = \text{Coste}_{25 \text{ años}} + \text{Inversores} + \text{Reguladores} + \text{Baterías} + \text{mantenimiento}$$

$$Coste_{40 \text{ años}} = 174.923,08 + 3.720 + 60.144,48 + 4.828,41 + 1500 = 245.115,97 \text{ €}$$

Para calcular la producción eléctrica acumulada, se volverá a tener en cuenta las pérdidas de eficiencia de las placas. En 40 años se supondrá que las pérdidas son del 25%.

Cogiendo el valor de pérdidas del 25%, se está cogiendo un valor elevado, que permitirá asegurar que los cálculos realizados están por encima del valor real.

La producción acumulada en 40 años será:

$$KWh \text{ 40 años} = 34.680 \cdot 0.75 \cdot 40 = 1.040.400 \text{ KWh}$$

El coste por por cada KWh generado es de:

$$\begin{aligned} \text{Coste/KWh 25 años} &= \frac{\text{Coste 40 años}}{\text{KWh 40 años}} = \frac{245.115,97}{1.040.400} \\ &= 0.23 \text{ €/KWh} \end{aligned}$$

1.6.2. Amortización

Antes de realizar el análisis de la rentabilidad del proyecto, se debe hacer un estudio energético con el que se pueda calcular la producción del sistema solar fotovoltaico y, mediante esos datos que se han obtenido realizar el estudio económico.

A continuación se muestra como se ha extraído la producción que produce la instalación cada año:

$$KWh/año = P_{inst} \cdot \eta_{modulos} \cdot \text{Años}$$

$$\text{KWh/año} = 34.680 \cdot 0.9 \cdot 1 = 31.212 \text{ KWh}$$

Una vez obtenido la producción anual que obtiene el sistema solar fotovoltaico, habrá que hallar los otros datos necesarios para el cálculo de la amortización. Estos son, la inversión realizada para la instalación del proyecto, el coste por KWh, el cual se ha estimado que corresponde a 0,30 €/KWh, el mantenimiento a realizar sobre la instalación y el rendimiento conforme vayan avanzando los años. Una vez, se han obtenido los datos necesarios se procede a realizar el estudio económico. Con los datos de partida, se hace la estimación del dinero que se obtiene cada año con la producción, estos datos se pueden visualizar en la siguiente tabla:

| <i>Datos</i> | <i>valor</i> |
|------------------------------------|--------------|
| <i>Inversión</i> | 138.248,78 € |
| <i>Energía producida anual KWh</i> | 31.212 |
| <i>Tarifa venta energía €/KWh</i> | 0,30 |
| <i>Mantenimiento</i> | 1.500,00 € |
| <i>Disminución del rendimiento</i> | 0.8% |

| Año | Costes | Producción | Ingresos | FC | FC acum. |
|------------|---------------|-------------------|-----------------|-----------|-----------------|
| 0 | -138.248,78 | 0 | 0 | 0 | -138.248,78 |
| 1 | 1.500 | 31.212,00 | 9.363,60 | 7.863,60 | -130.385,18 |
| 2 | 1.500 | 30962,304 | 9.288,69 | 7.788,69 | -122.596,49 |
| 3 | 1.500 | 30714,606 | 9.214,38 | 7.714,38 | -114.882,11 |
| 4 | 1.500 | 30468,889 | 9.140,67 | 7.640,67 | -107.241,44 |
| 5 | 1.500 | 30225,138 | 9.067,54 | 7.567,54 | -99.673,90 |
| 6 | 1.500 | 29983,337 | 8.995,00 | 7.495,00 | -92.178,90 |
| 7 | 1.500 | 29743,47 | 8.923,04 | 7.423,04 | -84.755,86 |
| 8 | 1.500 | 29505,522 | 8.851,66 | 7.351,66 | -77.404,20 |
| 9 | 1.500 | 29269,478 | 8.780,84 | 7.280,84 | -70.123,36 |
| 10 | 1.500 | 29035,322 | 8.710,60 | 7.210,60 | -62.912,76 |
| 11 | 1.500 | 28803,039 | 8.640,91 | 7.140,91 | -55.771,85 |
| 12 | 1.500 | 28572,615 | 8.571,78 | 7.071,78 | -48.700,06 |
| 13 | 1.500 | 28344,034 | 8.503,21 | 7.003,21 | -41.696,85 |
| 14 | 1.500 | 28117,282 | 8.435,18 | 6.935,18 | -34.761,67 |
| 15 | 1.500 | 27892,344 | 8.367,70 | 6.867,70 | -27.893,97 |
| 16 | 1.500 | 27669,205 | 8.300,76 | 6.800,76 | -21.093,20 |
| 17 | 1.500 | 27447,851 | 8.234,36 | 6.734,36 | -14.358,85 |
| 18 | 1.500 | 27228,269 | 8.168,48 | 6.668,48 | -7.690,37 |
| 19 | 1.500 | 27010,442 | 8.103,13 | 6.603,13 | -1.087,24 |
| 20 | 1.500 | 26794,359 | 8.038,31 | 6.538,31 | 5.451,07 |
| 21 | 1.500 | 26580,004 | 7.974,00 | 6.474,00 | 11.925,07 |
| 22 | 1.500 | 26367,364 | 7.910,21 | 6.410,21 | 18.335,28 |
| 23 | 1.500 | 26156,425 | 7.846,93 | 6.346,93 | 24.682,21 |

Una vez realizada la tabla se procede a estimar el periodo de recuperación de la instalación. Dicho periodo se estimara observando la última columna de la tabla superior, la cual corresponde a flujo de caja acumulado. La inversión realizada en la instalación comenzará a recuperarse cuando en dicha columna, los datos empiecen a ser positivos.

Así bien, fijándonos en la columna, se estima que la inversión realizada en la instalación comenzará a recuperarse a partir del año 20.

2. PLIEGO DE CONDICIONES

2.1. Aspectos Generales

En este apartado se va a recoger las condiciones que se van a aceptar en la instalación. Se establece la relación que existirá entre el propietario y el ejecutor a la hora del proyecto y la cual debe cumplirse.

El documento deberá incluir toda la información necesaria para que llegue a buen fin y se ajuste a los planos constructivos de dicho proyecto. Por otra parte debe incluir las condiciones generales de trabajo, el mantenimiento de los elementos utilizados, las pruebas sobre dichos elementos, la prevención y seguridad a tomar y por último la garantía.

En cuanto al mantenimiento se pueden diferenciar dos tipos:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

El mantenimiento preventivo es que se efectuará mediante operaciones visuales, mediante la comprobación y verificación del correcto funcionamiento de los elementos y equipos utilizados, verificación de las protecciones aplicadas, las condiciones de funcionamiento y vida de la instalación.

Por otra parte el mantenimiento correctivo, es el encargado de volver a la normalidad y al buen funcionamiento aquellas anomalías encontradas en la revisión realizada mediante el mantenimiento preventivo.

Todas estas actividades de mantenimiento tanto preventivo como correctivo estarán realizadas mediante un operario cualificado que asignará la empresa encargada de la instalación.

Para finalizar, todas las anomalías encontradas y sus debidas reparaciones quedarán recogidas en un diario de seguimiento.

2.2. Elementos de la instalación

2.2.1. Generador fotovoltaico

Para el correcto funcionamiento del generador fotovoltaico, se deberá intentar mantener que funcione a su mayor rendimiento. Para conseguir dicho objetivo habrá que tener en perfecto estado todos los módulos solares.

Para conseguir este objetivo se habrán de realizar una serie de actuaciones. Estas serán:

- Para evitar que se acumule excesivo polvo sobre la superficie de los módulos solares se deberá realizar una debida limpieza sobre estos para mantenerla en correcto estado.
- Otra medida será la medición eléctrica de los paneles solares para comprobar su rendimiento.
- Una comprobación de los diferentes elementos de unión y conexiones, vigilando que estén en buen estado y no perjudiquen la instalación.
- Por último, se deberá comprobar los diodos de protección para que el funcionamiento de estos sea el correcto y no influya negativamente en el rendimiento de la instalación o pueda provocar algún percance.

Mediante los métodos mencionados, se asegurará que el generador fotovoltaico funcione de forma correcta y a su máximo rendimiento.

2.2.2. Reguladores

Para los reguladores, las indicaciones a seguir para que su rendimiento sea el adecuado y la vida útil sea la máxima posible son las siguientes:

- Supervisión de las diferentes conexiones realizadas sobre dicho elemento, subsanando alguna si no se encuentra en buen estado.

- Vigilar que la temperatura sea la adecuada para evitar posibles daños en elementos electrónicos.
- Comprobación de los indicadores de control.
- Comprobar que en los terminales no se produzca una caída de tensión.
- Mantener siempre el elemento, evitando que se acumule polvo o sustancias tales que perjudiquen su correcto funcionamiento.
- Comprobación del lugar donde dicho elemento se encuentre, vigilando así que la ventilación sea la correcta para evitar una acumulación de gases.

2.2.3. Baterías

Las baterías, son el elemento que más mantenimiento y vigilancia van a necesitar de la instalación. Este mantenimiento tan continuo se debe sobre todo a su composición, la cual es química, con la cual se deberá tener especial cuidado ya que puede llegar a ser dañina tanto para otros dispositivos como para alguna persona.

Las medidas que se deben tomar ante esta situación para tener siempre en buen estado este elemento y conseguir con ello un rendimiento óptimo son:

- Comprobación de si la ventilación es la adecuada dentro del establecimiento en el que se encuentre.
- Control de la temperatura dentro del establecimiento en el que se encuentre el elemento.
- Comprobación de la estanqueidad.
- Comprobación de los distintos terminales y conexiones, como también del adecuado engrase.

- Control de la densidad del líquido electrolítico para su correcto funcionamiento.
- Visualización del nivel del líquido de las baterías para comprobar que su nivel sea el correcto.

2.2.4. Inversores

En los inversores, se deberá realizar un control similar al de los otros elementos, para comprobar su correcto funcionamiento. Las medidas tomadas para el mantenimiento de este elemento son:

- Comprobación de la ventilación del establecimiento donde se encuentre dicho elemento, comprobando así que los gases no se acumulen.
- Comprobación de la temperatura del establecimiento donde se encuentren los elementos para evitar así posibles daños en los elementos electrónicos.
- Eliminación del polvo o suciedad que se pueda haber acumulado en los elementos y que puedan afectar a su rendimiento.
- Comprobación de la correcta conexión de los diferentes terminales.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los indicadores de control.
- Comprobar si se produce caída de tensión entre los terminales.
- Comprobación de la óptima eficiencia y de la distorsión armónica.

2.2.5. Estructura

En cuanto al soporte, el mantenimiento que se le va a realizar va a ser muy básico, ya que va a ser todo realizado mediante una supervisión visual. Las medidas a realizar para su mantenimiento son:

- Comprobación del estado de la estructura, mirando con detenimiento que no haya sufrido ningún daño, ya sea por oxidación, por algún otro elemento del medioambiente.
- Comprobación de todos los elementos de sujeción, mirando que estén en buen estado y que todos los elementos estén bien sujetos a la estructura.
- Comprobación, de que la estructura tenga la orientación e inclinación correctas tal y como queda reflejado en este proyecto.

2.2.6. Cableado y canalizaciones

El mantenimiento de estos elementos se realizará por separado, por un lado cableado y conexión entre módulos y por el otro las canalizaciones, para facilitar y simplificar las acciones a realizar. Así bien, las acciones a realizar para ambos grupos serán:

Cableado y conexión entre módulos

- Comprobación del buen estado del aislamiento de los diferentes cables, vigilando así que no haya ningún desperfecto.
- Comprobación en los bornes de conexión, vigilando que estén bien conectados.
- Comprobación de que los módulos estén correctamente conectados.

Canalizaciones

- Comprobación de que las diferentes canalizaciones se encuentren en perfecto estado.
- Comprobación, mediante el plano, de que cada circuito siga la canalización correcta.
- Comprobación del óptimo estado de los diferentes conductores situados en las canalizaciones.
- Comprobación de los conductos, observando que no se encuentre obstruidos por ningún material ajeno a la instalación. En caso de encontrarse con alguno, quitarlo.

2.2.7. Protecciones

Las protecciones van a ser una de las partes más importantes de la instalación ya que un fallo en alguna de ellas o algo que no se encuentre en debido estado va a suponer una gran repercusión, tanto a nivel de la instalación, como a nivel de usuarios, pudiendo así dañar o perjudicar de forma grave a estos. Por todo esto las medida que se van a tomar van a ser mucho más exhaustivas, para evitar cualquier daño a los diferentes elementos y usuarios.

Las acciones a realizar para el mantenimiento y control de estos elementos serán los siguientes:

- Comprobación del óptimo estado y funcionamiento de todos los interruptores.
- Comprobación que las conexiones de las protecciones se encuentren en buen estado.
- Comprobación de todos los elementos de funcionamiento y de actuación de seguridad y protecciones.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los fusibles, puesta a tierra e interruptores de seguridad.

- Realización de pruebas en toda la instalación en busca de anomalías en el funcionamiento.

2.2.8. Puesta a tierra

El mantenimiento a realizar en la puesta a tierra es necesario para mantener una buena circulación de las corrientes de defecto a tierra. Las acciones para comprobar su correcto funcionamiento son las siguientes:

- La revisión se efectuara cuando el terreno se encuentre lo más seco posible.
- Comprobación de la medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Comprobación de la resistividad del terreno.
- Comprobación de la unión de todas las masas metálicas a tierra.
- Revisión periódica cada 5 años del correcto estado de los conductores de enlace del electrodo con el punto de puesta a tierra.

2.3. Ejecución de la obra

Para el comienzo de la obra habrá que tener en cuenta una serie de pasos a seguir los cuales marcarán las características de las que va disponer la obra de la instalación. Estos pasos son:

- Los elementos serán dispuestos de tal forma y como quedan reflejados en el apartado de planos.
- La obra estará supervisada en todo momento por un responsable elegido por la empresa instaladora, el cual tendrá la tarea de que todo marche según lo previsto y de forma correcta.

- El responsable deberá estar cualificado y atento en todo momento a lo que suceda durante la ejecución de la obra, ya que si ocurre alguna cosa desafortunada la responsabilidad caerá sobre él debido a que es el máximo responsable de la seguridad tanto del personal como de la instalación.
- El director de la obra será el encargado de dirigir esta e indicar todos los puntos a realizar para que la obra funcione de manera correcta. Estará en todo momento acompañado por el responsable que la empresa instaladora ha decidido.
- La empresa contratada para la ejecución de la obra de instalación, se hará cargo de proporcionar todos los materiales y elementos necesarios para la correcta ejecución de esta.
- Los materiales serán de calidad, ya que la calidad de la obra va a depender de ellos.
- De ninguna manera los materiales podrán cambiarse de los dispuestos en el documento de la instalación. En caso de querer cambiar alguno se deberá notificar para su estudio y en caso afirmativo se dispone el cambio de lo contrario permanecerá lo contenido en el proyecto.

Los pasos habrán de seguir tal y como quedan reflejados en el documento para garantizar en todo momento la buena calidad y correcto funcionamiento de la obra.

2.3.1. Ejecución del trabajo

Para la correcta ejecución de la obra se deberán seguir una serie de pasos. Estos serán los siguientes:

- a) Movimiento y nivelación de las tierras.
- b) Cimentación para las estructuras utilizadas en el soporte de los módulos fotovoltaicos.

- c) Montaje de las estructuras de los soportes de los módulos fotovoltaicos.
- d) Montaje de los modelos fotovoltaicos.
- e) Montaje de los elementos necesarios para la instalación dentro de los emplazamientos habilitados para su fin.
- f) Colocación del cableado y su debido conexionado.
- g) Comprobación del correcto funcionamiento de la instalación.

Por otra parte el comienzo de la obra y su plazo de ejecución será todo acordado mediante el cliente y la empresa instaladora.

En caso de que los plazos no sean cumplidos, el cliente tendrá derecho a una indemnización por parte de la empresa por no cumplir con lo acordado en el contrato.

2.3.2. Obras complementarias

Por una parte, la empresa contratada para la realización de la obra, será también la encargada de realizar las obras necesarias para el acondicionamiento de la zona para la futura instalación que se realizara de los módulos fotovoltaicos, haciendo así que esta instalación sea más sencilla y cómoda de realizar.

El acondicionamiento del terreno se realizara mediante la limpieza del mismo de todos los factores que puedan perjudicar y entorpecer la instalación, además de allanar la superficie para que los módulos fotovoltaicos se encuentren todos al mismo nivel.

Estas obras no harán variar el presupuesto acordado ya entre el cliente y la empresa, quedando plasmado este mismo en el contrato.

2.4. Recepción y pruebas

2.4.1. Recepción de la instalación

Una vez se ha dado por finalizada la obra, se realizará una serie de pruebas técnicas sobre la instalación que deberán ser superadas indicando por una parte que la instalación funciona correctamente y, por otra que se puede usar de forma segura sin poner en peligro la integridad de los usuarios que se encuentren en la vivienda.

Las pruebas antes mencionadas y obligatorias de realizar serán las siguientes:

- Prueba de cada elemento de la instalación, comprobando que esta funciona correctamente, sin producirse ningún contratiempo.
- Comprobación de la autonomía de la instalación, vigilando que dure las horas marcadas mediante el proyecto.
- Comprobación de las diferentes protecciones y sistemas de seguridad dispuestos a lo largo de toda la instalación vigilando que este todo en su lugar y dispuesto de forma correcta.
- El usuario dispondrá de un manual entregado por la empresa, donde queda reflejado las características de cada elemento, su modo de funcionamiento y su mantenimiento.
- Por último, la empresa deberá dejar el emplazamiento tal y como antes de realizar la obra, libre de objetos y materiales y depositarlos en la zona de escombros correspondiente.

2.4.2. Conservación de la instalación

Como se ha mencionado en el apartado de mantenimiento de los elemento de la instalación (2.2.), el mantenimiento será realizado por una persona o personas designadas por la empresa, cualificadas para la ejecución de la misma. Esta persona o personas deberán de encargarse de que la instalación funcione correctamente en todo momento y si encuentran

alguna anomalía, encontrar la causa de esta, y repararla, cambiando si hiciera falta el elemento que produce esta anomalía.

En caso de que la anomalía haya sido por culpa de los operarios de la instalación, la empresa se hará cargo de su reparación. En caso contrario, que la culpa sea del usuario, será el mismo el que se haga cargo de la reparación de la instalación.

2.4.3. Medios auxiliares

Se entienden por medios auxiliares, todos aquellos elementos y maquinaria utilizada a lo largo de la obra para la correcta ejecución de la obra.

Estos medios auxiliares correrán en todo momento a cuenta de la empresa sin causar ningún incremento en el precio final del estipulado anteriormente.

2.4.4. Libro de incidencias

El libro de incidencias, es el documento donde quedarán recogidas todas las dificultades y causas que atrasen o entorpezcan el correcto funcionamiento de la obra, ya sea a la hora de la realización de la instalación, como a posteriori con algún elemento que no funcione correctamente y pueda comprometer la integridad de los usuarios de la vivienda. Además de las dificultades también deberán recogerse las causas y la solución adoptada.

Dicho libro será realizado por el responsable de la seguridad designado por la empresa, cayendo sobre el toda la responsabilidad en caso de producirse alguna anomalía y que no haya sido ni recogida ni subsanada.

2.5. Valoración de impactos

En este apartado se va a recoger una serie de puntos que van a hacer referencia a un análisis sobre el impacto que ha tenido la ejecución de la obra sobre el medioambiente, fauna y flora.

Para cada acción se distingue:

- El carácter genérico, será catalogado de beneficioso o de lo contrario como adverso según el estado previo a la realización de la obra.
- La acción podrá ser catalogada como directa e indirecta, haciendo referencia estas a como su propio nombre indica, directa cuando la acción queda manifestada de forma directa e indirecta cuando la acción se deba a interdependencias.
- Cuando el efecto de la acción se favorezca por la combinación de este con otros, o por acciones derivadas, este fenómeno se denominara sinergia.
- En cuanto al tiempo de repercusión, podrán ser temporales si la acción dura un tiempo limitado de tiempo o permanente si la acción permanece a lo largo del tiempo.
- Por otra parte otra forma en la que pueden ser calificados, son localizados si las acciones ocurren dentro del emplazamiento donde se está ejecutando la obra o extensiva si se producen fuera del emplazamiento de la ejecución de la obra.
- La reversibilidad ocurrirá cuando un proceso natural que ha sido modificado a causa de las acciones retorna a su estado inicial, de lo contrario recibirá el nombre de irreversible.
- En cuanto a la probabilidad de que sucedan determinados factores derivados de las acciones se pueden en clasificar en seguro, alto, medio o bajo.
- Habrá que tener extrema precaución con los elementos que e encuentre en extrema protección.
- La recuperabilidad existirá cuando ras la realización de la acción, el elemento o zona que haya sido modificado pueda recuperarse y devolverse a su estado inicial de lo contrario se catalogara como irrecuperable.

- En cuanto la magnitud del impacto, se puede clasificar de la siguiente forma:
 - a. Compatible: El impacto no afecta de manera negativa al medio o la recuperación es inmediata.
 - b. Moderado: Cuando la recuperación de los medios naturales se efectúa a medio plazo sin necesidad de acciones correctoras.
 - c. Severo: Cuando la necesidad de aplicar medidas correctoras se hace necesaria para que palien los efectos producidos de forma parcial o la probabilidad de que los impactos sea reversibles de manera media.
 - d. Crítico: Cuando las acciones realizadas sobrepasan el umbral de máximo permitido haciendo así las acciones irreversibles y perjudiciales.

Las obras de ejecución de la obra de este proyecto no entrañan mayor relevancia en la modificación del entorno.

En cuanto a la flora no se hará mayor daño que la extracción de alguna parte del terreno para poder realizar de forma debida la instalación y no entorpezca esta misma.

Por otra parte, en relación a la fauna, no se repercutirá sobre ella, ya que como máximo podría encontrarse algún animalito debido a que la zona de establecimiento de la instalación se encuentra dentro de una zona urbana.

Por lo tanto la valoración efectuada sobre la fauna y la flora será la siguiente:

- Carácter genérico: Adverso
- Acción: Directa
- Sinergia: Ninguna
- Tiempo: Temporal

- Características espaciales: Extensivo
- Reversibilidad: Irreversible
- Probabilidad: Medio
- Grado de protección: Ninguno
- Recuperabilidad: Recuperable
- Magnitud: Moderado

2.5.1. Medidas correctoras

En este apartado se recogerá algunas de las medidas que se utilizarán para paliar lo máximo posible las acciones realizadas mediante la realización de la obra y su posterior efecto.

Para este proyecto las medidas correctoras serán escasas ya que las acciones como se ha mencionado anteriormente no serán perjudiciales para el medioambiente.

Alguna de las medidas será:

- Establecimiento de una zona de recogida de residuos, haciéndose esto diariamente para evitar perjudicar la contaminación de la fauna existente alrededor de la zona de instalación.
- En caso de que algún elemento del medioambiente entorpezca o dificulte la realización de la obra se procederá a su reincorporación en otro lugar si es posible.
- En cuanto a la fauna, debido a que se encuentra dentro de una zona urbana, no habrá más fauna que algún animal que pueda habitar dentro del jardín que se encuentra delante. Se intentará molestar en medida de lo posible lo menos posible a esta serie de animales.

Con la realización de estas medidas se intentara que con aun la realización de todas las acciones, el lugar quede tal y como estaba al principio antes de la realización de la misma.

2.6. Prevención y seguridad

En el siguiente apartado se pretende hacer referencia a la seguridad y la prevención que se debe tener de carácter obligatorio para obtener los permisos permitentes para la realización de la obra por parte de las autoridades pertinentes.

