ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y TECNOLOGIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Instalación planta fotovoltaica para autoconsumo en el restaurante del mirador de Abrante en La Gomera.

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática.

Autor: Jonatan Cabello Raya.
Tutor: José Francisco Gómez González

Hoja de identificación

Título del Proyecto:

Instalación planta fotovoltaica para autoconsumo en el restaurante del mirador de Abrante en La Gomera.

Localización:

Calle de La Palmita localidad de Agulo, La Gomera, 38830, provincia de Santa Cruz de Tenerife, Islas Canarias, España.

Promotor:

Escuela Superior de Ingeniería y tecnología de la Universidad de la Laguna.

Tutor:

José Francisco Gómez González

Ingeniero:

Jonatan Cabello Raya

Índice principal

- Abstract……4
- Memoria……6
- Conclusions……25
- Anexos……27
  1 Documentos de partida……29
  2 Cálculos……36
  3 Producción energética y amortización……68
  4 Seguridad y salud……73
  5 Documentos……84
- Planos……117
- Pliego de condiciones técnicas……129
-Mediciones y presupuesto……158

Abstract.

This project gathers every step to be followed in order to execute the photovoltaic installation in the Abrante's lookout point restaurant in the island of La Gomera.

The power that the place is going to use, as well as a list with the machinery and the electrical appliances, is being examinated. The calculation of the daily energy consumption it has been obtained by looking how much these devices have been used per day, and also studying the size of the premises to be able to decide the dimensioning of the installation. After gathering all the previous information, it has been decided to size the installation according to the size of the premises and that the electrical design power will be 21.96 kW. The solar plant will be integrated by seventy-two solar panels, thirty-six holders for the panel, one inverter, three storage operators, the accumulator, and the mandatory protections.

The panels of the SUNCECO brand will be facing south with an inclination of 20º and its power will be 305 W. They will be placed in the holders of the brand K2 that will be located above the restaurant's car park shelters. The inverter and the storage operators are both of the brand SMA, and the accumulator of the brand OPzS Solar, and they will be placed in a room created specifically for that purpose, that will be located in a corner of the car park.

Having finished the design, it has been studied that every element is compatible and that all of them complies with the current regulations. A detailed cost budget has been made to know the cost of the installation and the amortisation period taking into consideration the price of diesel.

Resumen.

Este proyecto recoge todos los pasos a seguir para ejecutar la instalación fotovoltaica en el restaurante Mirador de Abrante en La Gomera.

Se estudia la potencia que puede llegar a consumir el lugar, con un listado de electrodomésticos y maquinaria. El cálculo del consumo diario se obtiene mirando cuánto usan estos dispositivos por hora al día y por otro lado, se estudia el tamaño del local para decidir el dimensionamiento de la instalación. Con toda esta información se opta dimensionar la instalación por el tamaño del local y se decide que la potencia de diseño será 21.96 kW. La planta solar estará compuesta por setenta y dos paneles solares, treinta y seis soportes para los paneles, un inversor, tres gestores de almacenamiento, el acumulador y las protecciones que se necesitan.

Los paneles de la marca SUNCECO que se orientarán al sur con una inclinación de 20º y su potencia es de 305 W. Se colocarán en unos soportes de la marca K2 que estarán situados encima de la marquesina del parking del restaurante. El inversor y los gestores de almacenamiento son de la marca SMA, y el acumulador de la marca OPzS Solar. Y estarán colocados en un cuarto destinado para este fin que se sitúa en una esquina del parking.

Teniendo el diseño, se estudia que todos los elementos son compatibles entre sí y que cumplen toda la normativa vigente. Se hace un presupuesto para saber el costo de la instalación y se calcula el periodo de amortización que tendrá teniendo en cuenta el precio del gasoil.

MEMORIA

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice memoria

1 Objetivo. 8
2 Alcance. 8
3 Antecedentes 8
4 Normativa y referencias. 9
4.1 Norma aplicable. 9
4.2 Programa de cálculo 10
4.3 Bibliografía. 10
5 Requisitos de diseño 11
5.1 Cliente. 11
5.2 Emplazamiento 11
5.3 Descripción de la ubicación. 12
6 Análisis de soluciones. 13
7 Resultados finales 15
7.1 Paneles solares. 16
7.2 Inversor. 17
7.3 Gestor de almacenamiento 18
7.4 Baterías 19
7.5 Soportes. 20
7.6 Cables. 20
7.7 Protecciones. 21
7.8 Puesta a tierra. 23
8 Planificación 24
9 Resumen del presupuesto General. 24

1 Objetivo.

El objetivo es realizar el análisis, diseño, cálculo y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica en el parking del restaurante Mirador de Abrante. Sabiendo que no será posible que el recinto sea autosuficiente con esta instalación, se intentará que el consumo de gasoil, que se utiliza para hacer funcionar el grupo electrógeno del mirador, disminuya lo máximo posible.

El proyecto propone que la instalación sea del menor impacto ambiental posible, ya que la situación del emplazamiento está muy cerca del parque Garajonay que es una zona protegida.

2 Alcance.

El Mirador de Abrante está localizado en lo alto del centro urbano del municipio de Agulo en el barrio conocido como La Palmita. Es un local que se dedica a la restauración, cuyo aforo es de 87 personas máximo, con un reclamo único en la isla que es su pasarela acristalada.

3 Antecedentes

Se ha realizado un estudio de los electrodomésticos, luminarias y todos los aparatos eléctricos necesarios en el local para poder calcular la demanda energética que tiene el mismo.

En la actualidad, no se ha podido conectar el recinto a la red eléctrica por el costo que supone la obra civil de llevar la acometida al mirador, también estar situado en una zona bastante retirada y pasando por una parte del parque nacional de Garajonay.

La instalación se llevará a cabo en el parking del restaurante, sobre soportes prefabricados con la finalidad de soportar las placas solares, también dar sombra a los vehículos de los visitantes. Tendrá una potencia máxima de pico de 22 kw, surtiendo en la cabida de lo posible la demanda del establecimiento.

Para realizar este Proyecto el excelentísimo Ayuntamiento de Agulo ha aportado planos de recinto, información sobre el consumo del restaurante e información de gran utilidad para desarrollar este trabajo de fin de grado.

El horario del restaurante varía de verano a invierno para realizar el cálculo de la demanda de potencia eléctrica del restaurante tomaré como referencia la de mayor consumo, la época veraniega.

4 Normativa y referencias.

4.1 Norma aplicable.

-Norma UNE 157001. Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.

-Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión y sus correspondientes actualizaciones.

-Ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico (BOE número 285 de 28/11/1977)

-Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

-Estatuto de los trabajadores (Ley 8/1980, Ley 32/1984, Ley 11/1.994).

-Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

-Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

-Orden del Ministerio de Industria y Energía. 17/11/1989. Modificación del R.D. 245/1989, 27/02/1989

-Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales.

-Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre seguridad y salud en los lugares de trabajo.

-Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre utilización de equipos de protección individual.

-Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, reglamento de los servicios de prevención.

-Real Decreto 1215/ 1997 de 18 de julio, sobre utilización de equipos de trabajo.

-Real Decreto 485/1997 de 14 de abril, sobre señalización de seguridad en el trabajo.

4.2 Programa de cálculo.

-AutoCAD software para diseño en 2D y 3D.

-Hoja de cálculo de Google para hacer tablas y cálculos en general.

-Sunny Design programa de SMA con el que se puede configurar la instalación y verificar si su funcionamiento va a ser el esperado.

-Homer software que permite hacer una estimación económica de la instalación y el tiempo de amortización.

-PVWatts programa que proporciona el cálculo de la producción solar e irradiancia en una zona determinada en el planeta.

-Grafcan programa que facilita una gran cantidad de información a nivel canario.

-Google earth software de localización de cualquier parte del globo terráqueo.

4.3 Bibliografía.

-PVWatts: https://pvwatts.nrel.gov/ (accedido 10/abril/2020)

-Grafcan: https://www.grafcan.es/ (accedido 01/abril/2020)

-SunnyDesign:https://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/Home(accedido 12/abril/2020)

-SMA: https://www.sma-iberica.com/productos.html (accedido 18/abril/2020)

-Auto solar: https://autosolar.es/ (accedido 20/abril/2020)

-Google earth: https://www.google.com/intl/es/earth/ (accedido 16/abril/2020)

-BOE: https://www.boe.es/(accedido 09/abril/2020)

5 Requisitos de diseño.

Según los factores que afectan al diseño y los componentes que tienen instalados y producen el consumo del restaurante, se intentará dar la mejor elección de componentes para el proyecto.

5.1 Cliente.

Cliente: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología.
Dirección: Camino San Francisco de Padua, 17, San Cristobal de La Laguna.
Teléfono:922 845059

5.2 Emplazamiento.

El Mirador de Abrante está situado en calle de la palmita localidad de Agulo, La Gomera, 38830, provincia de Santa Cruz de Tenerife, Islas Canarias, España.

Las coordenadas de posicionamientos son:

-latitud: 28°11'09.9"N
-longitud: 17°12'03.8"W

Figura 1. Plano de situación. (google earth)

Figura 2. Plano de emplazamiento (google earth)

Figura 3. Vista de planta (google earth)

5.3 Descripción de la ubicación.

Hay tres zonas bien definidas en el emplazamiento.

-Zona de aparcamientos que solo tiene una carretera por donde se puede llegar y su área es de 976 m^2.

-Zona de acceso está entre el parking y la entrada del mirador, también tiene una terraza donde se puede atender clientes y tiene una dimensión de 547m^2.

-Zona de la edificación es el restaurante, donde está la pasarela acristalada y ocupa 186 m^2.

Al lugar se puede llegar de dos formas, con vehículo o a través de los numerosos senderos que hay en el lugar, todos llegan a la zona acceso.

La entrada del mirador está formada por una plaza que rodea el edificio, con el objetivo de tener, desde el muro que delimita el precipicio, una panorámica del pueblo de Agulo y un pasillo adoquinado que separa la zona de aparcamiento con la parte frontal de la zona construida.

El edificio consiste en un restaurante con un aforo máximo de 87 personas, que en medio del comedor tiene una pasarela acristalada que permite adentrarse unos metros en el precipicio.

La zona de aparcamiento está pavimentado con adoquines para no causar impacto medio ambiental.

6 Análisis de soluciones.

Los costos, ya estudiados por el consistorio, de llevar una línea eléctrica hasta el mirador para abastecerse de la empresa suministradora son inasumibles para el ayuntamiento debido a la localización del restaurante.

Sabiendo el consumo de la instalación y su comportamiento en el tiempo, se procede a estimar lo que se puede generar con módulos fotovoltaicos instalados sobre estructuras para aprovechar la sombra en la zona del parking del mirador y las baterías que se instalarán en un recinto prefabricado.

Para esta instalación se desea generar un total 22 Kwp. Se intentará poner el menor número de paneles, las baterías necesarias y el inversor para reducir lo máximo posible la factura de gasoil que actualmente tiene y no se dispare el presupuesto.

Se han realizado simulaciones con dos softwares específicos para estimar la eficiencia de la instalación. Con esos datos, se ha decidido que la instalación fotovoltaica que se propone es una buena solución para tener un consumo de combustible mucho más bajo.

La simulación realizada con el software Sunny Design, nos da a priori un buen resultado para la instalación fotovoltaica de este proyecto. Este cálculo lo hace el programa en condiciones óptimas durante todo el año. Si esto fuera así no habría que utilizar el grupo diésel en todo el año, pero se sabe que no se van a mantener estas condiciones durante el año.

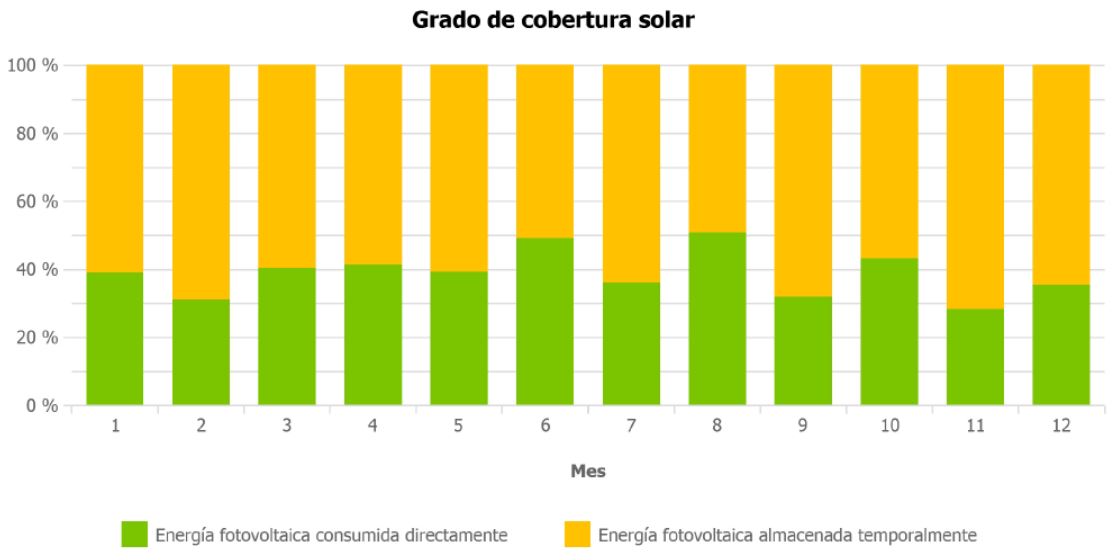


Figura 4. Simulación de Sunny Design.

El Homer, otro programa de simulación, por otro lado, dice que sí tendremos que utilizar el equipo auxiliar para generar electricidad. En ambos casos el ahorro de combustible es muy elevado.

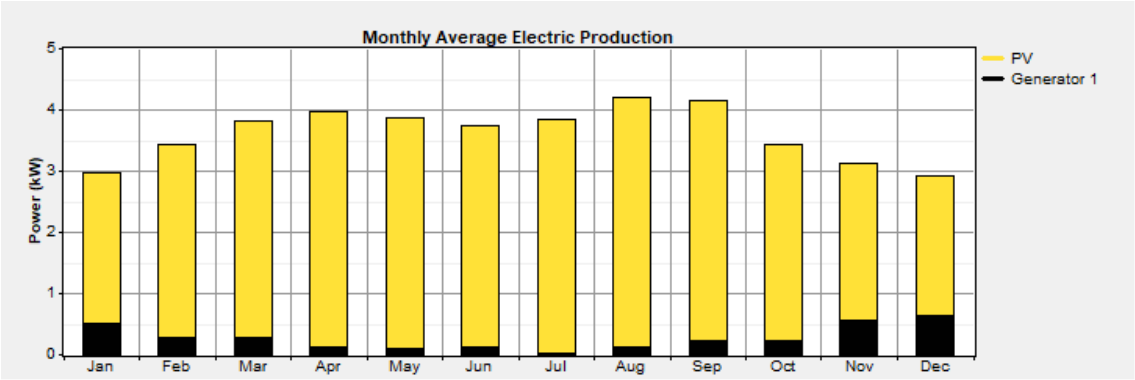


Figura 5. Simulación de Sunny Design.

7 Resultados finales.

Los paneles fotovoltaicos elegidos se colocarán sobre la marquesina fabricada en el parking del restaurante Mirador de Abrante. Se conectarán a un inversor colocado en un cuarto prefabricado debajo de la marquesina, en la esquina donde se forma un ángulo agudo que imposibilita el aprovechamiento de este lugar para estacionar vehículos.

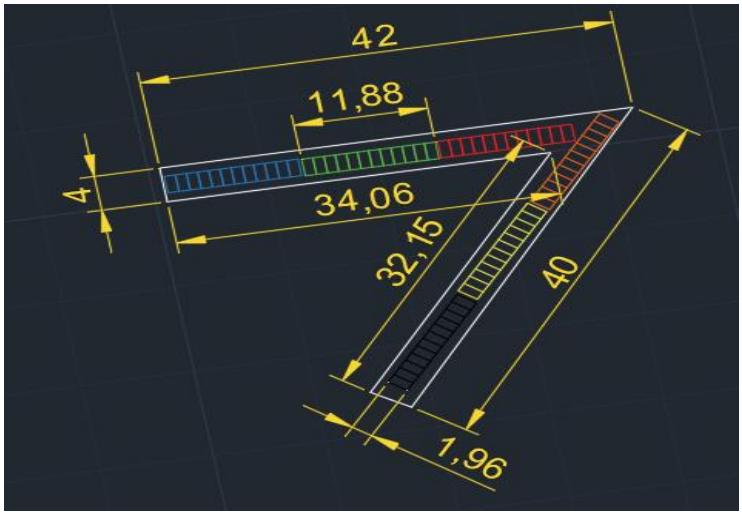


Figura 6. Disposición de los paneles encima de la marquesina.

El cuarto albergará los siguientes dispositivos: inversor, gestores de almacenamiento y protecciones. Se conectará subterráneamente con una arqueta, que ya está instalada a unos diez metros, esta arqueta ya va directamente a la zona de conexión dentro del edificio.

Figura 7. Situación de la arqueta.

7.1 Paneles solares.

Los paneles elegidos son de la marca SUNCECO, de 305 wp de potencia, el tipo de célula de lo que están fabricados es de silicio policristalino y tienen una eficiencia de 17,75 %. Los 72 módulos fotovoltaicos se conectarán en serie, formando 6 strings de 12 módulos cada uno. Los strings estarán situados encima de la marquesina orientados hacia el sur para que su producción sea la mayor posible y anclados a los soportes que se especifican más adelante.

Figura 8. Panel SUNCECO.

Tabla 1. Características módulo fotovoltaico

Potencia nominal	305 W
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	37,24 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,19 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	44,72 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,947 A
Rango de temperatura	-40~85 °C
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,45 %/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,34 %/°C
Coeficiente de temperatura de Isc	0,05 %/°C
Tensión máxima del sistema	1000 V
Límite de corriente	15,1 A
Dimensiones (A/A/F)	1956x992x50 mm
Peso	23,20 kg
Número de células	72

7.2 Inversor.

Los paneles se conectarán, de la forma anteriormente descrita, al inversor encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna. El modelo elegido es el Sunny Tripower 25000TL.

Figura 9. Sunny Tripower 25000TL.

Tabla 2. Características del inversor

Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	45000 Wp
Potencia asignada de CC	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	390v a 800 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150V / 188V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33A /33A
entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3;B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	25000 W
	3 / N /PE 220V /380 V
Tensión nominal de CA	3 / N /PE 230V /400 V
	3 / N /PE 240V /425 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz a 55 Hz
	60 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	36,2 A / 36,2 A
Factor de potencia a potencia/Factor de desfase ajustable	1/0

7.3 Gestor de almacenamiento.

Según el fabricante SMA y la simulación del proyecto se necesita un gestor de almacenamiento para garantizar un mejor rendimiento y mejorar la vida útil de las baterías. Para este fin se instalarán 3 Sunny Island 6.0H, que garantiza el buen funcionamiento de la instalación aislada. Uno de ellos se instalará como máster, los otros dos serán slaves y se conectarán entre sí por el puerto de comunicaciones que tienen. Estos dispositivos consisten en inversores a los cuales se le conectan las baterías y poseen un rango de almacenamiento de 100 Ah a 10000 Ah. Y se le conecta también el grupo electrógeno.

Figura 10. Sunny Island 6.0H.

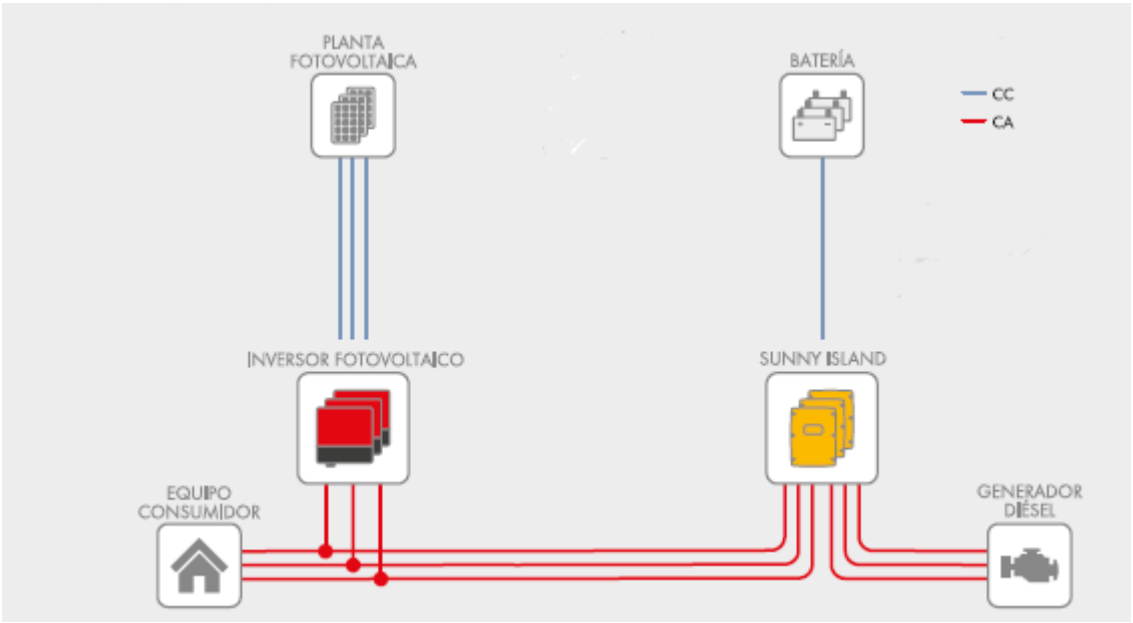


Figura 11. Instalación trifásica aislada con Sunny Island 6.0H.

7.4 Baterías

Las baterías elegidas para el proyecto son estacionarias de la marca Sigma, modelo 2 OpzS C10 de 103 Ah de ácido-plomo. Cada batería proporciona 12v, así que se colocarán en serie, un total de 4 unidades que otorgarán los 48 voltios, habrán 3 grupos de baterías, uno por cada Sunny Island.

Figura 12. Baterías Sigma.

Tabla 3. Características de la batería.

Voltaje del vaso	12 V
Capacidad de la batería	103 Ah
Número de ciclos	2000
Electrolito	liquido
Mantenimiento	mínimo
Dimensiones	103 x 206 x 380 mm
Peso húmedo	19.80 Kg

7.5 Soportes.

Los módulos fotovoltaicos estarán colocados en unos soportes de aluminio modelo multiángulos de la marca K2 probados en túnel de viento. Estos soportes pueden regularse desde los 10º hasta los 45º y son de fácil colocación. Se pueden instalar en la marquesina mediante tornillos autorroscantes (de cabeza hexagonal, cuyo material es acero inoxidable y sus medidas 6×38mm, SW 8, arandela Ø 16mm) y tienen capacidad para dos módulos cada uno, en total se instalarán 36 soportes.

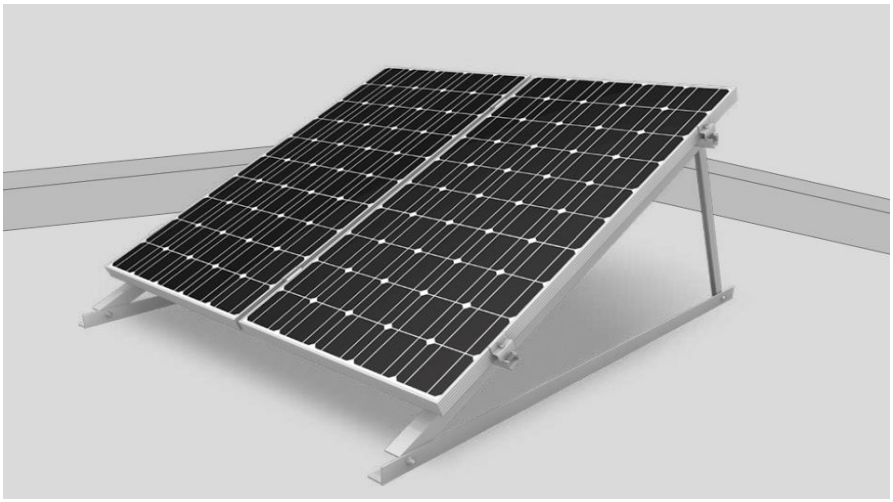


Figura 13. Soportes multiángulos K2.

7.6 Cables.

Todos los cables serán de cobre y su recubrimiento XLPE. Los cálculos que se han realizado en el anexo 2, cálculos, en los apartados 8.3 longitud de los cables y 8.5 sección del cableado se detalla la manera de obtener los resultados que se expresan en la tabla 4.

Tabla 4. Sección, longitud y número de conductores.

Tramo	Nº de conductores	Sección (mm^2)	Longitud (m)
1 string-inversor (en los planos azul)	3	10	49,2
2 string-inversor (en los planos verde)	3	10	36
3 string-inversor (en los planos rojo)	3	4	22,8
4 string-inversor (en los planos naranja)	3	4	20,8
5 string-inversor (en los planos amarillo)	3	10	33,8
6 string-inversor (en los planos negro)	3	10	47

7 inversor-baterías	2	4	3
8 inversor-conexión	5	35	40

7.7 Protecciones.

Para la instalación de los conductores se diferenciarán el tramo de corriente continua del tramo de corriente alterna. En la figura 14 se muestra un ejemplo de los fusibles, el portafusibles y el tubo para proteger los cables en la parte de corriente continua.

Tabla 5. Fusibles y tubos en corriente continua.

Tramo	Protección	Diámetro tubo (mm)
1 string-inversor (en los planos azul)	fusible 12A	25
2 string-inversor (en los planos verde)	fusible 12A	25
3 string-inversor (en los planos rojo)	fusible 12A	20
4 string-inversor (en los planos naranja)	fusible 12A	20
5 string-inversor (en los planos amarillo)	fusible 12A	25
6 string-inversor (en los planos negro)	fusible 12A	25
7 inversor-baterías	fusible 12A	20

Figura 14. Fusible y portafusibles

Figura 15. Tubo helicoidal.

Tabla 6. Protecciones y diámetro del tubo en corriente alterna.

Tramo	Magnetotérmico	Diferencial	Diámetro tubo (mm)
8 inversor-conexión	4P 50A	4P 63A 30mA	50

La figura 16, muestra un ejemplo de los interruptores magnetotérmico y diferencial.

Figura 16. Interruptores magnetotérmico y diferencial.

Tanto en tramo de corriente alterna como en el tramo de corriente continua, se instalará un protector de sobretensiones de 25 kA, ejemplo figura 17.

Figura 17. Protector sobre tensiones.

Todos estos elementos de protección irán alojados en dos cuadros sobre pared, ejemplo en figura 18, uno para corriente alterna y otro para corriente continua, que estarán situados en el cuarto prefabricado. Estos cuadros tendrán ambos una capacidad de 12 elementos.

Figura 18. Cuadro sobre pared.

7.8 Puesta a tierra.

La puesta a tierra estará formada por un anillo de 5 picas de 2,5 m cada una y con una separación de 5 m. El conexionado entre picas se realizará con cobre desnudo de 35 mm y tendrá una longitud de 25 m y la punta del cable de la circunferencia llegará al cuarto del inversor. Esta toma de tierra será para la parte de corriente continua, la parte de corriente alterna se conectará a la toma de tierra ya existente.

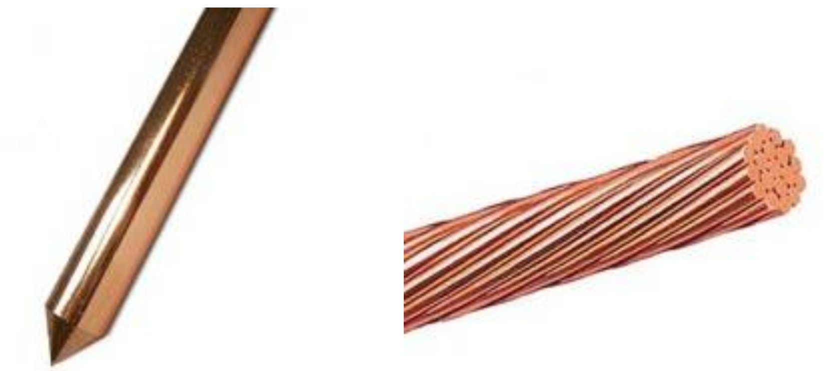


Figura 19. Pica y cobre desnudo.

Para instalar la nueva puesta tierra se dispone la parcela que se muestra en la figura 20. La colocación de las picas se muestran en la figura 21.

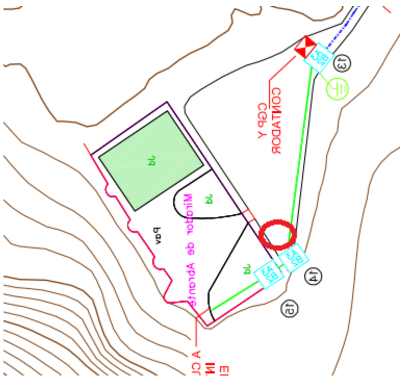


Figura 20. Parcela para la estación de la puesta a tierra.

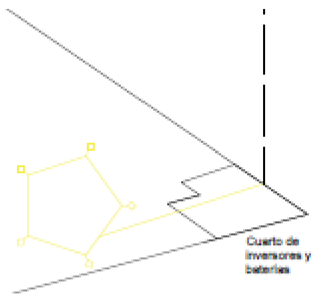


Figura 21. Colocación de las picas sobre el terreno.

