

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

Diseño de instalación fotovoltaica industrial para abastecimiento de pozos petrolíferos

Autor:

Antonio Alfonso Caballero

Tutor:

Antonio Jesús Torralba Silgado

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Electrónica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2016

Resumen

Este proyecto surge ante la necesidad del abastecimiento eléctrico por medio de una instalación solar fotovoltaica unos pozos petrolíferos situados en el sur de Argelia. La instalación tendrá un uso diario (algunos sistemas estarán operativo las 24 horas), los 365 días del año.

Adicionalmente pretende justificar el uso de energías renovables frente a combustibles fósiles para producir energía en lugares desérticos, por lo que se realizará una comparativa económica entre estas dos soluciones. No será posible realizar una comparativa a través del conexionado a red. Los costos asociados a establecer esta conexión eléctrica rondarían los millones de dólares lo que no lo hace una solución viable.

El contenido de este proyecto estará formado por todos los cálculos de diseño, la descripción y definición de cada uno de los equipos a utilizar así como un estudio económico de la solución adoptada y junto a un pliego de condiciones. Por último se aportarán todos los planos y fichas técnicas de los equipos para su evaluación.

Abstract

This project arises from the need of electricity supply to a few oil wells through a solar photovoltaic installation located in southern Algeria. The facility has a daily use (some systems will be operating 24 hours), 365 days a year.

Additionally it seeks to justify the use of renewable energy versus fossil fuels to produce energy in desert places, making an economic comparison between these two solutions. It will not be possible to make a comparison via a network connection. The costs associated with establishing this electrical connection would total millions of dollars therefore it makes the solution is not viable.

The content of this project will consist of all design calculations, the description and definition of each of the equipments to use as well as an economic study of adopted solution with solicitation document. Finally we supply all drawings and datasheets of all components for their evaluation

Resumen	9
Abstract.....	10
Índice.....	12
Índice de Tablas.....	16
Índice de Figuras.....	18

MEMORIA DESCRIPTIVA

1 Aspectos generales.....	20
1.1 <i>Objetivo del proyecto</i>	20
1.2 <i>Titular de la instalación</i>	20
1.3 <i>Emplazamiento de la instalación</i>	20
1.4 <i>Descripción de la instalación</i>	20
1.5 <i>Legislación aplicable</i>	20
2 Descripción técnica de la instalación solar fotovoltaica	22
2.1 <i>Relación de componentes de la instalación fotovoltaica</i>	22
2.2 <i>Descripción de los equipos</i>	22
2.2.1 Módulos fotovoltaicos	22
2.2.2 Regulador de carga.....	23
2.2.3 Baterías	23
2.2.4 Inversor	23
2.2.5 Cableado	23
2.2.6 Canalizaciones o tubos de protección	24
2.2.7 Zanjas	24
2.2.8 Protecciones	25
2.2.9 Estructura soporte.....	25
2.3 <i>Diseño de la instalación</i>	26
2.3.1 Balance energético	26
2.4 <i>Emplazamiento de protecciones y elementos de la instalación fotovoltaica</i>	31
2.4.1 Cajas de registro de conexionado de los módulos	31
2.4.2 Cuadro de mando y protección.....	31
2.5 <i>Puesta a tierra</i>	32
2.5.1 Aspectos generales	32
2.5.2 Tomas de tierra.....	32
3 Plan de mantenimiento	34
3.1 <i>Aspectos generales</i>	34
3.2 <i>Mantenimiento de los componentes de la instalación</i>	35
3.2.1 Reguladores	35
3.2.2 Acumuladores.....	35
3.2.3 Cableado y canalizaciones	35
3.2.4 Protecciones	36
3.2.5 Puesta a tierra.....	36
3.2.6 Estructura soporte.....	36
3.2.7 Paneles solares	36
4 Impacto ambiental	38
4.1 <i>Aspectos generales</i>	38
4.1.1 Antecedentes.....	38
4.1.2 Descripción del proyecto	38