Un punto a tener en cuenta será, que en una instalación fotovoltaica, se trabaja a baja tensión, por esa misma característica, los trabajos a realizar serán acordes a esto.

Otro punto de gran importancia, es que se trabaja con energía eléctrica, esto implica tener especial cuidado con los elementos que conducen este tipo de energía, poniendo a salvo conectándolo a la protección de red cumpliendo la normativa.

2.6.1. Normativa

La normativa vigente sobre la seguridad y la salud de las obras que se realicen instalaciones de baja tensión, queda recogida mediante el Real Decreto 842/2002 que aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

En este se recoge la actualización de diferentes decretos como son el Real Decreto 2413/1973 y la Ley 21/1992 de Industria, estableciendo un nuevo marco jurídico que desenvuelve la reglamentación sobre la seguridad industrial. En el apartado 5 de esta última, indica que los reglamentos de seguridad industrial de ámbito estatal se aprobaran por el Gobierno de la Nación.

Por otra parte el conjunto establecido por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), pone a disposición de las partes interesadas instrumentos técnicos avalados por una amplia experiencia y consensuados por los sectores implicados, lo que facilita la ejecución homogénea de las instalaciones.

En línea con la reglamentación europea, el propio Reglamento se considera que alcanza los objetivos mínimos de seguridad exigibles en cada momento, pero también admiten otras ejecuciones cuya equivalencia con dichos niveles de seguridad se demuestre por el diseñador de la instalación.

Por último, se establecerá un cuadro de inspecciones pro organismos de control, en caso de instalaciones cuya seguridad ofrece particular relevancia, sin obviar que los titulares de las mismas deben mantenerlas en buen estado.

En cuanto a la seguridad a la normativa para la seguridad y salud en las obras de construcción, toda la información queda recogida en el Real Decreto 486/1997 publicado en el BOE.

Este Real Decreto define el Estudio de Seguridad y Salud, así como define el Estudio Básico de Seguridad y salud y el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo.

En la Ley 31/1995, recoge que es norma legal y preciso establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha Ley, las normas reglamentarias que se fijarán y concretarán los aspectos más técnicos medidas preventivas, a través de normas mínimas que garanticen la protección correspondiente de los trabajadores. Entre estas se puede localizar las destinadas a garantizar la seguridad y salud en los lugares de trabajo, de manera que de su utilización no se deriven riesgos para los trabajadores.

Por otro lado, el artículo 3 recoge las diferentes obligaciones de las que dispone el empresario, el cual deberá adoptar ciertas medidas para que la utilización de los lugares de trabajo no originen ningún riesgo para la salud y la seguridad de los trabajadores o en caso de no ser posible, para que se reduzcan en la medida de lo posible.

En cualquier caso, los lugares de trabajo deberán cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el presente Real Decreto en cuanto a sus condiciones constructivas, orden, limpieza y mantenimiento, señalización, instalaciones de servicio o protección, condiciones ambientales, iluminación, servicios higiénicos y locales de descanso, y material y locales de primeros auxilios.

Por último, habrá que tener siempre presente esta serie de documentos que recogen todo lo anteriormente dicho en este apartado:

- Estatuto de los trabajadores.
- Plan de Higiene y Seguridad en el Trabajo (B.O.E.11.3.71).
- Comité de Seguridad e Higiene en el Trabajo (B.O.E.16.3.71).
- Reglamento de Seguridad e Higiene en la Industria de la Construcción (B.O.E.15.6.52).
- Homologación de los medios de protección personal de los trabajadores (B.O.E.29.5.74).
- Obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad e higiene en el trabajo en los proyectos de edificación (B.O.E.24.3.86).
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (LEY 31/1998, 8.11.95).

2.6.2. Riesgos

En este apartado se van a tratar los riesgos que pueden ir surgiendo a lo largo de la realización de la obra de instalación. También se incorporará con cada riesgo la actividad que lo provoca.

Esto nos servirá para ampliar el estudio de Seguridad y Salud y, así que sea más efectivo.

Los riesgos son aquellas consecuencias que ocurren a lo largo de la obra y que ponen en peligro la integridad de los diferentes usuarios que participen en ella o de los diferentes materiales y elementos de los que se dispone. Estos riesgos son los siguientes:

- Accidentes de personas a causa de tropiezos con objetos.
- Caída de objetos, ya sea sobre persona o sobre otro material pudiendo dañarlo.

- La salud pudiendo ser perjudicada a causa de las motas de polvo inmersas en el entorno de obra.
- Daño auditivo causado por los diversos niveles de ruidos encontrados en el entorno.
- Heridas o daños causados por la utilización de las diferentes herramientas.

2.6.3. Medidas de prevención y protección

Para paliar o disminuir los diferentes riesgos que se pueden suceder a lo largo de la obra, como se hace referencia en el apartado anterior, se sugieren una serie de medidas.

Las medidas sugeridas para eliminar los diferentes riesgos, o en caso de no poder eliminarlos, disminuir la probabilidad de que ocurra son:

- Deposición de los diferentes materiales, escombros y herramientas en el lugar correspondiente para evitar con ello que los usuarios que estén haciendo su trabajo puedan tropezar y tener un accidente.
- De la misma manera que en el primer punto, depositar cada material, escombros y herramienta en su lugar evitando así que este caiga sobre una persona o material pudiendo dañarlo de forma leve o grave.
- En cuanto a las motas de polvo que se encuentran en el ambiente, se dispondrá de gafas protectoras, pudiendo así proteger los ojos y evitar que se introduzcan en estos. Otro remedio para este punto es la limpieza diaria del entorno para evitar su acumulación.
- Para el daño auditivo, se dispondrá de orejeras protectoras, también de uso obligatorio, evitando daños en estos o malestares causados por los mismos.

- Por último, las heridas, se intentarán evitar como se ha mencionado en los dos primeros apartados, depositando cada cosa en su lugar. Por otra parte se dispondrá de un botequín de emergencia para subsanar la herida si es leve o en caso de ser grave, paralizarla o retrasar mientras se acude a emergencias.

2.7. Garantías

2.7.1. Ámbito general

Como se incluye en el pliego de condiciones del IDEA, se dispondrá de un apartado de garantía.

La garantía que se concederá al cliente en caso de que este haga una reclamación debido a una anomalía surgida o que la instalación no funcione correctamente, debiendo ser reparada de acuerdo con las condiciones generales mencionadas. La garantía solo será concedida si el mal funcionamiento o la anomalía son a causa de un mal montaje o por culpa de la empresa instaladora, en caso de no ser así la empresa no se hará cargo.

La garantía se concederá a favor del comprador de la instalación, debiendo justificarse mediante un certificado entregado a este con la fecha de entrega de la instalación.

2.7.2. Plazos

La garantía tendrá una extensión de 3 años, debiendo durante todo este tiempo funcionar de forma correcta y que ningún elemento sufra ningún daño por deterioro o cualquier otra causa.

Con respecto a la garantía de los módulos solares, la empresa productora de estos, garantiza un rendimiento del 90% durante los primeros 10 años de vida útil y, un 80% durante los 25 años. Además de cambio del elemento por cualquier fallo en su etapa de elaboración durante los primeros 10 años.

En caso de la reparación de esta demorarse un tiempo extendido, la garantía se extendería tantos días como se extendiera la obra de reparación de la instalación, permaneciendo todo el tiempo prometido.

2.7.3. Condiciones económicas

La garantía, incluye tanto la reparación como reposición de todos los componentes que hayan sido dañados o sean los causantes del incorrecto funcionamiento de la instalación.

Por otra parte también estarán incluidos los gastos de desplazamiento, medios de transporte, gastos de envío y mano de obra entre otros, liberando de toda carga económica al usuario.

En caso de que la empresa no acuda o finalice la reparación en el tiempo estimado, el usuario podrá contratar otra empresa que realice el trabajo, debiendo hacerse cargo de los gastos la empresa ejecutora de la garantía debido a incumplimiento de contrato.

2.7.4. Anulación

La garantía podrá ser anulada en el momento que la instalación haya sido modificada o reparada por una empresa o persona ajenas a la responsable de la instalación. Dejando así al usuario sin garantía por incumplimiento.

2.7.5. Lugar y tiempo de prestación

En el momento en el que el usuario note alguna anomalía en el funcionamiento de la instalación, este deberá notificar el suceso a la empresa de forma inmediata.

En este momento la empresa acudirá a lugar donde se encuentre dicha instalación y efectuara una revisión exhaustiva de la instalación en busca del problema que acarrea el mal funcionamiento. Si dicho problema es problema de la empresa, se dará comienzo a su reparación, en caso contrario, se abandonará el lugar informándole al usuario que la empresa no se hace cargo y el motivo correspondiente.

Una vez detectado el problema, la empresa enviará las personas necesarias con el material necesario y comenzará dicha reparación de la instalación, efectuándose toda la reparación en el mismo emplazamiento, a no ser que dicha reparación, no lo permita, debiendo desplazarse al taller cualificado para su correcta reparación.

La reparación deberá ser finalizada de forma correcta y en el menor tiempo posible, para que el usuario vuelva a disponer de las diferentes ventajas.

Por último la empresa no se responsabilizará de los perjuicios por la demora en dichas reparaciones siempre y cuando sea inferior a 15 días naturales.

3. ANEXOS

3.1. Cálculos justificativos

3.1.1. NÚMERO DE PLACAS FOTOVOLTAICAS

Para el cálculo de número de placas, habrá que tener en cuenta, por un lado las placas necesarias en serie y por otro lado las placas necesarias en paralelo.

Primero se va a proceder al cálculo de placas de las que debe estar dotada la instalación para abastecer los 48 voltios de voltaje. Para ello hará falta por una parte la tensión de la instalación y por otra la tensión nominal de la placa. El cálculo se compondrá del cociente entre estos dos. A continuación se muestra el cálculo de forma detallada:

$$N_{ps} = \frac{V \text{ instalación}}{V \text{ nominal placa}} = \frac{48}{24} = 2$$

El número de placas en serie que se necesitará será de 2.

A continuación, se determinará el número de placas necesarias en paralelo que se necesitara en la instalación. Para este cálculo se necesitará el Coeficiente más desfavorable (Cmd), un coeficiente de sobredimensionamiento del 20% y por último la intensidad de pico de salida que tienen las placas. A continuación se muestra el cálculo de forma detallada del número de placas en paralelo necesarias para la instalación:

$$N_{pp} = \frac{Cmd * Sobredimensionamiento}{I_p} = \frac{461.73 * 1.2}{8.26} = 67'079 = 68$$

El número de placas en paralelo necesarias será de 68.

Por último, se determinara el número de placas totales necesarias para la abastecer nuestra instalación. Este cálculo estará compuesto por el número de placas solares necesarias en serie y el número de placas solares necesarias en paralelo, y el cálculo será el producto de ambos. A continuación se forma de forma detallada el cálculo para averiguar el número total de placas.

$$N_t = N_{ps} \cdot N_{pp} = 2 \cdot 68 = 136$$

El número total de placas necesarias para la instalación será de 136.

3.1.2. NÚMERO DE REGULADORES

Para el cálculo de reguladores, se necesitara por una parte calcular la intensidad de pico que va a soportar, el nuego líneas necesarias y por último el nuego de reguladores que harán falta para la instalación.

La primer parte a calcular será la intensidad de pico (I_p) que va a llegar al regulador. Para el cálculo de esta parte hará falta, por una parte, el número de placas en paralelo (N_{pp}) y, por otra, la intensidad de pico de salida de las placas. A continuación se muestra detallada el cálculo de la intensidad de pico que va a soportar el regulador:

$$I_p = N_{pp} \cdot I_{p(placa)} = 68 \cdot 8.26 = 561.68 A_p$$

La intensidad de pico que va a recibir el regulador es de 561.68 A_p .

El siguiente punto necesario a calcular será el número de líneas necesarias a disponer para poder soportar toda la corriente que llega de las placas. El número de líneas se obtendrá mediante el cociente entre la corriente del regulador y la corriente de pico de salida de las placas. A continuación se muestra de forma más detallada el cálculo de número de líneas necesarias:

$$N_{líneas} = \frac{I_{regulador}}{I_{placas}} = \frac{80}{8.26} = 9.68 = 10$$

El número de líneas necesarias a establecer en la instalación es de

Por último, habrá que averiguar el número de reguladores a disponer para la instalación. Esto se va a conseguir mediante el cociente entre el número de placas en paralelo (N_{pp}), obtenidas anteriormente, y en número de líneas necearías. A continuación se muestra el cálculo detallado del número de reguladores necesarios para la instalación:

$$N_{Reguladores} = \frac{N_{pp}}{N_{líneas}} = \frac{68}{10} = 6.8 = 7$$

El número de reguladores necesarios para la instalación será de 7.

3.1.3. NÚMERO DE BATERIAS

Para el cálculo de baterías, se hará necesario, por un aparte averiguar el número de hora de descarga de las mismas y, por otra parte, la capacidad de carga. Para averiguar estas dos características, se necesitara saber el número de días de autonomía de las baterías, la máxima corriente por hora al día que se utilizara y una profundidad de descarga.

El primer cálculo a realizar va a ser el de las horas de autonomía de las que debe estar dotada la batería para la instalación. Para ello hará falta el número de días por las horas que componen cada día. A continuación se muestra el cálculo de forma detallada:

$$N_{\text{hora de descarga}} = 5 \cdot h = 5 \cdot 24 = 120 \text{ horas}$$

El número de horas de descarga de los que dispondrá la instalación es de 120 horas.

El siguiente cálculo será el de la capacidad necesaria a disponer en las baterías. Para ello hará falta el número de días de autonomía de los que se desea disponer, la máxima corriente por hora en un día y por ultimo una profundidad de descarga. A continuación se va a mostrar el cálculo de forma detallada:

$$C_{120} = \frac{Ah_{\text{día}} \cdot \text{Días de autonomia}}{\text{Profundidad de descarga}} = \frac{135 \cdot 5}{0.7} = 9464.29 \text{ Ah de batería}$$

La capacidad de la que deberán estas provistas las baterías de la instalación será e 9464.29 Amperios hora.

El siguiente paso va a ser calcular el número de líneas necesarias de las baterías en paralelo. Para ello, se calculará de la siguiente forma:

$$N_{\text{lineas}} = \frac{C_{120}}{\text{Capacitade de la bateria}} = \frac{9464.29}{3250} = 2.91 = 3$$

El resultado ha sido que serán necesarias 3 líneas.

Por último, se debe calcular el número de vasos necesarios en serie para cumplir con la tensión nominal de la instalación fotovoltaica. Los vasos elegidos para realizar

esta instalación son de 2 V. La forma en la que se va a calcular los vasos necesarios es la siguiente:

$$N_{\text{vasos}} = \frac{V \text{ nominal}}{V \text{ vasos}} = \frac{48}{2} = 24 V$$

Por lo que el número total de baterías necesarias para la realización de la instalación es:

$$N_{\text{baterías}} = N \text{ vasos} \cdot N \text{ líneas} = 24 \cdot 3 = 72 \text{ baterías}$$

3.1.4. NUMERO DE INVERSORES

Para calcular el número de inversores necesarios, habrá que efectuar la suma de las potencia de todos los elementos de los que dispone la instalación.

La suma de las potencias de los aparatos de los que va a disponer la instalación, será:

$$P_{\text{elementos}} = 300 + 2000 + 2600 + 80 + 400 = 5380 \text{ W}$$

Dado que la potencia total de la que va a disponer la instalación va a ser de 5380 Watios, se ha escogido dos inversores de 3000 Watios cada uno, ofreciendo así seguridad de funcionamiento, ya que en caso de que uno falle se dispondrá del otro para dar suministro a la vivienda.

3.1.5. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE ESTRUCTURAS Y ESFUERZOS DE LA MISMA

A la hora de situar las placas se debe tener por una parte en cuenta la distancia entre ellas para que no se creen ningún momento alguna zona de sombreado sobre estas.

Para realizar el cálculo de esta distancia mínima que deben mantener, hará falta tanto la altura como el ancho de las placas que se han escogido para la instalación, la latitud a la que se encuentra el emplazamiento, el factor K, que es un factor dependiente de la latitud del lugar y por último los grados a los que están dispuestas las placas.

Las dimensiones de la placa que se ha utilizado para esta instalación son de 990 ± 2 de ancho y 1640 ± 2 de altura. Para simplificar y hacer los cálculos más sencillos se ha escogido 1 metro de ancho y 2 metros de altura.

La latitud del emplazamiento es de 39° , por lo que observando la gráfica siguiente, se extrae que el factor K que se va a utilizar es de 2.475.

| LATITUD | 29° | 37° | 39° | 41° | 43° | 45° |
|---------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| K | 1.600 | 2.246 | 2.475 | 2.747 | 3.078 | 3.487 |

Por último el cálculo para averiguar la distancia mínima de la que se debe disponer entre las placas de la instalación será:

$$h = \text{sen}(60^\circ) \cdot 2 = 1.73 \text{ m}$$

$$L = 1.73 \cdot 2.475 = 4.282 \text{ m}$$

En definitiva, las placas deberán de mantener una distancia mínima de 4.282 metros entre ellas para evitar que se produzca algún momento de sombreado sobre ellas.

Por otra parte habrá que realizar un estudio sobre los esfuerzos de sobrecarga que sufre el lugar de instalación.

Este estudio debería incluir el peso extra que la estructura de la vivienda debe soportar a la hora de incorporarle los elementos pertinentes de la instalación fotovoltaica y por otra parte la fuerza del aire y la acumulación de nieve sobre el mismo.

Dado que el lugar de la instalación se encuentra en Valencia, la acumulación de nieve la podemos evidenciar, ya que es una localidad en la que nunca nieva, y en caso de nevar no es en abundancia.

Como se puede apreciar en el atlas eólico de la Comunidad Valenciana, la velocidad media anual del viento en el emplazamiento de la instalación está alrededor de 4.5 y 5 m/s. Se tomarán los 5 m/s debido que es el caso más desfavorable y los estudios se deben hacer sobre los datos más desfavorables.

La sobrecarga que deberá soportar la estructura, se calculara mediante la siguiente expresión:

$$q = p_{din} \cdot S \cdot \text{sen } \alpha^2$$

Donde:

- q = la sobrecarga que deberá soportar la superficie donde se colocará la instalación.
- p_{din} = presión dinámica.
- ρ = densidad del aire a temperatura ambiente = 1.185 Kg/m^3 .
- v = velocidad anual
- S = área total de los módulos fotovoltaicos que soportará la estructura.
- α = inclinación

La presión dinámica en este caso vendrá definida por:

$$p_{din} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot 1.185 \cdot 5^2 = 14.8125 \text{ Pa}$$

El área para cada una de las estructuras de los módulos fotovoltaicos será:

$$S = n_{mod} \cdot h \cdot a = 3 \cdot 1.60 \cdot 0.992 = 4.76 \text{ m}^2$$

Por último, la sobrecarga por viento que deberá soportar la estructura será:

$$q = p_{din} \cdot S \cdot \text{sen } \alpha^2 = 14,8125 \cdot 4,76 \cdot \text{sen } (60)^2 = 52,88 \text{ Pa} = 5,39 \text{ Kg/m}^2$$

Como se puede observar, la superficie donde colocaremos la estructura, cumple con la sobrecarga demandada.

3.1.6. SECCIÓN DEL CABLEADO

Se va a proceder a realizar el dimensionado del cableado que se va a necesitar en las distintas partes de la instalación. Para averiguar la sección de cable necesaria, se utilizará la fórmula siguiente:

$$S = \frac{L \cdot I_{cc}}{C \cdot u}$$

Donde:

- S = La sección del cable
- L = La longitud que tiene el cable
- I_{cc} = Corriente máxima que circula por el cable
- C = Es la conductividad del cobre a 70°C cuyo valor es 45.024 m/Ω·mm²
- u = Es la máxima caída de tensión.

A continuación se va a realizar el cálculo de las diferentes secciones necesarias según los elementos que se vayan a conectar. Estas partes son:

- **Conexión entre módulos solares y caja de conexión.**

Los datos necesarios para el cálculo de la sección de este tramo son:

- $L = 13 \text{ m}$
- $I_{cc} = 8.26 \text{ A}$
- $C = 45.024 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$
- $u =$ La caída de tensión máxima entre paneles y la caja de conexión es de 0.35% de la tensión nominal.

Se sustituirá estos valores en la ecuación mencionada anteriormente:

$$S = \frac{13 \cdot 8.26}{45.024 \cdot 48 \cdot 0.0035} = 14.20 \text{ mm}^2$$

La sección a emplear en este tramo de la instalación será de 16 mm^2 .

- **Conexión entre caja de conexión y reguladores**

Los datos necesarios para el cálculo de la sección de este tramo son:

- $L = 20 \text{ m}$
- $I_{cc} =$ La intensidad máxima que circulará corresponde al punto de máxima potencia de cada panel multiplicado por el número de strings que entran en la caja. Por lo tanto la intensidad máxima será:

$$I_{cc} = 8,26 \cdot 9 = 74.34\text{A}$$

- $C = 45.024 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$
- $u =$ La caída de tensión máxima entre la caja de conexión y el regulador será del 0,6% para la intensidad nominal.

Se sustituirá estos valores en la ecuación mencionada anteriormente:

$$S = \frac{20 \cdot 74.34}{45.024 \cdot 0.006 \cdot 48} = 114.66 \text{ mm}^2$$

La sección a emplear en este tramo de la instalación será de 120 mm^2 .

- **Conexión entre los reguladores y las baterías**

Los datos necesarios para el cálculo de la sección de este tramo son:

- $L = 8 \text{ m}$
- I_{cc} = La intensidad máxima que circulará corresponde al punto de máxima potencia de cada panel multiplicado por el número de strings que entran en la caja. Por lo tanto la intensidad máxima será:

$$I_{cc} = 8,26 \cdot 9 = 74.34 \text{ A}$$

- $C = 45.024 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$
- u = La caída de tensión máxima entre el regulador y la batería será del 0,2% para la intensidad nominal.

Se sustituirá estos valores en la ecuación mencionada anteriormente:

$$S = \frac{8 \cdot 74.34}{45.024 \cdot 0.002 \cdot 48} = 137.59 \text{ mm}^2$$

La sección a emplear en este tramo de la instalación será de 150 mm^2 .

- **Conexión entre las baterías y los inversores**

Los datos necesarios para el cálculo de la sección de este tramo son:

- $L = 5 \text{ m}$

- I_{cc} = Dado que disponemos de dos inversores de 3000 W cada uno a una tensión de 48V se obtendrá una corriente de :

$$I_{cc} = \frac{3000}{48} = 62.5 \text{ A}$$

- $C = 45.024 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$
- u = La caída de tensión máxima entre el regulador y la batería será del 0,2% para la intensidad nominal.

Se sustituirá estos valores en la ecuación mencionada anteriormente:

$$S = \frac{5 \cdot 62.5}{45.024 \cdot 0.002 \cdot 48} = 72.30 \text{ mm}^2$$

La sección a emplear en este tramo de la instalación será de 95 mm^2 para cada inversor.

3.1.7. PROTECCIONES

En este apartado se va a proceder al cálculo detallado de las diferentes protecciones que se van a utilizar en esta instalación.

Las fórmulas que se van a utilizar para calcular las diferentes protecciones que necesita la instalación y con las que se encuentran correctamente dimensionadas según la norma UNE 20460 son:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_C \leq 1.45 \cdot I_Z$$

Donde:

$I_B \rightarrow$ Intensidad nominal de la línea.

$I_N \rightarrow$ Intensidad nominal de la protección.

$I_Z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible que puede circular por la línea.

$I_C \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento de la protección, que en el caso de fusibles es la intensidad de fusión y en el caso de interruptores automáticos la intensidad de disparo.