8 Planificación.

Se ha estipulado un periodo de tiempo en el cual la obra se va a llevar a cabo. Los trámites de documentación serán de 5 días y la compra de material de unos 4 días. Para la colocación de los soportes se tardará unos 20 minutos cada uno y los paneles unos 15 minutos por unidad. La instalación de baterías e inversor se tardará una jornada de trabajo, al igual que el conexionado. Y se estima unos dos días para colocar los tubos y el cableado.

La jornada laboral será de lunes a viernes con una duración de 8 horas. Conociendo esto nos queda el siguiente diagrama de Grantt.

				Dias																								
Actividad	duración (dia)	Inicio	Final	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Tramites de documetación	5	02/11/2020	07/11/2020																									
Compra de material	4	07/11/2020	11/11/2020																									
Instalacion de los soportes	1,5	11/11/2020	12/11/2020																									
Instalacion de los modulos	2,25	12/11/2020	14/11/2020																									
Instalacion Inversor y baterias	1	14/11/2020	15/11/2020																									
Instalacion tubos y cableado	2	15/11/2020	17/11/2020																									
Conexionado	1	17/11/2020	18/11/2020																									
Prueba	1	18/11/2020	19/11/2020																									

Figura 22. Planificación.

9 Resumen del presupuesto General.

Presupuesto ejecución material……..……36839,91 €
Gastos generales (13 %)……..……4789,18 €
Beneficios industrial (6%)……...2210,39 €
IGIC (7%)……..…3068,76 €

Presupuesto de contrata……..……46908,24 €

S/C de Tenerife, 9 de julio de 2020.

Fdo.: Jonatan Cabello Raya
INGENIERO TÉCNICO

Conclusions.

The photovoltaic plant has been designed to generate 21.96 kW under ideal conditions. The efficiency of the installation is calculated, taking into account the possible losses, in order to know how much are generated.

There are some requirements for the plant to be able to work correctly, and it is mandatory that every plant has 6 strings with 12 photovoltaic modules interconnected each, that will be connected to the inverter, three of them connected to port A and three to the port B.The storage operator will be connected to the accumulator and the diesel generator. The inverter, the operator and the connection points will be connected in series.
Al the protections and the system wiring have been calculated according to the standard regulations.

Finally, we have an isolated system that can become self-efficient if the conditions are favourable and a proper maintenance, making use of the generator only when it is essential, and the weather does not allow otherwise.

Conclusiones.

La planta fotovoltaica se ha diseñado para que en condiciones ideales genere 21.96 Kw. Se calcula el rendimiento, considerando las pérdidas, de la instalación para saber cuánto se genera aproximadamente.

Se consideran algunos requisitos para que la planta tenga un correcto funcionamiento y se dispone que la planta tenga un total de 6 strings de 12 módulos fotovoltaicos cada uno conectados en serie, que irán conectados al inversor, tres en el puerto A y tres en el puerto B. Al gestor de almacenamiento se conectará el acumulador y el grupo diésel. Y en serie se conectará el inversor, los gestores y el punto de conexión. Todas las protecciones y cableado del sistema se han calculado según la normativa.

Para finalizar, tenemos un sistema aislado que puede llegar a ser autosuficiente si las condiciones son favorables y teniendo un buen mantenimiento, utilizando el grupo electrógeno sólo cuando sea necesario y la meteorología no lo permita.

Anexos

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice de anexos.

Anexo 1: Documentos de partida.
Anexo 2: Cálculos.
Anexo 3: Producción energética y amortización.
Anexo 4: Estudio de seguridad y salud.
Anexo 5: Documentos.

Anexos

1 Documentos de partida.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice documentos de partida.

1 Local. 5
1.1 Datos del local. 5
1.2 Previsión de Potencia. 5
1.3 Consumo diario. 7
1.4 Consumo mensual. 7
2 Climatología. 8
3 Grupo electrógeno. 9

1 Local.

1.1 Datos del local.

El local se dedica a la restauración, con afluencia de muchos turistas y personas locales que disfrutan de sus maravillosas vistas. Normalmente suele tener una mayor afluencia en la época veraniega y un ligero descenso en invierno. En la tabla 1, se recoge el cálculo de aforo del local.

Tabla 1. Cálculo de ocupación del local.

Cafetería / Restaurante			
	Superficie (m^2)	Ocupación (m^2/per)	Número de personas
Aseos masculinos	5,05	Ocasional	--
Aseos femeninos	3,5	Ocasional	--
Comedor	42,5	1.5	28
Cocina	30,98	10	3
Despensa	4,29	Ocasional	--
Recepción	27,66	2	13
Mirador	87,16	2	43
Sala de bomba	8,83	Ocasional	--
Sala grupo ele.	10,39	Ocasional	--
Total	220,36	Total	87

1.2 Previsión de Potencia.

La potencia instalada y la potencia en uso en horas que se calcula en la siguiente tabla 2, cuyos elementos de consumo son los que ya están instalados en el local.

Tabla 2. Previsión de carga.

	Unidades (Und)	Potencia / Unidad (W/Und)	Potencia (w)	horas	wh
Cocina / despensa (alumbrado)	1	320	320	4	1280
Aseos (alumbrado)	1	336	336	2	672
Barra (alumbrado)	1	212	212	5	1060
Comedor (alumbrado)	6	49	294	5	1470
Focos (alumbrado)	1	452	452	1	452
Accesos (alumbrado)	6	24	144	1	144

Exterior suelo (alumbrado)	1	150	150	1	150
Exterior muro (alumbrado)	25	3	75	1	75
Exterior mirador (alumbrado)	1	144	144	1	144
Cortadora de fiambre diámetro 275 mm	1	300	300	0,5	150
Triturador de alimentos bloque + brazo	1	550	550	0,8	440
Armario GASTRONORM AFP-1604	1	350	350	1	350
Congelador Fagor CFS_162	1	135	135	1	135
Enfriadora de botellas inox, pot 250 w	2	250	500	1	500
Molino dosificador tolva 1Kg. Pot 250w	1	250	250	0,8	200
Exprimidor med. 300x385x550 mm	1	300	300	0,5	150
Cuartos Maquinas	1	1500	1500	0,8	1200
Aseos	1	1500	1500	0,8	1200
Campana Extracción inox 2170+850+60	1	550	550	1	550
Lavavajillas c/bomba desg. pot 3370 w	1	3370	3370	0,8	2696
Horno microonda industrial 1000w	1	1000	1000	0,8	800
Campana Extractora Inox 1000x600x60	1	300	300	1	300
Grupo de Presión	1	550	550	0,5	275
Depuradora	1	1680	1680	1	1680
		Potencia Instalada (W)	14962	Potencia (Wh)	16073

El área construida es de 220,36 m^2, según el reglamento de baja tensión en la ITC-BT-10 apartado 3.3 la potencia tendrá que ser 100 w/m^2 por cada metro cuadrado, así pues, la potencia para la cual se obtendrán los cálculos no podrá ser superior a 22036 w.

1.3 Consumo diario.

El emplazamiento tiene un consumo muy variable, por la noche no hay ningún tipo de gasto energético, el local permanece cerrado y el mantenimiento de las neveras no implica un gran consumo. El mayor gasto es a la hora de abrir el establecimiento, el encendido de la cafetera, lavavajillas, etc, suponen un pico de consumo que casi llega a los 10 Kw. De doce a dos del mediodía hay un consumo acorde con el horario de comida. En torno a las cuatro de la tarde vuelve haber demanda de suministro eléctrico más o menos constante hasta las siete de la tarde que se encienden las luminarias.

Esta información la ha proporcionado el ayuntamiento y la han obtenido calculando el consumo de gasoil que tienen diariamente y se indica en la figura 4.

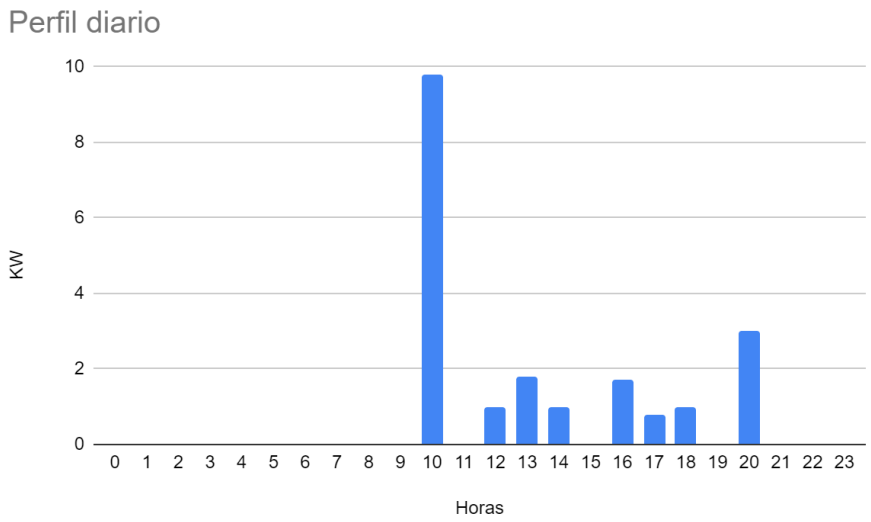


Figura 1. Consumo diario.

1.4 Consumo mensual.

El consumo mensual, se recoge en la figura 5, es bastante más constante durante todo el año, los meses donde hay más demanda energética son los meses de verano, por la mayor cantidad de personas que visitan el lugar y normalmente amplían el horario de servicio. Los meses de invierno tienen un consumo muy regular aunque no haya asistencia de cliente, a pesar de esto, el local permanece abierto durante todo el año.

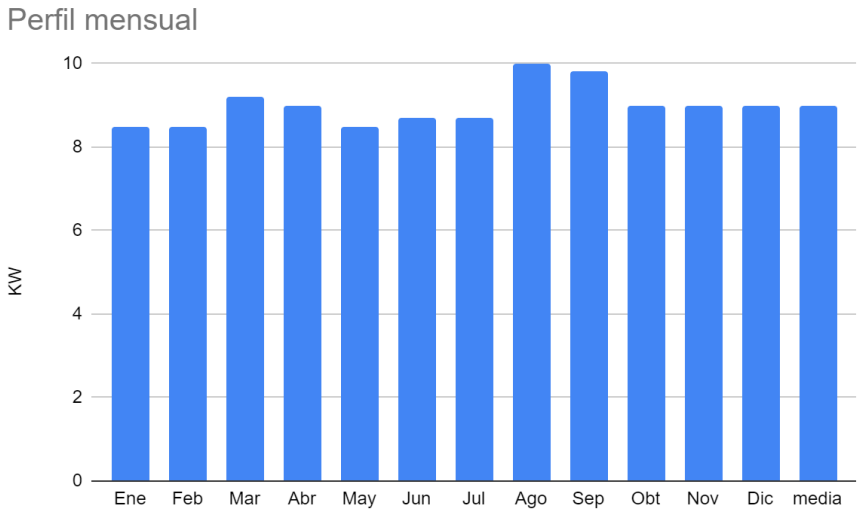


Figura 2. Consumo mensual.

2 Climatología.

Para saber el rendimiento que puede llegar a tener la instalación fotovoltaica y la radiación que incide en la zona y conocer cuál será la máxima energía que puede llegar a recolectar en los paneles, se consultará https://visor.grafcan.es/visorweb/ para obtener información de la radiación solar y temperaturas de la zona.

Radiación solar.

La radiación solar, como indica la tabla 3, no es del todo buena. Así que, no podemos decir que tengamos una gran incidencia de sol durante todo el año.

Tabla 3. Radiación mensual.

Radiación solar media mensual (Wh/m2)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Obt	Nov	Dic
3.851	4.035	5.015	4.665	5.125	5.688	5.510	5.460	5.469	4.843	4.178	3.914

Temperatura.

La tabla 4, que recoge las temperaturas medias mensuales, extraemos que la variación no es muy grande entre los meses de frío y calor, apenas unos 6º de variación entre el mes más cálido y el que menos.

Tabla 4. Media de las temperaturas mensuales.

Temperatura media mensual (ºC)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Obt	Nov	Dic
14,9	15,2	16,2	15,9	17	18,7	20	21,6	21,1	20,2	17,9	16

3 Grupo electrógeno.

El mirador actualmente se abastece por un grupo electrógeno marca PERKINS modelo 403A-15G y capaz de generar 16 Kw.

Figura 3. Grupo electrógeno.

Tabla 5. Características del grupo electrógeno.

Motor	PERKINS 403A-15G
Potencia en emergencia (ESP)	15 KVA
Potencia prime power (PRP)	13 KVA
Tarjeta de control	HGM 1780
magnetotérmico de control	32 A
Conmutación motorizada (opcional)	40
Nivel sonoro medio a 7m a carga 75%	68 dBa
Dimensiones	1.850 x 725 x 1.100
Potencia mecánica (LTP)	16 Kw
Numero cilindros	3 en línea
Consumo 50% de carga	1.8 l/h
Consumo 75% de carga	2.7 l/h
Consumo 100% de carga	3.6 l/h

Anexos

2 Cálculos.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice cálculos

1 Instalación. 4
2 Módulos fotovoltaicos. 5
3 Inversor. 7
4 Cálculo y comprobaciones. 8
4.1 Número de paneles. 8
4.2 Punto de operación del inversor. 8
4.3 Verificar V string < V max entrada. 9
4.4 Verificar V string < V max módulo. 9
5 Colocación de paneles. 9
5.1 Número de string < Entradas del inversor. 10
5.2 I máx. de entrada inversor < I máx. que soporta el inversor. 10
6 Climatología. 11
7 Baterías. 13
8 Cableado. 14
8.1 Tensión. 14
8.2 Conductividad. 14
8.3 Longitud de los cables. 14
8.4 Caída de tensión. 15
8.5 Sección del cableado. 15
9 Soportes. 17
10 Canalizaciones. 18
11 Protecciones. 19
11.1 Protecciones en corriente continua. 19
11.1.1 Fusibles. 19
11.1.2 Limitador de tensiones. 19
11.2 Protecciones en corriente alterna. 20
11.2.1 Interruptores de corte y protección. 20
11.2.2 Limitador de tensiones. 20
12 Cálculo de tierra. 21
13 Previsión de cuanto generan los módulos. 23
14 Pérdidas. 25
14.1 Orientación e inclinación. 25
14.2 Temperatura. 28
14.3 Cableado. 29

14.4 Dispersión y suciedad. 29
15 Performance Ratio (PR) 30
16 Producción energética. 31

1 Instalación.

Sabiendo que la potencia instalada en el recinto es de 14,96 Kw y la potencia prevista, para la cual se tiene que diseñar la instalación, no podrá superar los 22,04 Kw. Se realizará el estudio completo para el diseño de la instalación fotovoltaica.

La instalación se realizará en el emplazamiento anteriormente descrito y tendrá una potencia de pico de 21,9 Kw, la recolección de energía solar se llevará a cabo a través de paneles solares que estarán colocados en el parking del restaurante, intentado que su orientación sea óptima.

El inversor se encargará de transformar la corriente continua en corriente alterna trifásica convencional, para eso se calculará determinadas cuestiones para su buen funcionamiento. Se estudiarán las secciones de cada tramo de cable por separado para garantizar el cumplimiento de caída de tensión e intensidad que pueden soportar. Se dará el número de baterías necesarias para garantizar un mínimo de tres días de servicio. Se dotará a cada elemento de las protecciones necesarias y del calibre necesario para cumplir con toda la normativa y seguridad.

.

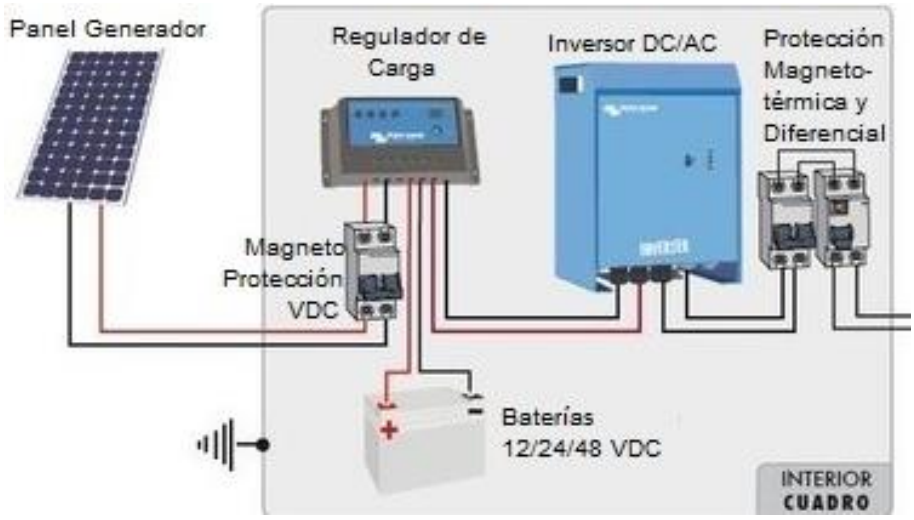


Figura 1. Croquis de la instalación. (visto el 10/04/20 en Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda)

2 Módulos fotovoltaicos.

En la elección de los paneles se tendrá en cuenta la potencia que se quiere instalar, la cantidad de potencia que puede entregar y las características cada panel.

En la figura 2, se muestra que la longitud será de 82 metros, en la cual se pueden instalar los soporte que albergarán los módulos fotovoltaicos. Solo pueden instalarse en esa zona ya que el lugar es visitado por muchas guaguas y hay que contar con el espacio para que puedan maniobrar, ya que el camino de entrada es el mismo que el de salida. Las guaguas estacionan en el lado izquierdo de la foto por eso tampoco se puede instalar soportes ahí.

Figura 2. Distancia disponible para la instalación. (google earth).

Hay que asumir que no se podrán colocar un gran número de paneles y la orientación no será la más adecuada, porque el espacio que tenemos es limitado y no se orienta hacia el sur. A pesar de esto, se intentará colocar el mayor número de placas con la mejor orientación posible para que el rendimiento sea alto.

Si se dispone de un ancho de 4 metros para la colocación de las placas, el área será de unos 280 m^2 como ilustra la figura 8. Esta estructura deberá ofrecer sombra a los vehículos que estacionen. Si se tiene en cuenta el ancho de la placa fotovoltaica, normalmente es un poco inferior a un metro, y la manera en que se van a colocar, se podrían poner un máximo de 72 placas.

Figura 3. Área disponible para la instalación. (google earth).

Se analizaron varios paneles, los datos más importantes se exponen en la tabla 5 y según su rendimiento y su precio, se optará por el modelo que más convenga para la instalación.

Tabla 1. Modelo de paneles.

Modelo	Unidades	Precio/Unidad	Total (€)	Potencia (Wp)
305 Wp	72	178,53	12854,16	21960
310 Wp	72	187,55	13503,60	22320
315 Wp	72	190,58	13721,76	22680

Los paneles fotovoltaicos elegidos serán de la marca SMA, cuyas células son de silicio policristalino. Debido a que no se puede superar la potencia de la instalación prevista y al ser más económico que el resto, el modelo elegido es el 305 Wp.

La Tabla 2 tiene todos los datos técnicos importantes del modelo de placa fotovoltaica elegida para realizar la instalación.

Tabla 2. Datos del modelo A-305 P

Potencia Nominal	305 W
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax)	37,24 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,19 A
Tensión en Circuito Abierto (Voc)	44,72 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,947 A
Rango de Temperatura	-40~85 °C
Coeficiente de Temperatura de Pmax	-0,45 %/°C

Coeficiente de Temperatura de Voc	-0,34 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Isc	0,05 %/°C
Tensión Máxima del Sistema	1000 V
Límite de Corriente	15,1 A
Dimensiones (A/A/F)	1956x992x50 mm
Peso	23,20 kg
Número de Células	72

3 Inversor.

El inversor elegido para la instalación es SUNNY TRIPOWER 25000TL, los paneles pueden llegar a producir 21,9 Kw y este modelo nos permite llegar a 25,55 Kw.

La figura 4, indica el rendimiento del inversor.

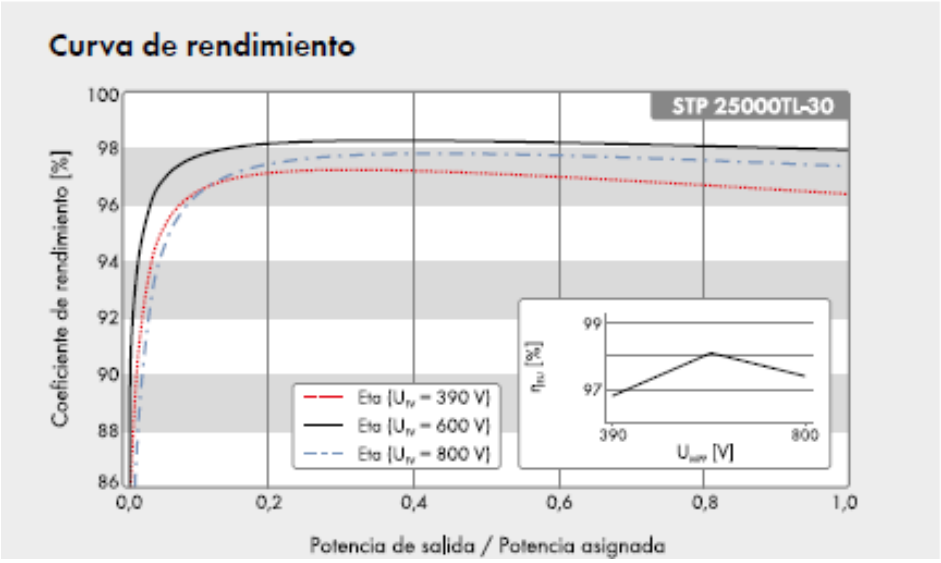


Figura 4. Curva de rendimiento del inversor

4 Cálculo y comprobaciones.

4.1 Número de paneles.

Para conocer el número de paneles en serie que se pueden poner en un mismo strig.

- V max= 37,24 V.
- V string = 600 V.

$$número\ de\ paneles\ = \frac{Vstring}{tensión\ de\ máxima\ potencia}$$

$$número\ de\ paneles\ = \frac{600\ V.}{37{,}24\ V}$$

$$número\ de\ paneles\ =\ 16{,}11$$

El número de paneles que se puede conectar en serie son 16 en un mismo string. Pero en este caso se conectarán 12 módulos en cada string, así garantizamos que haya un mismo número de módulos y tenemos 6 string en total.

4.2 Punto de operación del inversor.

La tensión del punto de máxima potencia tendrá que estar comprendida en el rango de trabajo del inversor.

- V max = 37,24 V.
- Rango de trabajo = 390V - 800V.

$$Vmax\ string\ = 37{,}24\ x\ 12\ = 446{,}88V.$$

390 V < V max string = 446,88 V < 800 V

4.3 Verificar V string < V max entrada.

La siguiente comprobación es la tensión de circuito abierto del string, que tiene que ser menor que la tensión máxima de entrada del inversor.

- Voc = 44,72V.
- Máxima tensión de entrada = 1000V.

$$Voc\ string\ =\ 44{,}72\ x\ 12\ = 536{,}64\ V.$$

Voc string =536,64 V < 1000 V

4.4 Verificar V string < V max módulo.

Comprobamos que la tensión del string es menor que la tensión máxima del módulo.

- Voc string = 536,64 V.
- Máxima tensión del sistema = 1000V.

Voc string = 551,64 V < 1000 V

5 Colocación de paneles.

El número máximo de string viene dado por la relación entre la potencia del inversor y la potencia de un módulo multiplicado por el número de paneles que hay en un string. Esto no puede superar en ningún caso el número de string acepte que el inversor.

El inversor elegido tiene capacidad para 6 string y cada uno llevará 12 paneles en serie.

$$número\ máximo\ de\ strings\ = \frac{Potencia\ de\ inversor}{Potencia\ de\ módulo\ x\ Número\ de\ módulos\ de\ string}$$

$$número\ máximo\ de\ strings\ = \frac{25550}{305\ \ x\ 12} = 6{,}98$$

No se supera el número de string permitidos, entonces en el inversor se colaran seis strings, tres en el puerto A y tres en el puerto B. Con este dato se puede seguir haciendo las comprobaciones necesarias para la instalación.
Parte de la información técnica del inversor que se indica en la tabla 7, se tendrá en cuenta para hacer las comparaciones necesarias y saber si la instalación es correcta.

Tabla 3. Características del inversor

Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	45000 Wp
Potencia asignada de CC	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	390v a 800 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150V / 188V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33A /33A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3;B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	25000 W
	3 / N /PE 220V /380 V
Tensión nominal de CA	3 / N /PE 230V /400 V
	3 / N /PE 240V /425 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz a 55 Hz
	60 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	36,2 A / 36,2 A
Factor de potencia a potencia/Factor de desfase ajustable	1/0

5.1 Número de string < Entradas del inversor.

El número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP del inversor son seis, tres de tipo A y tres de tipo B:

5.2 I máx. de entrada inversor < I máx. que soporta el inversor.

La corriente de entrada al inversor tanto en el puerto A como B es de 8,78 A y el inversor soporta una intensidad de entrada de 33 A.

Con todo esto podemos plantear la colocación de los módulos fotovoltaicos. Los string estarán formados por 12 módulos en serie cada uno, siendo 6 string en total y estos se conectarán en el inversor de la siguiente manera, 3 en el puerto A y 3 en el puerto B.

6 Climatología.

Para el cálculo nos interesa la irradiancia en enero, que es el mes de menor irradiancia y la de mayor valor que es agosto. Estos datos los obtenemos en https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR directamente y se aportan en la tabla 8.

Tabla 4. Irradiancia

mínima (W/m^2)	635,49
máxima (W/m^2)	801,82

La temperatura es un dato importante que hay que tener en cuenta para realizar los cálculos. Para ser cauto, se realizarán las comprobaciones con los datos históricos que se han registrado en la zona, y así se garantiza que nunca se va a sobrepasar la tensión que recibe el inversor debido al incremento de temperatura. Siendo está más alta en verano y más baja en invierno. Para obtener estos datos se ha consultado la siguiente dirección electrónica https://es.climate-data.org/europe/espana/canarias/agulo-220428/ y se aportan en la tabla 9.

Tabla 5. Temperatura

mínima (º C)	12,6
máxima (º C)	27,6

La electrónica de los panes nos da los parámetros que tenemos que tener en cuenta para poder realizar esta tarea y también la temperatura de operación nominal de la célula que poniéndonos en el peor de los casos será de 47ºC.

Tabla 6. Parámetros térmicos.

Coeficiente de Temperatura de Pmax	-0,43 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Voc	-0,32 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Isc	0,04 %/°C

Con estos datos se puede calcular la temperatura de trabajo de la célula, que sirve para estimar la temperatura que alcanzan las células solares dependiendo de la temperatura exterior, este cálculo hay que tenerlo en cuenta ya que los ensayos de las placas se hacen en unas condiciones específicas y para eso se utiliza la siguiente ecuación.

$$T\ trabajo\ célula = T.ambiente\ + irradiancia\ x\ \frac{T.de\ ope\ nominal\ de\ la\ célula\ -\ 20}{800}$$

Enero

- Temperatura ambiente = 12,6 ºC
- Irradiancia = 635,49 W/m^2
- Temperatura de operación nominal de la célula = 47 ºC

$$temperatura\ de\ trabajo\ de\ la\ célula\ =\ 12{,}6\ + 635{,}49\ x\ \frac{47-20}{800} = 34{,}05\ ºC$$

El incremento de voltaje con la temperatura se calcula con la siguiente expresión algebraica.

$$\Delta V = \frac{-0{,}32}{100}\ x\ Vstring\ x(Tmin -\ temperatura\ de\ trabajo\ de\ la\ célula)$$

Incremento de voltaje debido a bajas temperaturas.

- V string = 442,56 V
- T min = 12,6 V
- Temperatura de trabajo de la célula = 34,05 ºC

$$\Delta V = \frac{-0{,}32}{100}\ x\ 442{,}56\ x\ (12{,}6\ -34{,}05) =\ 30{,}38\ V$$

El voltaje total que va a recibir el inversor será la suma del voltaje del string, en este caso todos los string tienen el mismo número de módulos así que su voltaje es el mismo en los 6, y el incremento que hemos calculado. Este resultado tiene que estar en el rango de voltaje del inversor, sino es así no podemos llevar a cabo la instalación con este inversor.

$$Vt\ =\ 442{,}56 + 30{,}38\ = 472{,}94\ V$$

El rango de voltaje del inversor era de 390 a 800 voltios, el voltaje máximo calculado para temperaturas bajas es de 472,94 V. Está dentro del rango de trabajo del inversor.

Agosto

- Temperatura ambiente = 27,6 ºC
- Irradiancia = 801,82 W/m^2
- Temperatura de operación nominal de la célula = 47 ºC

$$temperatura\ de\ trabajo\ de\ la\ célula\ =\ 27{,}6\ +801{,}82\ x\ \frac{47-20}{800} = 54{,}66\ ºC$$

Incremento de voltaje debido a las temperaturas altas.

- V string = 442,56 V
- T min = 27,6 V
- Temperatura de trabajo de la célula =54,66 ºC

$$\Delta V = \frac{-0{,}32}{100} x\ 442{,}56\ \ x(\ 27{,}6\ -39{,}66) =\ 17{,}08v$$

$$Vt\ =\ \ 442{,}56\ +17{,}08\ = 459{,}64V$$

El rango de voltaje del inversor era de 390 a 800 voltios, el voltaje máximo calculado para temperaturas altas es de 459,64 V. Está en el rango de trabajo del inversor.