En el caso de que la protección sea mediante magnetotérmico se cumple la condición:

$$I_C = 1.45 \cdot I_Z$$

En el caso de que la protección sea mediante fusible tipo gG se cumple que:

$$I_C = 1.6 \cdot I_Z$$

Como se ha efectuado en el apartado de cableado, se va a dividir las protecciones necesarias según el tramo sobre el que se encuentre. Así mismo quedaría dividido en:

Conexión entre módulos fotovoltaicos y caja de conexión

En la caja de conexión se encuentran las salidas de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, el objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y los módulos fotovoltaicos protegiendo la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones se obtienen los siguientes valores:

$$I_B = 8.26 A$$

$$I_Z = 50 A$$

$$I_N = 10 A$$

$$8.26 \leq 10 \leq 50$$

$$I_C = 1.6 \cdot 10 = 16 A$$

$$16 \leq 1.45 \cdot 50 = 72.5 A$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, se seleccionará un fusible tipo gG de 10 A de corriente nominal.

Conexión entre caja de conexión y reguladores

En este tramo de la instalación aplicando las restricciones se obtienen los siguientes valores:

$$I_B = 74.34 A$$

$$I_Z = 180 A$$

$$I_N = 100 A$$

$$74.34 \leq 100 \leq 180$$

$$I_C = 1.6 \cdot 100 = 160 A$$

$$160 \leq 1.45 \cdot 180 = 261 A$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, se seleccionará un fusible tipo gG de 100 A de corriente nominal.

Conexión entre reguladores y baterías

En este tramo de la instalación aplicando las restricciones se obtienen los siguientes valores:

$$I_B = 74.34 A$$

$$I_Z = 180 A$$

$$I_N = 100 A$$

$$74.34 \leq 100 \leq 180$$

$$I_C = 1.6 \cdot 100 = 160 A$$

$$160 \leq 1.45 \cdot 180 = 261 A$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, se seleccionará un fusible tipo gG de 100 A de corriente nominal.

Conexión entre baterías e inversores

En este tramo de la instalación aplicando las restricciones se obtienen los siguientes valores:

$$I_B = 62.50 A$$

$$I_Z = 160 A$$

$$I_N = 80 A$$

$$62.50 \leq 80 \leq 160$$

$$I_C = 1.6 \cdot 80 = 128 A$$

$$128 \leq 1.45 \cdot 160 = 232 A$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, se seleccionará un fusible tipo gG de 80 A de corriente nominal.

3.1.8. PUESTA A TIERRA

Para el dimensionado de la puesta a tierra, en un principio habrá que tener en cuenta el valor de tensión de la vivienda. Al considerarse el interior de la vivienda como un local seco, el valor de tensión nominal de la instalación que se dispone es de 48V.

Por otra parte, el diferencial de la vivienda tendrá una sensibilidad de 30 mA, por lo tanto esta será la corriente que habrá que tener en cuenta a la hora de dimensionar la puesta a tierra.

También hay que tener en cuenta la resistividad del terreno, que en este caso es de 3000 $\Omega \cdot m$.

El REBT en la ITC-BT-18 establece que el valor de la resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en locales conductores, como en el caso de los paneles por estar situados a la intemperie.

Para el cálculo de la resistencia máxima, se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$R_{max} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0.03} = 800 \Omega$$

Una vez obtenida la resistencia máxima permitida, se calculará la resistencia obtenida con el electrodo de puesta a tierra formado por las 4 picas de un metro separadas entre sí. Esta parte se calculará empleando esta fórmula:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L}$$

Donde:

- ρ = La resistividad del terreno en Ohm.
- n = Es el número de picas a emplear.

- L = Es la longitud de las picas empleadas.

Sustituyendo los valores en la fórmula se obtendrá que:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} = \frac{300}{4 \cdot 1} = 75 \Omega < R_{max}$$

Mediante el resultado dado, se observa que la condición se cumple.

Por último habrá que comprobar que el voltaje no exceda del máximo del local seco.

$$V = R \cdot I = 75 \cdot 0'03 = 2.25 \text{ V} < 48 \text{ V}$$

La condición se cumple.

Se instalará un único electrodo de puesta a tierra formado por 4 picas de 1 metro de separación.

3.1.9. SUPERFICIE

Para averiguar la superficie necesaria para la implementación de esta instalación, habrá que conocer las dimensiones de las placas, su inclinación y el número total de ellas que se van a establecer.

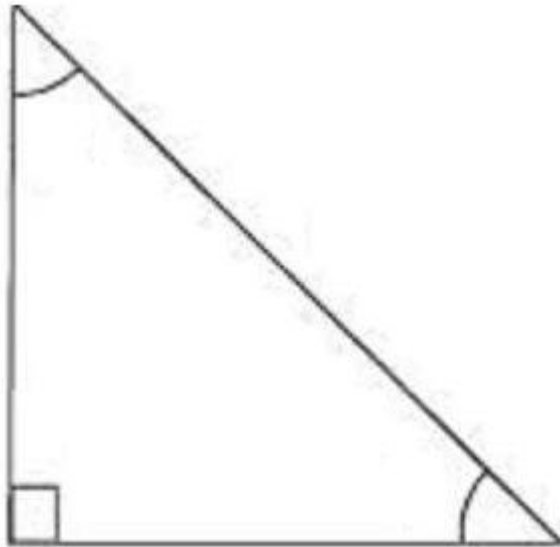
Otro punto a tener en cuenta, va a ser la distancia que van a tener entre ellas para evitar que se produzcan zonas de sombreado sobre ellas.

Una vez se conocen estos dos datos, se procede al cálculo de la superficie necesaria para establecer la instalación.

Las dimensiones de la placa están dispuestas en la memoria, pero de todas formas se mencionaran aquí también. La placa tendrá unas dimensiones de 992 mm de ancho por 1642 de alto. La inclinación de las placas será de 60° y el número total de ellas a establecer será de 136.

La distancia que deberán mantener para no provocar zona de sombreado entre sí mismas, está calculada en este anexo en el apartado de cálculo de distancia mínima entre placas. Esta distancia mínima será de 4.282 metros.

Lo primero a averiguar es la superficie que va a ocupar una placa. La superficie que va a ocupar una placa es de:



Dado que conocemos la altura de la placa como el ángulo de inclinación, se puede averiguar la distancia que va a ocupar sobre la superficie. Esta distancia se va a averiguar de la siguiente manera:

$$c = h_{placa} \cdot \cos \alpha_{inclinación} = 1642 \cdot \cos (60) = 821 \text{ mm}$$

El siguiente paso ya es averiguar la superficie que ocupará una placa. Esta superficie se averigua mediante la siguiente fórmula:

$$S_{placa} = c \cdot a_{placa} = 821 \cdot 992 = 814432 \text{ mm}^2$$

La superficie que ocupará una placa es de 0.814 m^2 .

Una vez se tiene la superficie que ocupa una placa, habrá que calcular la superficie que ocupará una hilera. Esta superficie se hallará mediante la siguiente operación:

$$S_{hilera} = N_{pp} \cdot S_{placa} = 68 \cdot 0.814 = 55.352 \text{ m}^2$$

Una vez se tiene la superficie que ocupa una hilera, el siguiente paso es el de averiguar la superficie que ocupan las dos hileras, este cálculo es muy simple, y es el siguiente:

$$S_{2 \text{ hileras}} = 2 \cdot S_{hilera} = 2 \cdot 55.352 = 110.704 \text{ m}^2$$

Por último solo habrá que tener en cuenta la distancia mínima que debe existir entre las dos hileras, la cual es de 4.282. Por lo que la superficie total que ocupara la instalación será de:

$$\begin{aligned} S_{total} &= S_{distancia \text{ placas}} + S_{2 \text{ hileras}} = \\ &(4.282 \cdot 67.456) + 110.704 = \\ &399.55 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Redondeando la superficie necesaria para establecer la instalación es de 400 m^2 .



Optimum *nueva gama*



Módulo solar fotovoltaico (60 células 6")
A-xxxP GSE (255/260/265/270 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



**A-xxxP GSE** (xxx = potencia nominal)

| Características eléctricas | A-255P GSE | A-260P GSE | A-265P GSE | A-270P GSE |
|--|------------|-----------------|------------|------------|
| Potencia Máxima (P _{max}) | 255 W | 260 W | 265 W | 270 W |
| Tensión Máxima Potencia (V _{mp}) | 30.90 V | 31.00 V | 31.05 V | 31.10 V |
| Corriente Máxima Potencia (I _{mp}) | 8.26 A | 8.39 A | 8.54 A | 8.69 A |
| Tensión de Circuito Abierto (V _{oc}) | 37.30 V | 37.40 V | 37.50 V | 37.60 V |
| Corriente en Cortocircuito (I _{sc}) | 9.12 A | 9.27 A | 9.42 A | 9.58 A |
| Eficiencia del Módulo (%) | 15.71 | 16.01 | 16.32 | 16.63 |
| Tolerancia de Potencia (W) | | 0/+5 | | |
| Máxima Serie de Fusibles (A) | | 15 | | |
| Máxima Tensión del Sistema | | DC 1000 V (IEC) | | |
| Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C) | | 46±2 | | |

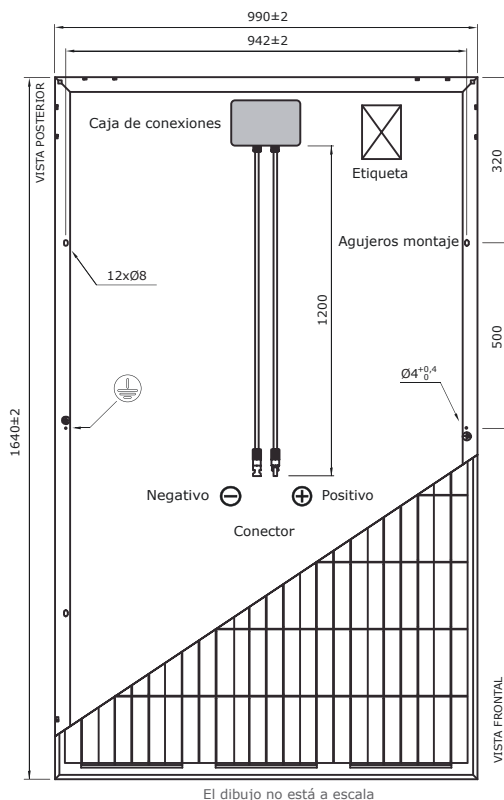
Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).

Especificaciones mecánicas

| | |
|---|-----------------|
| Dimensiones (± 2.0 mm.) | 1640x990x42 mm. |
| Peso | 18.5 kg |
| Máx. carga estática, frontal (nieve y viento) | 5400 Pa |
| Máx. carga estática, posterior (viento) | 2400 Pa |

Materiales de construcción

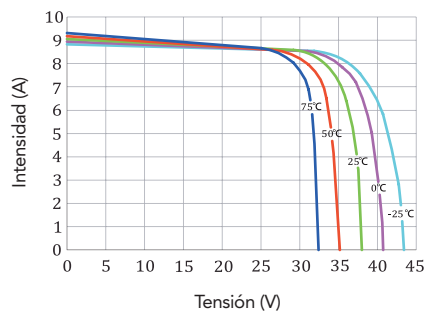
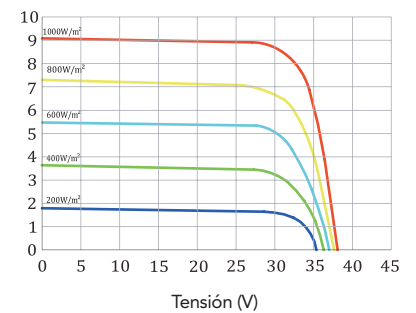
| | |
|---|---|
| Cubierta frontal (material/tipo/espesor) | Cristal templado/grado PV/3.2 mm |
| Células (cantidad/tipo/dimensiones) | 60 células (6x10)/Policristalina/156 x 156 mm |
| Marco (material/color) | Aleación de aluminio anodizado/plata |
| Caja de conexiones (protección/nº diodos) | IP65/3 diodos |
| Cable (longitud/sección) / Connector | 1200 mm./4 mm ² /Compatible MC4 |

Vista genérica construcción módulo**Características de temperatura**

| | |
|--|--------------|
| Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc}) | 0.0681% /°C |
| Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc}) | -0.2941% /°C |
| Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max}) | -0.3845% /°C |
| Temperatura de Funcionamiento | -40 a +85 °C |

Embalaje

| | |
|------------------------|----------|
| Módulos/contenedor 20' | 312 pzas |
| Módulos/contenedor 40' | 742 pzas |

Temperatura Varía (A-255P GSE)**Irradiación Varía (A-255P GSE)**

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

Módulo OPTIMUM GSE

Manual de instalación



Ref.: MU-82-A
Revised: 12/02/16

Índice

Contenido

| | | |
|------|-----------------------------------|----|
| 1. | Introducción | 3 |
| 2. | Exención de responsabilidad. | 3 |
| 3. | Seguridad General | 4 |
| 4. | Transporte y manipulación. | 5 |
| 5. | Precauciones | 6 |
| 6. | Instalación | 7 |
| 6.1. | Instalación mecánica | 8 |
| 6.2. | Instalación eléctrica | 10 |
| 7. | Cableado..... | 11 |
| 8. | Mantenimiento y Limpieza..... | 13 |
| 9. | Comprobaciones: | 15 |

Note: El contenido y las especificaciones del mismo pueden variar con el diseño del producto. Atersa se reserva el derecho de modificar el manual de instalación sin previo aviso.

1. Introducción

Gracias por escoger los módulos fotovoltaicos Atersa. Este manual contiene información para la instalación y la manipulación segura de los módulos Atersa. El término "modulo" o "modulo FV" usadas en este manual hace referencia a uno o más módulos solares de la serie GSE. Los técnicos deben leer y entender el manual antes de la instalación. Para cualquier duda, por favor contacte con nuestro departamento de ventas. El instalador debe seguir todas las precauciones de seguridad en el manual, así como las normas locales durante la instalación del modulo.

Antes de instalar un sistema fotovoltaico, los técnicos deben familiarizarse con los requisitos mecánicos y eléctricos de este tipo de instalación. Conserve este manual para futuras consultas (Cuidado y mantenimiento) y en caso de venta o traspaso de los módulos.

2. Exención de responsabilidad.

Ya que el uso de este manual y las condiciones o métodos de instalación, funcionamiento, uso o mantenimiento de los módulos fotovoltaicos están fuera del control de Atersa, Atersa no se hace responsable del daño, pérdida o gasto que esté relacionado con la instalación, funcionamiento, uso, manipulación o mantenimiento.

Atersa no se hace responsable de la violación de patentes o derechos de terceros que puedan derivarse del uso del modulo FV. No se otorgan licencias de derechos o patentes por implicación o de cualquier otra manera.

La información de este manual está basada en el conocimiento y experiencia de Atersa y se considera segura, dicha información, incluidas las especificaciones (sin limitaciones) y las sugerencias no constituyen una garantía expresa o implícita. Atersa se reserva el derecho de modificar este manual, el modulo FV, las especificaciones o las hojas de producto sin previo aviso.

Advertencia: Lea las instrucciones en su totalidad antes de instalar, cablear, o usar este producto de cualquier manera. El incumplimiento de estas instrucciones invalidara la garantía de Atersa para módulos FV.

En resumen, la garantía limitada de Atersa, no se aplica en los siguientes casos:

Los módulos que a juicio de Atersa han sido sometidos a: uso incorrecto, abuso, negligencia, accidente, alteración, instalación inadecuada o alteración de cualquier tipo; El no seguimiento de las instrucciones de uso o mantenimiento; reparación o modificación por un servicio técnico no aprobado por Atersa; subidas de tensión, inundación, incendio, rotura accidental o otros eventos fuera del control de Atersa.

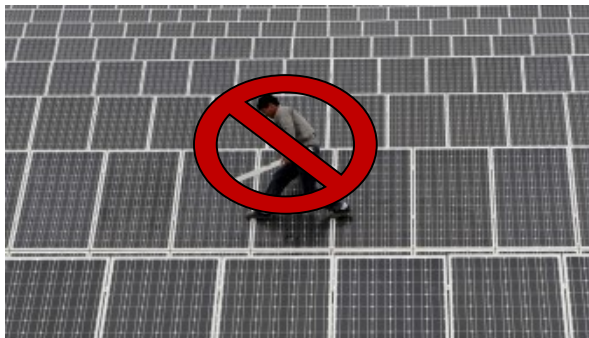
3. Seguridad General

- Seguir todos los requisitos de permiso, inspección e instalación.
- Antes de instalar los módulos, contactar con las autoridades pertinentes para determinar los requisitos de permiso, instalación o inspección que deben seguirse.
- Conectar eléctricamente a tierra todos los sistemas para cualquier tensión.
- Si no se especifica otra cosa, es recomendable seguir los requisitos de el ultimo código eléctrico estándar nacional o internacional
- Asegurarse de instalar los módulos en una estructura o construcción (techo, fachada, etc.) tienen la resistencia suficiente. Para los módulos instalados en techos pueden ser necesarias estructuras auxiliares para una correcta instalación. Tanto el diseño de la estructura como de los módulos pueden tener efecto en la resistencia frente incendios de edificio. Una instalación incorrecta puede provocar riesgo de incendio. Se requieren dispositivos adicionales como tomas de tierra, fusible e interruptores.
- Seguir las precauciones de cualquier otro componente usado en el sistema.
- El cableado y la toma de tierra debe cumplir con los códigos, normas y leyes nacionales regionales y locales.
- Los módulos FV deben instalados y mantenidos por personal cualificado. Solo personal autorizado debe acceder al lugar de la instalación.
- Mantener a los niños y animales alejados de los módulos FV.
- Cuando se instalen los módulos sobre techos o cualquier estructura sobre el suelo, deben seguirse las pautas adecuadas de seguridad con el fin de evitarse riesgos. Tener en cuenta que la instalación sobre algunos techos pueden requerir de protecciones frente a incendios adicionales. Consultar los códigos de edificación/incendios locales.
- Con el fin de evitar lesiones o descargas eléctricas, no permitir a nadie no cualificado manejar los módulos dañados. Colocar los módulos dañados en cajas para que las células estén completamente tapadas.
- Evitar la sombra desigual sobre la superficie del modulo. Las células sombreadas pueden calentarse (fenómeno "hot spot") y dañar permanentemente el modulo.
- No exponer los módulos FV a luz solar concentrada mediante espejos, lentes u otros.
- La tensión en circuito abierto no debe ser mayor que el voltaje máximo permitido del sistema. La tensión es proporcional al número de módulos FV en serie y puede verse afectada por las condiciones climáticas.

4. Transporte y manipulación.

La manipulación, desembalaje, transporte y almacenamiento de los módulos requieren de una gran precaución.

- Desembalar el pale del modulo con extremo cuidado. Ser meticuloso mientras se desempaqueta, transporta y almacenan los módulos. Evitar el mal manejo del modulo durante su descarga.
- Cuando se lleve un modulo de gran tamaño, se requieren dos o más personas que lo trasladen mediante su marco con guantes antideslizantes (para evitar lesiones por deslizamiento o cortes del marco). No dejar el modulo inseguro o sin soporte antes de su instalación. Evitar aplicar una excesiva flexión o torsión al modulo, ya que puede provocar micro roturas en las células y comprometer la fiabilidad del módulos.
- Un modulo con el vidrio o el tedlar posterior roto no debe ser reparado y se debe evitar cualquier contacto con la superficie o el marco del modulo, ya que puede provocar una descarga eléctrica.
- Los módulos dañados o rotos deben ser manejados con cuidado y desecharse correctamente. El vidrio roto puede causar lesiones si no se maneja con el equipo de protección adecuado.
- Almacenar en un lugar seco y ventilado. No colocar los módulos en una superficie inestable. No colocar cargas excesivas en el modulo ni doblar su marco.
- No caminar, permanecer ni saltar sobre el modulo. No colocar objetos sobre los módulos (como herramientas).



- No marcar los módulos con herramientas cortantes. Particularmente debe prestarse atención y evitar el contacto de la parte posterior del modulo con cualquier objeto afilado. Ya que los arañazos pueden afectar a la seguridad del producto.



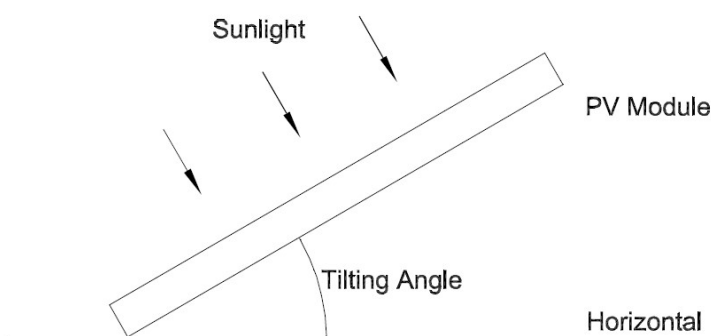
5. Precauciones

- Cubrir completamente las superficie frontal del modulo FV con un material opaco denso como cartón, durante la instalación y manipulación.
- No exponer la parte trasera directamente a la luz.
- Trabajar únicamente en condiciones secas, con módulos secos y herramientas aisladas.
- La instalación y manipulación deben realizarse por personal cualificado. No debe permitirse al acceso a la instalación de los módulos a niños así como a personas no autorizadas.
- Usar el modulo únicamente para su función prevista.
- Asegurarse de que todos los componentes del sistema son compatibles, y que no se someta el modulo a peligros mecánicos o eléctricos.
- No toque los terminales mientras el modulo está expuesto a la luz o durante su instalación. Por precaución utilizar únicamente herramientas apropiadamente aisladas.
- No rayar ni dañar la parte trasera del modulo.
- No utilizar la caja de conexiones para aguantar o transportar el modulo.
- No dejar caer el modulo ni permitir que caigan objetos sobre el modulo.
- No permanecer ni apoyarse sobre el modulo.
- No desmontar, modificar o adaptar el modulo o eliminar cualquier pieza o etiqueta instalada/ aprobada por el fabricante.
- No perforar ni el vidrio ni el marco.
- No aplicar adhesivos ni pinturas sobre ninguna parte del modulo.
- No concentrar artificialmente la luz sobre el modulo.
- No llevar joyas, ni accesorios metálicos durante su instalación o mantenimiento.
- No cambiar el cableado de los diodos de By-pass

6.Instalación

La electricidad proporcionada por el modulo FV puede variar dependiendo de la estación, clima y localización. Es necesario instalar el modulo FV en la dirección y ángulo de inclinación adecuados para recibir la mayor exposición directa del sol.

- Por favor, lea la guía completamente antes de instalar o usar los módulos.
- Seleccionar la estructura adecuada.
- En el hemisferio norte lo mas adecuado es orientarlo hacia el sud, e inversamente, en el hemisferio sud la orientación correcta es mirando al norte
- El conjunto debe montarse sobre una superficie clasificada como resistente al fuego para esta aplicación.
- La pendiente de la cubierta debe ser inferior a 5 in/ft (menos de 22.62°) para mantener la clasificación frente incendios.
- El ángulo de inclinación del modulo FV debe ser de al menos los mismos grados que la latitud del lugar de instalación Para establecer el mejor ángulo de inclinación, se recomienda al menos una inclinación de 10 grados para la limpieza natural del modulo. Las zonas de alta latitud requieren 10 grados de inclinación adicionales a los grados de latitud para alcanzar la inclinación óptima en invierno. La inclinación recomendada del modulo varía de acuerdo a la localización de la instalación. Por favor consulte la siguiente tabla para más información.