7 Baterías.

Los acumuladores son baterías conectadas entre sí, en serie, paralelo o una combinación de ambas. Se usan para almacenar la energía producida por los paneles y para el cálculo se tienen que conocer varias cosas, el número de días que queremos garantizar que hay energía sin necesidad que haya sol en este caso 3, la profundidad de descarga máxima estacional 50%, el consumo medio estimado, en este caso se realizaran los cálculos con 12 Kwh, ya que nunca estará conectado todo a la vez y la tensión de trabajo de las baterías 48 v.

El consumo de energía medio diario viene dado por la expresión:

$$QAh\ = \frac{el\ consumo\ medio\ estimado}{tensión\ de\ trabajo\ del\ acumulador}$$

$QAh\ = \frac{12000}{48}$= 250 Ah/d

El cálculo de la capacidad nominal del acumulador será:

$Cnt\ = \frac{QAh}{PDmax}$

$$Cnt = \frac{250}{0,5} = 500Ah$$

Como tenemos que instalas 3 Sunny Island 6.0 H, cada acumulador tendrá una capacidad:

$$Cn = \frac{500}{3} = 167\ Ah$$

La batería elegida para es de la marca Sigma modelo 2 OpzS C10 de 103 Ah de ácido-plomo. Cada batería proporciona 12v, así que se colocaran en serie un total de 4 unidades que otorgaran los 48 voltios necesarios para que funcione de manera correcta el Sunny Island y el acumulador tendrá un total 412 Ah.

8 Cableado.

Para calcular los cables que se van a utilizar en la instalación hay que tener en cuenta las propiedades de los materiales que están hechos, la longitud que van a tener, las tensiones que van a soportar y la caída de tensión que van a tener. Los cables que se instalarán serán de cobre y con recubrimiento XLPE.

8.1 Tensión.

La tensión a la que se verán expuesta los cables es la de servicio, 230 /400 V.

8.2 Conductividad.

Los cables usados serán de cobre, cuya conductividad es de 56 Wm/mm^2.

8.3 Longitud de los cables.

Tendremos 8 distancias a tener en cuenta, la distancia de cada uno de los string al inversor, la distancia del inversor al punto de conexión y la longitud del cable de la batería al inversor.

El lugar destinado a albergar estos dispositivos será un cuarto prefabricado que se situará en la esquina del parking, el motivo de que se ponga en este lugar es por el aprovechamiento de una arqueta que estaba destinada a la derivación individual del recinto. Un proyecto que nunca se llevó a cabo.

El área para este cuarto será de 1.8 m^2, en el se instalará el número de baterías necesarias y el inversor que suministrará la tensión de servicio al restaurante.

Como el inversor estará justo debajo de los strings hay que sumar 3 metros más. También se tiene que tener en cuenta que el cableado estará canalizado, así que al total se le sumará un 10 %, para evitar que el cable quede corto u holgado en la canalización.

1 string-inversor (en los planos azul) L =49,2 m.
2 string-inversor (en los planos verde) L= 36m.
3 string-inversor (en los planos rojo) L =22,8 m.
4 string-inversor (en los planos naranja) L = 20,6 m.
5 string-inversor (en los planos amarillo) L =33,8 m.
6 string-inversor (en los planos negro) L =47 m.
7 batería-inversor L=3 m.
8 inversor-conexión L =40 m.

8.4 Caída de tensión.

Cómo define el REBT en la ITC- BT-40, punto 5.

"Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal."

Para calcular los tramos de los cables de corriente continua se sabe que los strings son capaces de entregar 8,78 A y cumpliendo con la norma, la intensidad tendrá un valor en los cálculos de 11,08 A. Para el tramo del inversor hasta el cuadro de mando, la intensidad que puede entregar el inversor es de 36,2 A que multiplicado por el factor es 45,25 A.

8.5 Sección del cableado.

Para determinar las secciones de los cables que se van utilizar para este proyecto primero, se calculará una sección que determina una fórmula con respecto a la caída de tensión que puede llegar a tener y después se dará el dato de la sección normalizada, si la sección normalizada es muy pequeña se recomendará una sección mayor dependiendo del resultado.

Para este cálculo se tendrá en cuenta que la conductividad del cobre será de 56 Wm/mm^2, la caída de tensión como se nombró antes será de 1,5% en total, por eso se tendrá en cuenta que en el circuito de corriente continua la caída de tensión será de 0,5% y la intensidad de 11,09 A, mientras que en el circuito de corriente alterna será de 1% y la intensidad de 45,25 A y la ecuación para estimar la sección de los conductores es la siguiente.

$$s = \frac{2\ xLxI}{\gamma x \Delta u}$$

- 1 string-inversor (en los planos azul)
  L =49,2 m.

$$s = \frac{2\ x\ 49{,}2\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 8{,}08 mm^2$$

- 2 string-inversor (en los planos verde)
  L= 36m.

$$s = \frac{2\ x\ 36{,}2\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 6{,}48 mm^2$$

- 3 string-inversor (en los planos rojo)
  L =22,8 m.

$$s = \frac{2\ x\ 22{,}08\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 3{,}95 mm^2$$

- 4 string-inversor (en los planos naranja)
  L =20,6 m.

$$s = \frac{2\ x\ 20{,}6\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 3{,}68 mm^2$$

- 5 string-inversor (en los planos amarillo)
  L =33,8 m.

$$s = \frac{2\ x\ 33{,}8\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 6{,}04 mm^2$$

- 6 string-inversor (en los planos negro)
  L =47 m.

$$s = \frac{2\ x\ 47\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 8{,}41 mm^2$$

- 7 batería-inversor
  L =3 m.

$$s = \frac{2\ x\ 3\ \ x\ 11{,}09}{56\ x\ 0{,}005\ x\ 442{,}56} = 0{,}54 mm^2$$

- 8 inversor-conexión
  L = 40m

$$s = \frac{2\ x\ 40\ x\ 45{,}25}{56\ x\ 0{,}01\ x\ 400} = 32{,}32\ mm^2$$

La siguiente tabla 7, recoge las secciones mínimas que deben tener los conductores en cada tramo de la instalación.

Tabla 7. Secciones normalizadas y recomendaciones.

Tramo	sección (mm^2)	sección normalizada (mm^2)
1 string-inversor (en los planos azul)	8,08	10
2 string-inversor (en los planos verdel)	6,48	10
3 string-inversor (en los planos rojo)	3,95	4
4 string-inversor (en los planos naranja)	3,68	4
5 string-inversor (en los planos amarillo)	6,04	10
6 string-inversor (en los planos negro)	8,41	10
7 batería-inversor	0,54	1,5 (recomendado 4)
8 inversor-conexión	32,32	35

9 Soportes.

Los soportes se instalarán en el parking del mirador, debido a la visita de turismo que se dirigen a la zona en guagua solo se podrá utilizar una parte en concreto de toda la superficie. Los módulos fotovoltaicos estarán dispuestos encima de esta marquesina con forma de L en el parking. La distancia de la marquesina será de 82 metros.

Para evitar que las inclemencias del tiempo dañen la estructura deberá construirse de aluminio, acero inoxidable o acero galvanizado. Por la zona, en la cual hay rachas muy fuertes de viento y mucha humedad en horario nocturno, la mejor opción es el acero galvanizado. Porque es el material que presenta unas propiedades mecánicas muy buenas ya que tiene más resistencia que el acero inoxidable y también es más económico.

Figura 5. Ejemplo de marquesina (visto 14/04/20 en https://www.tecnivall.com/proteccion-solar/marquesinas-de-parking)

La marquesina se fijará al suelo mediante tornillería u obra civil, según venga indicado en Código técnico de la edificación, se recomienda la obra civil ya que la fijación será más favorable cuando haya viento en la zona. La estructura quedará en su parte alta a 4 metros y paralela a la superficie del suelo, y con una anchura de 4 metros. La chapa que se use para la cubierta será trapezoidal para después montar soportes angulados, ya que en el lugar de la instalación no tiene la orientación adecuada para los panes y así garantizar la zona de sombra para los coches.

Los soportes angulados que se usarán son de la marca k2, multiangulo que se pueden regular de 10º hasta 45º, son de fácil instalación, tornillos autorroscantes y permite que se coloque hasta dos módulos, lo que hace un total de 36 soportes.

10 Canalizaciones.

La figura 6, recoge la tabla 5 del REBT en la ITC- BT-21.

Tabla 5. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Figura 6. Tabla conductores/canalización.

En función del número de conductores que vayan a pasar por ese tubo y su sección, hay un mínimo de diámetro de tubo que hay que poner.

Tabla 8. Canalizaciones.

Tramo	sección (mm^2)	conductores	diámetro tubo (mm)
1 string-inversor (en los planos azul)	10	3	25
2 string-inversor (en los planos verdel)	10	3	25
3 string-inversor (en los planos rojo)	4	3	20
4 string-inversor (en los planos naranja)	4	3	20
5 string-inversor (en los planos amarillo)	10	3	25

6 string-inversor (en los planos negro)	10	3	25
7 batería-inversor	4	3	20
8 inversor-conexión	35	5	50

11 Protecciones.

11.1 Protecciones en corriente continua.

11.1.1 Fusibles.

Para proteger los conductores de la parte de corriente continua de la instalación, es decir, los tramos de cable que van desde los módulos hasta el inversor, se usarán fusibles cilíndricos cuyo valor de corte se adjuntan en la siente tabla 13.

Tabla 9. Fusibles.

Tramo	intensidad (A)	fusible (A)
1 string-inversor (en los planos azul)	11,08	12
2 string-inversor (en los planos verdel)	11,08	12
3 string-inversor (en los planos rojo)	11,08	12
4 string-inversor (en los planos naranja)	11,08	12
5 string-inversor (en los planos amarillo)	11,08	12
6 string-inversor (en los planos negro)	11,08	12
7 batería-inversor	11,08	12

11.1.2 Limitador de tensiones.

Se colocará un limitador de sobretensiones como indica en las Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U, cuyo poder de corte sea superior a 25 KA.

11.2 Protecciones en corriente alterna.

11.2.1 Interruptores de corte y protección.

Para proteger el tramo de corriente alterna que va del inversor al cuadro de conexión, hay que colocar un magnetotérmico que cumpla que Ib < In < Iz.
Ib es la corriente que circula por el cable, en nuestro caso es lo que sale del inversor multiplicado por 1.25, siendo el resultado 45,25 A.
Iz es la máxima corriente que puede soportar el cable según la sección, según la tabla 5 del REBT ITC- BT-7, la Iz para un cable de 35 mm^2, de cobre es 190 A.

Sabiendo esto, el magnetotérmico que se instalará tendrá una In = 50 A.

El poder de corte del magnetotérmico tiene que ser superior a 4,5 KA y mayor que la corriente de cortocircuito.

$$Icc = \frac{V}{R}$$

$$R = \frac{L}{S\ x\ \gamma} = \frac{40}{35\ x\ 56}$$

$$Icc = \frac{230}{\frac{40}{35\ x\ 56}} = 11270\ A$$

En conclusión, el interruptor magnetotérmico que se instalará en la salida del inversor y con el fin de proteger la línea que va al cuadro de mando y protección será de una In= 50 A y tendrá un poder de corte superior a 11,27 KA, en este caso el poder de corte será de 15 KA.

También se instalará un interruptor diferencial para la protección contra las fugas a tierra de este tramo que será de 40 A y una sensibilidad de 30mA.

11.2.2 Limitador de tensiones.

Se colocará un limitador de sobretensiones como indica en las Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U, cuyo poder de corte sea superior a 25 KA.

12 Cálculo de tierra.

Cómo define el REBT en la ITC- BT-18, punto 9.

"El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso. Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a: - 24 V en local o emplazamiento conductor - 50 V en los demás casos. Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio."

Cómo define el REBT en la ITC- BT-26, punto 3.

"La resistencia a tierra obtenida con la aplicación de valores de esta tabla debería ser, en la práctica, inferior a 15 ohm para edificios con pararrayos y de 37 Ω para edificios sin pararrayos."

La resistividad del terreno es de 500, ya que se trata de arena arcillosa. Como se ve en la figura 7.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	[illegible]
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Figura 7. Tipos de terreno.

Las picas que serán usadas tendrán una longitud de 2,5 metros. Primero tenemos que saber que resistencia nos proporciona cada pica.

$$Resistencia = \frac{resistividad}{longitud}$$

$$Resistencia = \frac{500}{2{,}5} = 200\,\Omega$$

Este valor de resistencia, que nos da cada pica colocada en el terreno es muy alto y hay que bajarlo, poniendo en paralelo electrodos hasta bajar la cifra de 37 Ω. Sabiendo esto, se puede pasar a calcular cuántas picas necesitamos en la instalación.

$$Req = \frac{1}{\frac{1}{R1}+\frac{1}{R2}\ldots\frac{1}{Rn}}$$

Número de picas = 4

$$Req = \frac{1}{\frac{1}{200}+\frac{1}{200}+\frac{1}{200}+\frac{1}{200}} = 40\Omega$$

Req = 40Ω > 37Ω

Número de picas = 5

$$Req = \frac{1}{\frac{1}{200}+\frac{1}{200}+\frac{1}{200}+\frac{1}{200}+\frac{1}{200}} = 33{,}33\Omega$$

Req = 33,33Ω < 37Ω

En conclusión, la instalación en la parte de corriente continua de tierra estará formada por 5 picas de 2,5 metros cada una, colocadas a 5 metros de distancia de una a la otra, se unirán entre ellas, formando un anillo, mediante cobre desnudo de 35mm^2 y soldadura termofusión.

Figura 8. Ejemplo puesta tierra (visto el 10/04/20 en Construcción de Pozo a Tierra Horizontal | Construcción Puesta a Tierra Horizontal | Perú)

13 Previsión de cuanto generan los módulos.

Apoyando en software específico, en este caso PvWatts en la siguiente dirección electrónica https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php, se ha hecho un estudio de cuánto pueden llegar a generar los módulos fotovoltaicos según la orientación en la que se colocan. Las orientaciones que se han estudiado son sur, norte, este y oeste. Los datos obtenidos se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 10. Orientación sur.

Orientación sur	Radiación solar (Kwh/m^2*día)	Energía (Kwh)
Enero	4,75	2600
Febrero	5,59	2749
Marzo	5,95	3236
Abril	6,39	3364
Mayo	6,45	3495
Junio	6,49	3399
Julio	6,77	3636
Agosto	6,85	3671
Septiembre	6,50	3384
Octubre	5,78	3121
Noviembre	5,07	2662
Diciembre	4,60	2511
	Total anual	37828

Tabla 11. Orientación norte.

Orientación norte	Radiación solar (Kwh/m^2*día)	Energía (Kwh)
Enero	2,16	1068
Febrero	3,10	1446
Marzo	4,22	2249
Abril	5,51	2884
Mayo	6,42	3486
Junio	6,83	3588
Julio	6,95	3741
Agosto	6,29	3366
Septiembre	4,97	2549
Octubre	3,44	1775
Noviembre	2,41	1160
Diciembre	1,96	955
	Total anual	28267

Tabla 12. Orientación este.

Orientación Este	Radiación solar (Kwh/m^2*día)	Energía (Kwh)
Enero	3,84	2067
Febrero	4,93	2412
Marzo	5,68	3091
Abril	6,58	3462
Mayo	7,12	3862
Junio	7,28	3817
Julio	7,60	4087
Agosto	7,27	3899
Septiembre	6,39	3327
Octubre	5,14	2762
Noviembre	4,23	2194
Diciembre	3,67	1966
	Total anual	36946

Tabla 13. Orientación oeste

Orientación Oeste	Radiación solar (Kwh/m^2*día)	Energía (Kwh)
Enero	3,17	1706
Febrero	3,97	1936
Marzo	4,74	2574
Abril	5,56	2928
Mayo	5,98	3240
Junio	6,22	3257
Julio	6,35	3407
Agosto	6,12	3281
Septiembre	5,31	2761
Octubre	4,27	2290
Noviembre	3,42	1766
Diciembre	3,00	1602
	Total anual	30748

Como era de esperar la opción más favorable de poner las placas es la orientación sur, el mejor mes es Agosto y el peor Diciembre.

14 Pérdidas.

Vamos a tener en cuenta todas las pérdidas energéticas posibles en este proyecto, para que, a la hora de sacar conclusiones de ahorro de gasoil, seamos lo más preciso posible.

14.1 Orientación e inclinación.

Para colocar los paneles fotovoltaicos hay que tener en cuenta lo que dice el pliego de condiciones técnicas.

Inclinación: “Ángulo($\boldsymbol{\beta}$) que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.”

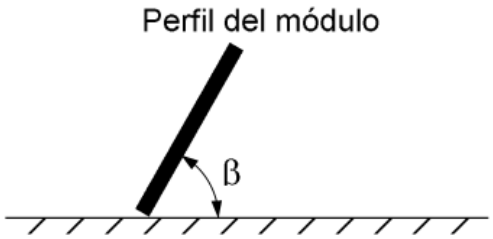


Figura 9. Angulo $\boldsymbol{\beta}$ (IDAE)

Orientación: azimut (α), "Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 14). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, –90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste."

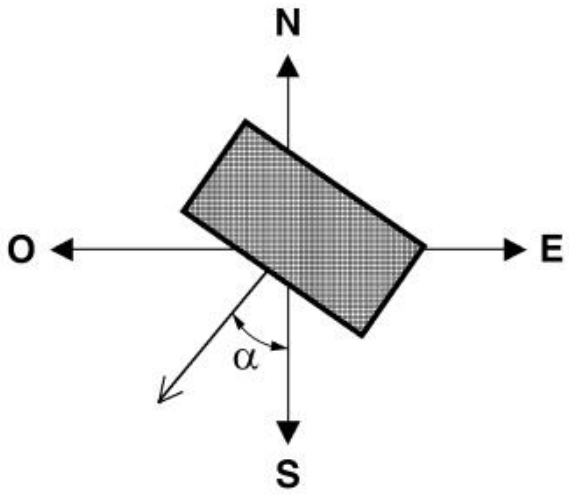


Figura 10. Azimut α (IDAE)

La latitud del lugar es 28°, un dato que hay que tener en cuenta para realizar los cálculos. Las pérdidas que podemos tener como máximo se exponen en la figura 15, el caso que abordamos es el general, con 10% de pérdidas tanto en orientación e inclinación y en sombras. No se calcularán las pérdidas por sombra ya que nuestros captadores no tienen ningún obstáculo que pueda causar sombras en ellos.

Tabla 2.2 Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Figura 11. Pérdidas límite (HE5)

El valor de beta será $\boldsymbol{\beta}$= 20º, el azimut es α= 30º, que son los grados que tienen los panes en el lugar donde se van a colocar respecto al sur que es la mejor orientación, y teniendo las pérdidas que indica la tabla, podemos estimar cuánto se pierde por orientación e inclinación en el diagrama de la figura 16.

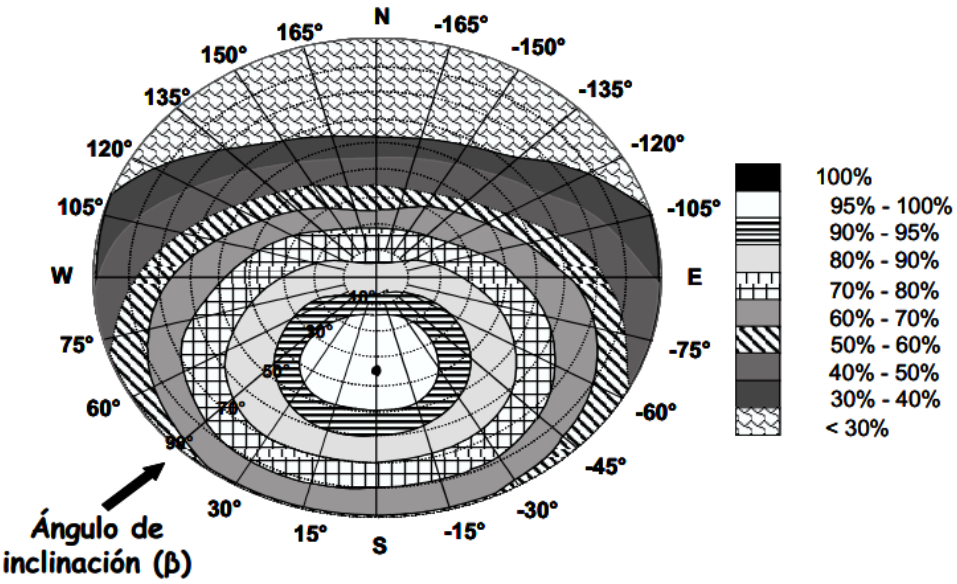


Figura 12. Diagrama de pérdidas en función de α y $\boldsymbol{\beta}$.

La inclinaciones máxima y mínima se calculan con este diagrama como si fuera en una latitud de 41º y se aplican las siguientes ecuaciones de corrección para saber la inclinación correspondiente a la latitud deseada.

$$Inclinación\ máx\ = Inclinación\ (41º)\ -\ (41º\ -\ longitud\ del\ lugar)$$

$$Inclinación\ mín\ = Inclinación\ (41º)\ -\ (41º\ -\ longitud\ del\ lugar)$$

Marcando los datos en el diagrama y mirando la zona de pérdidas en la que podemos estar, supone que la inclinación máxima y mínima son respectivamente 55º y 5º, como indica la figura 13.

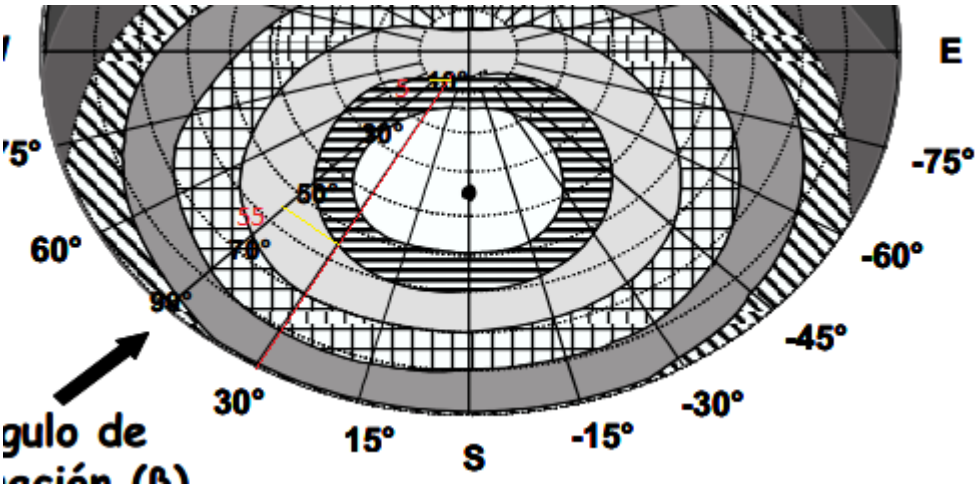


Figura 13. Inclinaciones máxima y mínima a 41º.

Por lo tanto, para la longitud de nuestro emplazamiento serán:

$$Inclinación\ máx\ = 55\ -\ (41\ -\ 28)\ =\ 42º$$

$$Inclinación\ mín\ = 5\ -\ (41\ -\ 28)\ =\ -\ 8º$$ (No se puede tomar los grados en negativo entonces se tomará como inclinación mínima 0º)

Inclinación máxima = 42º < $\boldsymbol{\beta}$= 20º < Inclinación mínima = 0º

Las pérdidas por orientación e inclinación son:

$$Pérdidas\ (\%)\ =\ 100 * [1{,}2 * 10 - 4 * (\beta\ -\ lati\ lugar\ + 10)2 + 3{,}5 * 10 - 5 * \alpha 2\ ]$$
$$= 3{,}2\ \%$$

14.2 Temperatura.

La temperatura no es siempre la misma todo el año así que hay que tenerla en cuenta ya que es una pérdida importante a la hora de comprobar la eficiencia de los paneles. Los paneles se testean a una temperatura de 25º, muchas veces en todo un año estaremos por encima o por debajo de esa cifra, como se muestra en la tabla 4 “media de las temperaturas mensuales”, se recogen los datos necesarios para esta comprobación. Los datos de irradiancia los obtenemos nuevamente en https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR.

Como en el apartado 6, se usará la siguiente fórmula para calcular la temperatura a la que trabajan las células fotovoltaicas en cada mes.

$$T\ trabajo\ célula = T.ambiente\ + irradiancia\ x\ \frac{T.de\ ope\ nominal\ de\ la\ célula\ -\ 20}{800}$$

$$T\ trabajo\ célula\ = temperatura\ ambiente\ + irradiancia\ x$$

Para las pérdidas por temperatura se usa la expresión

$$Pérdidas\ (\%) = coeficiente\ de\ T.de\ potencia\ del\ módulo * (T\ célula\ -\ 25)$$

La tabla 18, recoge los resultados de las pérdidas por temperatura que tienen los paneles cada mes.

Tabla 14. Pérdidas mensuales medias de temperatura

	T media (º C)	Irradiancia (W/m2)	T trabajo célula (ºC)	Pérdidas (%)
Enero	14,90	635,49	36,35	5,11
Febrero	15,20	583,59	34,90	4,45
Marzo	16,20	685,71	39,34	6,45
Abril	15,90	693,54	39,31	6,44
Mayo	17,00	659,18	39,25	6,41
Junio	18,70	680,89	41,68	7,51
Julio	20,00	747,13	45,22	9,10
Agosto	21,60	801,82	48,66	10,65
Septiembre	21,10	766,11	46,96	9,88
Octubre	20,20	679,54	43,13	8,16
Noviembre	17,90	557,93	36,73	5,28
Diciembre	16,00	583,10	35,68	4,81

14.3 Cableado.

Las pérdidas por cableado son 1% en la parte de la instalación de corriente alterna y 0,5% en la parte de corriente continua. En total 1,5% como recoge el REBT en la ITC- BT-40, punto 5.

14.4 Dispersión y suciedad.

Las pérdidas por dispersión no serán mayores en ningún caso al 3 % y las pérdidas por suciedad serán, con el debido mantenimiento y limpieza de los paneles, mayor del 3 %.

15 Performance Ratio (PR)

Es la eficiencia que tendrá la instalación fotovoltaica, se calcula partiendo del 100 % del sistema y se le resta todas y cada una de las pérdidas que tiene. Se puede diferenciar entre dos tipos de pérdidas, las estacionarias principalmente causadas por la temperatura y tipo de célula fotovoltaica de los paneles, tabla 19, y el resto de las pérdidas que se deben a los materiales y localización de la instalación, tabla 20. El rendimiento del inversor elegido es de 98,1 %.

Tabla 15. Pérdidas estacionarias.

	Pérdidas (%)
Enero	5,11
Febrero	4,45
Marzo	6,45
Abril	6,44
Mayo	6,41
Junio	7,51
Julio	9,1
Agosto	10,65
Septiembre	9,88
Octubre	8,16
Noviembre	5,28
Diciembre	4,81

Tabla 16. resto de pérdidas.

	Pérdida (%)
orientación y inclinación	3,2
Cableado	1,5
Dispersión	3
Suciedad	3

Entonces para calcular el PR se utiliza la siguiente ecuación:

$$PR = (100 - Poi - Pc - Pd - Ps - Pt) * \mu\, inv$$

Tabla 17. PR mensual.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Obt	Nov	Dic
0,83	0,83	0,81	0,81	0,81	0,80	0,79	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83

16 Producción energética.

Para estimar la producción energética que va a tener la instalación, hay que tener en cuenta el pliego de condiciones técnicas. El pliego de condiciones técnicas en el apartado 2.8 de los anexos I, figura 17, se presenta la fórmula para calcular PR. En este caso ya tenemos ese dato, Gdm es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal en kwh/ m^2*dia y podemos despejar Ed, que es el consumo diario.

$$PR = \frac{E_D\, G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha,\beta)\, P_{mp}}$$

$G_{CEM} = 1\ kW/m^2$
P_{mp}: Potencia pico del generador (kWp)
E_D: Consumo expresado en kWh/día.

Figura 14. Formula Performance Ratio.

Despejando de la fórmula Ed y sustituyendo valores, calculamos lo que genera la instalación, y multiplicamos por el número de días que tiene el mes, obtendremos los datos mensuales. Los resultados de las operaciones se recogen en la siguiente tabla 18.

Tabla 18. Estimación de la producción energética en la instalación.

	PR	Gdm (kwh/m2*dia)	Ed (kwh/dia)	Ed mensual (kwh)
Enero	0,83	4,75	86,15	2670,65
Febrero	0,83	5,59	102,18	2861,03
Marzo	0,81	5,95	106,20	3292,10
Abril	0,81	6,39	114,06	3421,91
Mayo	0,81	6,45	115,18	3570,47
Junio	0,80	6,49	114,35	3430,58
Julio	0,79	6,77	116,97	3625,99
Agosto	0,77	6,85	116,06	3597,93
Septiembre	0,78	6,5	111,21	3336,31

Octubre	0,80	5,78	101,03	3132,03
Noviembre	0,82	5,07	91,77	2753,04
Diciembre	0,83	4,6	83,73	2595,53

Comparando los datos obtenidos con el Pv Watts que se recogen en la tabla 14 “orientación sur”, con los resultados obtenidos en la tabla 22, se observa que no se desvían mucho los resultados de una a otra. El mejor mes para recolectar energía solar en la instalación son los meses de Julio y Agosto, el peor es el mes de Diciembre.

Anexos

3 Producción energética y amortización.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice producción energética y amortización.

1 Producción de energía. 3
2 Amortización. 4

1 Producción de energía.

El emplazamiento actualmente solo tiene una forma de satisfacer la demanda energética, un grupo electrógeno diésel. Con ayuda de un software específico, el Homer, se a realizado el estudio de la producción energética producida por una combinación de energía solar y el generador diésel. La figura 1 muestra la configuración que se ha simulado.

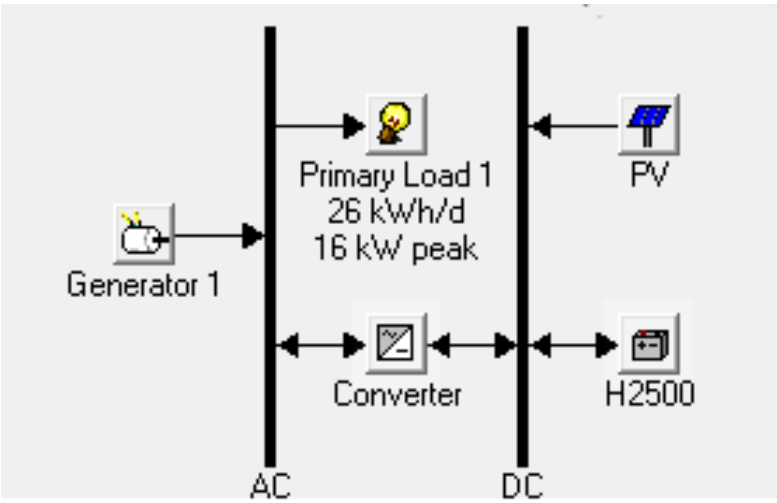


Figura 1. Configuración simulada

Los datos de la simulación se recogen en la tabla 1.

Tabla 1. Producción energética.

	Fotovoltaica (Kw)	Generador (Kw)
Enero	2,48	0,50
Febrero	3,14	0,28
Marzo	3,55	0,27
Abril	3,85	0,13
Mayo	3,75	0,10
Junio	3.61	0,12
Julio	3,80	0,03
Agosto	4,07	0,13
Septiembre	3,93	0,22
Octubre	3,20	0,24
Noviembre	2,55	0,56
Diciembre	2,27	0,64

El estudio revela que en la producción anual se podría ahorrar en el mejor de los casos un 97% del gasoil que se consume en el mirador. Reduciendo las emisiones contaminantes radicalmente.

En la figura 2 se muestra gráficamente la proporción en que contribuyen las dos fuentes energéticas.

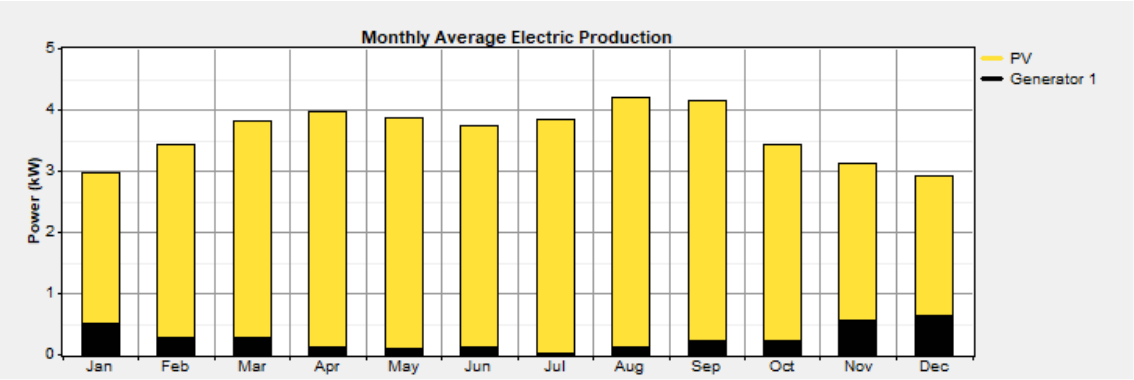


Figura 2. Producción anual.

2 Amortización.

Se estudiará un periodo de 25 años, con el software, Homer, podemos saber cuándo ha superado la vida útil algún elemento de la instalación y el coste que va a suponer el cambio. La amortización de este modo será más precisa. El coste del gasoil anual para mantener el establecimiento es aproximadamente 5256 €, el programa también nos indica cuál será el nuevo consumo de combustible 429,5 €. Con los datos obtenidos en el Homer y los aportados por el ayuntamiento de Agulo se ha construido la tabla 2 que predice que la amortización de la obra será en el año 12 después de su finalización. Y que el año 25 después de su puesta en marcha el ahorro será de 39.892,76 €.

Tabla 2. Amortización

Año	Amortizado (€)	Reemplazo (€)	Ahorro Anual (€)
1	-46.908,24	0	0
2	-42.081,74	0	4826,5
3	-37.255,24	0	4826,5
4	-32.428,74	0	4826,5
5	-27.602,24	0	4826,5
6	-22.775,74	0	4826,5
7	-17.949,24	0	4826,5
8	-13.122,74	0	4826,5
9	-12.488,24	4192	4826,5

10	-7.661,74	0	4826,5
11	-2.835,24	0	4826,5
12	1.991,26	0	4826,5
13	6.817,76	0	4826,5
14	11.644,26	0	4826,5
15	8.939,76	7531	4826,5
16	13.766,26	0	4826,5
17	18.592,76	0	4826,5
18	23.419,26	0	4826,5
19	28.245,76	0	4826,5
20	19.952,26	13120	4826,5
21	24.778,76	0	4826,5
22	25.413,26	4192	4826,5
23	30.239,76	0	4826,5
24	35.066,26	0	4826,5
25	39.892,76	0	4826,5

Anexos

4 Estudio de seguridad y salud.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice estudio básico de seguridad y salud

1 Objetivo. 3
2 Normativa. 3
3 Centro de salud y hospital más cercano. 4
4 Obra. 5
5 Primeros auxilios botiquín. 5
6 Identificación de los riesgos. 6
6.1 Riesgos generales. 6
6.2 Riesgos específicos. 7
7 Medidas preventivas. 7
7.1 Individuales. 7
7.2 Colectivas. 8
8 Instalación eléctrica provisional. 8
9 Servicios higiénicos. 8
10 Obligaciones del promotor. 8
11 Obligaciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra. 9
12 Obligaciones de los contratistas y subcontratistas. 10
13 Obligaciones de los trabajadores autónomos. 11

1 Objetivo.

El objetivo de hacer un estudio de seguridad y salud es identificar y mitigar, en la medida de lo posible, los riesgos que pueden haber en la obra de este proyecto. Se identificarán los riesgos derivados de la actividad, se impondrán medidas, tanto individuales como colectivas y de prevención y protección.

Como se recoge en el real decreto 1627/97, en el Artículo 6, “El estudio básico deberá precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra.” Entonces el presente documento tendrá en cuenta las siguientes cuestiones:

- Contemplar la identificación de los riesgos laborales que se puedan evitar.
- Indicar las medidas necesarias para ese fin.
- Relación de los riesgos que no se puedan eliminar y medidas para reducir o mitigarlo en medida de lo posible llevando un control en el tiempo si es preciso

2 Normativa.

- Ley 31/95 prevención de riesgos laborales.

-Real Decreto 1627/97 que establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud aplicables a las obras de construcción.

-Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

-Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

-Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

-Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

3 Centro de salud y hospital más cercano.

El centro médico más cercano a la obra está en el mismo municipio aunque no es cercano, 7 kilómetros de distancia. La dirección es Travesía Carrero Blanco, 6, 38830 Agulo, Santa Cruz de Tenerife.

Figura 1. Centro médico de Agulo

El hospital Virgen de Guadalupe es el más cercano y se encuentra en la capital, San Sebastián de la Gomera, a 30 kilómetros. La dirección es C/Langrero, s/n 38800- San sebastian de la Gomera.

Figura 2. Hospital Virgen de Guadalupe.

4 Obra.

Este estudio de seguridad y salud planificará la estrategia para realizar el trabajo en el parking del mirador. Se tendrá en cuenta que habrá muchas personas que visitan el lugar y no se puede interrumpir el servicio del local. El trabajo principal se realizará en altura y para llevarlo a cabo será necesario la utilización de maquinaria elevadora.

El lugar de la obra estará frecuentado por turistas y gente local en muchas ocasiones, por eso será necesario delimitar la zona en la cual se esté realizando los trabajos para evitar que personas ajenas a la obra tenga algún percance. Para este fin se usarán conos, vallas de obra y señalización correspondiente.

El trabajo se realizará en una altura de unos 4 metros aproximadamente. La obra se realizará sobre la marquesina donde no se pueden poner elementos anticaídas como barandillas de seguridad. Tendrán que elevar mucha carga de paneles, soportes, canalizaciones, cables, herramientas...etc. Por eso, la mejor forma para llevar a cabo el proyecto es disponer de un elevador de tijera eléctrico y andamios.

5 Primeros auxilios botiquín.

Se tendrá a disposición de los trabajadores un botiquín que contendrá como mínimo:

- Gasas estériles.
- Clorhexidina/Povidona Yodada.
- Agua oxigenada.
- Alcohol 96º.
- Algodón.
- Vendas.
- Agujas para inyectables.
- Jeringas desechables.
- Termómetro.
- Esparadrapo.
- Guantes de latex.
- Lista de numeros de telefono de urgencia.

- Tijeras.
- Pinzas.
- Bisturíes.
- Apósitos.

6 Identificación de los riesgos.

6.1 Riesgos generales.

Estos riesgos son aquellos que puede afectar a cualquier trabajador que se encuentre desarrollando su cometido en la obra.

Los más usuales son:

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de objetos o componentes de la instalación sobre personas.
- Cortes o contusiones por el manejo de herramientas.
- Cortes o contusiones por el manejo de componentes de la instalación.
- Descargas eléctricas directas.
- Descargas eléctricas indirectas.
- Sobreesfuerzos.
- Contaminación acústica
- Polvo.
- Condiciones meteorológicas.
- Introducción de escoria en los ojos.

6.2 Riesgos específicos.

Estos riesgos son propios de la actividad que realiza el personal dedicados a un fin determinado. Eso no implica que no estén expuestos también a los daños de los riesgos antes nombrados:

- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de material encima del operario.
- Caída de herramienta encima del operario.
- Descargas eléctricas directas.
- Descargas eléctricas indirectas.
- Contaminación acústica.
- Fallo del equipo de elevación.
- Cortes.
- Golpes.

7 Medidas preventivas.

7.1 Individuales.

Todos los operarios que tengan algún cometido que realizar en la obra irán equipados con los siguiente listado de equipos de protección individual (EPIs).

- Casco homologado de polietileno.
- Botas de seguridad.
- Ropa de trabajo de algodón.
- Guantes de trabajo.
- Guantes para cortes con maquinaria.
- Gafas para corte con maquinaria.

- Arnés para trabajo en altura.
- Tapones o auriculares insonorizados.

7.2 Colectivas.

- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Escaleras adecuadas.
- Andamios homologados.
- Limpieza en la zona de trabajo.
- Camino de circulación en la zona de la obra.

8 Instalación eléctrica provisional.

En este trabajo la instalación eléctrica provisional no se va a poder ejecutar ya que no se encuentra un punto de conexión cercano. Para disponer de tensión se usará un grupo electrógeno pequeño o se utilizará herramienta necesaria de batería.

9 Servicios higiénicos.

Tal y como estable en el Anexo 4 del Real decreto 1627/97 en el punto 15, la obra tendrá los siguientes servicios higiénicos.

- Lavabos con agua fría, caliente y espejo.
- Duchas con agua fría y caliente.
- Taquillas para guardar sus propiedades bajo llave.

10 Obligaciones del promotor.

- En las obras incluidas en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto, el promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de los trabajos.

- La designación de los coordinadores no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

- El aviso previo se redactará con arreglo a lo dispuesto en el anexo III del presente Real Decreto y deberá exponerse en la obra de forma visible, actualizándose si fuera necesario.

11 Obligaciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra.

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad:

o Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.

o Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere el artículo 10 de este Real Decreto.

- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo. Conforme a lo dispuesto en el último párrafo del apartado 2 del artículo 7, la dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

- Organizar la coordinación de actividades empresariales prevista en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.

- Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

12 Obligaciones de los contratistas y subcontratistas.

Los contratistas y subcontratistas estarán obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades indicadas en el artículo 10 del presente Real Decreto.

- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud al que se refiere el artículo 7.

- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta, en su caso, las obligaciones sobre coordinación de actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el anexo IV del presente Real Decreto, durante la ejecución de la obra.

- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.

- Los contratistas y los subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que les correspondan a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados.

- Además, los contratistas y los subcontratistas responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el plan, en los términos del apartado 2 del artículo 42 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

- Las responsabilidades de los coordinadores, de la dirección facultativa y del promotor no eximirá de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

13 Obligaciones de los trabajadores autónomos.

Los trabajadores autónomos estarán obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades indicadas en el artículo 10 del presente Real Decreto.

- Cumplir las disposiciones mínimas de seguridad y salud establecidas en el anexo IV del presente Real Decreto, durante la ejecución de la obra.

- Cumplir las obligaciones en materia de prevención de riesgos que establece para los trabajadores el artículo 29, apartados 1 y 2, de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

- Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidos en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.

- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.

- Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el plan de seguridad y salud.

Anexos

5 Documentos.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice de documentos.

1 Paneles Sunceco.
2 Sunny Tripower.
3 Sunny Island.
4 Baterías Sigma OPsZ.
5 Soportes K2.
6 Perkins 403A-15G.

300 W – 320 W Poly-crystalline Solar Module

- Plus power tolerance to +3% to ensure the high reliability of power output
- PV glass design improves oblique irradiance performance and enhances module yield in low-light and medium-angle-light condition
- Junction box and by-pass diodes guarantee the modules free of overheating and “hot spot effect”
- 100% EL test before and after lamination, providing higher quality assurance
- Easy installation and minimal maintenance with compatibility to industry standard inverters and mounting systems
- Modules certified by TÜV to withstand high level of wind and snow loads (2400 Pa / 5400 Pa), hailstone impact (25 mm at 23 m/s), atmospheric impact (Salt-mist corrosion Test, Ammonia Resistance Test), potential induced degradation (PID) test and Carbon footprint assessment
- Special PV Module Insurances by world leading insurance company guarantees the benefit to PV investors and PV module users

Certificates

Intertek

Safety Class II

Warranty

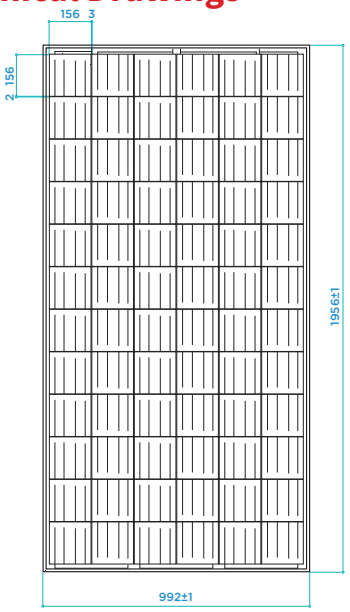
10 Years: Manufacturing Warranty

12 Years Warranty: 90% Power Output

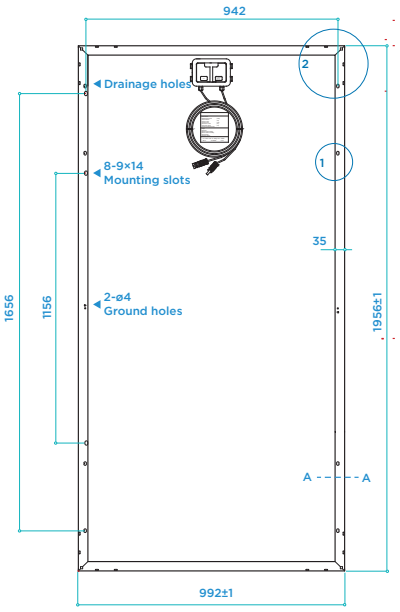
25 Years Warranty: 80% Power Output

Solar cell type	Poly-crystalline 156 × 156 mm
Dimensions	1956 × 992 × 50 mm
Weight	23.20 kg
Glass	Anti-reflective coated, high transmission, low iron, tempered
Glass thickness	3.2 mm
Encapsulation	EVA (ethylene vinyl acetate)
Back side	White
Frame	Anodized aluminum alloy
No of draining holes in frame	16
Type of connector	MC4 compatible
Junction box (Protection degree)	IP 67
Cable type (Cross-sectional area / length)	4 mm^2 / 900 ± 5 mm

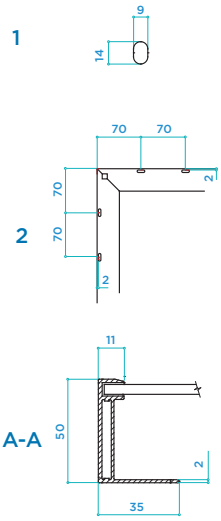
Technical Drawings



FRONT VIEW



BACK VIEW



Electrical Characteristics

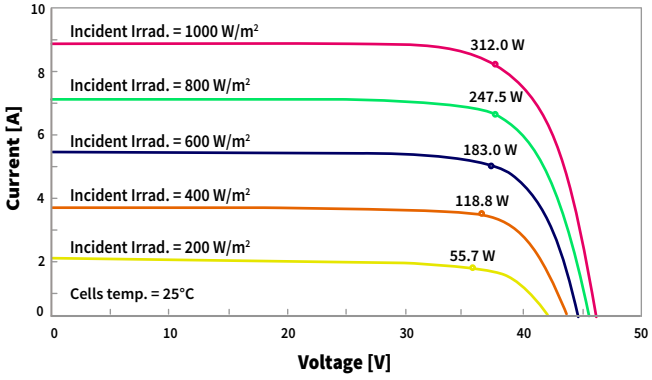
SOLAR CELLS	POLY-CRYSTALLINE 156 × 156 MM 72 PCS. (6×12) – 4 BUS BARS				
Maximum Power (Pmax)	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp
Voltage at Pmax (Vmp)	37.23 V	37.24 V	37.32 V	37.46 V	37.62 V
Current at Pmax (Imp)	8.06 A	8.19 A	8.31 A	8.41 A	8.51 A
Open-Circuit Voltage (Voc)	44.71 V	44.72 V	44.76 V	44.82 V	44.84 V
Short-Circuit Current (Isc)	8.947 A	9.094 A	9.234 A	9.371 A	9.515 A
Maximum System Voltage (V DC)	1000 V (iec), 600 V (UL)				
Cell Efficiency	17.46 %	17.75 %	18.05 %	18.34 %	18.63 %
Module Efficiency	15.46 %	15.72 %	15.98 %	16.23 %	16.49 %
Number of By-pass Diodes	6				
Maximum Series Fuse	15 A				
Temperature Coefficient of Pmax	- 0.45 % / °C				
Temperature Coefficient of Voc	- 0.34 % / °C				
Temperature Coefficient of Isc	- 0.05 % / °C				
Nominal Operating Cell Temperature	47 ± 2 °C				

Test Parameters

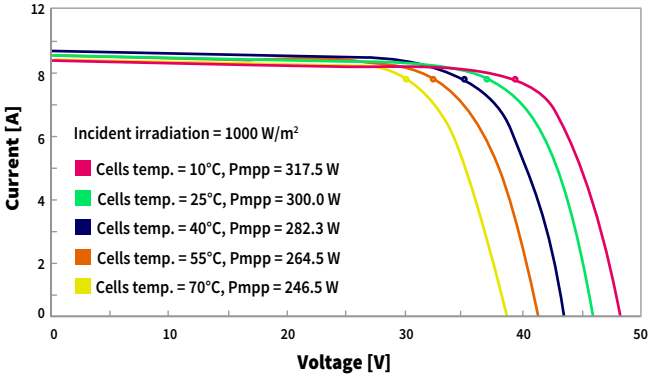
Dielectric Insulation Voltage	6,000 V DC max

Operating Temperature	-40 °C to 85 °C

I-V Curves at different irradiance



I-V Curves at different temperature



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

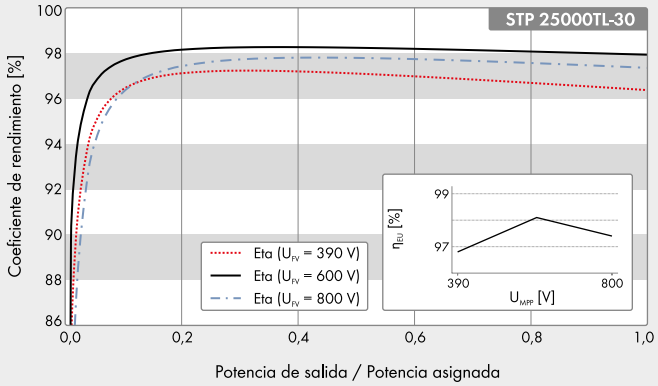
El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	−25 °C a +60 °C (−13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
Equipamiento / función / accesorios	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos * No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
Modelo comercial	STP 15000TL-30

Curva de rendimiento



Accesorios

Interfaz RS485
DM-485CB-10

Power Control Module
PWCMOD-10

Descargador de sobretensión de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD KIT3-10

Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizado: octubre de 2017

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD	≤ 3%	
Fases de inyección/conexión	3/3	
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●	
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○	
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / –	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)	
Peso	61 kg (134,48 lb)	
Rango de temperatura de servicio	−25 °C a +60 °C (−13 °F a +140 °F)	
Emisión sonora, típica	51 dB(A)	
Autoconsumo nocturno	1 W	
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	
Equipamiento / función / accesorios		
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte	
Pantalla	○	
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○	
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otros a petición) * No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
Modelo comercial	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de plantas fotovoltaicas

www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

SMA y Sunny Tripower son marcas registradas de SMA Solar Technology AG. SUNCLIX es una marca comercial registrada de PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Impreso en papel FSC.
Nos reservamos el derecho de realizar cambios en productos y servicios, incluyendo las motivadas por requisitos específicos de cada país, así como modificaciones en los datos técnicos. SMA no asume ninguna responsabilidad por errores o fallos de impresión. Para obtener información actualizada consulte la página web www.SMA-Solar.com.

SITP250001L30DES1742-V31

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

PARA APLICACIONES CONECTADAS A RED Y PARA SISTEMAS AISLADOS

SI6.0H-11 / SI8.0H-11

Flexibel

- Para sistemas eléctricos de respaldo y sistemas de autoconsumo en aplicaciones conectadas a la red y aisladas
- Compatible con todas las baterías de plomo ácido y muchas de las baterías de iones de litio
- Integrable y ampliable de forma modular en sistemas monofásicos y trifásicos

Eficiente

- Rendimiento máximo de hasta un 96%
- Alta eficiencia de todo el sistema
- Instalación y puesta en marcha sencilla y rápida

Seguro

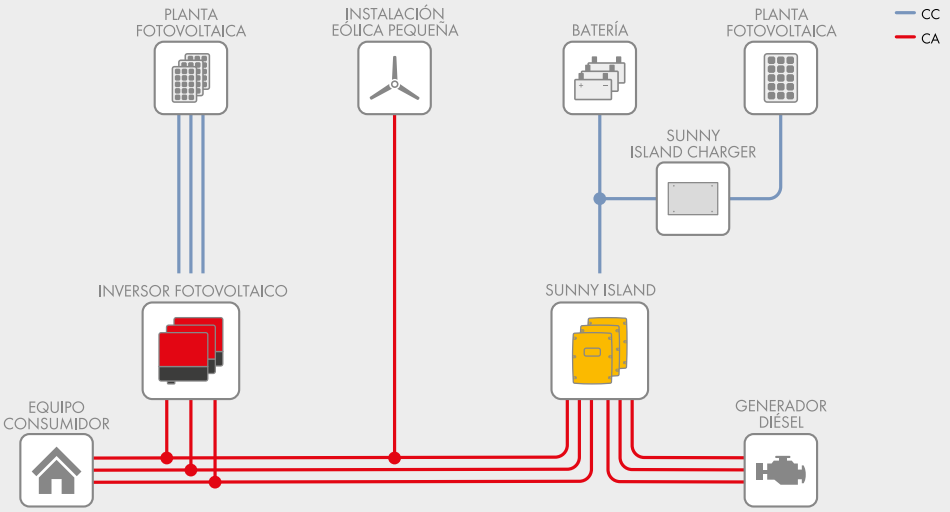
- Seguridad comprobada gracias a certificaciones externas
- Larga vida útil de la batería gracias a la gestión avanzada de baterías
- Funcionamiento fiable gracias a la extrema capacidad de sobrecarga

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

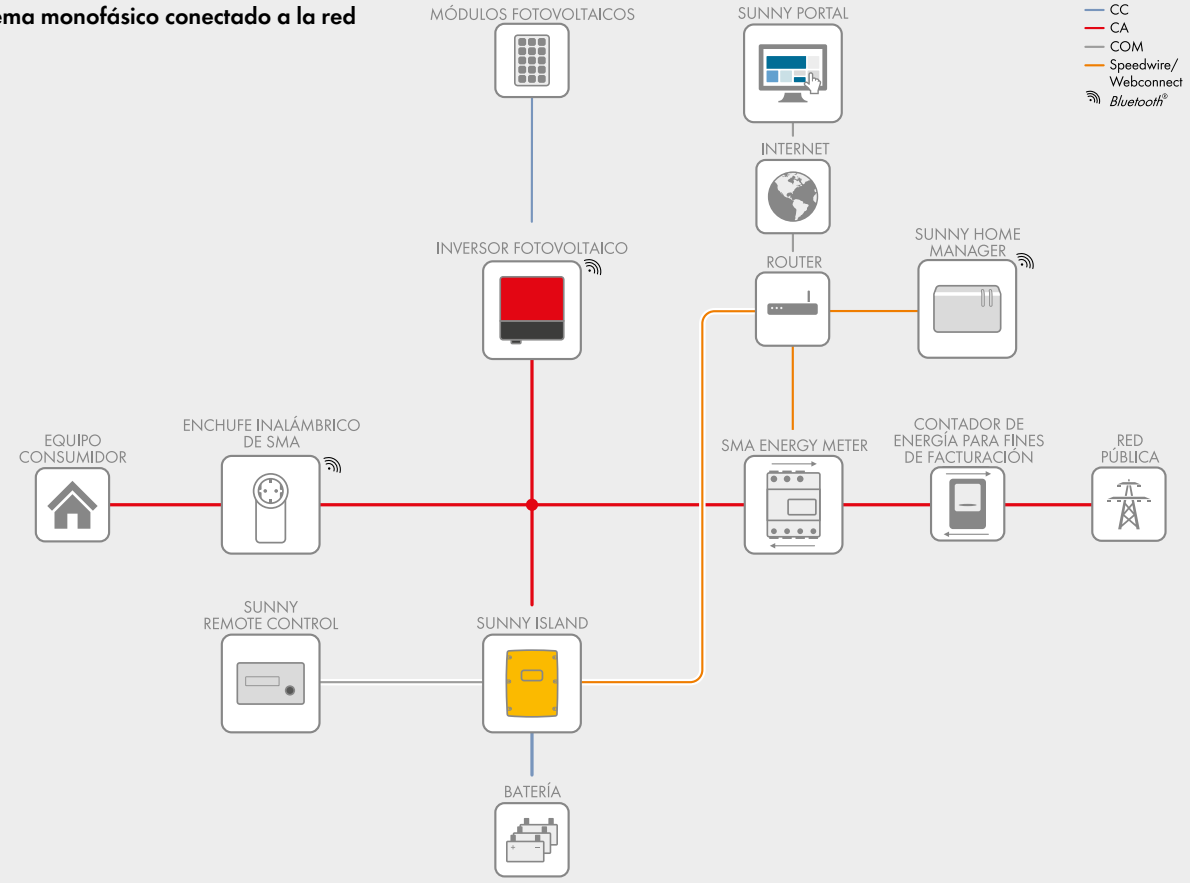
El todoterreno para sistemas conectados a la red y aislados

Utilizado en regiones alejadas de la red o para la gestión de la energía privada: el Sunny Island 6.0H/8.0H puede emplearse de forma flexible en todas las aplicaciones conectadas a la red y en sistemas aislados y convence en ambos sistemas ofreciendo grandes ventajas. Los usuarios se benefician de los más de 25 años de experiencia de SMA en el sector de los inversores con batería. En las aplicaciones en lugares alejados de la red, la alta clase de protección, el amplio rango de temperatura y la extrema capacidad de sobrecarga garantizan la seguridad necesaria. Una gestión inteligente de la carga y de la energía asegura el funcionamiento también en situaciones críticas. Como componente clave del SMA Flexible Storage System, la solución de almacenamiento flexible para plantas nuevas y existentes, almacena la energía solar generada y, junto con el Sunny Home Manager, realiza una gestión inteligente de la energía en el hogar. En ambos casos, la guía de configuración rápida y un manejo intuitivo permiten una instalación sencilla y cómoda. Esto convierte al Sunny Island 6.0H/8.0H en un auténtico todoterreno y en el producto adecuado tanto para sistemas conectados a la red como aislados.