Ángulo de inclinación del modulo FV

| Grados de latitud | Angulo de inclinación |
|-------------------|-----------------------|
| 0° ~ 15° | 15° |
| 15° ~ 25° | = a latitud |
| 25° ~ 30° | Latitud + 5° |
| 30° ~ 35° | Latitud + 10° |
| 35° ~ 40° | Latitud + 15° |
| 40° + | Latitud + 20° |

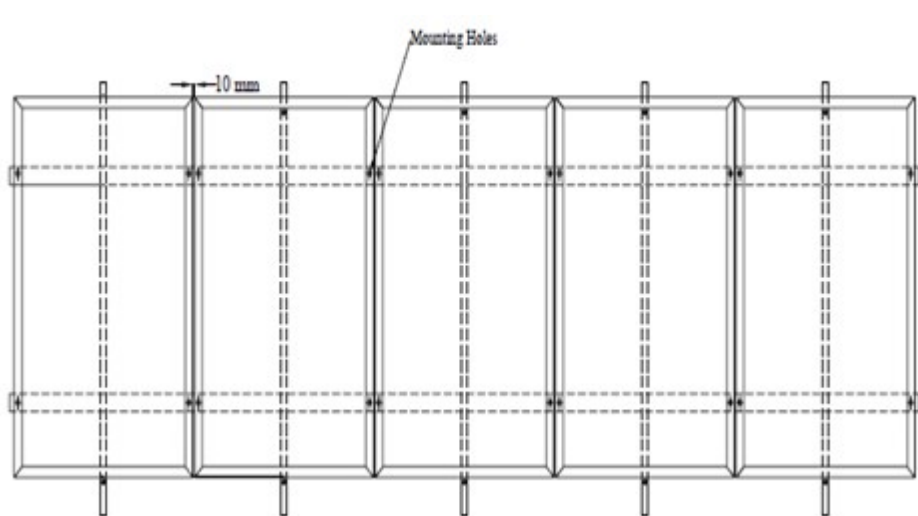
Ángulos de inclinación recomendados.

Se debe evitar la sombra de arboles, edificio o cualquier obstrucción de la luz sobre el modulo. Poda las ramas y elimine los elementos innecesarios que puedan bloquear el camino de la luz. De lo contrario la potencia de salida disminuirá.

- No utilice módulos de diferentes especificaciones en el mismo sistema.
- Solo conectar en serie módulos con el mismo tamaño de célula.
- La conexión a tierra se debe completar a través del marco del modulo FV y la estructura de montaje, siguiendo las regulaciones nacionales para evitar riesgos de descarga eléctrica o incendios.
- La caja de conexiones debe estar en la parte más alta para minimizar la entrada de agua.
- El cableado debe estar protegido y utilizado en lugares no accesibles para niños o animales, para garantizar la seguridad personal y evitar daños en el modulo.
- Se requiere un espacio libre entre el marco del modulo y la superficie de montaje para que el aire circule por su parte posterior. El modulo no debe estar sellado a la superficie de montaje que impida circular al aire.
- La altura de separación recomendada es 4 pulgadas (dejar 4 pulgadas entre la superficie y el modulo). Se requiere 10mm (0.36") o mas de separación entre módulos para permitir una expansión térmica de los marcos.
- Se recomienda un máximo de 24 módulos en serie y 2 en paralelo para módulos de 60 células, y 21 módulos en serie y 2 en paralelo para módulos de 72 células.

6.1. Instalación mecánica

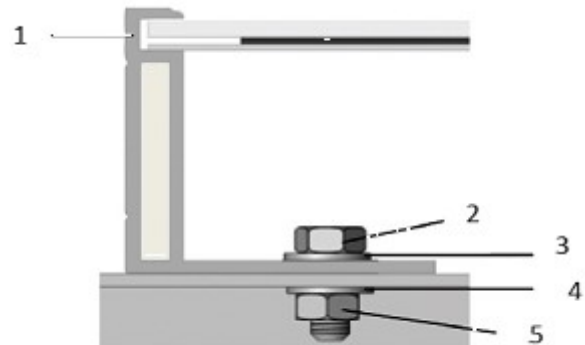
Cada modulo debe asegurarse firmemente en 4 puntos.



6.1.1. Método de tornillería:

El siguiente equipo es necesario para montar el modulo:

1. Marco de aluminio
2. Tornillos M6 de acero inoxidable
3. Arandela plana de acero inoxidable
4. Arandela elástica de acero inoxidable
5. Tuerca hexagonal M6 de acero



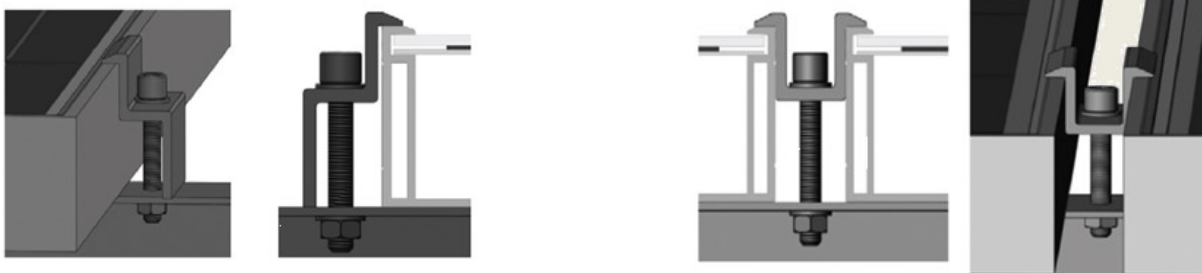
Modulo instalado mediante tornillería

Se recomienda una llave de torsión para su instalación.

El par de apriete (utilizando tornillos M6 de acero inoxidable) debe ser de alrededor de 4-6 Nm. Usar los agujeros existentes para fijar el modulo (no perforar agujeros adicionales ya que invalida la garantía). Usar materiales resistentes a la corrosión adecuados.

6.1.2. Método de grapas:

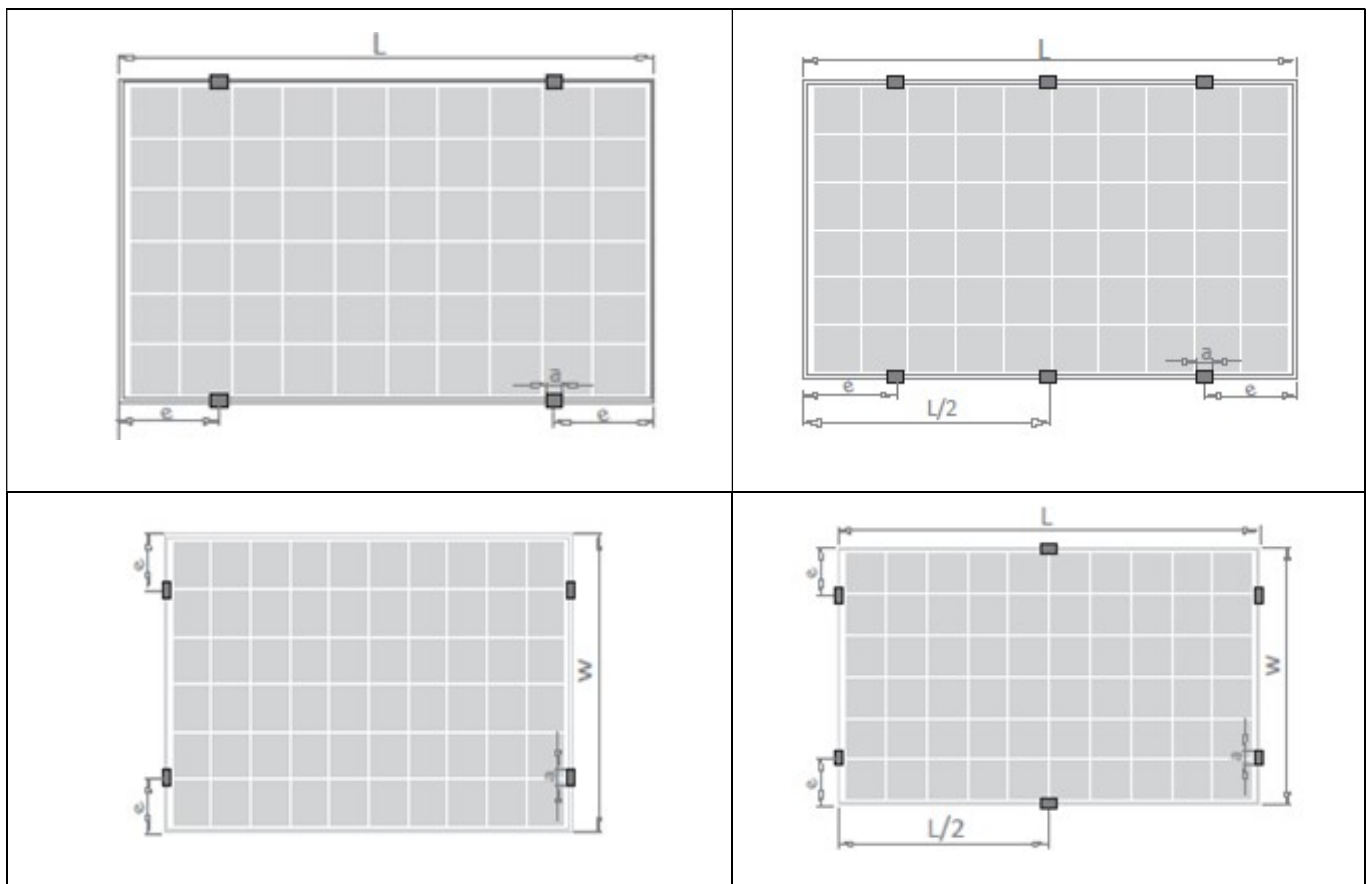
Cada modulo debe fijarse de forma segura a la estructura con un mínimo de cuatro puntos. Las grapas para módulos no deben entrar en contacto con el cristal ni deformar el marco. Asegurarse de evitar la sombra de las grapas sobre el modulo. El marco no debe alterarse bajo ninguna circunstancia. Pr favor, asegúrese de utilizar al menos cuatro grapas en cada módulo. 2 en cada lado corto del modulo o 2 en cada lado largo del modulo. En función de las cargas de viento y nieve se necesitan grapas o soportes adicionales para asegurar el modulo. El par aplicado debe ser lo suficientemente fuerte para fijar el módulo permanentemente. Por razones de seguridad, es mejor seguir las recomendaciones del fabricante de la grapa.



Grapas finales

Grapas int

| | |
|----------------|----------------|
| 2400 Pa | 5400 Pa |
|----------------|----------------|



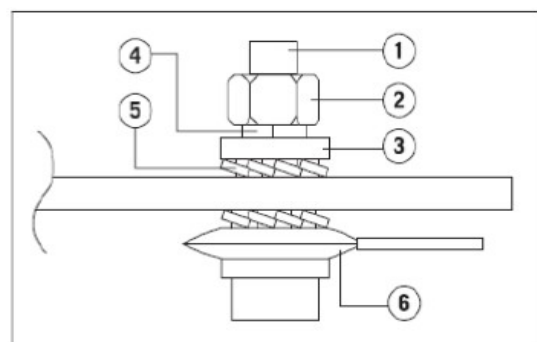
Note: - La posición de las grapas debe estar en el rango de $L/8 \leq e \leq L/4$, $a \geq 6\text{cm}$

6.2. Instalación eléctrica

6.2.1. Conexión a tierra

Para prevenir una descarga eléctrica o incendio, el marco del módulo debe estar conectado a tierra antes de que la conexión eléctrica de los módulos este operativa.

- | | |
|--|----|
| 1. Tornillo de acero de inoxidable | M4 |
| 2. Tuerca acero de inoxidable | M4 |
| 3. Arandela plana de acero inoxidable | M4 |
| 4. Arandela elástica de acero inoxidable | M4 |
| 5. Arandela rugosa de acero inoxidable | M4 |
| 6. Arandela ranurada de acero inoxidable | M4 |



Una buena conexión entre los elementos de conexión a tierra es esencial para una conexión efectiva. La anodización del marco proporciona un revestimiento frente a la corrosión, pero reduce la eficacia de la conexión a tierra. Por tanto los elementos de conexión a tierra deben penetrar la capa de anodizado.

Note: - "Por favor evitar la tensión negativa de las células respecto a los marcos conectados a tierra".

6.2.2. Diodos de Bypass

La sombra parcial sobre los módulos puede causar una tensión inversa a través de las células o módulos, ya que la corriente debe pasar a través de las células sombreadas. Esto puede provocar un calentamiento indeseado. El diodo de bypass cableado en paralelo con una tira fuerza la corriente a pasar a través del diodo, evitando el modulo sombreado y minimizando el calentamiento y la pérdida de corriente.

Los módulos tienen de fábrica instalados diodos de bypass que proporcionan una adecuada protección de los circuitos del sistema, dentro de la tensión específica, de manera que no requiere diodos de Bypass adicionales. Si las especificaciones de su sistema requieren añadir o cambiar los diodos, por favor póngase en contacto con el representante autorizado de Atersa

Los diodos de bloqueo se colocan normalmente entre la batería y la salida del modulo FV para evitar la descarga de la batería durante la noche. Los módulos Atersa no contienen un diodo de bloqueo de fábrica. Se recomienda un controlador de carga para prevenir que las baterías se sobrecarguen o descarguen durante la noche

7. Cableado

- Estos módulos tienen instalados de fábrica diodos bypass. Si los módulos se conectan de manera incorrecta entre ellos, los diodos de bypass, cables o caja de conexiones pueden verse dañados.
- Los módulos pueden ser conectados en serie para incrementar la tensión. Para ello conectar el terminal positivo de un modulo al terminal negativo del siguiente. Todos los módulos conectados en serie deben ser del mismo modelo y/o tipo.
- Usar un sistema de cableado con zonas transversales y conectores que estén aprobados para su uso con una corriente máximo a la corriente de cortocircuito del modulo.
- La tensión máxima de circuito abierto del sistema no debe ser mayor que la tensión máxima de sistema del modulo.
- Cuando una la corriente inversa sea exceda el valor de la protección máxima del fusible, marcado en la parte trasera del modulo. Se debe conectar un dispositivo frente

- sobrecorrientes (fusible o interruptor) en serie con cada modulo o cadena de módulos.
- Comprobar las polaridades de los cables y terminales cuando se realicen las conexiones. Un fallo puede ocasionar un daño en el modulo.
 - Conectar los módulos con la polaridad invertida a una fuente de alta intensidad, como una batería, puede destruir los diodos de bypass y dejar el módulo inoperativo. Los diodos de bypass no pueden ser reemplazados por el usuario.
 - La caja de conexiones no debe ser abierto bajo ninguna circunstancia. Abrir la caja de conexiones puede anular la garantía.
 - Si se sospecha de un fallo eléctrico en algún modulo, este debe ser devuelto a Atersa para una inspección y reparación o reemplazo de acuerdo con la garantía proporcionada por Atersa.
 - Los valores de cortocircuito o circuito abierto marcados en el módulo deben multiplicarse por un factor de 1.25 cuando se determinen los parámetros de tensión, capacidad de corriente del conductor, dimensionado de fusible y dimensionado de los controles conectados a la salida del modulo.
 - Desconectar los cables estando bajo carga puede ocasionar un arco eléctrico. Dicho arco puede iniciar un incendio o provocar otros problemas. Desconectar los módulos FV del sistema mientras estén bajo carga, apagar el inversor y encender el interruptor de corriente continua.

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema y mantener la garantía, observe con atención la polaridad de los cables al conectar los módulos a una batería u otro modulo.

Conexión en serie

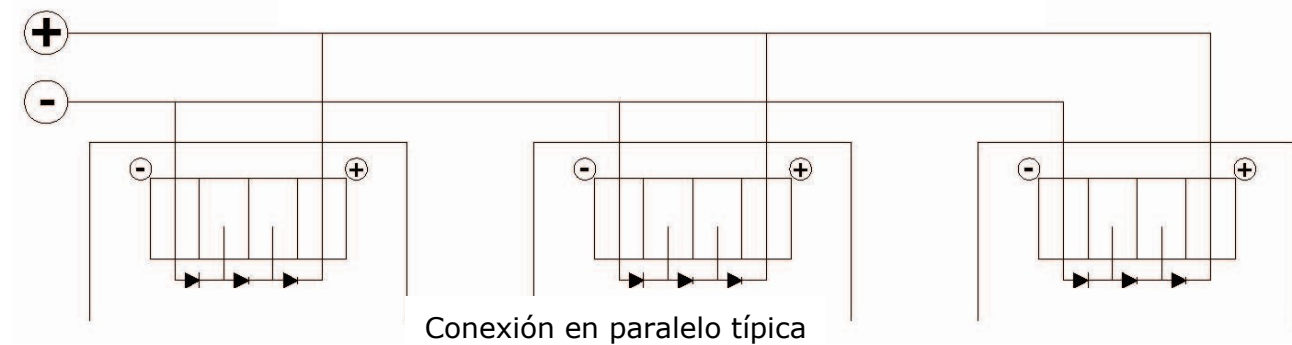
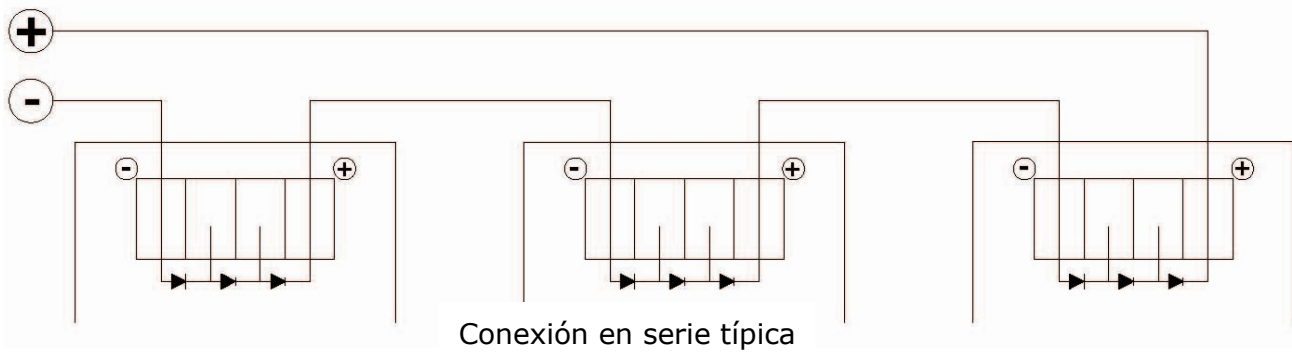
Los módulos fotovoltaicos están hechos para soportar una alta tensión. La tensión máxima del sistema está indicada en la etiqueta de características del modulo. Se pueden conectar los paneles en serie sin llegar a alcanzar dicha tensión.

Conexión en paralelo

El numero de módulo en paralelo a usar debe estar permitido por el controlador de carga, el variador de frecuencia o el equipamiento al cual esté conectado el modulo.

Debe usarse un cable con la sección adecuada para transmitir la corriente total generada por los módulos.

En ningún caso no se debe usar ningún cable de sección menor a 4mm².



8. Mantenimiento y Limpieza

8.1. Limpieza

Es normal que el polvo y las partículas se acumulen en la superficie del módulo, esto puede reducir el rendimiento de los módulos solares. Generalmente, el polvo acumulado puede limpiarse con agua, pero en algunos casos se recomienda un mantenimiento para limpiar la superficie con agua y un paño suave o una esponja para eliminar las capas de suciedad. Para la suciedad persistente puede usarse un detergente suave no abrasivo.

- La limpieza del módulo FV debe llevarse a cabo por personal cualificado que entienda los riesgos de aplicar agua a componentes eléctricos.
- Es recomendable realizar una inspección periódica de los módulos por personal autorizado para comprobar daños en el vidrio, backsheet, caja de conexiones, conexiones sueltas y corrosión.
- No deben usarse limpiadores agresivos ni abrasivos en la superficie frontal del vidrio.
- No deben usarse químicos de base alcalina, incluyendo los basados en el amoníaco.
- Emplear guantes de goma aislados eléctricamente para el mantenimiento y la limpieza de los módulos. Un equipamiento personal de protección debe usarse durante cualquier

tarea de mantenimiento y limpieza.

- Los módulos pueden limpiarse mediante agua a baja presión aplicada a una temperatura similar a la temperatura del módulo. No se debe aplicar agua a más de 20° ni por debajo de la temperatura del módulo.
- Se puede emplear agua dulce (TDS < 1500 mg/l) para la limpieza de los módulos. Si es necesario puede usarse una disolución de agua con detergentes no abrasivos ni cáusticos. La disolución debe estar entre $6.5 < \text{pH} < 8.5$ a 25°C
- En caso de usar agua, el agua de osmosis inversa presenta mejores resultados. En caso de no disponer de ella, puede usarse agua potable con un bajo contenido mineral (Dureza total < 75 mg/l) o agua desionizada. El calcio no debe exceder de 75 mg/ml. No usar disoluciones que contengan ácido hidrociorídrico, D-Limoneno, amoníaco o hidróxido sódico.
- Limpiar el módulo con una esponja o paño suave. No usar limpiadores abrasivos o desengrasantes en el módulo. No frotar con cepillos abrasivos, las fibras pueden dañar el cristal y disminuir la potencia del módulo.
- En caso de no disponer de agua adecuada, el módulo puede limpiarse con la ayuda de una esponja o paño suave para eliminar la suciedad y el polvo. Puede usarse una esponja o paño húmedo para la suciedad que no se eliminan fácilmente mediante una limpieza seca.
- Asegurarse que la limpieza no se realiza durante el periodo de generación. Durante este periodo la temperatura del módulo es alta y su limpieza puede causar fatiga térmica en el módulo.
- No limpiar o rociar agua en la caja de conexión ni en ninguna zona de la parte trasera del módulo.
- La frecuencia de la limpieza puede variara dependiendo de las condiciones de la zona donde los módulos estén instalados. Los módulos instalados en zonas de mucho viento o polvo deben inspeccionarse con mayor frecuencia.
- Si hay una suciedad excesiva, una esponja, paño, u otro método de agitación puede usarse antes de aplicar agua. Asegúrese que los pinceles o herramientas de agitación no son abrasivos con el vidrio.
- El daño producido por una incorrecta limpieza no está cubierto por la garantía de ATERSA.
- No limpie la superficie del vidrio con químicos. No deje agua sobre la superficie del cristal durante mucho tiempo. Debido a esto puede haber riesgo de un daño permanente al vidrio, como una eflorescencia blanca, conocida como "enfermedad del vidrio". Que puede reducir la potencia del módulo.

- Para evitar la acumulación de suciedad o la eflorescencia blanca debida al agua no debe instalar los módulos horizontalmente. (planos)

8.2. Precauciones de mantenimiento

Las instrucciones de seguridad deben seguirse durante el mantenimiento de los módulos FV. Cualquier mantenimiento debe ser realizado por un instalador autorizado que asegure la integridad y seguridad del sistema.

- No tire de los cables del modulo. No coloque/ ni deje caer objetos sobre los módulos.
- No dañe, tire, doble o coloque ningún material pesado sobre la caja de conexiones, cables o conectores.
- Tras cada servicio o reparación, pregunte al instalador/administrador por pautas para comprobar que los módulos FV tienen unas condiciones de funcionamiento correctas y seguras.
- No permanezca ni camine sobre el módulo.
- No desmonte, modifique, adapte el modulo o elimine ninguna parte o etiqueta puesta por el fabricante.
- No perfore el marco; No aplique pinturas ni adhesivos ni a la parte frontal ni a la trasera del modulo.
- No concentre luz en el modulo de manera artificial.