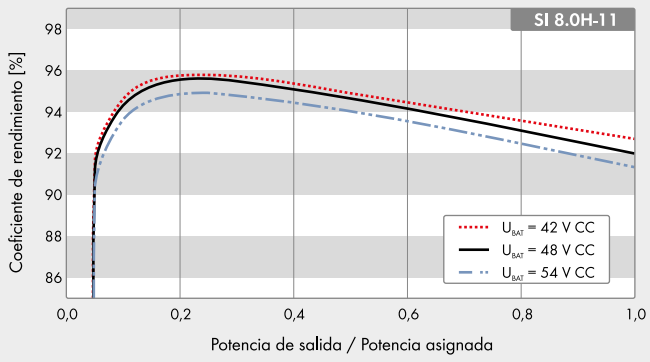
Sistema aislado trifásico



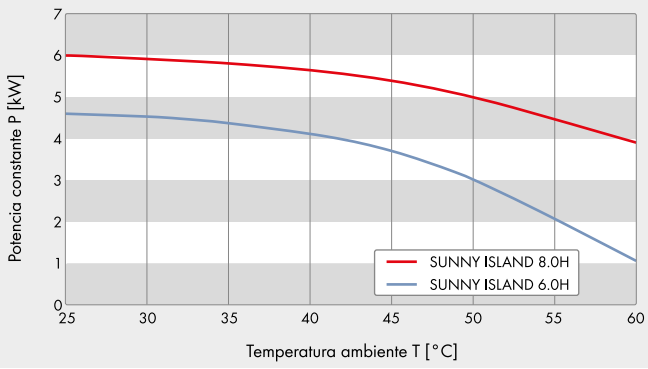
Sistema monofásico conectado a la red



Curva de rendimiento



Curva característica potencia/temperatura



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

Datos técnicos	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Funcionamiento en la red pública o generador fotovoltaico		
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/172,5 V a 264,5 V	230 V/172,5 V a 264,5 V
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/40 Hz a 70 Hz	50 Hz/40 Hz a 70 Hz
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	20 A	26 A
Potencia de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	4,6 kVA	6 kVA
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11500 W	11500 W
Funcionamiento en red aislada o como sistema de respaldo		
Tensión asignada de red/rango de tensión CA	230 V/202 V a 253 V	230 V/202 V a 253 V
Frecuencia nominal/rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/45 Hz a 65 Hz	50 Hz/45 Hz a 65 Hz
Potencia asignada (a Unom, fnom/25 °C/cos φ = 1)	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	6000 W/6800 W/11000 W	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	3700 W	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (pico)	20 A/120 A	26 A/120 A
Coeficiente de distorsión de la tensión de salida/Factor de potencia con potencia asignada	< 4 %/−1 a +1	< 4 %/−1 a +1
Batería de entrada de CC		
Tensión asignada de entrada/rango de tensión CC	48 V/41 V a 63 V	48 V/41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/descarga asignada de CC	110 A/90 A/103 A	140 A/115 A/130 A
Tipo de batería/capacidad de la batería (rango)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah a 10000 Ah (plomo) 50 Ah a 10000 Ah (Li-Ion)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah a 10000 Ah (plomo) 50 Ah a 10000 Ah (Li-Ion)
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de co	
Rendimiento/autoconsumo del equipo		
Rendimiento máximo	95,8%	95,8%
Autoconsumo sin carga/en espera	25,8 W/6,5 W	25,8 W/6,5 W
Dispositivo de protección (equipo)		
Cortocircuito de CA/sobrecarga de CA	● / ●	● / ●
Protección contra polaridad inversa de CC/fusible de CC	– / –	– / –
Sobretemperatura/descarga total de la batería	● / ●	● / ●
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III	III
Datos generales		
Dimensiones (anchura x altura x profundidad)	467 mm/612 mm/242 mm (18,4 inch/21,1 inch/9,5 inch)	
Peso	63 kg (138,9 lb)	
Rango de temperatura de servicio	−25 °C a +60 °C (−13 °F a +140 °F)	
Clase de protección según IEC 62103	I	I
Clase climática según IEC 60721	3K6	3K6
Tipo de protección según IEC 60529	IP54	IP54
Equipamiento/función		
Manejo y pantalla/relé multifunción	Externo mediante SRC-20/2	Externo mediante SRC-20/2
Sistemas trifásicos/función de alimentación de repuesto	● / ●	● / ●
Cálculo del nivel de carga/carga completa/carga de compensación	● / ● / ●	● / ● / ●
Sensor de temperatura de la batería/cables de datos	● / ●	● / ●
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Garantía	5 años	5 años
Para sistemas aislados (off-grid)		
Detección automática de campo giratorio/Asistencia de generador	● / ●	● / ●
Conexión en paralelo/Multiclúster	● / ●	● / ●
Arranque suave integrado	●	●
Accesorios		
Para sistemas aislados (off-grid)		
Fusibles de la batería**	○	○
Interfaz SI-COMSMA (RS485)/SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Interfaz SWDMSI-10 (Speedwire)	○	○
Sunny Island Charger SIC50-MPT**/SMA Cluster Controller	○ / ○	○ / ○
Para aplicaciones conectadas a red (on-grid)		
Interfaz SI-COMSMA (RS485)/Interfaz SWDMSI-10 (Speedwire)	○ / ○	○ / ○
Sunny Home Manager/SMA Energy Meter/Equipo de conmutación para alimentación de respaldo**	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible * Consulte la "Lista de baterías de iones de litio homologadas" en www.SMA-Solar.com ** a través de un proveedor externo Todas las especificaciones actualizadas a octubre de 2016		
Modelo comercial	SI6.0H-11	SI8.0H-11

SUNNY DESIGN

Diseño de instalaciones simplificado

www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

SL_OFF_ON_6H_BHDES1642:V21 SMA und Sunny Island sind eingetragene Warenzeichen der SMA Solar Technology AG. Gedruckt auf FSC-Papier.
Änderungen von Produkten und Services, auch aufgrund länderspezifischer Voraussetzungen, sowie Abweichungen von technischen Daten bleiben vorbehalten. SMA übernimmt keine Haftung für Irrtümer oder Druckfehler. Für die neuesten Informationen wenden Sie sich bitte an www.SMA-Solar.com

OPzS

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

sigma

OPzS

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Los elementos OPzS ofrecen una robusta solución de almacenamiento de energía, con una tecnología probada durante décadas en aplicaciones que requieren una batería segura y fiable con una larga vida útil.

Los OPzS se distinguen por su alta capacidad de soportar ciclos y su larga vida en modo stanby. Están diseñados y fabricados de acuerdo con las normas DIN estándar.

Los elementos y monoblocs OPzS cubren un gran campo de aplicaciones, entre las que destacan:

Ventajas:

- Cumple las normas DIN 40736 y DIn 40737.
- Diseño optimizado de placas.
- Mínimo mantenimiento gracias a su bajo contenido en antimonio y gran reserva de electrolito.
- Ideales para aplicaciones cíclicas gracias a sus placas tubulares.
- Larga vida útil: Más de 15 años carga flotante.
- Operativa de -10º a 50º C.
- Disponible en: 2V y monoblocs de 6V y 12V.
- Servida en carga seca o húmeda.
- Compatible con los tipos estándar de instalación.

Aplicaciones:

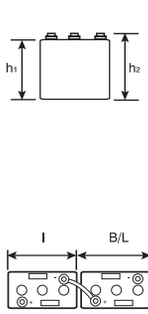
- Energías renovables (solar, eólica...).
- Telecomunicaciones.
- Control y monitorización de sistemas en plantas de energía y estaciones distribuidoras.
- Ferrocarriles.
- Señalización, control y sistemas de regularización.
- Sistemas de proceso de datos.
- UPS.
- Aplicaciones aeroportuarias.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

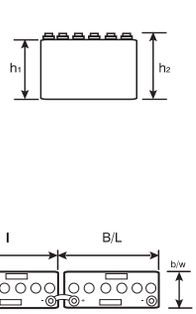
TIPO	PLACA POSITIVA		CAPACIDAD AH 20ºC C10 1,80V	C100 1,85V	C120 1,85V	DIMENSIONES (MM)					PESO (KG)		VOLUMEN DE ELECTROLITO (L)
Monoblocs	No	(Ah)	C10	C100	C120	a	b	h1	h2	e	con electrolito	sin electrolito	
6V 3 OPzS 150	3 x 3	50	177	239	242	234	201	345	378	-	41.2	29.8	9.2
6V 4 OPzS 200	3 x 4	50	215	280	283	272	205	350	362.5	-	47.1	35.2	9.6
6V 5 OPzS 250	3 x 5	50	287	384	389	380	205	350	362.5	-	60.9	43.5	14.0
6V 6 OPzS 300	3 x 6	50	312	403	408	380	205	350	362.5	-	67.1	50.5	13.4
12V 1 OPzS 50	6 x 1	50	63	85	86	272	205	350	362.5	-	37.7	24.4	10.7
12V 2 OPzS 100	6 x 2	50	103	130	132	272	205	350	362.5	-	49.4	37.7	9.4
12V 3 OPzS 150	6 x 3	50	150	188	191	380	205	350	362.5	-	69.8	53.0	13.5
2V elementos	No	(Ah)	C10	C100	C120	a	b	h1	h2	e	con electrolito	sin electrolito	
2 OPzS 100*	2	50	126	184	187	103	206	355	380	-	13.8	8.4	4.4
3 OPzS 150*	3	50	180	258	263	103	206	355	380	-	15.7	10.7	4.0
4 OPzS 200	4	50	215	296	300	103	206	355	380	-	17.5	13.0	3.6
5 OPzS 250	5	50	270	373	378	124	206	355	380	-	21.4	15.4	4.8
6 OPzS 300	6	50	324	448	454	145	206	355	380	-	25.7	18.5	5.8
5 OPzS 350	5	70	396	544	533	124	206	471	496	-	28.4	20.7	6.2
6 OPzS 420	6	70	474	651	661	145	206	471	496	-	33.5	24.3	7.4
7 OPzS 490	7	70	541	739	750	166	206	471	496	-	38.6	27.9	8.6
5 OPzS 500*	5	100	609	886	904	145	206	646	671	-	42.0	28.8	10.6
6 OPzS 600	6	100	672	949	966	145	206	646	671	-	45.8	33.0	10.3
7 OPzS 700*	7	100	836	1207	1230	191	210	646	671	80	60.0	42.7	14.0
8 OPzS 800	8	100	893	1256	1278	191	210	646	671	80	63.8	46.8	13.7
9 OPzS 900*	9	100	1028	1458	1484	233	210	646	671	110	73.0	53.0	16.1
10 OPzS 1000	10	100	1114	1565	1592	233	210	646	671	110	78.2	57.3	16.9
12 OPzS 1200	12	100	1329	1874	1908	275	210	646	671	140	91.3	66.2	20.2
11 OPzS 1400*	11	125	1623	2251	2286	275	210	796	821	140	110.5	76.0	27.8
12 OPzS 1500	12	125	1630	2195	2226	275	210	796	821	140	115.1	81.1	27.4
14 OPzS 1700*	14	125	1978	2728	2770	397	212	772	797	2 x 110	143.3	96.3	37.9
15 OPzS 1875	15	125	2114	2879	2921	397	212	772	797	2 x 110	148.9	102.6	37.3
16 OPzS 2000	16	125	2186	2933	2972	397	212	772	797	2 x 110	154.5	108.8	36.9
20 OPzS 2500	20	125	2926	4017	4076	487	212	772	797	3 x 110	201.0	135.0	53.2
24 OPzS 3000	24	125	3361	4555	4620	576	212	772	797	3 x 140	230.0	158.0	58.1

Sobre la gama DIN.

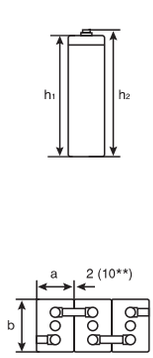
6V 3 OPzS 150 - 6V 6 OPzS 300



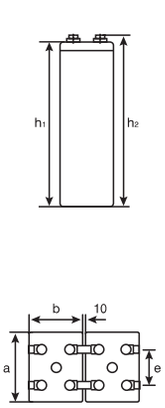
12V 1 OPzS 50 - 12V 3 OPzS 150



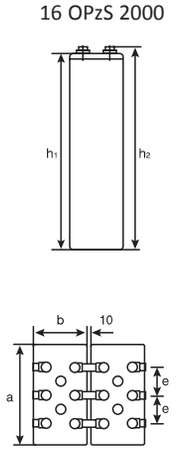
2 OPzS 50 - 6 OPzS 600



7 OPzS 700 - 12 OPzS 1500



14 OPzS 1700 - 16 OPzS 2000



20 OPzS 2500 - 24 OPzS 3000

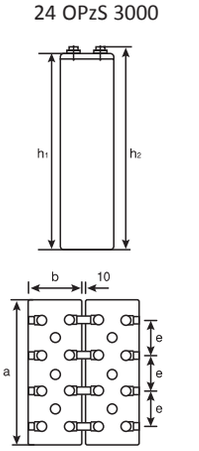


TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.90 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	7.5	13.3	15.8	21.9	29.9	37.1	42.9	50.8	56.5	63.8
6V 4 OPzS 200	9.6	17.3	20.5	28.5	38.9	48.5	56.0	66.4	73.8	83.5
6V 5 OPzS 250	12.4	21.9	25.9	35.7	48.8	60.6	69.5	82.2	91.0	102.1
6V 6 OPzS 300	14.4	25.6	30.4	42.0	57.4	71.4	81.9	96.9	107.3	120.4
12V 1 OPzS 50	2.6	4.6	5.5	7.5	10.4	12.9	14.8	17.5	19.4	22.0
12V 2 OPzS 100	4.8	8.6	10.3	14.4	19.7	24.7	28.6	34.1	38.1	43.5
12V 3 OPzS 150	7.21	12.9	15.3	21.3	29.3	36.5	42.3	50.3	56.0	63.6
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	5.3	9.3	11.1	15.2	20.6	25.5	29.3	34.5	38.1	42.9
3 OPzS 150	7.7	13.6	16.2	22.3	30.3	37.6	43.1	51.1	56.6	63.9
4 OPzS 200	9.8	17.5	20.7	28.8	39.2	48.7	56.1	66.4	73.7	82.9
5 OPzS 250	12.5	22.0	26.1	36.0	49.3	61.3	70.4	83.4	92.6	104.3
6 OPzS 300	14.9	26.4	31.3	43.1	58.8	73.0	83.7	99.2	109.8	123.3
5 OPzS 350	17.2	30.3	35.8	49.0	66.2	81.7	92.7	108.9	119.1	132.3
6 OPzS 420	20.6	36.3	42.8	58.7	79.0	97.5	110.4	129.7	141.5	157.0
7 OPzS 490	24.0	42.2	49.9	68.2	91.7	113.1	127.9	150.1	163.4	181.2
5 OPzS 500	25.3	43.9	51.6	69.9	92.7	113.5	127.6	147.8	160.3	175.2
6 OPzS 600	29.5	51.4	60.4	82.0	108.9	133.3	149.7	173.4	187.9	204.9
7 OPzS 700	35.1	60.9	71.5	96.9	128.5	157.1	176.4	204.0	221.1	241.1
8 OPzS 800	39.4	68.7	80.8	109.7	146.1	179.1	201.4	233.8	253.8	277.4
9 OPzS 900	44.5	77.6	91.2	123.8	164.5	201.7	226.6	262.8	285.1	311.5
10 OPzS 1000	49.1	85.7	100.8	137.1	182.5	223.8	251.7	292.1	317.0	346.9
12 OPzS 1200	58.8	102.3	120.3	163.2	217.2	264.6	297.1	343.1	371.8	404.0
11 OPzS 1400	69.0	118.3	138.2	184.8	242.3	291.6	325.4	368.1	396.6	427.0
12 OPzS 1500	74.4	127.8	149.2	199.8	262.1	315.7	352.4	398.7	430.0	462.0
14 OPzS 1700	88.5	151.6	177.0	236.4	309.9	372.8	416.0	471.0	506.0	545.0
15 OPzS 1875	94.0	161.4	188.6	252.5	331.2	399.3	446.0	506.0	544.0	586.0
16 OPzS 2000	99.5	171.5	200.6	269.6	354.6	429.0	480.0	547.0	590.0	636.0
20 OPzS 2500	126.7	217.9	254.8	342.0	450.0	544.0	609.0	694.0	750.0	808.0
24 OPzS 3000	150.1	258.2	301.9	405.0	533.0	643.0	719.0	817.0	882.0	951.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.87 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	8.0	14.5	17.3	24.2	33.5	41.9	48.6	58.2	65.0	73.8
6V 4 OPzS 200	10.3	18.8	22.4	31.4	43.6	54.9	63.6	76.3	85.2	96.7
6V 5 OPzS 250	13.2	23.8	28.4	39.7	54.9	68.6	79.2	94.4	105.1	118.9
6V 6 OPzS 300	15.4	27.9	33.3	46.5	64.5	80.9	93.5	111.6	124.1	140.4
12V 1 OPzS 50	2.8	5.0	6.0	8.3	11.6	14.5	16.8	20.0	22.4	25.4
12V 2 OPzS 100	5.1	9.4	11.2	15.8	22.0	27.9	32.4	39.0	43.9	50.1
12V 3 OPzS 150	7.7	14.0	16.7	23.5	32.8	41.3	48.0	57.6	64.6	73.5
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	5.7	10.2	12.1	16.9	23.1	28.8	33.1	39.5	43.9	49.8
3 OPzS 150	8.2	14.9	17.6	24.6	34.0	42.5	49.1	58.5	65.3	74.0
4 OPzS 200	10.5	19.0	22.6	31.7	43.9	55.1	63.8	76.2	85.0	96.4
5 OPzS 250	13.2	24.0	28.5	39.9	55.3	69.3	80.2	95.8	106.8	121.2
6 OPzS 300	15.9	28.7	34.1	47.7	66.1	82.7	95.6	113.9	126.8	143.6
5 OPzS 350	18.5	33.2	39.4	54.6	75.0	92.8	106.6	125.5	138.4	154.9
6 OPzS 420	22.1	39.7	47.2	65.4	89.6	110.6	127.1	149.3	164.7	184.0
7 OPzS 490	25.9	46.3	54.9	76.1	104.1	128.5	147.5	172.9	190.3	212.4
5 OPzS 500	27.2	48.3	57.1	78.4	105.8	129.3	147.2	170.6	186.9	205.4
6 OPzS 600	31.9	56.7	67.0	92.0	124.4	152.2	173.0	200.6	219.2	240.4
7 OPzS 700	37.8	67.1	79.3	108.8	146.8	179.3	203.7	236.0	257.8	282.6
8 OPzS 800	42.5	75.6	89.4	123.1	166.7	204.1	232.6	270.0	295.8	325.4
9 OPzS 900	48.0	85.4	101.0	138.9	187.9	229.9	261.7	303.6	332.3	365.2
10 OPzS 1000	52.9	94.3	111.6	153.7	208.3	255.1	290.7	337.5	369.8	407.0
12 OPzS 1200	63.4	112.9	133.4	183.3	247.4	302.3	343.3	397.4	434.0	475.0
11 OPzS 1400	74.7	131.2	154.4	209.3	277.7	335.5	375.7	431.0	463.0	503.0
12 OPzS 1500	80.5	141.6	166.8	226.3	300.6	363.4	407.0	467.0	503.0	545.0
14 OPzS 1700	95.8	168.0	197.7	268.0	355.2	429.0	480.0	550.0	592.0	642.0
15 OPzS 1875	101.8	178.8	210.5	285.8	379.6	459.0	515.0	590.0	635.0	690.0
16 OPzS 2000	107.6	189.8	223.7	304.4	406.0	492.0	553.0	637.0	688.0	749.0
20 OPzS 2500	136.9	241.1	284.0	386.1	515.0	625.0	702.0	809.0	874.0	952.0
24 OPzS 3000	162.5	286.0	336.9	458.0	610.0	739.0	831.0	954.0	1029.0	1119.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.85 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	8.2	15.0	17.8	25.1	35.2	44.6	51.8	62.5	70.3	80.0
6V 4 OPzS 200	10.6	19.4	23.1	32.7	45.9	58.4	68.0	82.0	92.1	104.8
6V 5 OPzS 250	13.6	24.6	29.4	41.3	57.9	73.1	84.8	101.8	114.0	128.7
6V 6 OPzS 300	15.8	28.8	34.4	48.6	68.1	86.3	100.1	120.3	134.6	152.3
12V 1 OPzS 50	2.9	5.2	6.2	8.7	12.2	15.4	17.8	21.5	24.1	27.5
12V 2 OPzS 100	5.3	9.6	11.6	16.4	23.1	29.6	34.6	42.0	47.3	54.3
12V 3 OPzS 150	7.9	14.5	17.3	24.5	34.5	44.0	51.2	62.0	69.8	79.7
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	5.8	10.6	12.5	17.5	24.3	30.8	35.3	42.4	47.5	53.8
3 OPzS 150	8.5	15.4	18.2	25.6	35.8	45.2	52.3	62.9	70.6	80.2
4 OPzS 200	10.8	19.6	23.4	33.1	46.3	58.7	68.1	82.1	92.0	104.4
5 OPzS 250	13.6	24.8	29.5	41.6	58.3	73.8	85.6	103.0	115.6	131.2
6 OPzS 300	16.4	29.7	35.3	49.8	69.6	88.1	102.1	122.7	137.4	155.5
5 OPzS 350	19.0	34.3	40.8	57.2	79.4	99.5	114.4	135.9	150.6	169.0
6 OPzS 420	22.8	41.1	49.0	68.6	95.0	118.9	136.6	161.9	179.1	200.9
7 OPzS 490	26.6	48.0	57.1	79.8	110.5	137.9	158.6	187.6	207.1	232.0
5 OPzS 500	28.0	50.2	59.5	82.4	112.8	139.1	158.8	185.7	203.1	225.8
6 OPzS 600	32.7	58.8	69.7	96.9	132.6	163.8	186.9	218.4	238.7	264.7
7 OPzS 700	38.9	69.8	82.6	114.5	156.3	192.9	220.0	256.9	280.8	311.3
8 OPzS 800	43.5	78.5	93.2	129.5	177.5	219.7	251.2	294.0	321.7	357.9
9 OPzS 900	49.3	88.7	105.2	146.2	200.2	247.4	282.5	330.6	361.5	402.0
10 OPzS 1000	54.4	97.9	116.2	161.6	221.8	274.4	313.7	367.5	402.0	447.0
12 OPzS 1200	65.2	117.3	139.1	193.0	263.8	325.3	371.0	433.0	473.0	523.0
11 OPzS 1400	76.9	136.7	161.5	221.6	298.1	361.5	409.0	469.0	508.0	552.0
12 OPzS 1500	82.9	147.6	174.5	239.7	322.7	391.5	443.0	507.0	551.0	597.0
14 OPzS 1700	98.6	175.1	206.8	283.6	381.1	462.0	522.0	599.0	649.0	704.0
15 OPzS 1875	104.7	186.4	220.2	302.4	407.0	494.0	559.0	642.0	697.0	757.0
16 OPzS 2000	110.7	197.6	233.7	321.8	435.0	530.0	601.0	693.0	753.0	822.0
20 OPzS 2500	140.8	251.0	296.5	408.0	552.0	672.0	762.0	878.0	956.0	1046.0
24 OPzS 3000	167.1	297.9	351.9	484.0	654.0	795.0	901.0	1037.0	1128.0	1228.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.83 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	8.4	15.3	18.2	25.8	36.5	46.8	54.7	66.6	75.0	85.9
6V 4 OPzS 200	10.8	19.9	23.7	33.6	47.6	61.2	71.7	87.3	98.4	112.6
6V 5 OPzS 250	13.9	25.2	30.1	42.5	60.0	76.7	89.5	108.6	121.8	138.6
6V 6 OPzS 300	16.1	29.6	35.2	50.0	70.7	90.5	105.8	128.3	144.2	164.0
12V 1 OPzS 50	2.9	5.3	6.3	8.9	12.6	16.1	18.8	22.8	25.7	29.4
12V 2 OPzS 100	5.4	9.9	11.9	16.8	23.9	30.9	36.4	44.6	50.4	58.1
12V 3 OPzS 150	8.0	14.8	17.7	25.1	35.7	46.0	54.0	66.0	74.4	85.5
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	6.0	10.8	12.8	18.0	25.3	32.2	37.5	45.2	50.7	57.7
3 OPzS 150	8.6	15.7	18.7	26.3	37.0	47.3	55.2	67.0	75.3	85.9
4 OPzS 200	11.0	20.1	24.0	34.0	48.0	61.6	71.9	87.4	98.4	112.2
5 OPzS 250	13.9	25.4	30.2	42.7	60.4	77.3	90.4	109.8	123.4	141.0
6 OPzS 300	16.7	30.4	36.2	51.2	72.4	92.4	107.9	130.9	147.0	167.4
5 OPzS 350	19.3	35.2	41.8	59.1	82.9	105.0	121.4	145.2	162.0	181.5
6 OPzS 420	23.2	42.1	50.1	70.7	99.3	125.4	145.0	173.0	192.8	215.9
7 OPzS 490	27.1	49.1	58.5	82.4	115.4	145.7	168.3	200.6	223.2	249.5
5 OPzS 500	28.6	51.4	61.0	85.2	118.2	147.6	169.2	199.3	219.8	244.0
6 OPzS 600	33.4	60.2	71.5	100.3	139.2	173.9	199.3	234.7	258.2	286.4
7 OPzS 700	39.7	71.4	84.7	118.6	164.2	204.8	234.5	275.8	303.5	336.7
8 OPzS 800	44.5	80.3	95.5	134.0	186.1	233.0	267.5	315.6	348.1	386.6
9 OPzS 900	50.4	90.9	107.9	151.3	209.9	262.5	301.1	355.0	391.3	434.0
10 OPzS 1000	55.5	100.3	119.1	167.3	232.5	291.0	334.2	394.5	435.0	484.0
12 OPzS 1200	66.6	120.1	142.6	199.9	277.1	345.9	395.9	465.0	511.0	566.0
11 OPzS 1400	78.8	140.5	166.4	230.9	314.7	386.5	438.0	507.0	550.0	601.0
12 OPzS 1500	84.8	151.7	179.7	249.6	340.6	419.0	475.0	549.0	596.0	652.0
14 OPzS 1700	100.9	180.1	213.2	295.5	402.0	494.0	559.0	648.0	702.0	769.0
15 OPzS 1875	107.2	191.5	226.7	314.8	430.0	528.0	600.0	694.0	754.0	826.0
16 OPzS 2000	113.3	202.9	240.5	334.5	458.0	566.0	643.0	748.0	815.0	895.0
20 OPzS 2500	144.1	257.6	305.0	424.0	580.0	717.0	815.0	948.0	1032.0	1138.0
24 OPzS 3000	171.0	305.8	362.2	504.0	689.0	850.0	965.0	1120.0	1218.0	1339.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.80 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	8.5	15.6	18.6	26.5	37.8	48.9	57.8	71.4	80.9	93.8
6V 4 OPzS 200	11.0	20.2	24.2	34.6	49.4	64.2	75.9	93.8	106.3	123.1
6V 5 OPzS 250	14.2	25.7	30.7	43.7	62.2	80.6	95.0	117.0	131.9	151.9
6V 6 OPzS 300	16.5	30.2	36.0	51.4	73.4	95.1	112.4	138.4	156.2	179.9
12V 1 OPzS 50	3.0	5.4	6.4	9.1	13.0	16.8	19.9	24.5	29.6	32.1
12V 2 OPzS 100	5.5	10.1	12.1	17.2	24.7	32.2	38.3	47.6	54.3	63.4
12V 3 OPzS 150	8.2	15.1	18.0	25.8	36.9	48.1	57.0	70.7	80.2	93.3
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	6.1	11.1	13.1	18.5	26.2	33.6	39.6	48.6	54.8	63.0
3 OPzS 150	8.8	16.0	19.1	27.1	38.4	49.6	58.5	72.0	81.3	93.9
4 OPzS 200	11.2	20.5	24.5	34.9	49.9	64.5	76.3	94.1	106.3	122.7
5 OPzS 250	14.2	25.9	30.9	43.9	62.5	81.0	95.8	117.9	133.3	154.0
6 OPzS 300	17.0	31.1	37.0	52.7	74.9	97.0	114.5	140.9	159.0	183.3
5 OPzS 350	19.7	36.0	42.9	61.0	86.4	110.8	130.0	157.8	176.8	200.9
6 OPzS 420	23.7	43.1	51.4	73.0	103.4	132.7	155.4	188.3	210.7	239.1
7 OPzS 490	27.7	50.2	59.9	85.0	120.5	154.5	180.5	218.5	244.1	276.5
5 OPzS 500	29.2	52.7	62.7	88.3	124.0	157.2	182.4	217.9	241.9	270.2
6 OPzS 600	34.0	61.8	73.6	103.8	146.0	185.5	215.1	256.8	284.6	317.5
7 OPzS 700	40.5	73.3	87.1	122.6	172.4	218.6	253.2	301.9	334.5	373.0
8 OPzS 800	45.4	82.4	98.1	138.5	195.3	248.4	288.3	345.3	383.2	429.0
9 OPzS 900	51.4	93.1	110.9	156.4	220.3	279.8	324.7	388.2	431.0	482.0
10 OPzS 1000	56.6	102.8	122.4	172.9	243.8	310.1	360.2	431.0	479.0	535.0
12 OPzS 1200	67.9	123.3	146.7	206.9	291.1	369.4	428.0	510.0	564.0	628.0
11 OPzS 1400	80.2	144.6	171.8	240.1	333.5	417.0	477.0	559.0	611.0	672.0
12 OPzS 1500	86.5	156.1	185.5	259.6	361.0	451.0	517.0	604.0	662.0	728.0
14 OPzS 1700	102.9	185.4	219.9	307.3	426.0	533.0	609.0	713.0	781.0	858.0
15 OPzS 1875	109.2	197.1	234.0	327.1	455.0	570.0	652.0	764.0	838.0	922.0
16 OPzS 2000	115.5	208.6	247.9	347.4	484.0	608.0	699.0	822.0	904.0	998.0
20 OPzS 2500	146.9	264.7	314.4	440.0	612.0	770.0	884.0	1041.0	1146.0	1265.0
24 OPzS 3000	174.4	314.5	373.7	523.0	729.0	913.0	1048.0	1232.0	1353.0	1491.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.75 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	8.7	16.1	19.1	27.2	38.9	51.0	60.9	76.6	88.2	104.5
6V 4 OPzS 200	11.3	20.8	24.8	35.5	50.9	66.8	80.0	100.8	116.3	137.5
6V 5 OPzS 250	14.5	26.5	31.5	44.9	64.4	84.3	100.4	126.0	144.8	170.5
6V 6 OPzS 300	16.9	31.0	37.0	52.9	75.9	99.6	118.9	149.4	171.8	202.3
12V 1 OPzS 50	3.0	5.6	6.6	9.4	13.4	17.5	20.8	26.1	30.1	35.6
12V 2 OPzS 100	5.6	10.4	12.4	17.7	25.5	33.5	40.2	50.8	58.8	70.1
12V 3 OPzS 150	8.4	15.5	18.5	26.5	38.1	50.1	60.0	75.7	87.4	103.9
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	6.2	11.3	13.5	19.0	27.1	35.2	41.8	52.2	59.9	70.4
3 OPzS 150	9.0	16.4	19.5	27.7	39.6	51.7	61.6	77.3	88.9	104.8
4 OPzS 200	11.5	21.1	25.2	35.9	51.4	67.3	80.4	101.1	116.3	137.4
5 OPzS 250	14.5	26.5	31.7	45.1	64.7	84.6	100.9	126.9	146.0	172.3
6 OPzS 300	17.5	31.8	38.0	54.1	77.5	101.4	120.9	151.7	174.3	205.4
5 OPzS 350	20.2	37.1	44.1	62.6	89.6	116.7	138.7	172.3	196.4	228.0
6 OPzS 420	24.3	44.4	52.9	75.0	107.4	139.8	166.0	206.1	234.5	271.8
7 OPzS 490	28.3	51.7	61.6	87.5	125.1	162.8	193.2	239.5	272.1	314.6
5 OPzS 500	29.9	54.3	64.5	91.0	129.5	167.1	196.9	241.4	271.8	309.8
6 OPzS 600	34.9	63.7	75.7	107.2	152.8	197.4	232.8	285.1	320.8	365.2
7 OPzS 700	41.5	75.5	89.5	126.6	180.2	232.4	273.8	335.2	376.9	429.0
8 OPzS 800	46.6	84.9	100.9	142.9	203.8	263.7	311.3	382.4	431.0	491.0
9 OPzS 900	52.8	96.0	114.0	161.4	230.1	297.4	350.9	430.0	485.0	552.0
10 OPzS 1000	58.1	105.9	125.9	178.4	254.5	329.2	388.9	478.0	538.0	615.0
12 OPzS 1200	69.8	127.0	150.9	213.8	304.8	393.6	464.0	568.0	638.0	723.0
11 OPzS 1400	82.5	148.9	176.6	248.8	351.5	449.0	524.0	630.0	698.0	780.0
12 OPzS 1500	88.9	160.8	190.8	269.1	380.5	487.0	568.0	683.0	757.0	846.0
14 OPzS 1700	105.8	190.8	226.3	318.5	449.0	575.0	669.0	804.0	892.0	996.0
15 OPzS 1875	112.2	202.9	240.6	339.0	479.0	613.0	716.0	861.0	957.0	1069.0
16 OPzS 2000	118.6	214.9	255.0	359.7	510.0	654.0	765.0	924.0	1030.0	1155.0
20 OPzS 2500	150.9	272.7	323.2	455.0	645.0	828.0	968.0	1169.0	1303.0	1464.0
24 OPzS 3000	179.2	323.8	384.2	542.0	767.0	983.0	1149.0	1386.0	1542.0	1729.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.70 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	-	16.3	19.4	27.6	39.8	52.4	62.7	79.5	92.5	111.4
6V 4 OPzS 200	-	21.1	25.2	36.0	52.1	68.6	82.3	104.7	122.0	147.1
6V 5 OPzS 250	-	26.8	31.9	45.7	65.8	86.5	103.6	131.4	152.5	183.2
6V 6 OPzS 300	-	31.4	37.5	53.7	77.6	102.1	122.6	155.9	181.3	217.8
12V 1 OPzS 50	-	5.6	6.7	9.5	13.7	18.0	21.4	27.1	31.5	37.8
12V 2 OPzS 100	-	10.6	12.6	17.9	26.0	34.3	41.3	52.6	61.6	74.4
12V 3 OPzS 150	-	15.7	18.8	26.9	38.9	51.4	61.7	78.5	91.6	110.8
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	-	11.4	13.7	19.4	27.6	36.1	43.0	54.3	62.8	75.2
3 OPzS 150	-	16.6	19.8	28.2	40.5	53.1	63.4	80.1	93.2	112.0
4 OPzS 200	-	21.4	25.5	36.5	52.6	69.1	82.8	105.1	122.3	147.3
5 OPzS 250	-	26.9	32.1	45.8	66.0	86.8	104.0	131.9	153.3	184.4
6 OPzS 300	-	32.3	38.6	54.9	79.2	103.9	124.4	158.0	183.5	220.4
5 OPzS 350	-	37.5	44.7	63.7	91.7	120.0	143.5	180.9	209.0	248.1
6 OPzS 420	-	45.0	53.6	76.4	110.1	143.7	172.0	216.6	250.1	296.1
7 OPzS 490	-	52.4	62.5	89.2	128.3	167.5	200.3	252.2	290.8	343.7
5 OPzS 500	-	55.0	65.5	92.9	132.7	172.4	205.5	256.3	293.1	342.0
6 OPzS 600	-	64.6	76.9	109.3	156.6	203.9	243.1	303.5	346.9	404.0
7 OPzS 700	-	76.5	91.0	129.3	184.7	240.2	286.0	356.4	407.0	474.0
8 OPzS 800	-	86.1	102.5	145.9	209.0	272.2	324.9	406.0	465.0	543.0
9 OPzS 900	-	97.3	115.8	164.8	235.9	307.1	366.2	457.0	523.0	611.0
10 OPzS 1000	-	107.4	127.9	182.0	260.9	339.9	406.0	507.0	581.0	679.0
12 OPzS 1200	-	128.8	153.4	218.3	312.4	407.0	485.0	605.0	690.0	802.0
11 OPzS 1400	-	151.5	179.9	254.7	361.5	468.0	553.0	680.0	767.0	874.0
12 OPzS 1500	-	163.5	194.4	275.5	391.5	508.0	600.0	737.0	832.0	949.0
14 OPzS 1700	-	194.0	230.5	326.0	462.0	598.0	706.0	868.0	978.0	1117.0
15 OPzS 1875	-	206.2	245.1	347.0	493.0	639.0	755.0	928.0	1048.0	1198.0
16 OPzS 2000	-	218.3	259.5	367.9	524.0	680.0	805.0	994.0	1125.0	1291.0
20 OPzS 2500	-	276.9	328.9	466.0	662.0	858.0	1015.0	1255.0	1421.0	1634.0
24 OPzS 3000	-	329.0	391.1	554.0	788.0	1022.0	1209.0	1491.0	1687.0	1934.0

TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

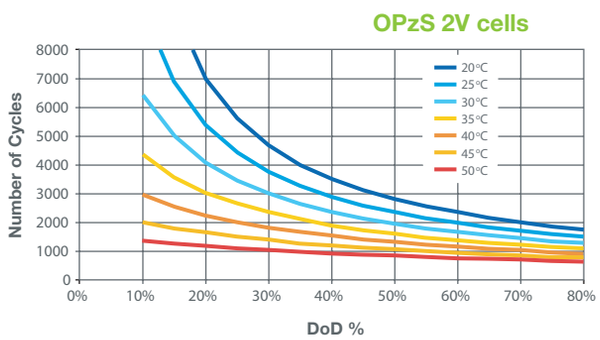
VOLTAJE FINAL 1.65 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	-	-	16.9	28.0	40.3	53.0	63.9	81.5	95.4	116.1
6V 4 OPzS 200	-	-	25.5	36.4	52.8	69.6	83.8	107.4	125.7	153.5
6V 5 OPzS 250	-	-	32.4	46.3	66.8	87.7	105.6	134.7	157.5	191.4
6V 6 OPzS 300	-	-	38.0	54.4	78.7	103.8	125.2	160.0	187.3	228.0
12V 1 OPzS 50	-	-	6.8	9.7	13.9	18.2	21.8	27.8	32.4	39.3
12V 2 OPzS 100	-	-	12.8	18.2	26.4	34.8	42.0	53.8	63.3	77.4
12V 3 OPzS 150	-	-	19.0	27.2	39.5	52.0	62.8	80.4	94.3	115.4
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	-	-	13.8	19.5	28.0	36.5	43.8	55.6	64.7	78.4
3 OPzS 150	-	-	20.1	28.5	41.0	53.8	64.7	82.3	96.0	116.7
4 OPzS 200	-	-	25.9	36.9	53.3	70.2	84.4	107.9	126.1	153.6
5 OPzS 250	-	-	32.6	46.4	66.9	87.9	105.9	135.2	158.2	192.6
6 OPzS 300	-	-	39.0	55.6	80.3	105.5	127.0	162.0	189.4	230.2
5 OPzS 350	-	-	45.3	64.6	93.0	122.2	146.9	186.3	217.5	262.1
6 OPzS 420	-	-	54.3	77.5	111.5	146.5	176.1	223.3	260.3	313.3
7 OPzS 490	-	-	63.3	90.3	130.0	170.8	205.3	260.1	302.9	364.2
5 OPzS 500	-	-	66.3	94.1	134.7	176.2	210.4	265.4	307.0	365.2
6 OPzS 600	-	-	77.9	110.8	159.1	208.5	249.2	315.0	364.3	433.0
7 OPzS 700	-	-	92.2	131.0	187.7	245.6	293.3	369.9	428.0	508.0
8 OPzS 800	-	-	103.9	147.7	212.3	278.2	332.8	421.0	487.0	580.0
9 OPzS 900	-	-	117.3	166.9	239.6	313.8	375.3	474.0	549.0	652.0
10 OPzS 1000	-	-	129.6	184.4	265.0	347.4	416.0	525.0	609.0	726.0
12 OPzS 1200	-	-	155.4	221.1	317.6	416.0	497.0	629.0	726.0	861.0
11 OPzS 1400	-	-	182.3	258.2	368.5	479.0	570.0	713.0	815.0	950.0
12 OPzS 1500	-	-	196.9	279.3	399.1	520.0	619.0	772.0	885.0	1032.0
14 OPzS 1700	-	-	233.4	330.4	471.0	613.0	727.0	909.0	1039.0	1212.0
15 OPzS 1875	-	-	248.2	351.7	502.0	654.0	777.0	972.0	1114.0	1301.0
16 OPzS 2000	-	-	262.9	372.9	534.0	695.0	829.0	1037.0	1191.0	1398.0
20 OPzS 2500	-	-	333.2	472.0	674.0	878.0	1044.0	1308.0	1502.0	1764.0
24 OPzS 3000	-	-	396.2	561.0	803.0	1045.0	1245.0	1558.0	1788.0	2094.0

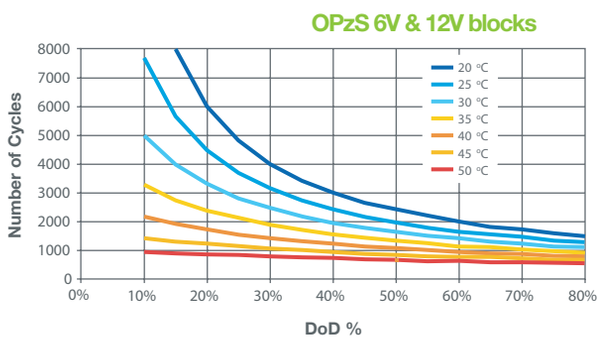
TABLA DE DESCARGA EN AMPERIOS

VOLTAJE FINAL 1.60 V/POR ELEMENTO										
MONOBLOC	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
6V 3 OPzS 150	-	-	-	28.4	40.8	53.7	64.6	82.8	97.3	119.4
6V 4 OPzS 200	-	-	-	36.9	53.4	70.4	85.1	109.1	128.5	157.9
6V 5 OPzS 250	-	-	-	46.9	67.6	89.0	107.1	137.1	161.2	197.4
6V 6 OPzS 300	-	-	-	55.1	79.7	105.2	127.0	162.8	191.8	235.3
12V 1 OPzS 50	-	-	-	9.81	14.1	18.5	22.1	28.2	33.0	40.4
12V 2 OPzS 100	-	-	-	18.4	26.7	35.3	42.6	54.7	64.5	79.5
12V 3 OPzS 150	-	-	-	27.6	40.0	52.7	63.7	81.7	96.3	118.7
2V ELEMENTO	20 H	10 H	8 H	5 H	3 H	2 H	1.5 H	1 H	45 MIN.	30 MIN.
2 OPzS 100	-	-	-	19.8	28.4	37.1	44.4	56.6	66.2	80.7
3 OPzS 150	-	-	-	28.9	41.5	54.5	65.5	83.6	98.1	119.9
4 OPzS 200	-	-	-	37.4	53.9	71.7	85.7	109.6	129.0	158.2
5 OPzS 250	-	-	-	47.0	67.7	89.2	107.5	137.5	161.6	198.2
6 OPzS 300	-	-	-	56.4	81.3	107.0	128.9	164.8	193.8	237.3
5 OPzS 350	-	-	-	65.4	94.3	123.9	149.0	190.3	223.1	271.9
6 OPzS 420	-	-	-	78.5	113.0	148.5	178.7	228.2	267.1	325.3
7 OPzS 490	-	-	-	91.5	131.8	173.1	208.3	265.9	311.1	378.3
5 OPzS 500	-	-	-	95.3	136.5	178.7	214.2	271.7	316.3	381.8
6 OPzS 600	-	-	-	112.2	161.3	211.4	253.8	322.3	375.7	453.0
7 OPzS 700	-	-	-	132.6	190.2	248.9	298.5	378.6	441.0	531.0
8 OPzS 800	-	-	-	149.6	215.0	282.1	338.7	431.0	502.0	607.0
9 OPzS 900	-	-	-	169.0	242.7	318.1	381.9	485.0	566.0	682.0
10 OPzS 1000	-	-	-	186.8	268.5	352.2	423.0	538.0	627.0	758.0
12 OPzS 1200	-	-	-	224.1	321.9	422.0	507.0	643.0	750.0	903.0
11 OPzS 1400	-	-	-	261.6	373.5	488.0	584.0	733.0	847.0	1007.0
12 OPzS 1500	-	-	-	282.9	405.0	529.0	632.0	796.0	920.0	1094.0
14 OPzS 1700	-	-	-	334.7	478.0	623.0	744.0	936.0	1081.0	1284.0
15 OPzS 1875	-	-	-	356.3	509.0	664.0	795.0	1000.0	1156.0	1376.0
16 OPzS 2000	-	-	-	377.8	541.0	706.0	845.0	1066.0	1236.0	1475.0
20 OPzS 2500	-	-	-	478.0	683.0	891.0	1065.0	1344.0	1558.0	1860.0
24 OPzS 3000	-	-	-	569.0	813.0	1063.0	1271.0	1602.0	1856.0	2211.0

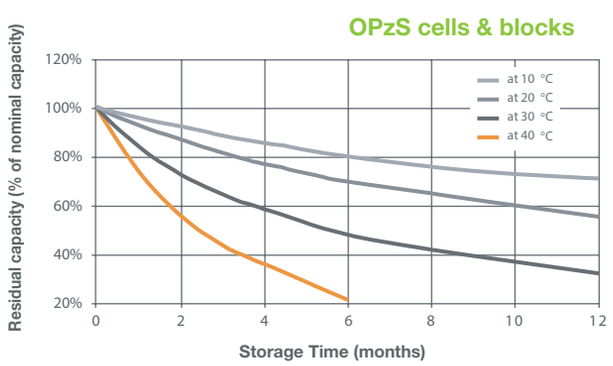
CURVAS DE RENDIMIENTO

Expected Number of Cycles vs. DoD

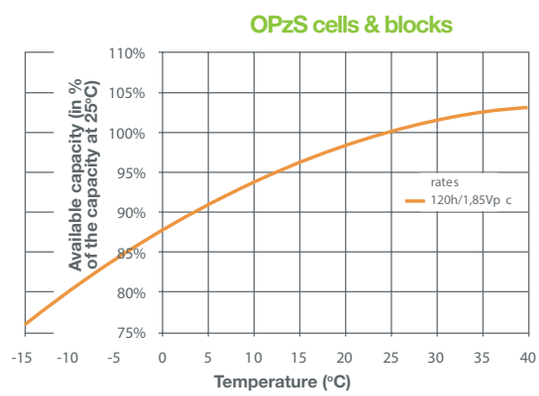




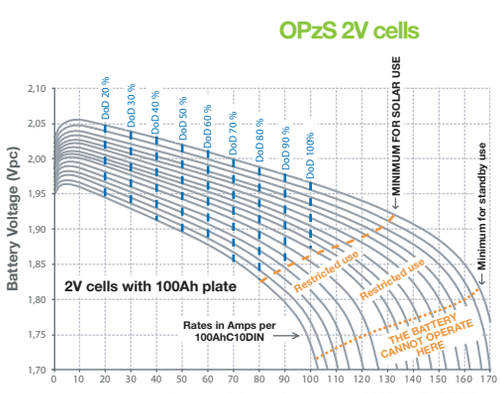
Self-discharge characteristics

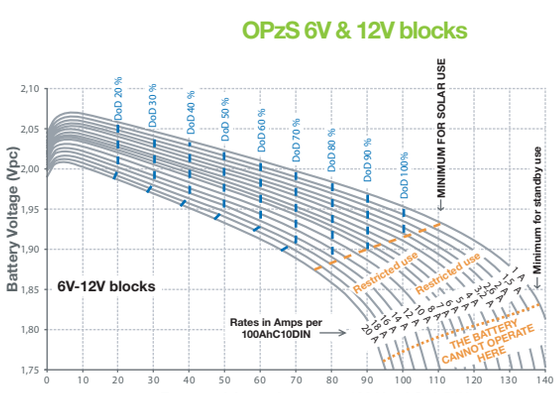


Capacity vs temperature

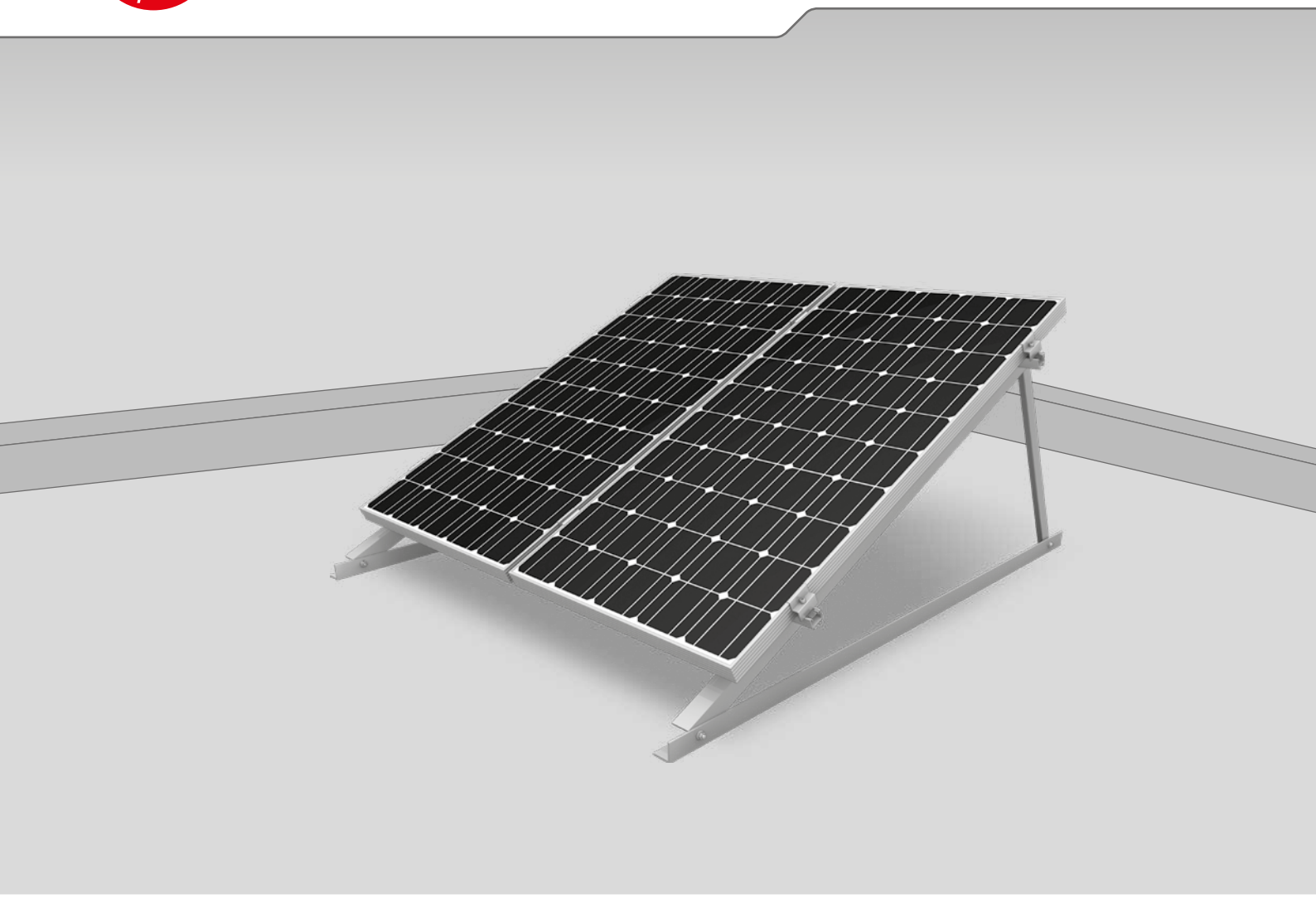


Guidance for the Initial Low-voltage Disconnect Settings (25°C Reference Temperature)



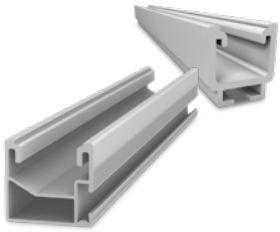


Sistema Triangle / MultiAngle 10 - 45°

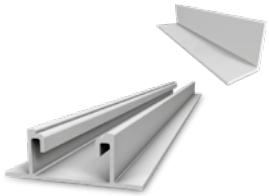


- Ángulo de elevación individualmente regulable
- Orientación universal de módulos
- Elevada flexibilidad y soluciones individualizadas

COMPONENTES DEL SISTEMA TRIANGLE/MULTIANGLE



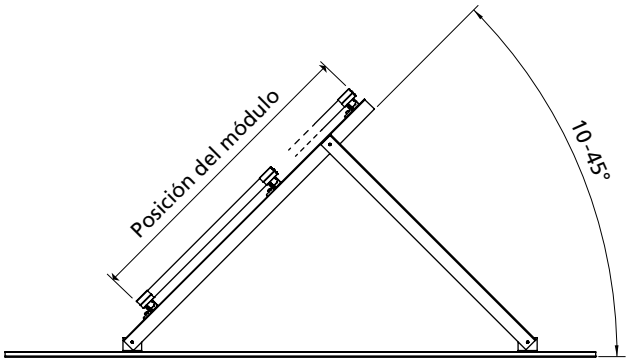
Guías de montaje
- Triangle: SolidRail
- MultiAngle: SingleRail



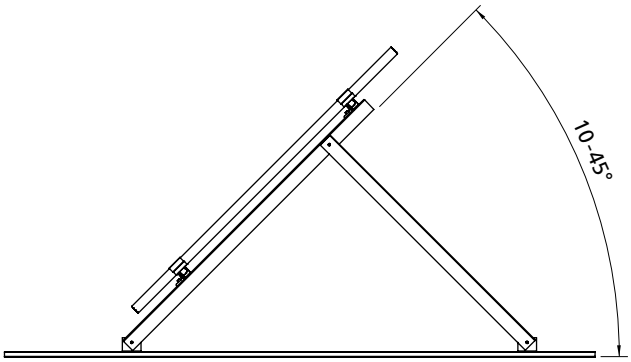
Montaje de base
- Triangle: Perfil L
- MultiAngle: SpeedRail o perfil L

Orientación de módulos
- Triangle: Montaje horizontal con AddOn
- MultiAngle: Montaje vertical, 2 alturas para montaje horizontal (fijación en las esquinas o con AddOn)

Elevación
- Triangle: Disponible con 10-45°
- MultiAngle: Regulable individualmente a 10-45°



Módulos con orientación horizontal



Módulos con orientación vertical

DATOS TÉCNICOS

	Triangle / MultiAngle
Campo de aplicación	Tejados planos o suelo
Tipo de fijación / anclaje al techo	Contrapeso o tornillos autorroscantes
Particularidades técnicas	Separación térmica tras máx. 13,6 m
Ángulo de inclinación	10-45° de fábrica o regulable individualmente con MultiAngle
Material	‣ Guías de montaje, pletinas de módulo: Aluminio (EN AW-6063 T66/EN AW-6082 T6) ‣ Apto también para placas de PE ‣ Piezas pequeñas: Acero inoxidable (1.4301) A2

Triangle/MultiAngle Infos ES V2 | 0418 · Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

TECNICS CARPI
GRUPOS ELECTRÓGENOS

GRUPO ELECTRÓGENO

AUTOMÁTICO
ESTÁTICO
DE EMERGENCIA

MODELO

PK015E

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MOTOR	PERKINS	403A-15G
POTENCIA EN EMERGENCIA (ESP) EMERGENCY STANDBY POWER norma ISO 8528	KVA	15
POTENCIA PRIME POWER (PRP) PRIME POWER norma ISO 8528	KVA	13
TARJETA DE CONTROL		HGM 1780
MAGNETOTERMICO DE PROTECCIÓN	AMP	32
CONMUTACIÓN MOTORIZADA (opcional)	AMP	40
Nivel sonoro medio a 7m a carga 75%	versión insonorizada	68 dBa

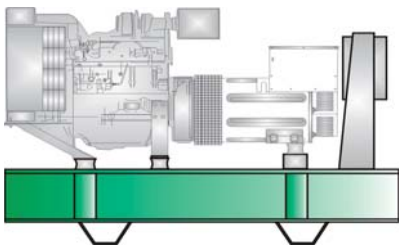
DIMENSIONES

ABIERTO - ESTANDAR		INSONORIZADO
largo x ancho x alto		largo x ancho x alto
1.310 x 605 x 1.200	mm	1.850 x 725 x 1.100
440	Kg	658

50 hz

400 / 230 V

1.500 r.p.m



TECNICS GRUPOS ELECTROGENOS S.L.
C/ Nicolás Copérnico,10
Pol. Ind. El Brosquil
46780 Oliva (Valencia) SPAIN

Telf. +34 962 855 408 - Fax +34 962 858 041
E-mail: info@tecnicscarpi.com
www.tecnicscarpi.com

TECNICS CARPI
GRUPOS ELECTRÓGENOS

Datos orientativos, sujetos a cambios sin previo aviso. Las imégenes pueden no corresponder con el modelo definido

TECNICS CARPI
GRUPOS ELECTRÓGENOS

ESPECIFICACIONES MOTOR

MARCA		PERKINS
Modelo		403A-15G1
Potencia mecánica (LTP)	KW	16
Ciclo		4 Tiempos Inyección Diesel
Numero cilindros		3
Disposición		en línea
Diámetro cilindros	mm	84
Carrera pistón	mm	90
Cilindrada	c.c	1.500
Relación compresión		22,5:1
Regulador velocidad		Mecánico
Aspiración		Natural
Temperatura gases escape	ºC	450
Sistema de refrigeración		Agua con glicol
Capacidad radiador	L	6
Capacidad aceite	L	6
Peso en seco	Kg	156
Sistema eléctrico	V	12
Caudal entrada aire	m3/min	64.14
Caudal gases de escape	m3/min	
Revoluciones por minuto	r.p.m.	1.500

CONSUMO

Específico	l/kw-h	0.30
a 50% de carga	l/h	1.8
a 75% de carga	l/h	2.7
a 100% de carga	l/h	3.6

GRUPO ELECTRÓGENO

AUTOMÁTICO
ESTÁTICO
DE EMERGENCIA

MODELO

PK015E

Para un buen funcionamiento del grupo, el motor debe tener la suficiente ventilación, sobretodo hay que vigilar este aspecto si es insonorizado instalado en interiores.

El consumo del grupo depende principalmente de la carga electrica que se le demande. El consumo más ajustado del motor se obtendrá siempre que el grupo trabaje a una carga entre un 45 y un 85 % de su potencia máxima.

El depósito de combustible, integrado en el chasis, es ampliable con otro/s depósitos nodriza, con trasvase automático y controlable.