9. Comprobaciones:

- Todas las fijaciones son firmes, seguras y libres de corrosión.
- Todas las conexiones de cables son seguras y están apretadas, limpias y libres de corrosión.
- Los cables no están dañados de ninguna manera.
- Comprobar la resistencia de puesta a tierra de los metales..

ANNEX : Parámetros mecánicos y eléctricos

La tolerancia de las características eléctricas es menor que $\pm 10\%$ bajo un test en condiciones estándar (Irradiación de 1000 W/m², AM1.5 espectro, temperatura de células de 25 °C) .

Todos los datos eléctricos bajo STC

1. Parámetros mecánicos

| Nº células & pulgadas | Dimensiones (mm) | Peso (Kg) |
|-----------------------|------------------|-----------|
| 72 células 6" | 1960 x 990 x 42 | 22,5 |
| 60 células 6" | 1640 x 990 x 42 | 18,5 |
| 36 células 6" | 1490 x 675 x 35 | 13,0 |

2. Parámetros eléctricos

2.1. Módulos Poli-cristalinos

| Parámetros eléctricos STC: | | | | | | | | |
|--------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Módulo | A-xxxP GSE (para 72 células 6") donde xxx = 290~325 en saltos de 5 W. | | | | | | | |
| Potencia Max. (W) | 290 | 295 | 300 | 305 | 310 | 315 | 320 | 325 |
| Tensión Circuito Abierto (V) | 44.80 | 44.90 | 45.00 | 45.10 | 45.20 | 45.25 | 45.30 | 45.35 |
| Tensión Max. Potencia (V) | 36.30 | 36.40 | 36.50 | 36.60 | 36.70 | 36.75 | 36.80 | 36.85 |
| Corriente de Cortocircuito (A) | 8.63 | 8.77 | 8.89 | 9.02 | 9.14 | 9.29 | 9.42 | 9.55 |
| Corriente Max. Potencia (A) | 7.99 | 8.11 | 8.22 | 8.34 | 8.45 | 8.58 | 8.70 | 8.82 |
| Rendimiento (%) | 14.94 | 15.20 | 15.46 | 15.72 | 15.98 | 16.23 | 16.48 | 16.74 |

| Módulo | A-xxxP GSE (para 60 células 6") donde xxx = 240~270 en saltos de 5 W. | | | | | | |
|--------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Potencia Max. (W) | 240 | 245 | 250 | 255 | 260 | 265 | 270 |
| Tensión Circuito Abierto (V) | 37.00 | 37.10 | 37.20 | 37.30 | 37.40 | 37.50 | 37.60 |
| Tensión Max. Potencia (V) | 30.60 | 30.70 | 30.80 | 30.90 | 31.00 | 31.05 | 31.10 |
| Corriente de Cortocircuito (A) | 8.65 | 8.81 | 8.96 | 9.12 | 9.27 | 9.42 | 9.58 |
| Corriente Max. Potencia (A) | 7.85 | 7.99 | 8.12 | 8.26 | 8.39 | 8.54 | 8.69 |
| Rendimiento (%) | 14.78 | 15.09 | 15.40 | 15.71 | 16.01 | 16.32 | 16.63 |

| Module | A-xxxP GSE (para 36 células 6") donde xxx = 120~140 en saltos de 5 W. | | | | |
|--------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|
| Potencia Max. (W) | 120 | 125 | 130 | 135 | 140 |
| Tensión Circuito Abierto (V) | 22.14 | 22.22 | 22.27 | 22.32 | 22.37 |
| Tensión Max. Potencia (V) | 17.56 | 17.59 | 17.61 | 17.64 | 17.66 |
| Corriente de Cortocircuito (A) | 7.21 | 7.50 | 7.78 | 8.07 | 8.35 |
| Corriente Max. Potencia (A) | 6.84 | 7.11 | 7.39 | 7.66 | 7.93 |
| Rendimiento (%) | 13.62 | 12.43 | 12.93 | 13.42 | 13.92 |

2.2. Módulos Mono-cristalinos

| Módulo | A-xxxM GSE (para 72 células 6") donde xxx = 290~320 en saltos de 5 W. | | | | | | |
|--------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Potencia Max. (W) | 290 | 295 | 300 | 305 | 310 | 315 | 320 |
| Tensión Circuito Abierto (V) | 44,70 | 44,80 | 44,90 | 45,10 | 45,20 | 45,20 | 45,30 |
| Tensión Max. Potencia (V) | 35,20 | 35,30 | 35,40 | 35,50 | 35,60 | 35,70 | 35,80 |
| Corriente de Cortocircuito (A) | 8,65 | 8,78 | 8,91 | 9,02 | 9,14 | 9,27 | 9,52 |
| Corriente Max. Potencia (A) | 8,24 | 8,36 | 8,47 | 8,59 | 8,71 | 8,82 | 8,94 |
| Rendimiento (%) | 14,95 | 15,20 | 15,46 | 15,72 | 15,98 | 16,23 | 16,49 |

| Module | A-xxxM GSE (para 60 células 6") donde xxx = 240~270 en saltos de 5 W | | | | | | |
|--------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Potencia Max. (W) | 240 | 245 | 250 | 255 | 260 | 265 | 270 |
| Tensión Circuito Abierto (V) | 37,70 | 37,80 | 37,90 | 38,00 | 38,10 | 38,20 | 38,30 |
| Tensión Max. Potencia (V) | 30,20 | 30,30 | 30,40 | 30,50 | 30,60 | 30,70 | 30,80 |
| Corriente de Cortocircuito (A) | 8,49 | 8,64 | 8,80 | 8,96 | 9,10 | 9,26 | 9,40 |
| Corriente Max. Potencia (A) | 7,95 | 7,95 | 8,22 | 8,37 | 8,50 | 8,64 | 8,77 |
| Rendimiento (%) | 14,78 | 15,09 | 15,40 | 15,71 | 16,01 | 16,32 | 16,63 |

***Notes :**

| | |
|--|------------------|
| — Tensión máxima del sistema | 1000V |
| — Temp. de funcionamiento normal de la cel. (NOCT) | 46±2°C |
| — Rango de Tª de funcionamiento | -40 °C to +85 °C |
| — Temperatura almacenamiento | -20 °C to +50 °C |
| — Resistencia al fuego | Class C |
| — Aplicación del modulo: | Class A |
| — Carga de viento: | 2400Pa |
| — Carga de nieve: | 5400Pa |
| — Humedad: | below 85RH% |



OutBack
Power Systems

Regulador
FLEXmax 80

Garantía
5 años, ampliables a 10

Propiedades mecánicas:



OutBack Power

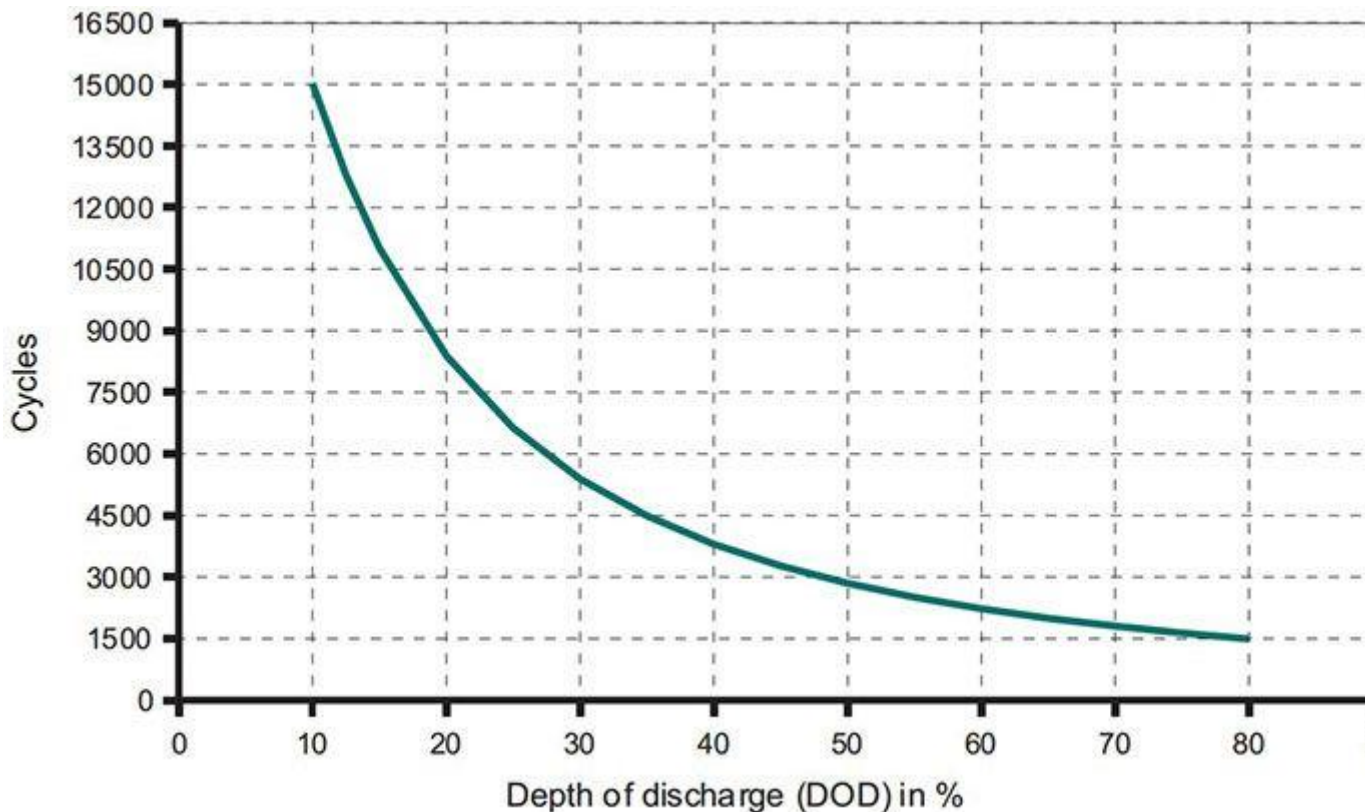
Outback, con sede en Arlington (Estados Unidos), es un fabricante de equipos de potencia para energías renovables. Fundada en 2001, la compañía producía hardware para las aplicaciones solares en lugares remotos. Más tarde, la empresa empezó a especializarse en la manufactura de equipos de onda senoidal pura para las instalaciones fotovoltaicas aisladas, tanto residenciales como industriales. Outback ha desarrollado e incorporado a su cartera inversores con apoyo de baterías, reguladores de carga con MPPT, equipos de comunicación y una línea de hardware de integración.

| | |
|--------------------------------------|---|
| Voltaje nominal | 12/24/36/48/60 V |
| Corriente de carga nominal | |
| Máxima tensión de entrada Voc | 150 V |
| Máxima potencia de entrada | 12 V@1250 W – 24V@2500 W – 48 V@5000 – 60V- 7500 W |
| Corriente de carga máxima | |
| Eficiencia | 97,50% |
| Consumo potencia standby | -1 W |
| Rango temperatura | -40 a +60 °C |
| Dimensiones (mm) | 41,3 x 14 x 10 |
| Peso en (kg) | 5,56 kg |
| Tipo protección | |

Los acumuladores estacionarios BAE 3250Ah 2V

se utilizan en aplicaciones de energía renovable, tales como la generación de energía fotovoltaica. Se utilizan en aplicaciones híbridas, así como en los sistemas fotovoltaicos independientes. acumuladores estacionarios BAE 3250Ah 2V se caracterizan por una alta capacidad cíclica excepcional y un comportamiento de recarga excelente.

Aquí os mostramos los ciclos de vida de Los acumuladores estacionarios BAE: ("Cycles" = N° de ciclos de vida / "Depth of Discharge (DOD) in %" = Profundidad de la descarga)



En base a los requisitos específicos del sistema, BAE ofrece baterías VRLA con bajo mantenimiento del electrolito líquido, así como el mantenimiento baterías libres en la tecnología VRLA-GEL. Debido a las altas exigencias de los ciclos de vida se utilizan placas tubulares.



Los acumuladores estacionarios BAE 3250Ah 2V reflejan una calidad excepcional a través de:

Largo ciclo de vida de aplicaciones cíclicas diarias aprobado acc. IEC 61427

Diseño completamente aislado de la batería para asegurar la protección táctil

Excelente capacidad de descarga total

Deslizable patentado BAE "Panzerpole" para una fiabilidad perfecta

Un diseño de conexión entre celdas externa para todas las baterías de bloques solares

Fácil acceso para las mediciones a través del anillo de servicio y el tornillo poste asegurado

Soluciones personalizadas de productos disponibles



Adjuntamos también el [esquema de instalación](#), de todas las tensiones habituales para que no quede duda a la hora de conectar una Acumulador Estacionario. Los acumuladores estacionarios BAE ofrecen una de las mejores calidades en baterías del mercado, de hecho, son las únicas que cumplen con la normativa IEC para energía solar, pero... ¿Qué quiere decir esa normativa? Que las baterías preparadas para energía solar deben resistir el número de ciclos (1 ciclo = 1 carga + 1 descarga) que presentan en la ficha técnica atendiendo a ciertos parámetros que son bastante comunes en energía solar fotovoltaica, como por ejemplo, que una batería, en los meses de invierno, no está prácticamente en ningún momento cargada al 100%, por lo que la vida de la batería, es menor. Bueno, pues Los acumuladores estacionarios BAE sí cumplen con el número de ciclos que poseen en la ficha técnica, contando con que en 4 de los meses de invierno, la batería oscila entre un 70% de descarga y un 30% como mínimo (situación muy habitual en las instalaciones solares). Los acumuladores estacionarios BAE están fabricadas en Alemania e importadas a nuestro mercado español.



FICHA TECNICA:

- Voltaje de la Batería: 2V
- Medidas de la Batería: 215 x 490 x 815 (alto x ancho x alto). Medida por vaso estacionario.
- Posición de Trabajo de la Batería: Bornes en la parte superior
- Amperios-Hora de la Batería: 3250Ah

- Garantía de la Batería: 2 años (primer año directo, segundo mediante peritaje industrial)

INVERSOR MONOFÁSICO SIN TRANSFORMADOR CON DOBLE SISTEMA MPPT

2,5TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M / 4,6TL M /
5TL M / 6TL M

Los inversores INGECON® SUN 1Play TL M han sido diseñados para proporcionar los máximos niveles de rendimiento energético y facilitar al usuario el acceso a su instalación fotovoltaica. Esta familia de inversores es válida tanto para instalaciones domésticas de pocos kilovatios como para sistemas comerciales e industriales descentralizados de varios cientos de kilovatios. En instalaciones domésticas, estos inversores presentan la gran ventaja de ser compatibles con diferenciales de 30 mA RCDs, los más usados para proteger a las personas contra descargas eléctricas.

High efficiency system

Ingeteam ha desarrollado su propia tecnología para maximizar los niveles de eficiencia del inversor INGECON® SUN 1Play TL M.

Gracias a este *High efficiency system* y al uso de novedosas topologías de conversión electrónica, se pueden alcanzar niveles de eficiencia máxima de hasta el 98%.

Además, un avanzado algoritmo de MPPT doble posibilita la extracción de la máxima cantidad de energía desde el campo FV en todo momento, incluso en situaciones difíciles, como con el paso de nubes o sombreados parciales.

Fácil de instalar

Los inversores INGECON® SUN 1Play TL M disponen de conectores rápidos en el lado DC (tipo 4) y en el lado AC para facilitar y agilizar la conexión al sistema. Todos los idiomas y configuraciones específicas del país pueden ser seleccionados desde la pantalla del equipo. Además, los inversores INGECON® SUN 1Play TL M son compatibles con todas las tecnologías de módulos FV del mercado.

Manejo y mantenimiento sencillos

Ingeteam está a la vanguardia en desarrollo de firmware. Gracias a ello, los inversores INGECON® SUN 1Play TL M son muy fáciles de utilizar. El menú que se muestra en la pantalla LCD de su display ha sido diseñado para asegurar un manejo sencillo y cómodo.

Estos inversores presentan un datalogger interno, accesible desde un PC, para almacenar datos de varios meses. Cada inversor permite el acceso a la información interna desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado de la pantalla LCD.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.



2,5TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M / 4,6TL M / 5TL M / 6TL M

Actualización de firmware (FW)

Los equipos INGECON®SUN 1Play TL M permiten al usuario descargar desde la web www.ingeteam.com la última versión de firmware del inversor y actualizarlo utilizando una simple tarjeta de memoria SD.

Monitorización y comunicación

Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento así como el datalogger interno a través de diversos medios, como comunicación USB, integrada de serie. Además, comunicación RS-485, Ethernet, Wi-Fi, y comunicación 3G están también disponibles.

Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor -disponible en App Store- para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Resistencia a condiciones extremas

La familia de inversores 1Play TL M presenta una envolvente apta para su uso en intemperie (grado de protección IP65). Asimismo, su innovador sistema de refrigeración permite su uso en condiciones atmosféricas extremas con rangos de temperatura desde -25 °C hasta +65 °C.

Tecnología SiC

Este inversor solar presenta componentes de carburo de silicio (SiC). La tecnología SiC permite aumentar los niveles de eficiencia y obtener equipos más fiables, ligeros y compactos.

Vida útil de más de 20 años

Ingeteam cuida la selección y el dimensionado de los componentes electrónicos utilizados en sus inversores. El diseño de los inversores 1Play, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una vida útil de más de 20 años.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

ACCESORIOS OPCIONALES

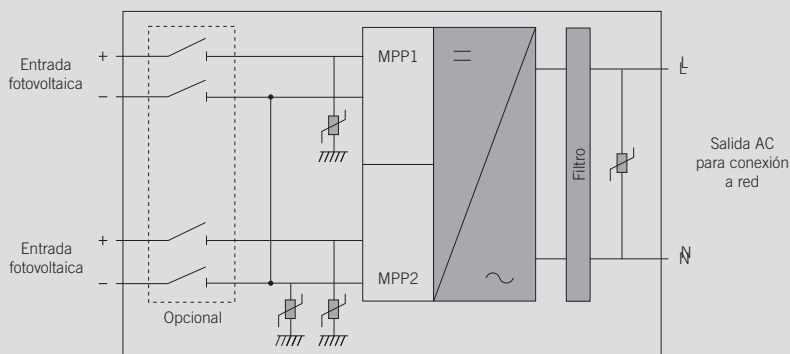
- Comunicación entre inversores mediante RS-485, Ethernet, Wi-Fi o 3G.
- Seccionador DC.
- INGECON® SUN WeatherBox para el registro y medida de variables meteorológicas.
- Cuatro entradas digitales adicionales.
- Kit autoconsumo.

PROTECCIONES

- Polarización inversa.
- Sobretensiones en la entrada y la salida mediante descargadores tipo 3.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.

PRESTACIONES

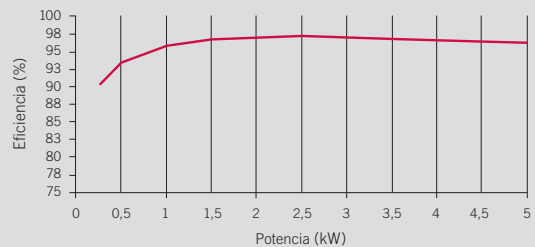
- Compatible con 30 mA RCDs.
- Doble sistema MPPT.
- Potencia desde 2,5 hasta 6 kW.
- Eficiencia máxima 98%.
- Tecnología SiC incluida.
- Actualización de firmware a través de una tarjeta de memoria SD.
- Comunicaciones USB de serie.
- Dos entradas digitales de serie.
- Software INGECON® SUN Manager para la visualización de parámetros y el registro de datos de la planta.
- Visualización de datos de la planta mediante la aplicación INGECON® SUN Monitor.
- Pantalla LCD.
- Fácil mantenimiento.
- Apto para instalaciones de interior y de exterior (IP65).
- Contacto libre de potencial configurable desde el display para indicar fallo de aislamiento o conexión a red.
- Diseño compacto.
- Idioma, Código de país y tensión nominal configurables por display.

1Play TL M

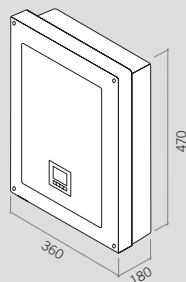
| | 2,5TL M | 3TL M | 3,3TL M | 3,68TL M | 4,6TL M | 5TL M | 6TL M |
|---|---|-------------------|---------------------|----------------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| Valores de Entrada (DC) | | | | | | | |
| Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾ | 2,8 - 3,3 kWp | 3,2 - 4 kWp | 3,8 - 4,4 kWp | 3,9 - 4,8 kWp | 5,2 - 6 kWp | 5,7 - 6,5 kWp | 6,3 - 7 kWp |
| Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾ | 125 - 750 V | | | | | | |
| Rango de tensión MPP2 ^{(2) (3)} | 90 - 750 V | | | | | | |
| Tensión máxima ⁽⁴⁾ | 850 V | | | | | | |
| Corriente máxima (Entrada 1 / Entrada 2) | 11 / 11 A | | | | | | |
| Nº entradas (Entrada 1 / Entrada 2) ⁽⁵⁾ | 1 / 1 | | | | | | |
| MPPT | 2 | | | | | | |
| Valores de Salida (AC) | | | | | | | |
| Potencia nominal | 2,5 kW | 3 kW | 3,3 kW | 3,68 kW | 4,6 kW | 5 kW | 6 kW |
| Máx. temperatura para potencia nominal ⁽⁶⁾ | 60 °C | 55 °C | 52 °C | 50 °C | 58 °C | 55 °C | 45 °C |
| Corriente máxima | 16 A | 16 A | 16 A | 16 A | 26,2 A | 26,2 A | 26,2 A |
| Tensión nominal | 230 V | | | | | | |
| Rango de tensión | 122 - 265 V | | | | | | |
| Frecuencia nominal | 50 / 60 Hz | | | | | | |
| Factor de Potencia | 1 | | | | | | |
| Factor de Potencia ajustable | Sí. Smáx=2,5 kVA | Sí. Smáx=3 kVA | Sí. Smáx=3,3 kVA | Sí. Smáx=3,68 kVA | Sí. Smáx=4,6 kVA | Sí. Smáx=5 kVA | Sí. Smáx=6 kVA |
| THD | <3% | | | | | | |
| Rendimiento | | | | | | | |
| Eficiencia máxima | 97,6% | 97,7% | 97,7% | 97,8% | 97,9% | 98% | 98% |
| Euroeficiencia | 97,3% | 97,4% | 97,4% | 97,5% | 97,5% | 97,6% | 97,6% |
| Datos Generales | | | | | | | |
| Sistema de refrigeración | Convección natural | | | | | | |
| Consumo en stand-by ⁽⁷⁾ | <10 W | | | | | | |
| Consumo nocturno | 0 W | | | | | | |
| Temperatura de funcionamiento | -25 °C a +65 °C | | | | | | |
| Humedad relativa (sin condensación) | 0 - 100% | | | | | | |
| Grado de protección | IP65 | | | | | | |
| Marcado | CE | | | | | | |
| Normativa EMC y de seguridad | EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100 | | | | | | |
| Normativa de conexión a red | RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁸⁾ , P.0.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code | | | | | | |

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada ⁽³⁾ Para bajar a 90 V la otra entrada tiene que estar al menos a 125 V ⁽⁴⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁵⁾ Disponibles conectores dobles para conectar dos cables por cada entrada ⁽⁶⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁸⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 5TL M Vdc = 680 V



Dimensiones y peso (mm)



2,5TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M
20 kg.

4,6TL M / 5TL M / 5,5TL M / 6TL M
21 kg.



Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark
Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.

Calle Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407 Urb.C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.

Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.

Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo corner Rufin St.
1230 Makati
Gran Manila - Philippines
Tel.: +63 0917 677 6039



Adjustable System



Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM



Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

Benefits

Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assembled on factory to save your install time on site.

Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

Safety and Reliability

The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

Technical Information

| | |
|-----------------|----------------------------------|
| Install Site | Low profile roof or open field |
| Tilt Angle | 10deg ~ 60deg |
| Building Height | up to 20m |
| Max Wind Speed | up to 60m/s |
| Snow Load | up to 1.4KN/m ² |
| Standards | AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other |
| Material | Aluminum alloy & Stainless Steel |
| Color | Natural |
| Anti-corrosive | Anodized |
| Warranty | Ten years warranty |
| Duration | More than 20 years |

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Legs



| Item No. | Description | Leg Length |
|----------|-----------------------|------------|
| ADFL | AD Front Leg | |
| ADRL1015 | AD Rear Leg 10/15 deg | 240~360mm |
| ADRL1530 | AD Rear Leg 15/30 deg | 340~680mm |
| ADRL3060 | AD Rear Leg 30/60 deg | 700~1200mm |

Adjustable Racking System Installation Guide



Adjustable Racking System has developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the adjustable angle solution as 10-15deg, 5-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The special extruded aluminum rail, tilt-in module, clamps and legs should be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anticorrosive performance.

The installations please follow the procedures and precautions in these instructions carefully. And it must be complied with the local construction acts and the safety laws.

1. Introduction

1.1 Intended use

- Are intended to be used by individuals with sufficient technical skills for the task. Knowledge and use of hand tools, measuring devices and values is also required.
- Include various precautions in the forms of Notes, Cautions, and Warnings. These are to assist in the assembly process and/or to draw attention to the fact that certain assembly steps may be dangerous could cause serious personal injury and/or damage to components. Following the step-by-step procedures and these precautions should minimize the risk of any personal injury or damage to components making the installation not only safe but an efficient process.

1.2 Service life warranty

Warranty of 10 years for the service life of all materials used.

1.3 Safety

The following basic safety instructions and warning symbols form an essential part of this manual and are of fundamental importance when handling this product.

- Do not remove or disable any safety devices
- Comply with the relevant safety regulations.
- The presence of a second party who can provide help in the event of an accident is obligatory during the entire installation process.
- Keep a copy of this installation manual in the immediate vicinity of the system.



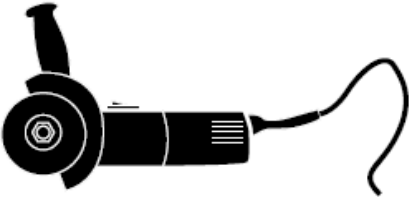




1.4 Responsibilities of the owner/operator

The system operator has the following safety-related responsibilities:

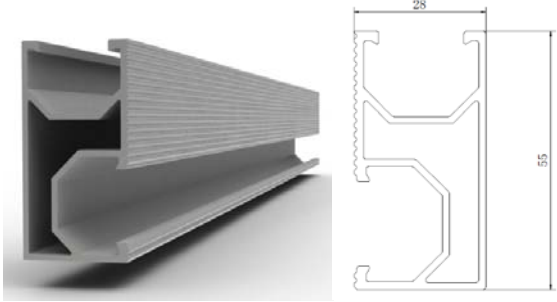




- To ensure that installation of the system is only carried out by individuals with specialist technical knowledge and basic knowledge of mechanical engineering.
- To ensure that those commissioned to perform the work can evaluate their assigned tasks and recognize possible risks.
- To ensure that those commissioned to perform the work are familiar with the system components.
- To ensure that the installation manual is available during installation. The installation manual is an integral part of the product.
- Ensure that the installation manual, and in particular the safety instructions, are read and understood by the relevant personnel before installation.
- Ensure that the permissible operation conditions are observed. Mounting systems is not liable for damage occurring when these conditions are not adhered to.
- Ensure the durability of all connections and the attachment of the system.
- Ensure that suitable lifting gear is used for installation.
- Ensure that only Mounting System components are used when parts need to be replaced. Otherwise any warranty claim is null and void

2. Tools For Installation

The following tools are required for the installation:

| | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ 6 mm Allen key or hexagonal driver bit. If using a 6mm driver bit, make sure the cordless power tool used for the driving has a hand-tight clutch setting a fine (soft) impact drive to prevent damage to the fragile glass panels and threads on the Structure. |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Cordless drill; Drill or impact driver for driving roof material fixings |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Angle grinder; For terracotta tile roof installation, and angle grinder fitted with a continuous edge diamond tipped tile cutting blade; gloves, hearing protection, a face protection mask, and a suitably rated breathing protection mask for all people in proximity of grinding |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Gloves; Protect the hazard of the sharp corners. |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Cord or color pen; Mark the installation position; |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Spirit level |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Rule |  |
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ If necessary, timber to shim the legs | |

3. Components

| | |
|--|--|
| <p>Rail</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ hold each panel row ✓ length can be customized ✓ 6005-T5 extruded aluminum |  |
| <p>Standard Rail Length</p> | |
| <p>808~826mm wide panels</p> | <p>990~1020mm wide panels</p> |
| <p>2560mm</p> | |
| <p>3405mm</p> | <p>4200mm</p> |
| <p>Rail Splice Kit</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Extend Rail to any length as required by the quantity or width of the solar panels |  |
| <p>Inter Clamp Kit for Framed Modules</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Fit between two panels ✓ Fastened with a 6mm Allen key ✓ Standard pre-assembly for the usual panels with thickness 30, 35, 40, 46, 50, 57mm |  |
| <p>End Clamp Kit for Framed Modules</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Hold the edge of each end panels ✓ Fastened with a 6mm Allen key ✓ Standard pre-assembly for the usual panels with thickness 30, 35, 40, 46, 50, 57mm |  |
| <p>Adjustable End Clamp Kit</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Hold the edge of each end panels ✓ Fastened with a 6mm Allen key ✓ Adjustable for the panels with thickness from 25~60mm |  |

| Support Leg | |
|---|---|
| <p>Adjustable Front Leg</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pre-assembly ✓ Include 2pcs st6.3x80 wood screws |  |
| <p>Adjustable Rear Leg 10/15</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pre-assembly ✓ Adjust angle from 10 deg to 15 ✓ Include 2pcs st6.3x80 wood screws |  |
| <p>Adjustable Rear Leg 15/30</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pre-assembly ✓ Adjust angle from 15 deg to 30 ✓ Include 2pcs st6.3x80 wood screws | |
| <p>Adjustable Rear Leg 30/60</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pre-assembly ✓ Adjust angle from 30 deg to 60 ✓ Include 2pcs st6.3x80 wood screws | |

4. System overview

All components of the system are listed below. The version and quantities of the parts can vary, depending of

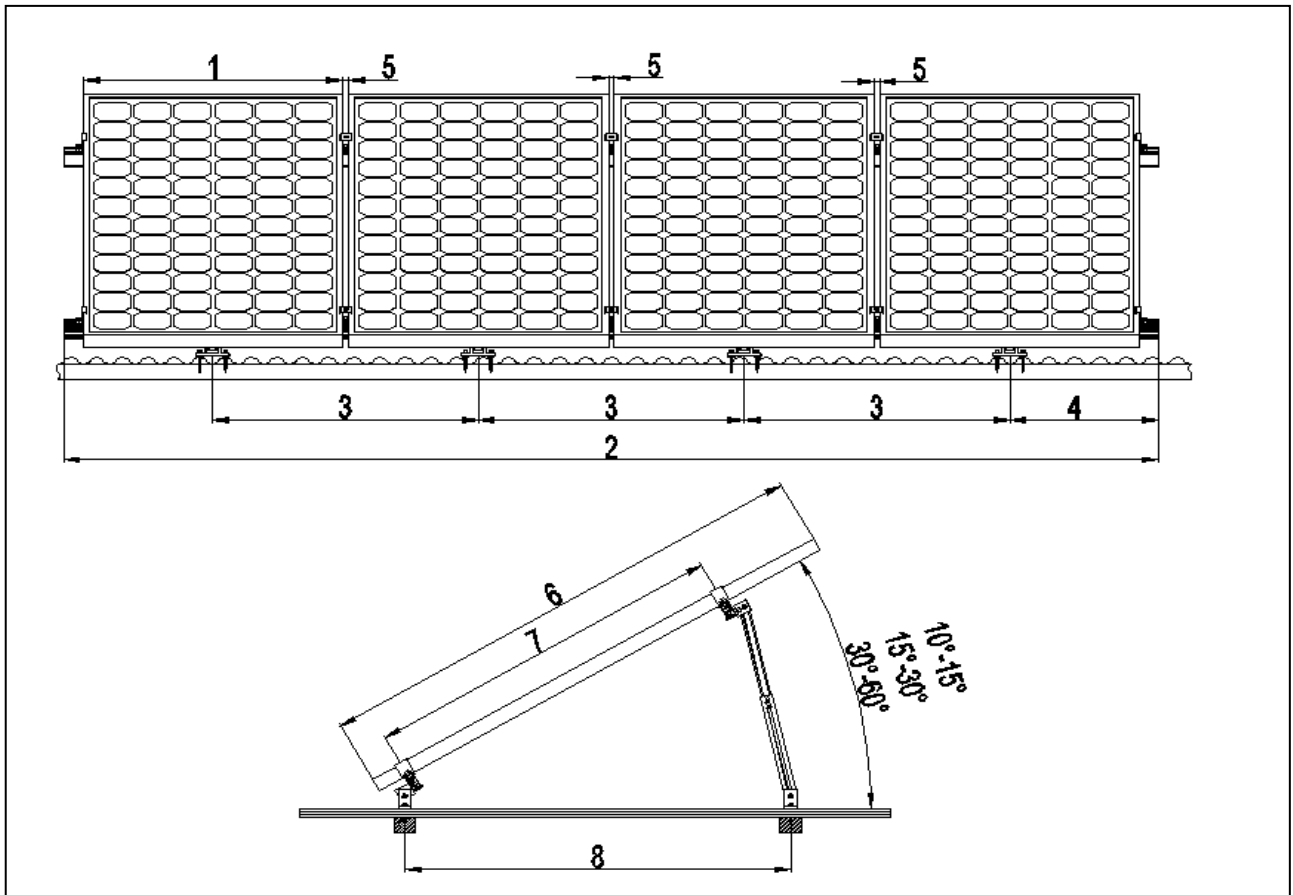
- Type of roof
- Number of modules
- Type of module
- Site specifics



| Item | Code | Description |
|------|--------------------|--------------------------|
| 1 | 659.08.01.RAIL | Rail |
| 2 | 659.08.01.INTER | Inter Clamp Kit |
| 3 | 659.08.01.ENDCLAMP | End Clamp Kit |
| 4 | 659.08.01.FRONTLEG | Adjustable Front Leg Kit |
| 5 | 659.08.01.RL | Adjustable Rear Leg Kit |
| 6 | 659.08.01.SPLICE | Rail Splice (optional) |

5. Installation Dimension

Below, the distances between roof connections for a portrait installation are specified. Clamp-on Front and Rear Legs need to be installed in specific distances, depending on the distance of rafters and the stoical conditions.



1. Width of the module
2. Length of Rail: number of modules horizontally x (width of the module + 18 mm)+32 mm
3. Distance between roof connections horizontally: Depending on the distance between rafters and on the static requirement.
4. Cantilever Length: less than half of dimension 3
5. Distance between modules: 17 mm
6. Length of the module
7. Length of support: similar with the dimension 8
8. Front and Rear Space: 1200~1400mm

6. code-compliant AS/NZS 1170 planning

6.1 Determine the wind region of your installation site

Region Definition:

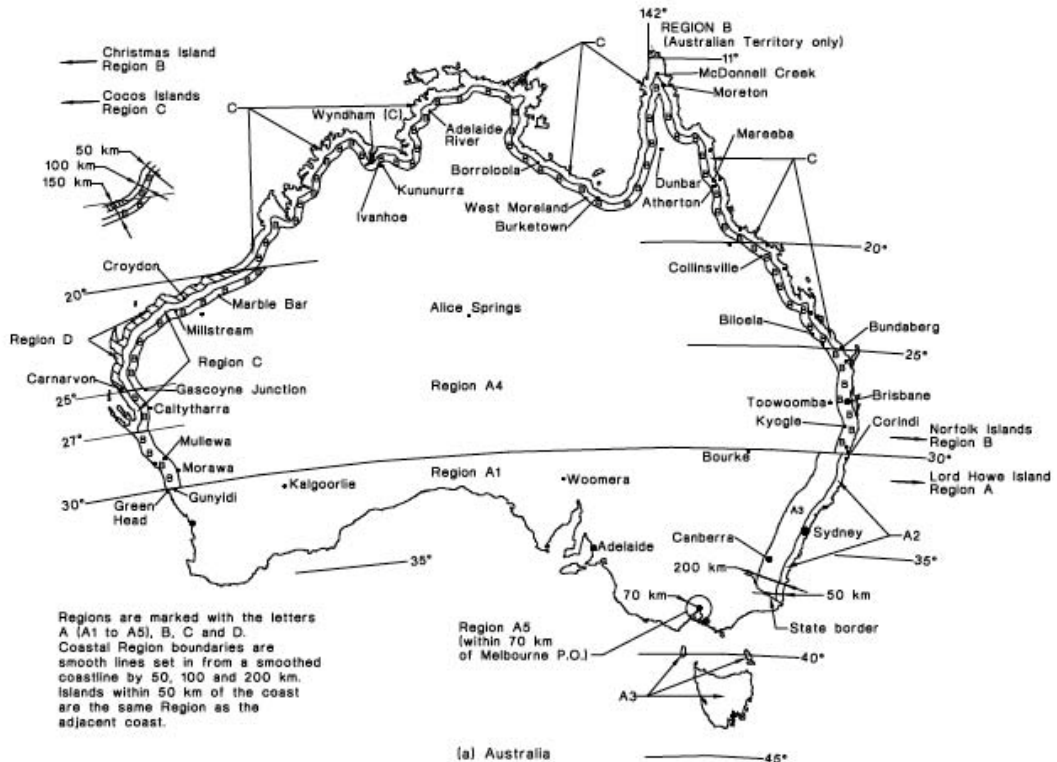


FIGURE 3.1 (in part) WIND REGIONS

Wind regions are pre defined for all of Australia by Australian Standard 1170. The Wind Region has nothing to do with surrounding topography or buildings.

- Most of Australia is designated Region A which indicates a Regional Ultimate Basic Wind Velocity of 45msec.
- Some areas are designated Region B (57msec). Local authorities will advise if this applies in your area.
- Region C areas (66msec) are generally referred to as Cyclonic and are generally limited to northern coastal areas. Most Region C zones end 100km inland.
- Region D (80msec) Australia's worst Cyclonic Region between Carnarvon and Pardoo in Western Australia.

6.2 Determine the height of the of your installation site

This document provides sufficient information for solar system installation height less than 20 meters. If your installation site is more than 20 meters in height, please contact us to obtain engineering data to support your installation.

6.3 Determine the Maximum Rail Support Spacing

Please use the following table to determine the Rail support spacing for the tilt system installations.

a. 10 to 15deg

| Max1970mm Long Panels fixed to Metal Sheet Roof | | | | |
|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Installation Height | Region A (mm) | Region B (mm) | Region C (mm) | Region D (mm) |
| Max area 1 panels | 3.0m² | 2.5m² | 2.0m² | 1.5m² |
| 5 Meters | 1560 | 975 | 660 | 405 |
| 10 Meters | 1420 | 890 | 600 | 370 |
| 15 Meters | 1345 | 845 | 570 | 350 |
| 20 Meters | 1275 | 800 | 540 | 330 |

b. 15 to 30deg and 30 to 60deg

| Max1970mm Long Panels fixed to Metal Sheet Roof | | | | |
|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Installation Height | Region A (mm) | Region B (mm) | Region C (mm) | Region D (mm) |
| Max area 1 panels | 3.0m² | 2.5m² | 2.0m² | 1.5m² |
| 5 Meters | 1360 | 890 | 605 | 370 |
| 10 Meters | 1240 | 810 | 550 | 340 |
| 15 Meters | 1175 | 770 | 520 | 320 |
| 20 Meters | 1115 | 725 | 495 | 305 |

- ✓ The above figures are based on modules lengths of up to 1970mm, maximum weight is 15Kg/m²
- ✓ The above spacing applies for fixing through thin sheet purlins (greater than 0.75mm thickness) or a minimum embedment of 50mm into timber purlins.
- ✓ Tilt system should be fixed to the purlins under using 2 SCW-12G-P screws.
- ✓ For 35mm min embedment into timber or fixing into 0.55mm thickness sheet purlins the max length of module should be reduce to 1700mm the max spacing reduced by 20%
- ✓ Please note that the screws provided with our products are designed for mounting into wooden structures.

6.4 Verify acceptable Rail End Overhang

Rail End Overhang must equal 50 percent or less of foot spacing. Thus, if foot spacing is 1200mm, the Rail End Over hang can be up to 600mm. In this case, two feet can support a rail of as much as 2400mm (1200mm between the feet and 600mm of overhang at each end).

6.5 Determine Roof slope

The system can be used for roof slope up to 60 degrees. Please verify the Installation site roof slope should be between 0 degrees and 60 degrees.

6.6 Determine Roof Installation Roof Areas

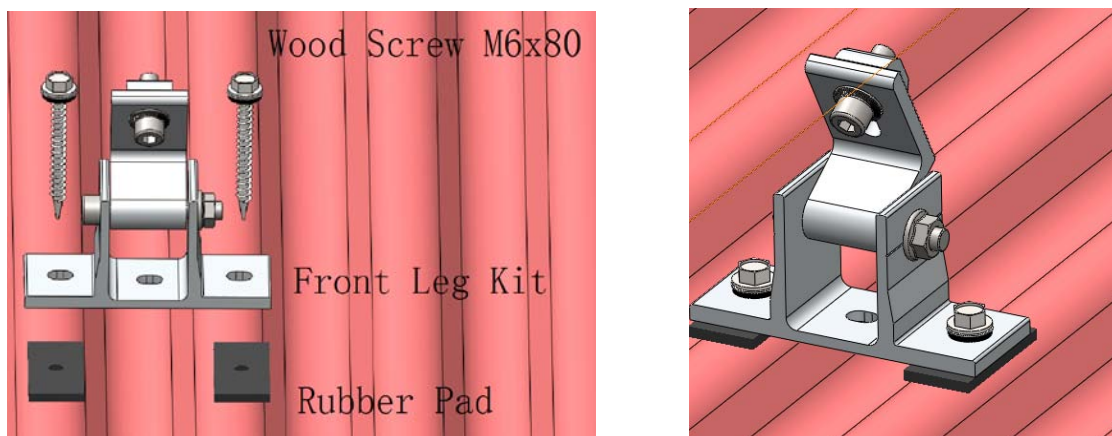
Tilt System can be installed using those spacing everywhere on the roof.

7. Installation Guide

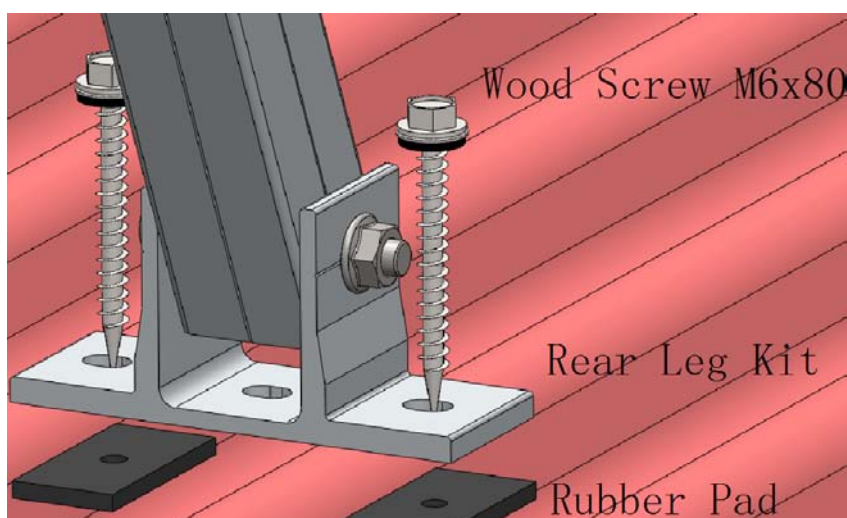
7.1 Install the Front Leg and Rear Leg

- a. After selecting proper spaces on the roof according to chapter 1.1 and 1.2, install the first front leg as picture showed left below. Adjust the location of front leg (assuring the down surface of front leg being parallel to the edge of the roof). Put the 25x50mm rubber under the front leg, and align the screw holes. Fix the front leg kits to the roof with M6x80 wood screw, locked as right below picture shown.

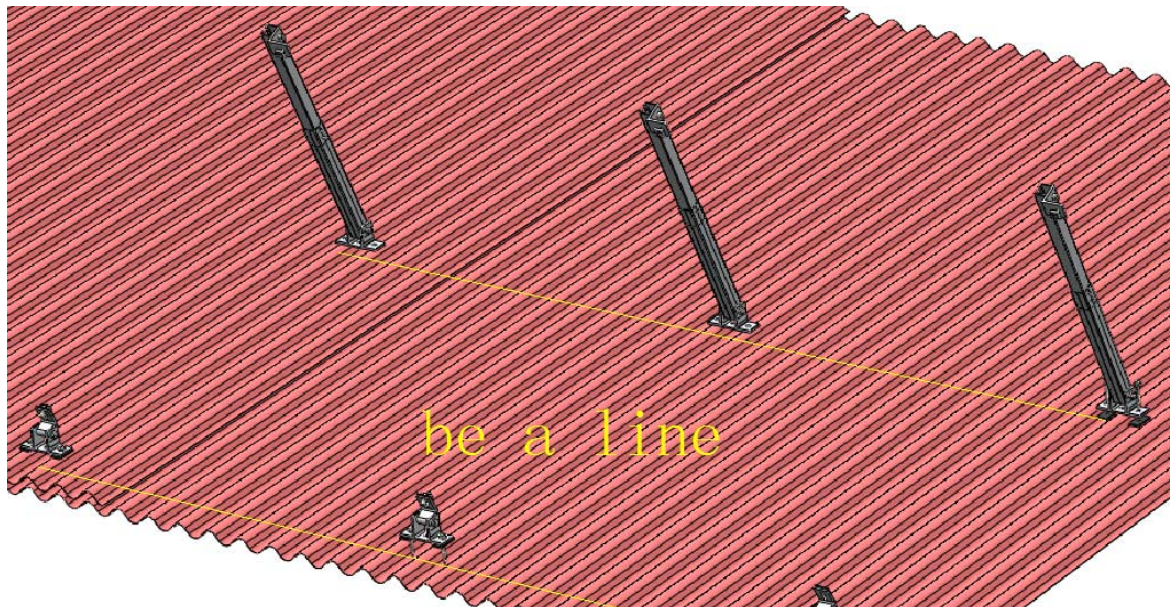
(if the foundation is concrete, please comply with the Chapter 6.2 to install)



- b. As installation way of the first front leg, adjust the arrangement of the rear leg (assuring the down surface of front leg being parallel to the edge of the roof). Vertically be in line with the front legs, and fix the rear legs to the roof beam with wood screws, as picture shown below:

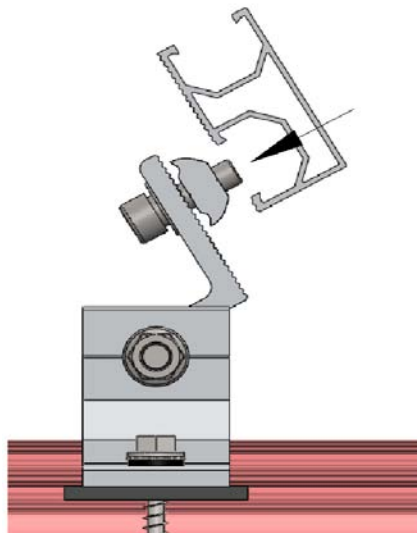


c. Comply with the Step a and b, finish the installation of the other legs; please make sure the legs are in one line.