TECNICS GRUPOS ELECTROGENOS S.L.
C/ Nicolás Copérnico,10
Pol. Ind. El Brosquil
46780 Oliva (Valencia) SPAIN

Telf. +34 962 855 408 - Fax +34 962 858 041
E-mail: info@tecnicscarpi.com
www.tecnicscarpi.com

TECNICS CARPI
GRUPOS ELECTRÓGENOS

Datos orientativos, sujetos a cambios sin previo aviso. Las imégenes pueden no corresponder con el modelo definido

TECNICS CARPI
GRUPOS ELECTRÓGENOS

ALTERNADOR

Tipo		MECC-ALTE	STAMFORD
Modelo		ECP3-3L/4	PI044C
Tensión	V	230/400	230/400
Aislamiento	clase	H	H
Fases		3	3
Potencia prime power	KVA	15	15
Potencia stanby power	KVA	16	16
Número de Polos		4	4
Grado proteccion	IP	23	23
Número terminales		12	12
Sistema de excitación		BRUHSLESS – Sin escobillas	
Regulador de tension		DSR	AS480
Sistema de ventilación		autoventilado	
Sae		4-7.5	

PROTECCIÓN - MAGNETOTÉRMICO

DISYUNTOR MAGNETOTERMICO		instalado en grupo
Número de polos		4
Amperios	A	32

PACK CUADRO DE CONMUTACIÓN (OPCIONAL)

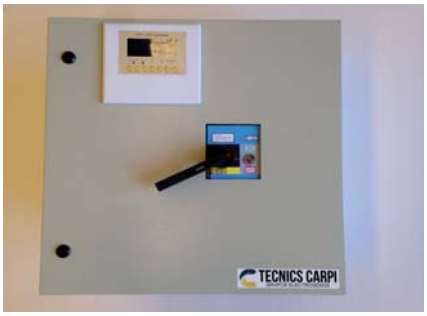
CONMUTACIÓN		Suministrada en cuadro independiente
		con caja metálica de IP55
Amperaje	A	40
Conmutador automático		motorizado rotativo
Opción de accionamiento manual	si	de emergencia
Doble entrada de alimentación		red-grupo
Posiciones estables	3	I - 0 - II
Tensión nominal de aislamiento	V	hasta 1.000
Tensión nominal de impulso		UIMP KV8
Número de polos		4
COMPLEMENTOS		incluidos en el pack
Mantenedor electrónico de baterias		instalado en el grupo
Visualización de datos		opcional

GRUPO ELECTRÓGENO

AUTOMÁTICO
ESTÁTICO
DE EMERGENCIA

MODELO

PK015E



La conmutación es el complemento adecuado para los grupos en servicio de emergencia. Mandará una orden remota al grupo para su arranque ante un fallo de red, conmutará la entrada de energía a la instalación, y temporizadamente tras verificar la reinstauración de la red, volverá a conmutar y detendrá el grupo.
El cuadro podrá estar alejado del grupo y sólo requiere un cable de 2x1.5 mm para su interconexión.

TECNICS GRUPOS ELECTROGENOS S.L.
C/ Nicolás Copérnico,10
Pol. Ind. El Brosquil
46780 Oliva (Valencia) SPAIN

Telf. +34 962 855 408 - Fax +34 962 858 041
E-mail: info@tecnicscarpi.com
www.tecnicscarpi.com

TECNICS CARPI
GRUPOS ELECTRÓGENOS

Datos orientativos, sujetos a cambios sin previo aviso. Las imégenes pueden no corresponder con el modelo definido

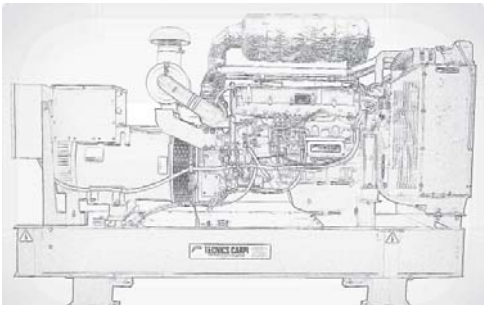
GRUPO ELECTRÓGENO

CHASIS

		ABIERTO-ESTANDAR	INSONORIZADO
estructura		acero electro soldado	
acoplamiento conjunto motor-alternador		discos flexibles	
apoyo conjunto motor-altern / chasis		silemblocs elásticos	
apoyo chasis / suelo		caucho aislante vibraciones-sonido-humedades	
depósito integrado combustible	L	100	75
visor nivel de combustible		-	externo a cabina
desplazamiento/carga		preparado para transpaleta/carretilla elevadora/grúa	
acceso mantenimiento		libre	puerta/s con acceso total
acceso reparaciones		libre	paneles desmontables
huecos ventilación		libre	con bafles
interior cabina (en las 6 caras)		-	lana de roca ignífuga-acústica
bandeja recogida aceite motor		si	
salida para cambio aceite		facilitado mediante toma por látigo con válvula y tapón seguridad	
pies para protección humedades suelo		si	si
acceso transparente a cuadro control		-	si
acceso a magnetotermico		-	puerta independiente
pintado chasis/cabina		poliuretano polimerizado al horno	

Puertas de acceso total para espacios estrechos.

Adaptamos nuestro modelos a las necesidades del cliente, a medida, chasis, bafles acústicos, y una serie de complementos específicos. Consultenos.



MODELO

PK015E

SILENCIADOR

		ABIERTO-ESTANDAR	INSONORIZADO
tipo		industrial	residencial
suministrado suelto sin instalar		no	no
instalado en grupo		si	integrado en interior cabina
aislamiento calorífugo		recubriendo todo el silenciador	integrado en interior cabina
atenuación acústica		20 dBa	35 dBa
opción tapa antilluvia		-	si

TECNICS GRUPOS ELECTROGENOS S.L.
C/ Nicolás Copérnico,10
Pol. Ind. El Brosquil
46780 Oliva (Valencia) SPAIN

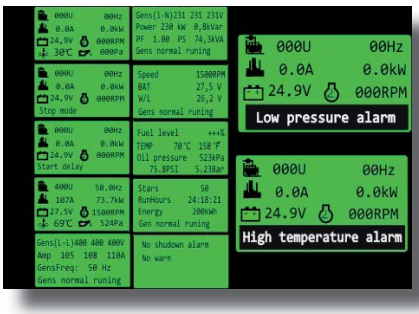
Telf. +34 962 855 408 - Fax +34 962 858 041
E-mail: info@tecnicscarpi.com
www.tecnicscarpi.com

Datos orientativos, sujetos a cambios sin previo aviso. Las imégenes pueden no corresponder con el modelo definido

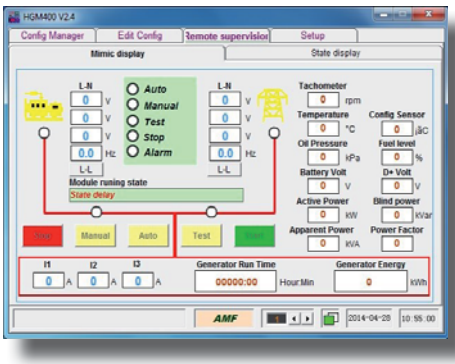
CUADRO DE CONTROL

HGM 1780 o similar	o	
control manual y automático		
autómata microprocesador programable		
pantalla LCD con iconos gráficos y botones táctiles		
Parámetros eléctricos controlados:		
Tensión del alternador		V
Frecuencia del alternador		Hz
Temperatura del refrigerante		ºC
Presión del aceite		kPa
Velocidad del motor		rpm
Tiempo de funcionamiento		H
Voltaje de la batería		V
Nivel de combustible		%
Precalentamiento		
Alarmas (ajustables) :		
baja presión de aceite.		
alta temperatura agua.		
alta o baja velocidad con parada de emergencia y que son inibidas en la fase de arranque.		
sobre o bajo voltaje del alternador		
sobre frecuencia o baja frecuencia alternador.		
sobre o bajo voltaje batería		
bajo nivel combustible		
Protecciones:		
Seta de paro de emergencia		
Interruptor Magnetotérmico		
Fusibles protección tarjeta control		

El controlador digital, monitoriza y gestiona el funcionamiento del grupo. Realiza el arranque y parada automaticos por orden programada de tiempos, alarmas, conmutación, etc. Posibilidad de módulos para prestaciones particulares adicionales.



El módulo adicional de comunicaciones le permitirá el control del grupo electrógeno a distancia, diréctamente desde su PC, en la comodidad de su la oficina o residencia.



COMUNICACIÓN (OPCIONAL)

Comunicación alarmas a distancia en tiempo real		
Control y programación remota del microprocesador		
Posibilidad de acceso via RS 232 , RS 485 , USB o IP		

TECNICS GRUPOS ELECTROGENOS S.L.
C/ Nicolás Copérnico,10
Pol. Ind. El Brosquil
46780 Oliva (Valencia) SPAIN

Telf. +34 962 855 408 - Fax +34 962 858 041
E-mail: info@tecnicscarpi.com
www.tecnicscarpi.com

Datos orientativos, sujetos a cambios sin previo aviso. Las imégenes pueden no corresponder con el modelo definido

NORMATIVA

Nuestros grupos disponen de marcado "CE" y cada uno se suministra con la correspondiente Declaración de Conformidad, que ampara los siguientes normas y directivas:

- 2006/42/CE, sobre la seguridad de las maquinas.
- 2005/88/CE, sobre emisiones sonoras en el entorno por las máquinas de uso en exterior
- 2004/108/CE, sobre la compatibilidad electromagnética
- 2006/95/CE, sobre seguridad eléctrica, del material eléctrico con límites de tensión
- 2006/88/CE, sobre la emisión de gases y partículas contaminantes.
- EN61326/2006 , sobre las pruebas de compatibilidad electromagnética.
- EN12601-1:2010, sobre las pruebas de seguridad eléctrica en el panel eléctrico
- EN12601:2010, sobre las pruebas de seguridad eléctrica a través del generador definidos
- ISO 8538- ISO 3046, sobre potencia del grupo, con referencia barométrica 100kPa, 25ºC y 30% humedad relativa

GARANTIA

El grupo es probado en fábrica antes de su entrega. Se realizan pruebas de voltaje, frecuencia y carga, así como del correcto funcionamiento de las alarmas del motor, aceite y temperatura con su efecto de paro. En el caso de llevar un cuadro F.T.R. (arranque automático por fallo de red) será comprobado simulando esta situación.

Periodo de garantía, contabilizado desde fecha de facturación, se extiende para uso principal (prime power) por 1 año ó hasta alcanzar las 2.000 h. de funcionamiento. En potencia de emergencia (standby power), la garantía será de 2 años, estando condicionada a un máximo de utilización de 300 horas año. Garantía en materiales y mano de obra. No se incluyen desplazamientos, kilometraje o indemnizaciones por posibles pérdidas de producción. Bajo un correcto mantenimiento, bien realizado por Tecnics o subrogado a un servicio técnico concertado con esta marca o de la marca del motor, con instalación y ventilación adecuadas (la temperatura al lado del motor nunca debe rebasar los 40 ºC. durante el funcionamiento), y sin cuentas pendientes de pago.

TECNICS GRUPOS ELECTROGENOS S.L.
C/ Nicolás Copérnico,10
Pol. Ind. El Brosquil
46780 Oliva (Valencia) SPAIN

Telf. +34 962 855 408 - Fax +34 962 858 041
E-mail: info@tecnicscarpi.com
www.tecnicscarpi.com

Datos orientativos, sujetos a cambios sin previo aviso. Las imégenes pueden no corresponder con el modelo definido

Planos

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice de planos.

1 Situación.
2 Emplazamiento.
3 Planta del edificio.
4 Planta del edificio con instalación fotovoltaica.
5 Inclinación de las placas.
6 Anillo de tierra.
7 Instalación eléctrica.
8 Cuarto de inversores.
9 Conexiones.
10 Esquema unifilar.

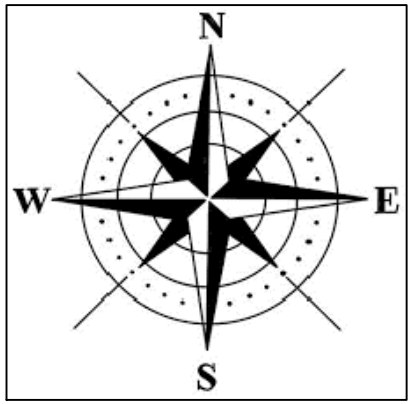
CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Situación			
Variable				Numero de plano: 1

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Emplazamiento			
1:1000				Numero de plano: 2

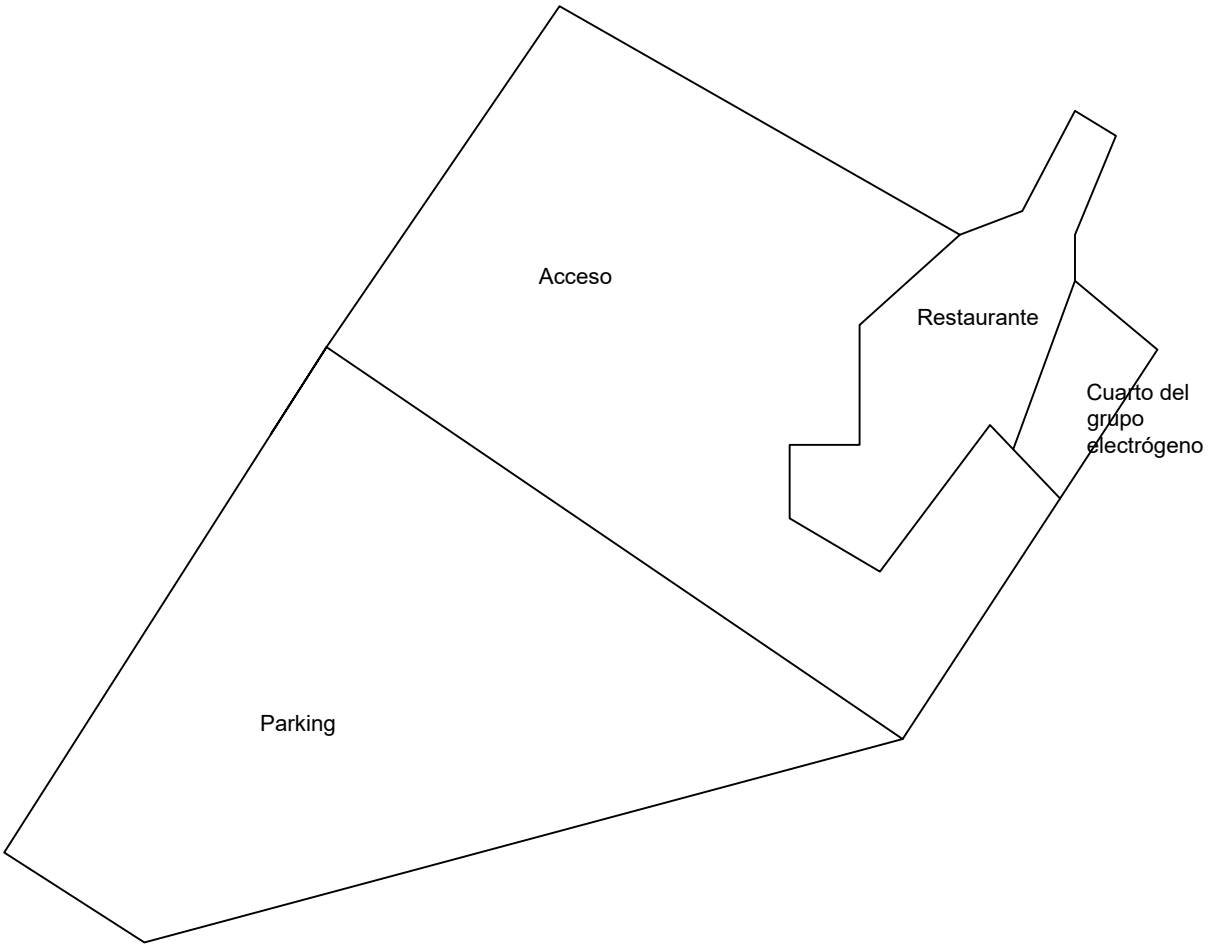
CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

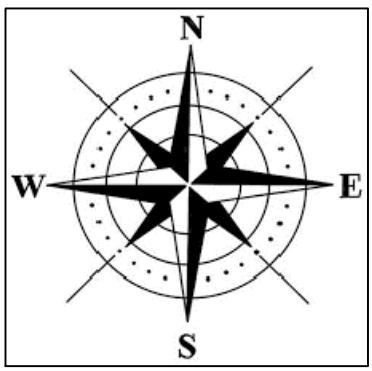
CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

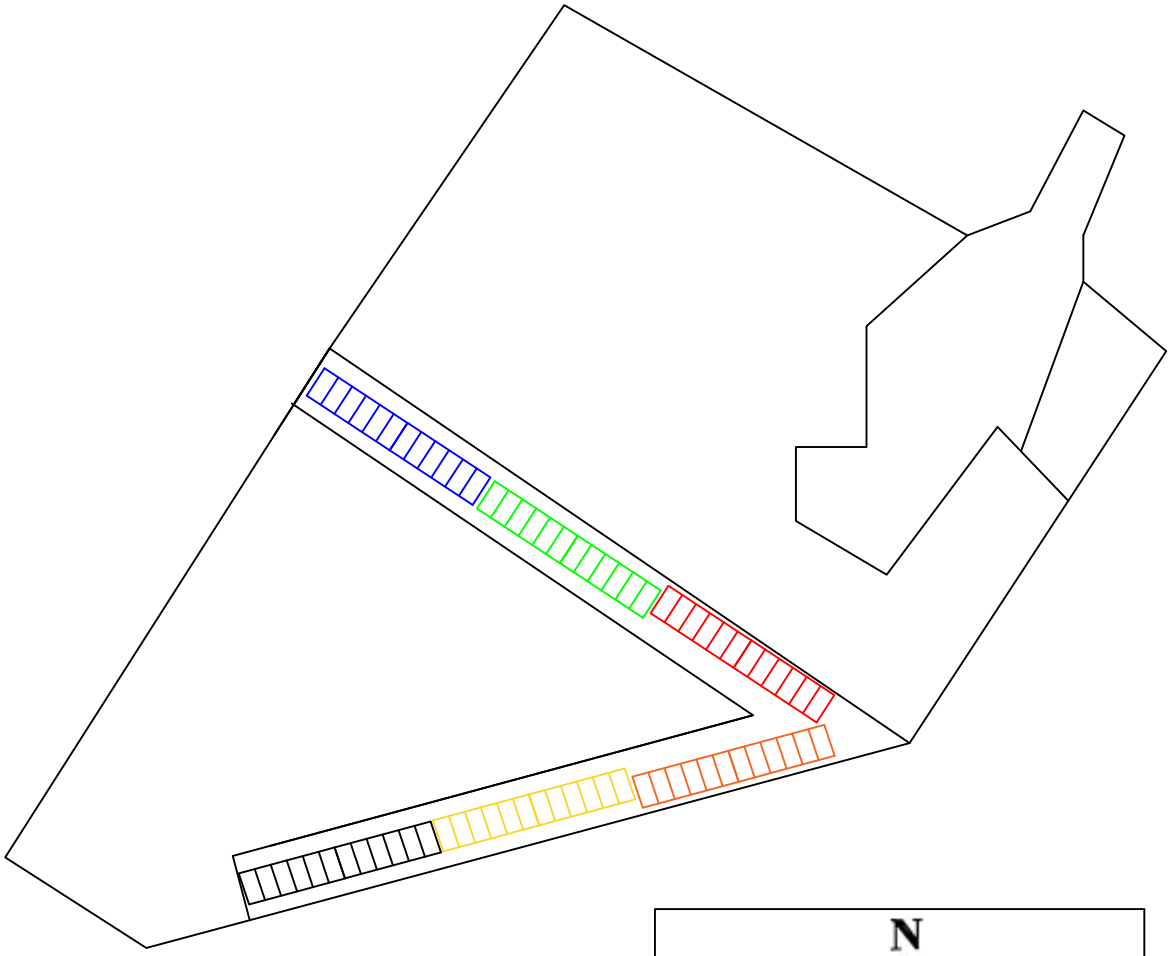


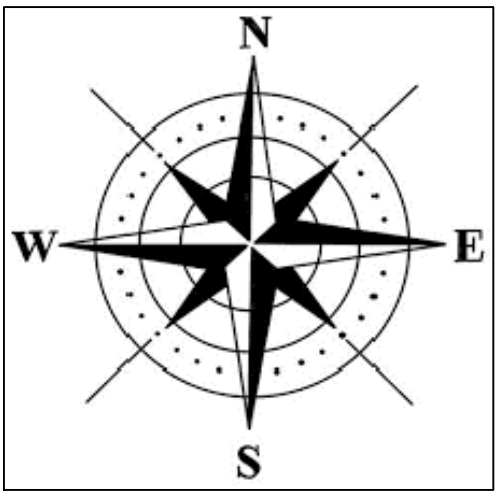


Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor		Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Planta del edificio			
1:160				Numero de plano: 3

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



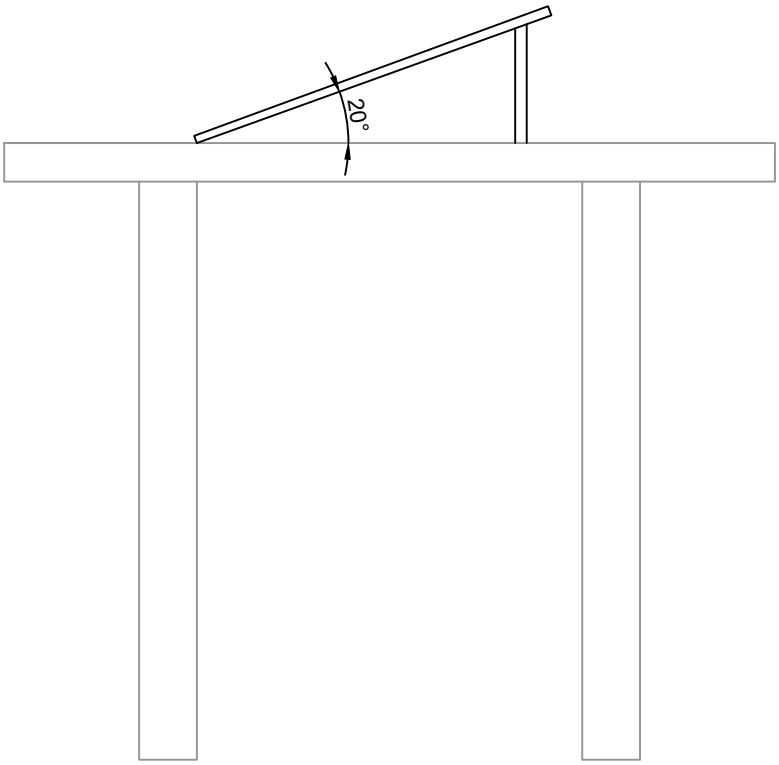


Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Planta del edificio con instalación fotovoltaica			
1:160				Numero de plano: 4

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

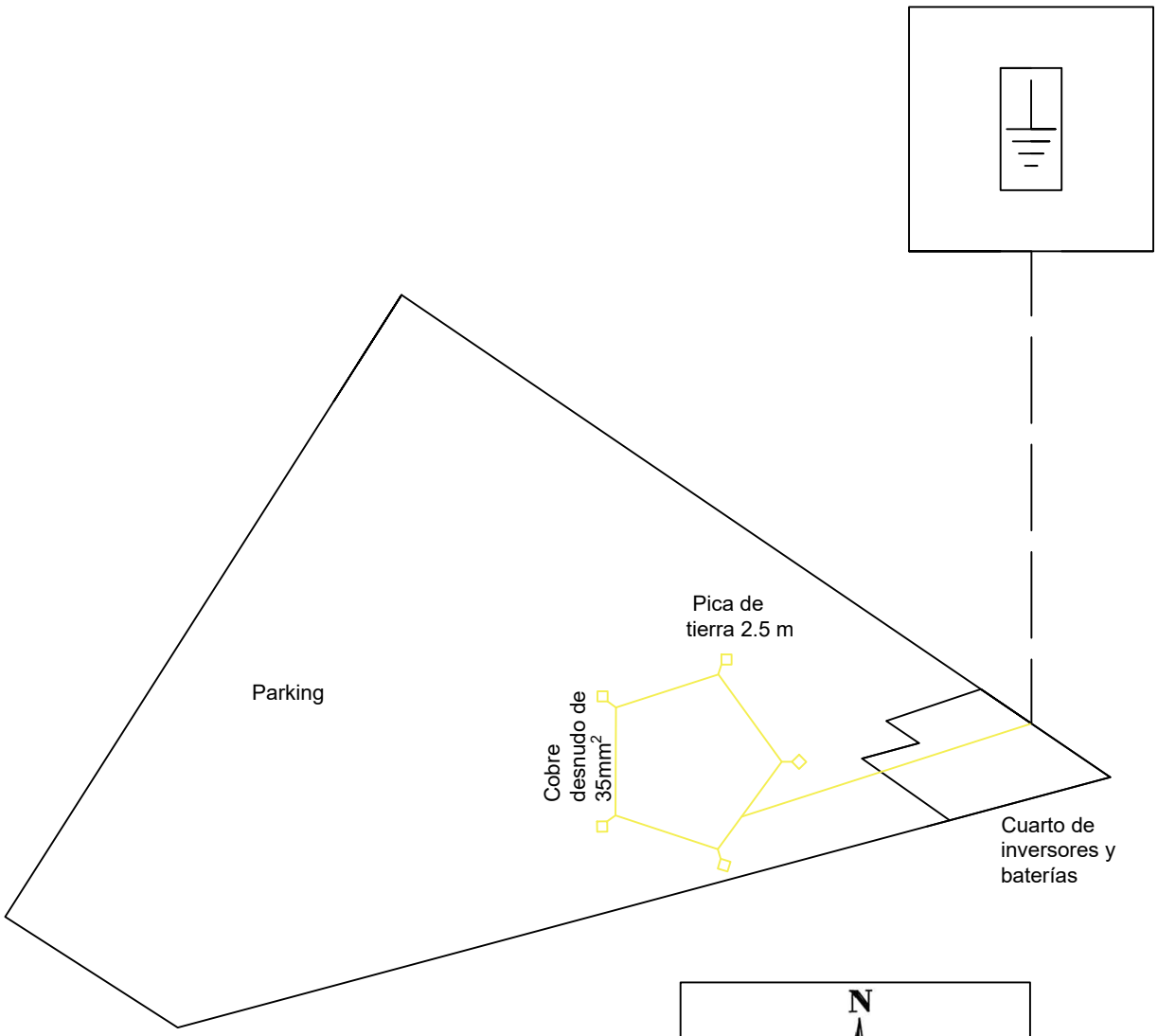


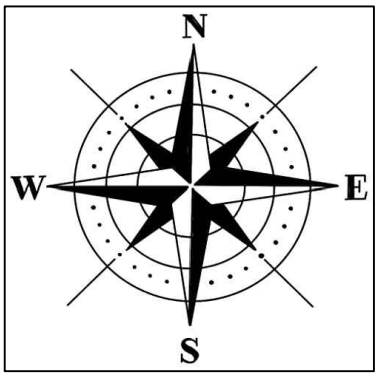
Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Inclinación de las placas			
1:300				Numero de plano: 5

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



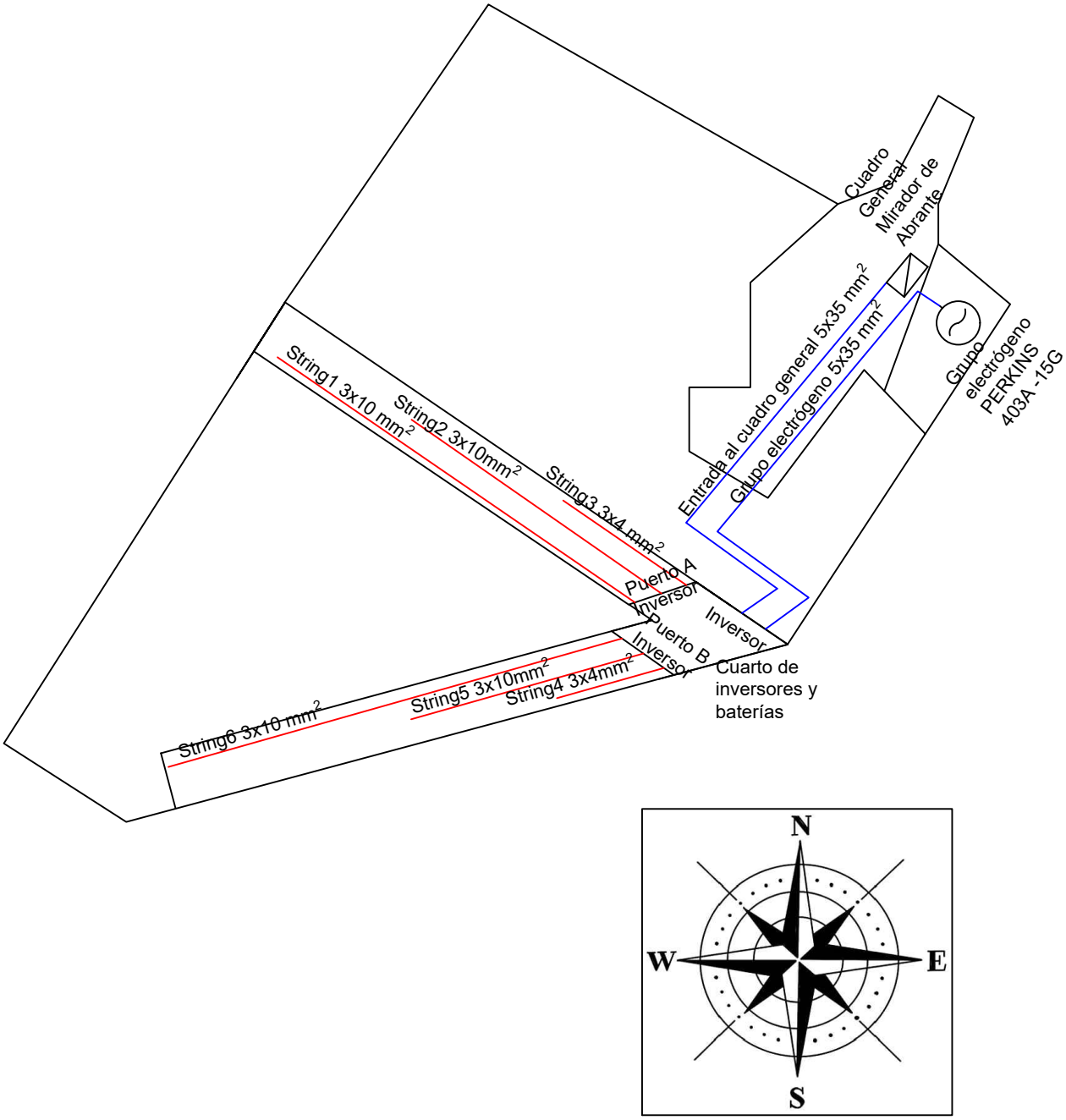


Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Anillo de tierra			
1:200				Numero de plano: 6

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



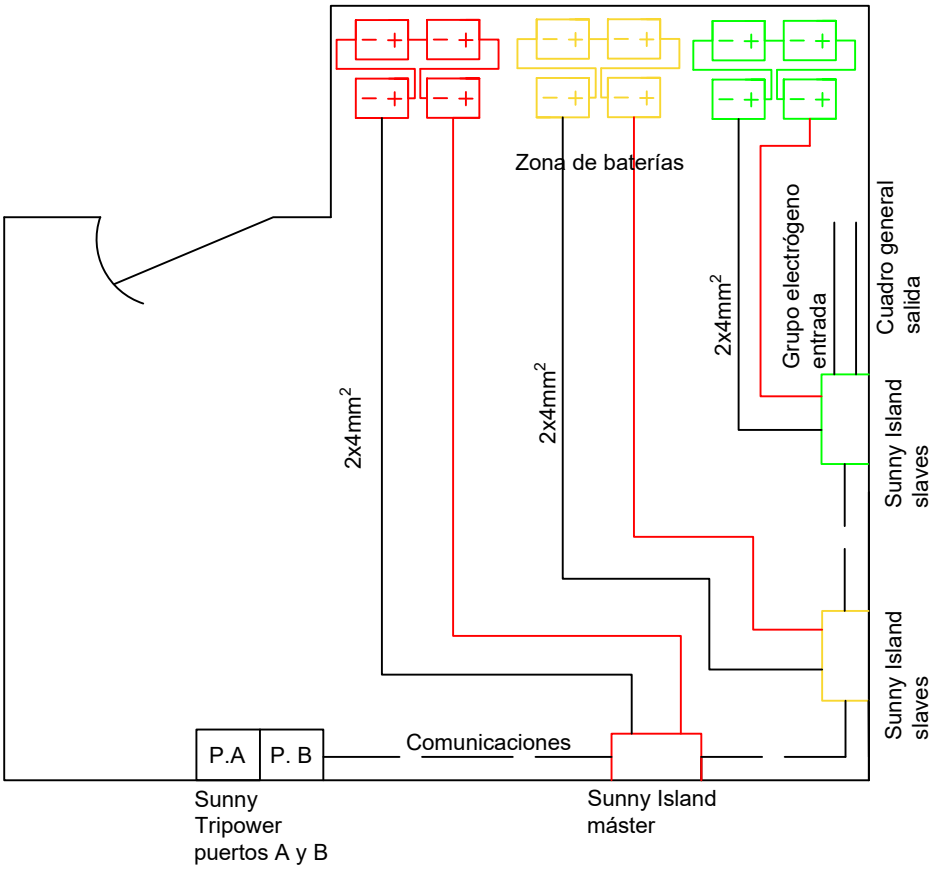
Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Instalación eléctrica			
1:160				Numero de plano: 7

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



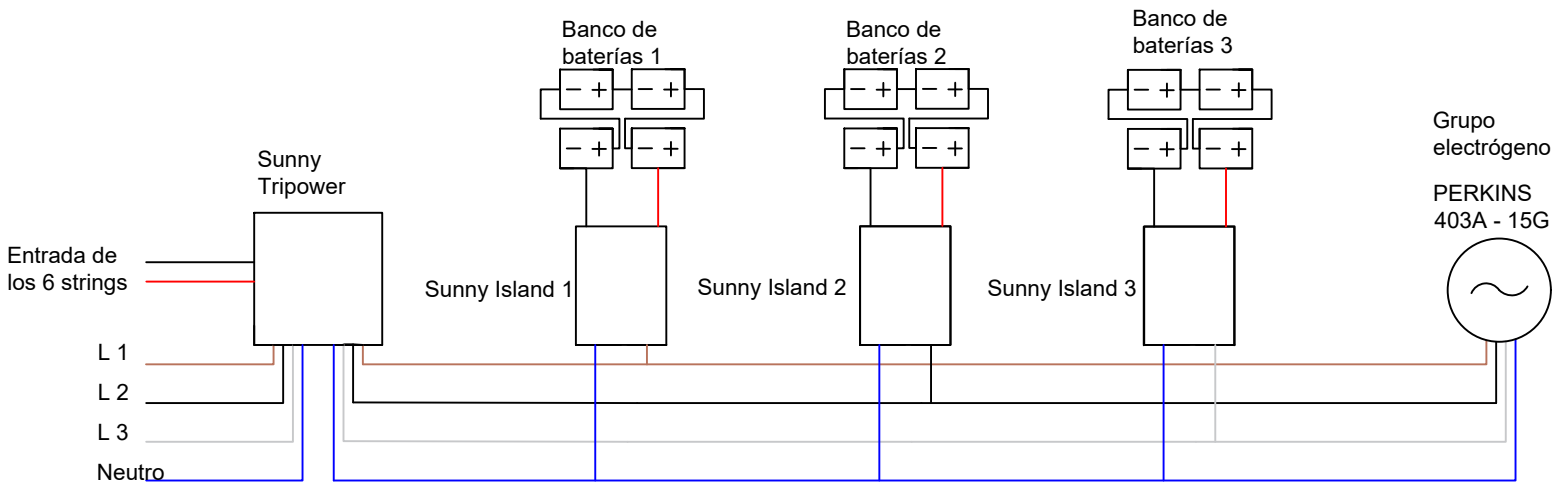
Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor		Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Cuarto de inversores			
1:300				Numero de plano: 8

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

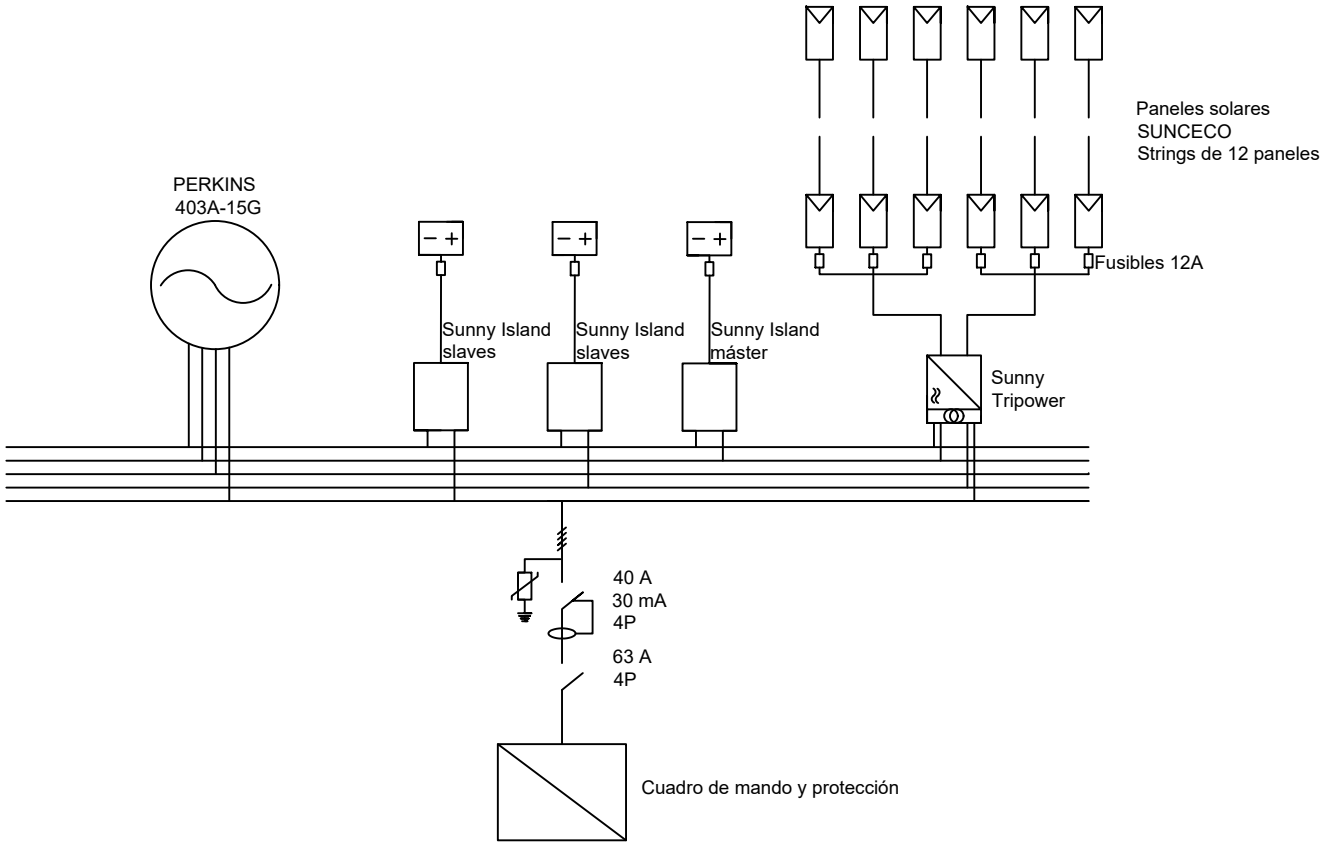


Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor	Universidad de La Laguna	Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Conexiones			
1:300				Numero de plano: 9

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Instalación fotovoltaica mirador de Abrante.				
	Fecha	Autor		Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de la Laguna
Dibujado	28/05/2020	Jonatan		
Verificado		Cabello R.		
Id.s.norm.	UNE-EN-DIN			
Escala	Esquema unifilar			Numero de plano: 10
1:50				

CREADO CON UNA VERSIÓN PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

Pliego de condiciones técnicas.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice pliego de condiciones técnicas

1 Objeto. 4
2 Generalidades. 4
3 Definiciones. 5
3.1 Radiación solar. 5
3.2 Generadores fotovoltaicos. 5
3.3 Acumuladores de plomo-ácido 6
3.4 Reguladores de carga. 7
3.5 Inversores 8
3.6 Cargas de consumo 9
4 Diseño. 9
4.1 Orientación, inclinación y sombras. 9
4.2 Dimensionado del sistema. 9
4.3 Sistema de monitorización. 10
5 Componentes y materiales. 10
5.1 Generalidades. 10
5.2 Generadores fotovoltaicos. 11
5.3 Estructura de soporte. 12
5.4 Acumuladores de plomo-ácido. 13
5.5 Reguladores de carga. 14
5.6 Inversores. 15
5.7 Cargas de consumo 17
5.8 Cableado. 18
5.9 Protecciones y puesta a tierra. 18
6 Recepción y pruebas. 18
7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento. 19
7.1 Generalidades. 19
7.2 Programa de mantenimiento. 19
7.3 Garantías. 21
1 Estimación del consumo diario de energía. 24
1.1 Generalidades 24
2 Dimensionado del sistema. 24
2.1 Generalidades. 24
2.2 Definiciones. 24

3 Procedimiento. 26
3.1 Período de diseño. 26
3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación. 27
3.3 Irradiación sobre el generador. 28
3.4 Dimensionado del generador. 28
3.5 Diseño del sistema 28

1 Objeto.

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificacio- nes mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

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

En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

2 Generalidades.

Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

-Electrificación de viviendas y edificios
-Alumbrado público
-Aplicaciones agropecuarias
-Bombeo y tratamiento de agua
-Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables

También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.

Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3 Definiciones.

3.1 Radiación solar.

Radiación solar.

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia.

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2.

Irradiación.

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2.

Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT).

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

3.2 Generadores fotovoltaicos.

Célula solar o fotovoltaica.

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE).

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

Módulo fotovoltaico.

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

Rama fotovoltaica.

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

Generador fotovoltaico.

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Condiciones Estándar de Medida (CEM)

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

-Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m^2

-Distribución espectral: AM 1,5 G

-Incidencia normal

-Temperatura de célula: 25 °C

Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

TONC.

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

3.3 Acumuladores de plomo-ácido

Acumulador.

Asociación eléctrica de baterías.

Batería.

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

Autodescarga.

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

Capacidad nominal: C_{20} (Ah).

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:
$C_{100}/C_{20} = 1{,}25$, C_{40}/C_{20}, 1,14, C_{20}/C_{10} =1,17.

Capacidad útil.

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

Estado de carga.

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

Profundidad de descarga (PD).

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

Régimen de carga (o descarga).

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

Vaso.

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

3.4 Reguladores de carga.

Regulador de carga

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

Voltaje de desconexión de las cargas de consumo.

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

Voltaje final de carga

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

3.5 Inversores

Inversor.

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

$V_{RMS.}$

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

Potencia nominal (VA).

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

Capacidad de sobrecarga.

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

Rendimiento del inversor.

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

Factor de potencia.

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

Distorsión armónica total: THD (%).

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

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

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

3.6 Cargas de consumo.

Lámpara fluorescente de corriente continua.

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4 Diseño.

4.1 Orientación, inclinación y sombras.

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la figura 1.

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

Figura 1.

El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.2 Dimensionado del sistema.

Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.

Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp,\ min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado en el anexo I, apartado 3.4.

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20 % superior al $P_{mp,\ min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión

del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

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

4.3 Sistema de monitorización.

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

-Tensión y corriente CC del generador.

-Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.

-Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.

-Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.

-Temperatura ambiente en la sombra.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

5 Componentes y materiales.

5.1 Generalidades.

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

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

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

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

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado anterior, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcio- nadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

5.2 Generadores fotovoltaicos.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

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

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.3 Estructura de soporte.

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

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

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

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

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

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

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

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

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

5.4 Acumuladores de plomo-ácido.

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6 % de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

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

-El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.

-Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:
-Tensión nominal (V)

-Polaridad de los terminales

-Capacidad nominal (Ah)

-Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

5.5 Reguladores de carga.

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

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

-La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.

-La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.

-La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de –4 mV/°C a
–5 mV/°C por vaso, y estar en el intervalo de ± 1 % del valor especificado.

-Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

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

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

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

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

-Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

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

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

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

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

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

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

-Tensión nominal (V)

-Corriente máxima (A)

-Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

-Polaridad de terminales y conexiones

5.6 Inversores.

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

V_{NOM} ± 5 %, siendo V_{NOM} = 220 V_{RMS} o 230 V_{RMS}
50 Hz ± 2 %

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especial- mente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

-Tensión de entrada fuera del margen de operación.

-Desconexión del acumulador.

-Cortocircuito en la salida de corriente alterna.

-Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en tabla 2.

Tabla 2

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal (*)	P_{NOM} #500 VA	> 85 %	> 75 %
	P_{NOM} > 500 VA	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

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

-Potencia nominal (VA)

-Tensión nominal de entrada (V)

-Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida

-Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

-Polaridad y terminales

5.7 Cargas de consumo.

Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

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

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

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

-El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.

-La lámpara debe estar protegida cuando:

-Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.

-La salida del balastro es cortocircuitada.

-Opera sin tubo.

-La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de ± 10 % de la potencia nominal.

-El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes⁄W.

-La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido / 150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.

-Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

-Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

5.8 Cableado.

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

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.
Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

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

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.9 Protecciones y puesta a tierra.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

6 Recepción y pruebas.

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

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

Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

Entrega de la documentación requerida en este PCT.

Retirada de obra de todo el material sobrante.

Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

7.1 Generalidades.

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

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

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

7.2 Programa de mantenimiento.

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

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

-Mantenimiento preventivo

-Mantenimiento correctivo

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

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

-La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.

-El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

-Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

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

-Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.

-Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.

-Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.

-Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambienta- les, oxidación, etc.

-Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.

-Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.

-Inversores: estado de indicadores y alarmas.

-Caídas de tensión en el cableado de continua.

-Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

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

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

7.3 Garantías.

Ámbito general de la garantía:

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

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

Plazos:

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

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

Condiciones económicas:

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

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

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

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

Anulación de la garantía:

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

Lugar y tiempo de la prestación:

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

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

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

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

Anexos I Pliego de condiciones técnicas
Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Autor: Jonatan Cabello Raya

1 Estimación del consumo diario de energía.

1.1 Generalidades

La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.

El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, E_D (Wh/día).

El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.).

El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.).

Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D, como:

$$L_D\,(\text{Ah/día}) = \frac{E_D\,(\text{Wh/día})}{V_{NOM}\,(\text{V})}$$

donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

2 Dimensionado del sistema.

2.1 Generalidades.

El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado a cabo por el instalador, con independencia de los métodos que el instalador utilice para esta tarea.

Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

2.2 Definiciones.

Ángulo de inclinación α.

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0°

para módulos horizontales y 90° para verticales.

Ángulo de azimut β.

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, –90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

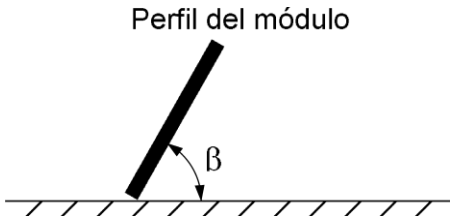


Figura. 1

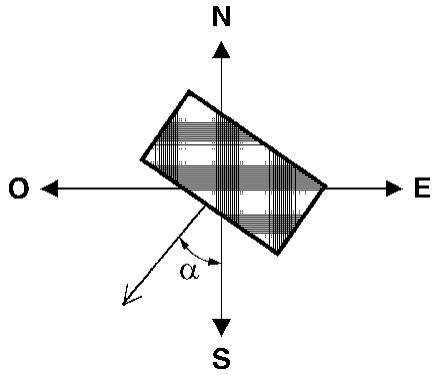


Figura. 2

*G*dm*.*

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m^{2}Adía).

*G*dm.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima, en kWh/(m^{2}Adía). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

*G*dm.

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m^{2}Adía) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

Factor de irradiación (FI).

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (*"*, *$*) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas (*"* = 0°, *$*$_{opt}$). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por (1 – *FI*).

Factor de sombreado (FS).

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por (1 – *FS*).

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{Ed\ Gcem}{Gdm\ P}$$

G_{CEM} = 1 kW/m^2

P_{mp}: Potencia pico del generador (kWp)

E_D: Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, 0_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, 0_{inv}.
- Otros.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, *PR* •0,7 y, con inversor y batería, *PR* • 0,6. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor *PR* = 0,7 y con inversor y batería *PR* = 0,6. Si se utilizase otro valor de *PR*, deberá justificarse el valor elegido
desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

3 Procedimiento.

3.1 Período de diseño.

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes peor” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación.

Se determinará la orientación e inclinación óptimas (″ = 0°, $\$_{opt}$) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación ($) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla3

Período de diseño	β opt	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	*N* + 10	1,7
Julio	*N* – 20	1
Anual	*N* – 10	1,15

N = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño (″= 0°, $\$_{opt}$). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$FI = 1 - [1{,}2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \times 10^{-5}\ ''^2]$ para $15° < \beta < 90°$

$FI = 1 - [1{,}2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2]$ para $\beta <= 15°$

[Nota: ″, β se expresan en grados]

3.3 Irradiación sobre el generador.

Deberán presentarse los siguientes datos:

G_{dm} (0)

-Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

-Instituto Nacional de Meteorología

-Organismo autonómico oficial

G_{dm} (*''*, *$*)

Calculado a partir de la expresión:

$G_{dm} = G_{dm}(0)\ K\ FI\ FS$

donde:

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0,\ \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla III para el período de diseño elegido.

3.4 Dimensionado del generador.

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,\,min} = \frac{E_D\ G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta)\ PR}$$

G_{CEM} = 1 kW/m^2

E_D: Consumo expresado en kWh/día.

Para el cálculo, se utilizarán los valores de *PR* especificados en el punto 2.8 de este anexo.

3.5 Diseño del sistema.

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp,\ min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

$$A = \frac{C20\ PDmax}{Ld}\ \mu inv\ \mu rd$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días
C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*)
PD_{max} = Profundidad de descarga máxima 0_{inv} = Rendimiento energético del inversor
0_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador
L_D = Consumo diario medio de la carga en A

Mediciones y presupuestos.

Autor: Jonatan Cabello Raya

Índice mediciones y presupuestos

Mediciones……3
1 Unidades de obra. 3
2 Instalación fotovoltaica. 3
3 Cableado. 3
4 Canalizaciones. 3
5 Protecciones. 3
6 Puesta a tierra. 3
Presupuesto 4
7 Instalación fotovoltaica. 4
7.1 Paneles solares. 4
7.2 Inversor. 4
7.3 Regulador. 5
7.5 baterías 5
7.6 Soportes. 5
8 Cables. 6
8.1 Cable de 35 mm^2. 6
8.2 Cable de 10 mm^2 6
8.3 Cable de 4 mm^2. 6
9 Canalizaciones. 7
9.1 Tubo de 20 mm.. 7
9.2 Tubo de 25 mm. 7
9.3 Tubo de 50 mm. 7
10 Protecciones. 8
10.1 Fusibles. 8
10.2 Base para fusible. 8
10.3 Limitador de sobretensiones. 8
10.4 Interruptor diferencial. 9
10.5 Interruptor magnetotérmico. 9
10.6 Cuadros. 9
11 Puesta a tierra. 10
11.1 Picas. 10
11.2 Cobre. 10
12 Presupuesto ejecución Material. 10
13 Gastos y beneficios. 11
14 Resumen de presupuesto General. 11

Mediciones.

1 Unidades de obra.

Para llegar a realizar el proyecto, se necesitarán los siguiente elementos y materiales.

2 Instalación fotovoltaica.

Panel Fotovoltaico	Sunceco 305W	72 (Und)
Inversor	Sunny Tripower 25000TL	1 (Und)
Regulador/Invesor	Sunny Island 6.0H	3 (Und)
baterías	Sigma OpzS	12 (Und)
Soporte	K2 Sistema Triangle	36 (Und)

3 Cableado.

Cable	35 mm2 XLPE	200 (m)
Cable	10 mm2 XLPE	498 (m)
Cable	4 mm2 XLPE	138,8 (m)

4 Canalizaciones.

Tubo 25 mm	Helicoidal metálico-PVC	166 (m)
Tubo 20 mm	Helicoidal metálico-PVC	46,6 (m)
Tubo 50 mm	Helicoidal metálico-PVC	40 (m)

5 Protecciones.

Fusible 12A	Cilíndricos	9 (Und)
Base Portafusible	Portafusibles cilíndricos	7 (Und)
Sobretensiones	Limitador de tensiones	2 (Und)
Interruptor magnetotérmico	3 P+ N, 50A 15KA	1 (Und)
Interruptor diferencial	3 P+ N, 50A 30mA	1 (Und)
Cuadro sobre pared	12 Módulos	2 (Und)

6 Puesta a tierra.

Picas	2,5 m	5 (Und)
Cobre desnudo	35 mm	15 (m)

Presupuesto

7 Instalación fotovoltaica.

7.1 Paneles solares.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Módulos fotovoltaicos de silicio policristalino marca SUNCECO de 305 w de potencia.	72,000	178,53	12854,16
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,301	14,42	4,34
	h	Ayudante electricista.	0,301	12,88	3,88
3	%	Costes directos	2,000	12862,38	257,25
				Total:	13119,63

7.2 Inversor.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Inversor trifásico para conexión a red, modelo Sunny Tripower 25000TL, potencia máxima de entrada 25550 W, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 25000 W, potencia máxima de salida 250000 VA, eficiencia máxima 98,1%, rango de voltaje de entrada de 390 a 800 Vcc, dimensiones 661/682/264mm.	1,000	3263,55	3263,55
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,361	14,42	5,21
	h	Ayudante electricista.	0,361	12,88	4,65
3	%	Costes directos	2,000	3273,41	65,47
				Total:	3338,88

7.3 Regulador.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Sunny Island 6.0H 6kW 48V. Inversor, regulador.	3,000	3552,11	10656,33
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,301	14,42	4,34
	h	Ayudante electricista.	0,301	12,88	3,88
3	%	Costes directos	2,000	10664,55	213,29
				Total:	10877,84

7.5 baterías

Código	Ud	Descripción	Rend.	p.s.	Importe
1	Ud	Batería estacionaria marca sigma modelo 2 OpzS C10 de 103 Ah	12,000	97,73	1172.76
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,361	14,42	5,21
	h	Ayudante electricista.	0,361	12,88	4,65
3	%	Costes directos	2,000	1182,62	23,65
				Total:	1206,27

7.6 Soportes.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Soporte de la marca K2, ajustables de 10º a 45º, de fácil instalación.	36,000	131,65	4739,40
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,361	14,42	5,21
	h	Ayudante electricista.	0,361	12,88	4,65
3	%	Costes directos	2,000	4749,26	94,99
				Total:	4844,25

8 Cables.

8.1 Cable de 35 mm².

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	Cable de 35 m2, recubrimiento XLPE, manguera de 1kv.	200,000	3,35	670,00
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	671,36	13,43
				Total:	684,79

8.2 Cable de 10 mm² .

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	Cable de 10 m2, recubrimiento XLPE Fase, neutro y tierra.	498,000	1,02	507,96
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	509,32	10,19
				Total:	519,51

8.3 Cable de 4 mm².

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	Cable de 4 mm^2, recubrimiento XLPE Fase, neutro y tierra.	138,800	0,42	58,30
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	59,66	1,19
				Total:	60,85

9 Canalizaciones.

9.1 Tubo de 20 mm..

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	TUBO HELICOIDAL DE PVC METRICA PG-21 ROLLO 25 METROS PEMSA THPPG21	46,600	1,17	54,52
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	55,88	1,12
				Total:	57,00

9.2 Tubo de 25 mm.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	TUBO HELICOIDAL DE PVC METRICA PG-29 ROLLO 25 METROS PEMSA THPPG29	166,000	1,40	232,40
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	233,76	4,68
				Total:	238,44

9.3 Tubo de 50 mm.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	TUBO HELICOIDAL DE PVC METRICA PG-48 ROLLO 20 METROS PEMSA THPPG48	40,000	2,30	92,00
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	93,36	1,87
				Total:	95,23

10 Protecciones.

10.1 Fusibles.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Fusible de 12 A tipo cilíndrico.	9,000	0,83	5,95
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	7,31	0,15
				Total:	7,46

10.2 Base para fusible.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Base para fusible de 12 A tipo cilíndrico.	9,000	4,25	36,12
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	37,48	0,75
				Total:	38,23

10.3 Limitador de sobretensiones.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Limitador de sobretensiones, 3 P +N, poder de corte 15KA, tensión nominal 400 V	2,000	265,00	530,00
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	531,36	10,63
				Total:	541,99

10.4 Interruptor diferencial.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	interruptor diferencial 4P 63A 30mA tipo AC	1,000	180,60	180,60
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	181,96	3,64
				Total:	185,60

10.5 Interruptor magnetotérmico.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Interruptor automático magnetotérmico serie MU, 3P+N, 50A, curva C, 6KA	1,000	173,04	173,04
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	174,40	3,49
				Total:	177,89

10.6 Cuadros.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Caja de distribución de superficie con apertura y cierre vertical. Hasta 12 polos.	2,000	22,40	44,80
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,050	14,42	0,72
	h	Ayudante electricista.	0,050	12,88	0,64
3	%	Costes directos	2,000	46,16	0,92
				Total:	47,08

11 Puesta a tierra.

11.1 Picas.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	Ud	Picas para puesta a tierra de 2.5 m	5,000	13,12	65,60
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,250	14,42	3,61
	h	Ayudante electricista.	0,250	12,88	3,22
3	%	Costes directos	2,000	72,43	1,45
				Total:	73,88

11.2 Cobre.

Código	Ud	Descripción	Rend.	Precio	Importe
1	m	Cobre desnudo de 35 mm^2	15,000	3,57	53,55
2	h	Oficial 1ª electricista.	0,250	14,42	3,61
	h	Ayudante electricista.	0,250	12,88	3,22
3	%	Costes directos	2,000	60,38	1,21
				Total:	61,59

12 Presupuesto ejecución Material.

Capítulos	Precio
6 Instalación fotovoltaica.	33386,87 €
7 Cables.	1265,15 €
8 Canalizaciones.	390,67 €
9 Protecciones.	1661,75 €
10 Puesta a tierra.	135,47 €
Presupuesto ejecución material	36839,91 €

El presupuesto de ejecución material asciende a TREINTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y NUEVE CON NOVENTA Y UN CÉNTIMOS.

13 Gastos y beneficios.

Gastos Generales (13 %)	4789,18 €
Beneficios Industrial (6%)	2210,39 €
Total	6999,57 €

14 Resumen de presupuesto General.

Total secciones	36839,91 €
Total gastos y beneficios	6999,57 €
	43839,48 €
IGIC (7%)	3068,76 €
Presupuesto de contrata	46908,24 €

El presupuesto de contrata que se estima asciende a CUARENTA Y SEIS MIL NOVECIENTOS OCHO EUROS CON VEINTICUATRO CÉNTIMOS.

S/C de Tenerife, 9 de julio de 2020.

PROMOTOR. LA DIRECCIÓN FACULTATIVA.

Fdo.: Jonatan Cabello Raya
INGENIERO TÉCNICO