7.2 Install the Rail

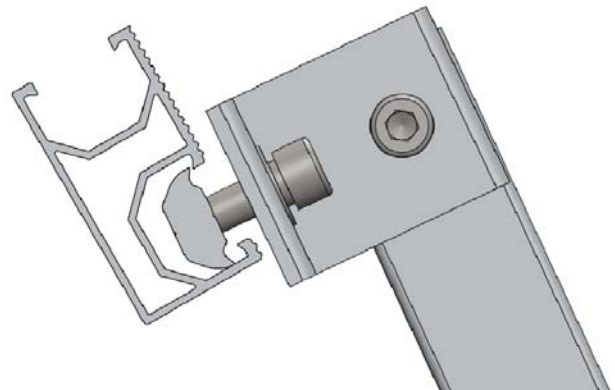
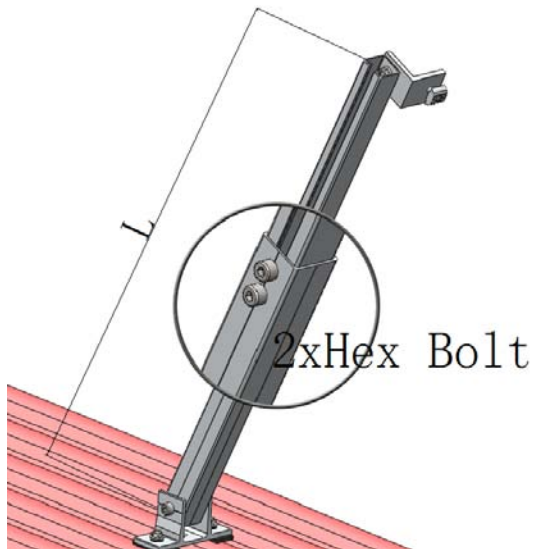
a. Put the front legs on the Rail groove. Adjust the length left at 2 terminals of rail. Then lock screws.



Patented product: 4 steps of easily installing the tilt-in module to rail



- b. Loosen the 2 Hex screws in the rear leg and adjust the length of rear legs as per demanding angle. Adjust the H of 4 rear legs in the same line and lock the screws, shown as left below picture. Then put the rail groove as last step and adjust the location of rail, keeping the rail being parallel to the rail on front legs. Then lock one by one as right below picture shown:

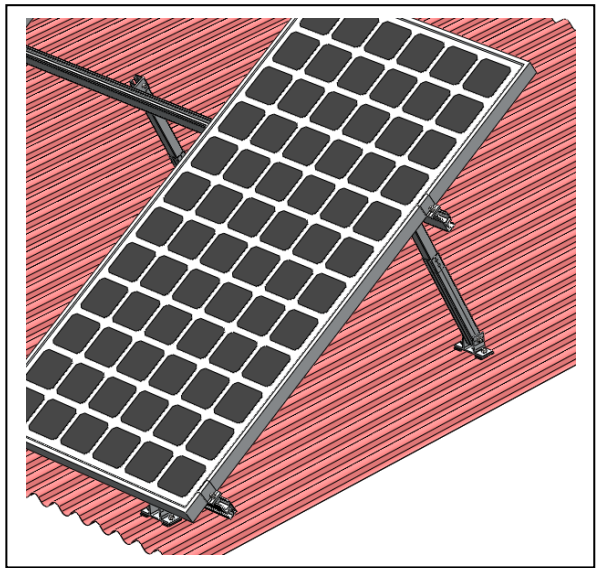
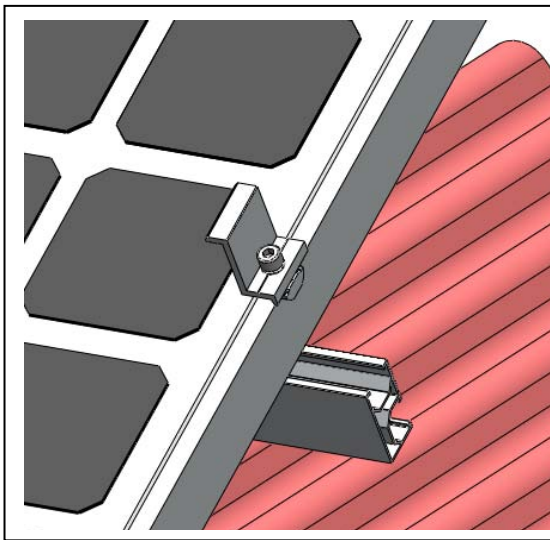


7.4 Install the Module

Installation of modules from one side of rail to the other side

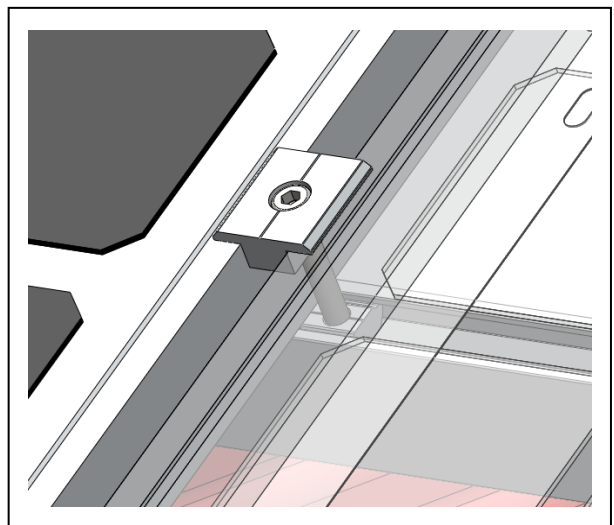
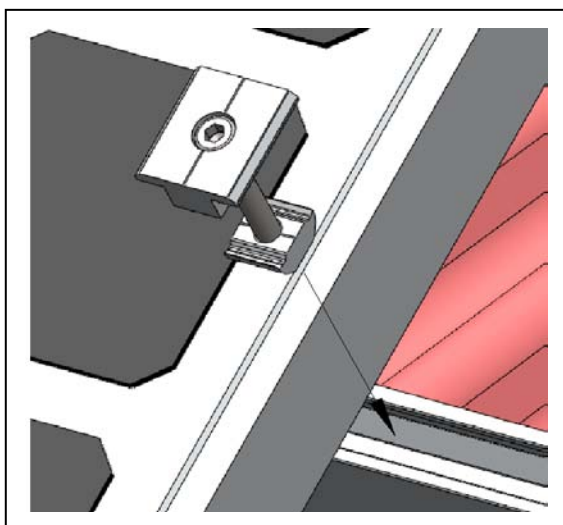
a. Installation of End Clamp

End clamps are designed to install at the end of each string panels. Tilt the end clamp into the upper groove of rails. After slightly locking the screw, put the panel on rails. Lock the end clamps after adjusting location of the panel.

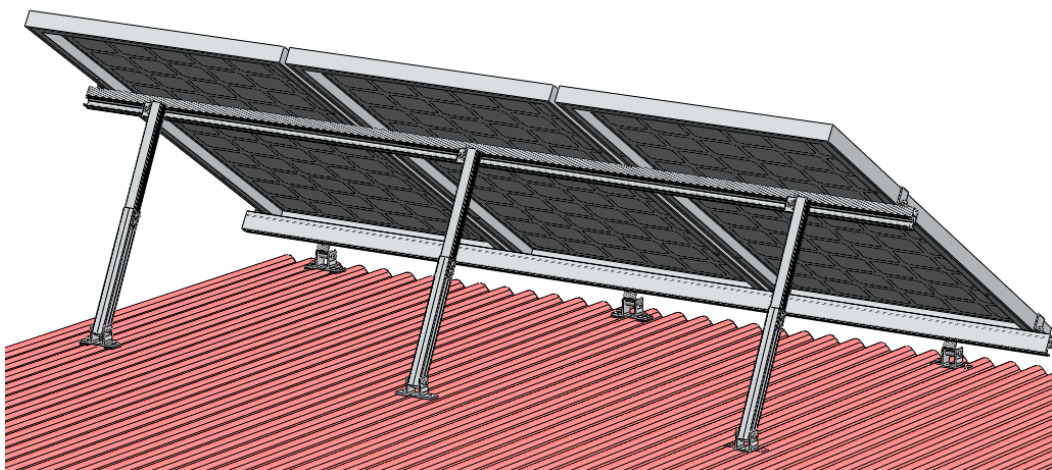
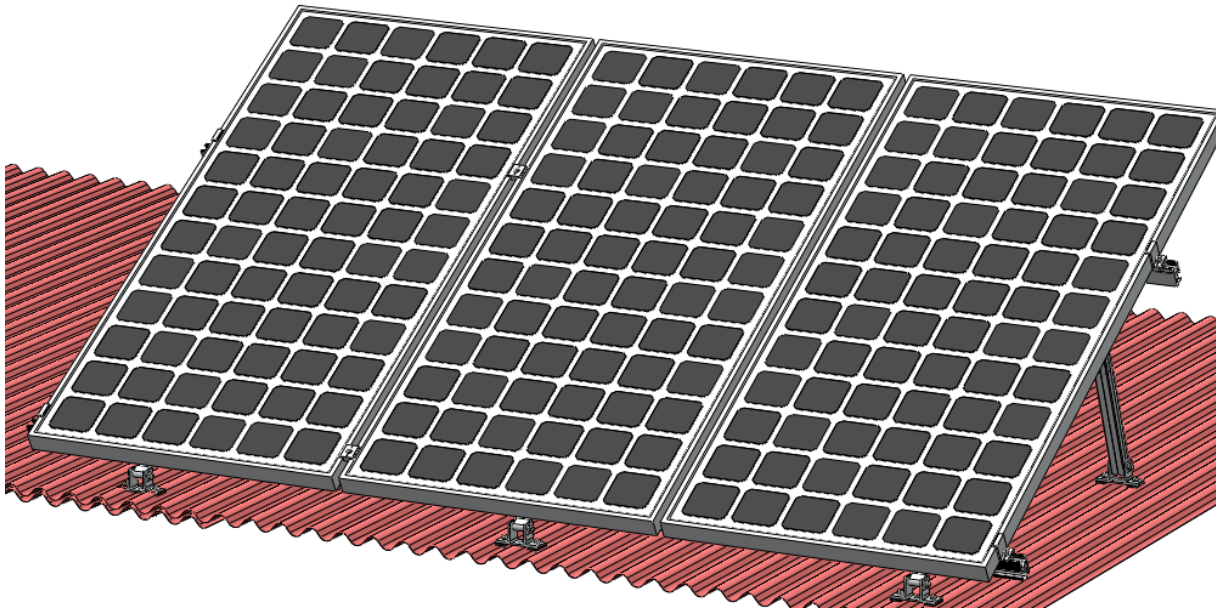


b. Installation of Inter Clamp

Inter clamps are designed to fix between 2 solar panels. Tilt the inter clamp into the upper groove of rails. After slightly locking the screw, put another panel on rails. Lock the inter clamps after adjusting location of the panel.



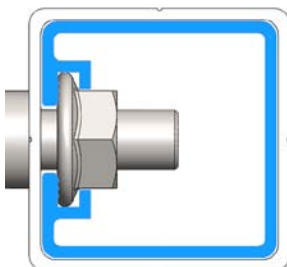
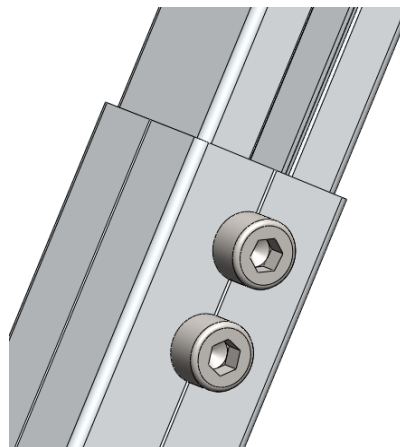
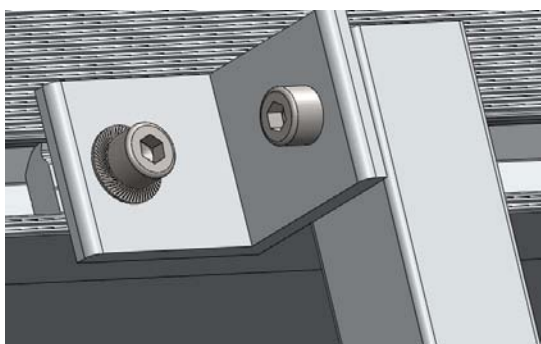
- c. Repeat doing last step till finish installing all the panels. Check the whole system and re-fix all outer screws after finish installing the panels.



7.5 Adjust the Angle

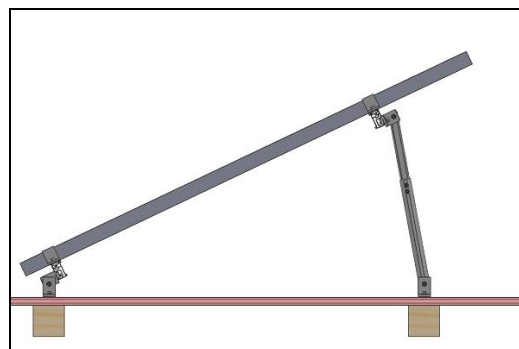
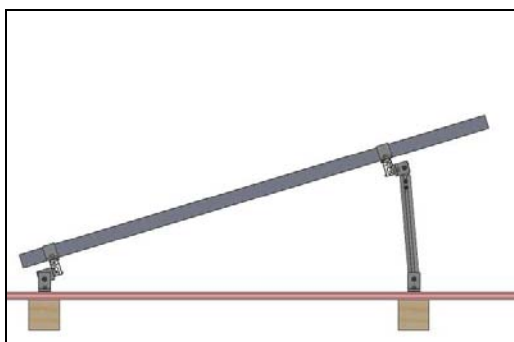
If needing to adjust the tilt angle of panels to mostly using the solar energy after finished installation of whole system, please adjust the lengths of rear legs to achieve it, shown as below pictures:

- a. Slightly unlock the screw on rear leg with a wrench, shown as left below picture. Then unlock the 2 screws on rear legs and adjust, shown as right below picture:



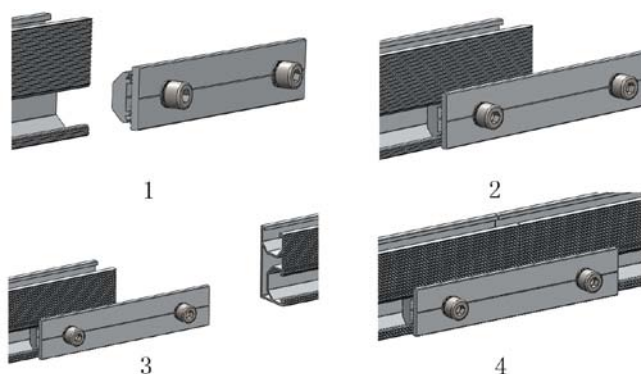
Telescopic Tubes

- b. Calculate the suitable length of rear leg according to the required angle (for choices, 10° - 15° , 15° - 30° and 30° - 60° rear legs are available). Then draw out or shorten the rear leg tube and lock the 2 screws, assuring height of rear legs keeping in the same line after adjust, for even loading requests on each section of rails. Angle differences shown as below pictures:

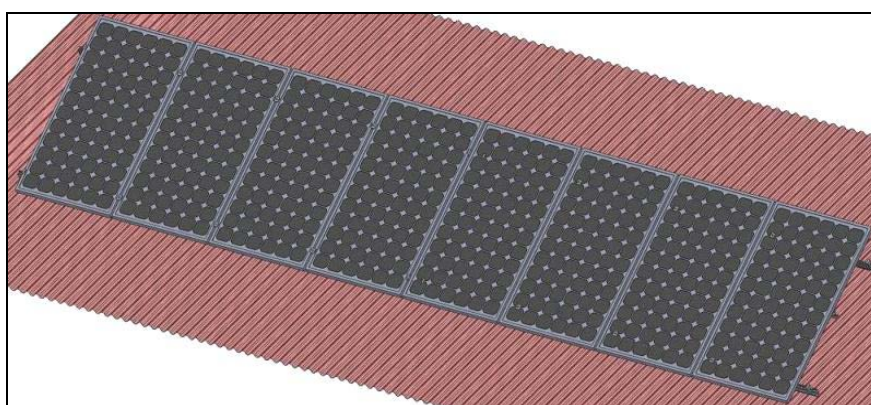
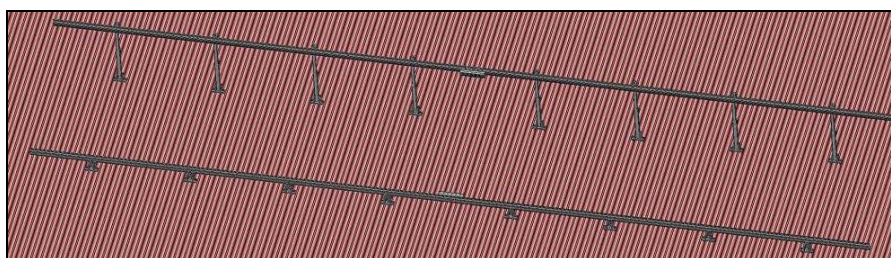


7.6 Connection of Rail

If planning to add solar panels with enough space on the roof, methods of steps are the same as talked in previous chapter. Add more front and rear legs and connect rails with rail splice kit. Connecting rail steps shown as below pictures:



Rail Connect Steps



Attentions:

-A2-70 bolt lock torque shown as follows:

M8 bolt: 15N*m

M10 bolt: 22 N*m

M12 bolt: 43 N*m

P-SUN sp

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **DKE/VDE AK 411.2.3**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible

No propagación de la llama
UNE EN 60332-1Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2

CERO HALÓGENOS

Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1Reducida emisión de gases tóxicos
EN 50305 ITC 3Nula emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-2

Resistencia a la absorción de agua



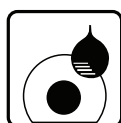
Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a la abrasión



Resistencia a los golpes

Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)

Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).

Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.

Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: EN 60332-1; IEC 60332-1.
- Libre de halógenos: EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 ITC 3
- Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; pH 4,3; C 10 µS/mm.

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: EN 50396, test B
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20
- Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4)
Impacto (EN 50305)
- Dureza: 85 (DIN 53505)
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)



DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico, estañado.**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

P-SUN sp

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **DKE/VDE AK 411.2.3**

DESCRIPCIÓN

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos tipo EM5 según UNE EN 50363-1

Color: Negro, rojo o azul

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

| Sección nominal mm ² | Diámetro del conductor mm | Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm | Peso kg/km | Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km | Intensidad admisible al aire (1) A | Caída de tensión V/A km (corriente continua) |
|---------------------------------|---------------------------|---|------------|--|------------------------------------|--|
| 1x1,5 | 1,6 | 4,9 | 33 | 13,7 | 25 | 26,5 |
| 1x2,5 | 1,9 | 5,2 | 43 | 8,21 | 34 | 15,92 |
| 1x4 | 2,4 | 5,9 | 58 | 5,09 | 46 | 9,96 |
| 1x6 | 2,9 | 6,5 | 77 | 3,39 | 59 | 6,74 |
| 1x10 | 3,9 | 8,3 | 134 | 1,95 | 82 | 4 |
| 1x16 | 5,4 | 10,1 | 198 | 1,24 | 110 | 2,51 |
| 1x25 | 6,4 | 11,4 | 290 | 0,795 | 140 | 1,59 |
| 1x35 | 7,5 | 12,9 | 394 | 0,565 | 174 | 1,15 |
| 1x50 | 9 | 14,9 | 549 | 0,393 | 210 | 0,85 |
| 1x70 | 10,8 | 17 | 756 | 0,277 | 269 | 0,59 |
| 1 x 95 | 12,6 | 16,8 | 930 | 0,210 | 327 | 0,42 |
| 1 x 120 | 14,3 | 19,4 | 1300 | 0,164 | 380 | 0,34 |
| 1 x 150 | 15,9 | 21,1 | 1500 | 0,132 | 438 | 0,27 |
| 1 x 185 | 17,5 | 23,5 | 1900 | 0,108 | 500 | 0,22 |
| 1 x 240 | 20,5 | 26,3 | 2300 | 0,0817 | 590 | 0,17 |

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalacion tipo F → columna 13. (Ver página 23).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A).

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.

NOTA: para accesorios de conexión del cable P-SUN SP ver conectores Tecplug en el apartado de accesorios para baja tensión.

4. Presupuesto

En este apartado se va a evaluar el coste económico que supone toda la instalación del sistema solar fotovoltaico. Se desglosa parte a parte en la que se indica la descripción de cada elemento, su precio unitario, la unidad de medida y por ultimo su coste.

Así pues el presupuesto quedará dividido de la siguiente manera:

- Módulos fotovoltaicos

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|----------------------|----------|--------|---------------|-------------|
| Modulo A-245P GSE | 136 | Ud. | 213,50 € | 29.036 € |
| Total sin IVA | | | | 29.036 € |
| IVA 21% | | | | 6.097,56 € |
| TOTAL | | | | 35.133,56 € |

- Regulador

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|----------------------|----------|--------|---------------|------------|
| Outback FLEXmax 80 | 7 | Ud. | 570,06 € | 3.990,42 € |
| Total sin IVA | | | | 3.990,42 € |
| IVA 21% | | | | 837,99€ |
| TOTAL | | | | 4.828,41 € |

- Baterías

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|---------------------------------------|----------|--------|---------------|-------------|
| Acumulador Estacionario BAE 2V 3250Ah | 72 | Ud. | 835,34€ | 60.144,48 € |
| Total sin IVA | | | | 60.144,48 € |
| IVA 21% | | | | 12.630,34 € |
| TOTAL | | | | 72.774,82 € |

- Inversor

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|----------------------------|----------|--------|----------------------|------------|
| INGECON SUN 1 Play TL M | 2 | Ud. | 1.860,00 € | 3.720,00 € |
| | | | Total sin IVA | 3.720,00 € |
| | | | IVA 21% | 781,20 € |
| | | | TOTAL | 4.501'20 € |

- Estructura del soporte

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|-----------------|----------|--------|----------------------|------------|
| STR03V-1642-994 | 46 | Ud. | 140,90 € | 6.481,40 € |
| | | | Total sin IVA | 6.481,40 € |
| | | | IVA 21% | 1.361,10 € |
| | | | TOTAL | 7.842,50 € |

- Cableado

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|--|----------|--------|----------------------|----------|
| Cable P-SUN sp (16 mm ²) | 10 | m | 2,65 € | 26,50 € |
| Cable P-SUN sp (120 mm ²) | 20 | m | 13,93 € | 278,60 € |
| Cable P-SUN sp (150 mm ²) | 8 | m | 17,47 € | 139,76 € |
| Cable P-SUN sp (95 mm ²) | 5 | m | 11,43 € | 57,15 € |
| | | | Total sin IVA | 502,01 € |
| | | | IVA 21% | 105,42 € |
| | | | TOTAL | 607,43 € |

- Protecciones

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|--|----------|--------|----------------------|------------|
| Fusible Schneider Df2cn10 – gG 10 A | 1 | Ud. | 3,73 € | 3,73 € |
| Fusible NFC - gG 100 A | 2 | Ud. | 15,59 € | 31,18 € |
| Fusible SBI - gG 80 A | 1 | Ud. | 14,30 € | 14,30 € |
| Interruptor continua | 1 | Ud. | 707,95 € | 707,95 € |
| Interruptor diferencial | 1 | Ud. | 71,20 | 71,20 |
| | | | Total sin IVA | 828,36 € |
| | | | IVA 21% | 173,96 € |
| | | | TOTAL | 1.002,32 € |

- Puesta a tierra

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|------------|----------|--------|----------------------|---------|
| Picas | 4 | Ud. | 6,88 € | 27,52 € |
| | | | Total sin IVA | 27,52 € |
| | | | IVA 21% | 5,78 € |
| | | | TOTAL | 33,30 € |

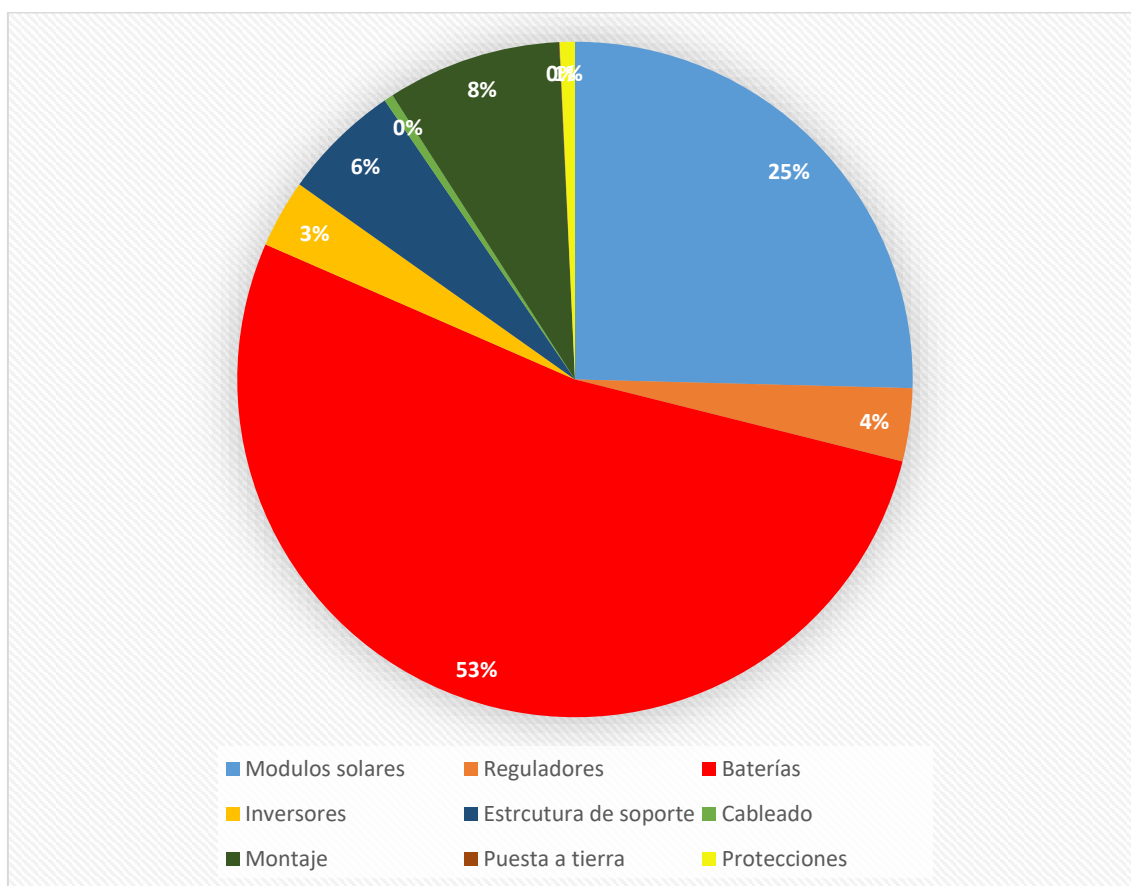
- Montaje

| Componente | Cantidad | Unidad | Precio/unidad | Precio |
|---------------------------------------|----------|--------|----------------------|-------------|
| Obra Civil | 1 | Ud. | 7.000,00 € | 7.000,00 € |
| Trabajo fijación paneles | 1 | Ud. | 2.000,00 € | 2.000,00 € |
| Trabajo montaje material de tierra | 1 | Ud. | 250,00 € | 250,00 € |
| Trabajo conexiones de equipos | 1 | Ud. | 275,00 € | 275,00 € |
| | | | Total sin IVA | 9.525,00 € |
| | | | IVA 21% | 2.000,25 € |
| | | | TOTAL | 11.525,25 € |

- Presupuesto total

| Componente | Importe € |
|----------------------------|---------------------|
| TOTAL MATERIAL INSTALACIÓN | 104.730,19 € |
| TOTAL MONTAJE | 9.525,00 € |
| TOTAL sin IVA | 114.255,19 € |
| IVA 21% | 23.993,59 € |
| TOTAL | 138.248,78 € |

Para verlo de una manera más clara, a continuación se mostrara un gráfico con el porcentaje por el que está compuesto cada elemento dentro del presupuesto final.



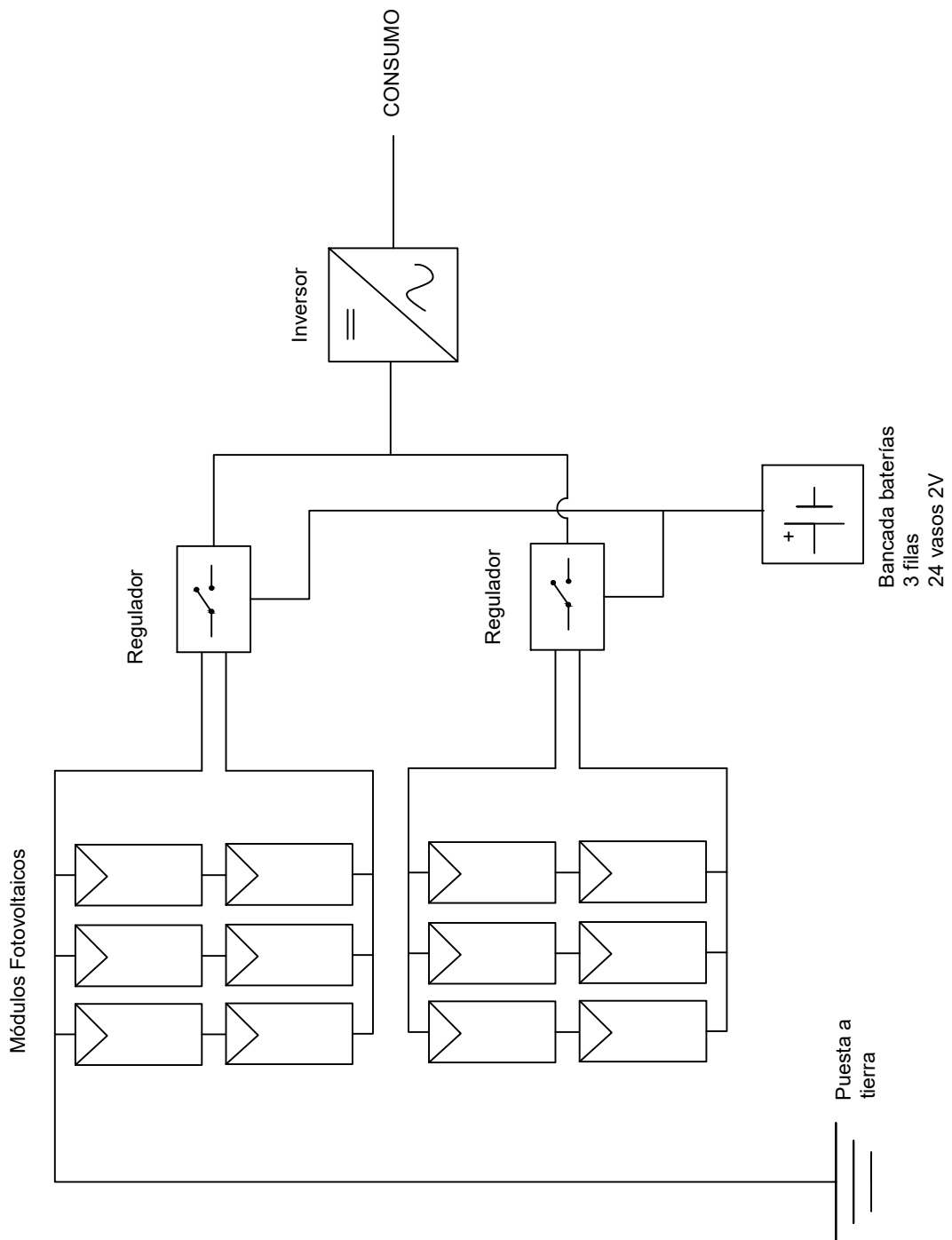
El grafico muestra de manera porcentual un desglose de la proporción que abarca económicamente cada uno de los diferentes elementos de los que está compuesto la instalación.

El mayor valor porcentual, como se puede observar en el gráfico, es correspondiente a las baterías, indicando este valor, que este elemento es el más caro de la instalación abarcando un 53% del presupuesto total.

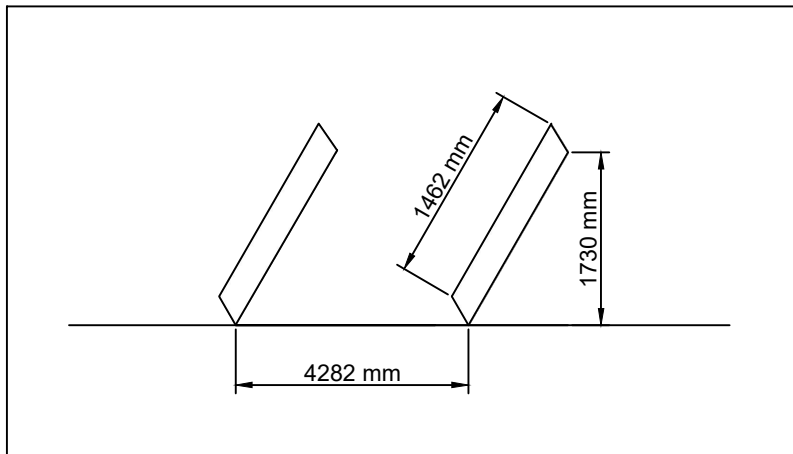
Otro punto que se puede destacar, es el valor del cableado y de las protecciones, que como se observa en el gráfico, es un valor insignificante, indicando esto que su precio con respecto al total del presupuesto es muy pequeño.



| | | |
|--|----------------------------------|----------|
| Alumno: Enrique Marqués Muñoz | | |
| Curso: 2016 - 2017 | | |
| Grado Ingeniería Electrónica Industrial y Automática | | |
| Escala: | UBICACIÓN | |
| TFG | Instalación aislada fotovoltaica | Plano: 1 |

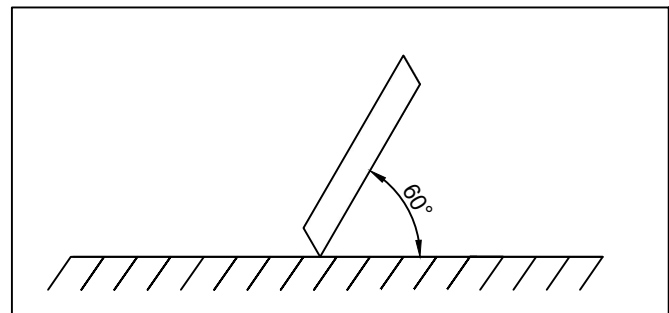


| | | |
|--|----------------------------------|----------|
| Alumno: Enrique Marqués Muñoz | | |
| Curso: 2016 - 2017 | | |
| Grado Ingeniería Electrónica Industrial y Automática | | |
| Escala: | PLANO ESQUEMA UNIFILAR | |
| TFG | Instalación aislada fotovoltaica | Plano: 2 |

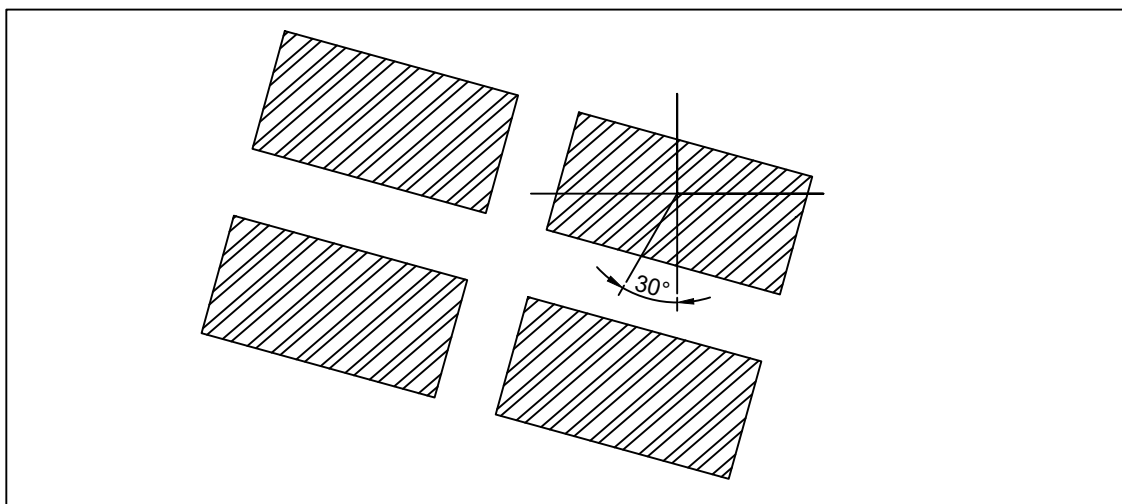


Distancia entre módulos

Inclinación de los módulos



Posicionamiento de los módulos



Alumno: Enrique Marqués Muñoz

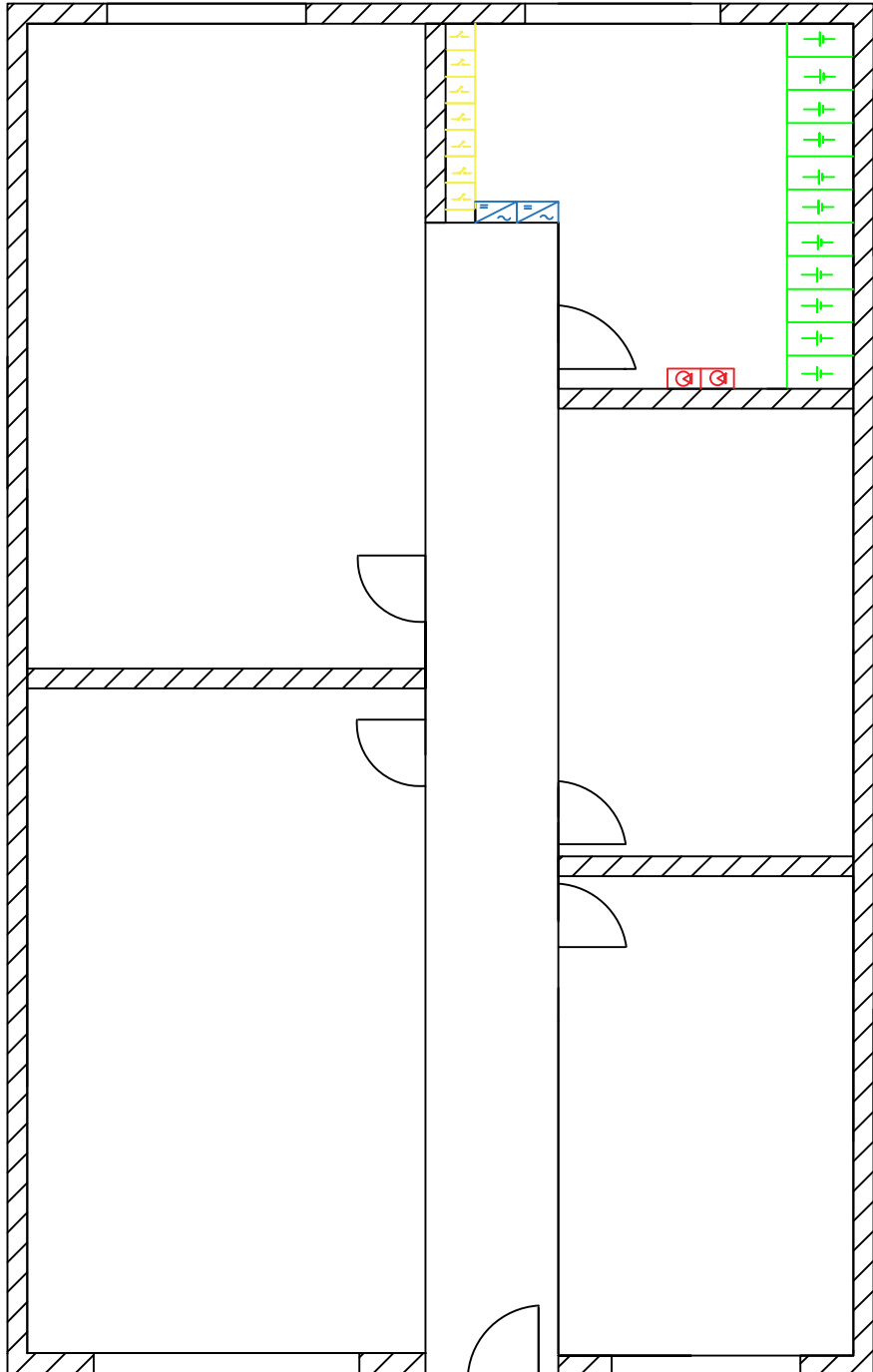
Curso: 2016 - 2017

Grado Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Escala: PLANO POSICIONAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

TFG Instalación aislada fotovoltaica Plano: 3

| | |
|---|-----------|
|  | Extintor |
|  | Inversor |
|  | Regulador |
|  | Batería |



Alumno: Enrique Marqués Muñoz

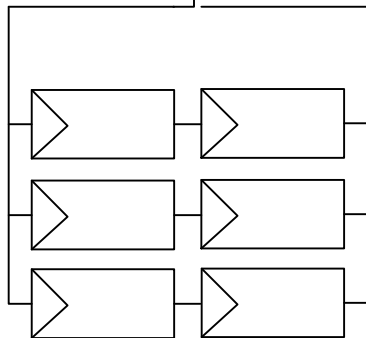
Curso: 2016 - 2017

Grado Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Escala: PLANO POSICIONAMIENTO EQUIPOS

TFG Instalación aislada fotovoltaica Plano: 4

68 ramas paralelo
2 ramas serie de 24V



48V

100 A



REGULADOR

48V

80 A



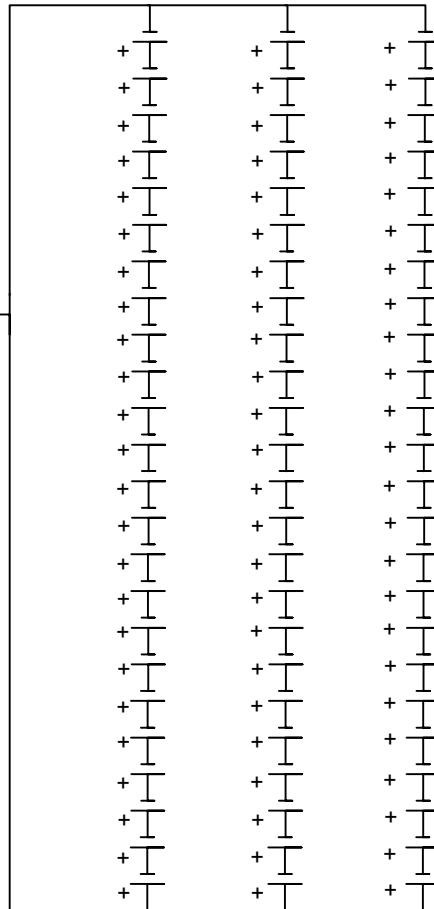
INVERSOR

CONSUMO

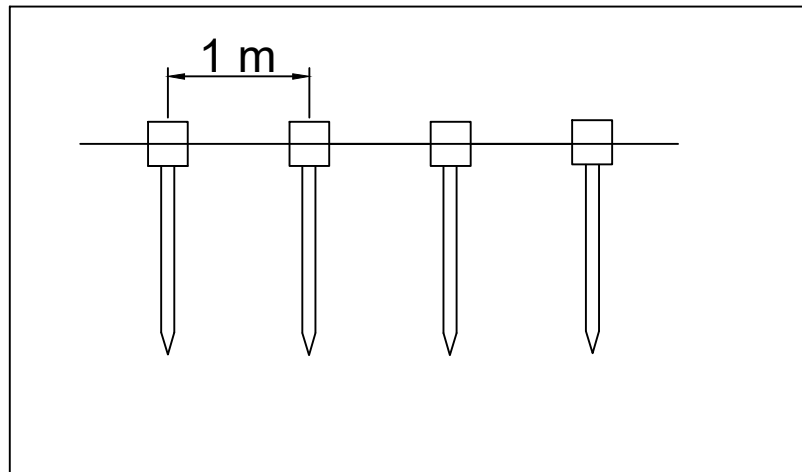
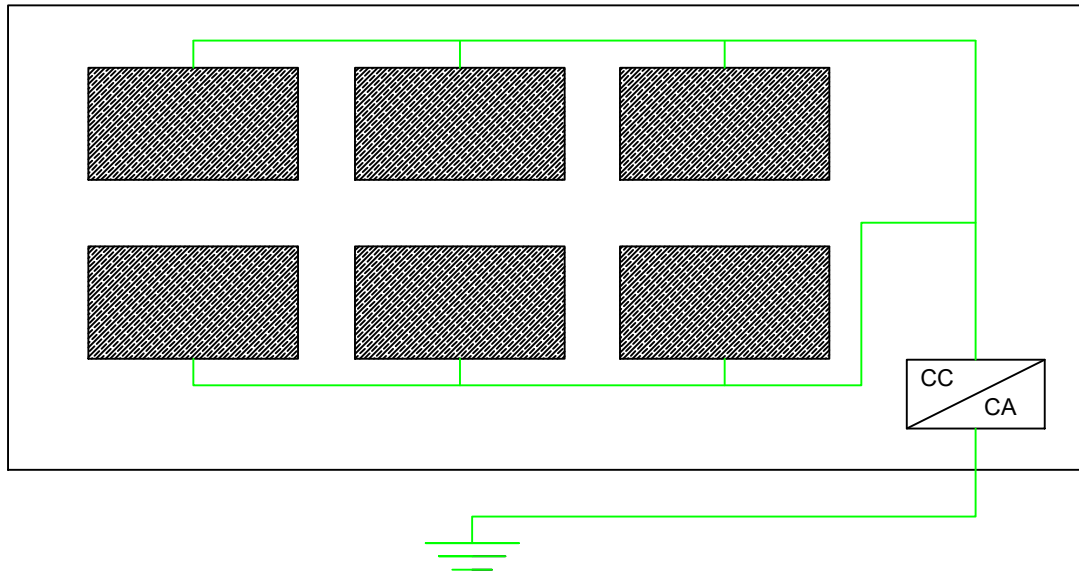
100 A

48V

3 Ramas paralelo
24 vasos de 2V



| | | |
|--|----------------------------------|----------|
| Alumno: Enrique Marqués Muñoz | | |
| Curso: 2016 - 2017 | | |
| Grado Ingeniería Electrónica Industrial y Automática | | |
| Escala: | PLANO PROTECCIONES | |
| TFG | Instalación aislada fotovoltaica | Plano: 5 |



| | |
|--|---|
| Alumno: Enrique Marqués Muñoz | |
| Curso: 2016 - 2017 | |
| Grado Ingeniería Electrónica Industrial y Automática | |
| Escala: | PLANO PUESTA A TIERRA |
| TFG | Instalación aislada fotovoltaica Plano: 6 |