4.2	<i>Alternativas del proyecto.</i>	39
4.2.1	Desde el punto de vista medioambiental.	39
4.2.2	Desde el punto de vista del desarrollo de la actividad.	39
4.2.3	Desde el punto de vista del desarrollo de la viabilidad económica.	39
4.3	<i>Identificación y valoración de impactos.</i>	39
4.3.1	Sobre el paisaje	40
4.3.2	Sobre la vegetación	40
4.4	<i>Medidas correctoras.</i>	41
5	Inversión	42
5.1	<i>Aspectos generales</i>	42
5.2	<i>Resumen de la inversión</i>	42
5.2.1	Desglose de la inversión	42
5.3	<i>Parámetros relacionados con el estudio diferencial.</i>	43
5.3.1	En los pozos petrolíferos	43
5.3.2	Gastos de mantenimiento	43
5.3.3	Precio de la electricidad	43
5.4	<i>Estudio de la inversión</i>	44
5.4.1	Beneficio	44
5.4.2	Retorno de la inversión	45

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1	Aspectos generales	47
2	Datos de partida	48
2.1	<i>Datos de radiaciones</i>	48
2.2	<i>Necesidad mensual</i>	48
2.3	<i>Caídas de tensión</i>	49
2.4	<i>Orientación de los paneles y pérdidas</i>	50
2.5	<i>Horas de Sol</i>	50
2.6	<i>Datos Meteorológicos</i>	51
2.6.1	Temperatura	51
2.6.2	Humedad	51
2.6.3	Lluvias	52
2.6.4	Vientos	52
2.6.5	Tormentas de Arena	52
3	Dimensionado del sistema	53
3.1	<i>Dimensionado de la instalación solar</i>	53
3.1.1	Fórmulas utilizadas	53
3.1.2	Elementos solares	55
3.1.3	CASO 1: INSTALACIÓN TIPO 1	56
3.1.4	CASO 2: INSTALACIÓN TIPO 2.1	58
3.1.5	CASO 3: INSTALACIÓN TIPO 2.2	60
3.1.6	CASO 4: INSTALACIÓN TIPO 2.3	62
3.2	<i>Cableado</i>	65
3.2.1	Formulas utilizadas	65
3.2.2	Dimensionado del Cableado	66
3.3	<i>Estructura soporte</i>	68
3.4	<i>Toma de tierra</i>	68
3.4.1	Fórmulas utilizadas	69
3.4.2	Dimensionado de puesta a tierra	69
3.4.3	Sección de los conductores de puesta a tierra	70
3.4.4	Resumen de puesta a tierra	70
3.5	<i>Paneles Auxiliares</i>	70
3.5.1	Fórmulas utilizadas	70
3.5.2	Cálculo panel Auxiliar 1	71

3.5.3	Cálculo panel Auxiliar 2	72
3.6	Protecciones.....	72
3.6.1	Fórmulas utilizadas.....	72
3.6.2	Instalación tipo 1	73
3.6.3	Instalación tipo 2.1	75
3.6.4	Instalación tipo 2.2	76
3.6.5	Instalación tipo 2.3	77

PLIEGO DE CONDICIONES

1	Objeto y generalidades	80
2	Legislación aplicable	81
3	Responsabilidades	82
4	Ejecución de la obra	83
4.1	Pasos para la ejecución de la obra	83
4.2	Comienzo de la obra y plazo de ejecución	83
4.3	Obras complementarias	83
4.4	Obra defectuosa	83
4.5	Recepción de la instalación.....	84
4.6	Conservación de la instalación	84
4.7	Medios auxiliares	84
4.8	Libro de órdenes	84
4.9	Libro de incidencias	84
5	Modificaciones del proyecto	85
6	Diseño	86
6.1	Orientación, inclinación y sombras	86
6.2	Dimensionado del sistema	86
7	Componentes y materiales	87
7.1	Generalidades.....	87
7.2	Módulos fotovoltaicos	87
7.3	Estructura soporte y Báculos	88
7.4	Acumuladores de plomo-acido	88
7.5	Reguladores de carga	89
7.6	Cableado	90
7.7	Protecciones y puesta a tierra	90
7.8	Cuadro de mando y protección	90
7.8.1	Aparatos de protección	91
8	Mantenimiento	92
8.1	Aspectos generales	92
8.2	Mantenimiento de los componentes de la instalación	93
8.2.1	Reguladores	93
8.2.2	Acumuladores	93
8.2.3	Cableado y canalizaciones.....	93
8.2.4	Protecciones	94
8.2.5	Puesta a tierra	94
8.2.6	Estructura soporte	94
8.2.7	Paneles solares.....	94
9	Garantía	96
9.1	Ámbito general.....	96
9.2	Plazos.....	96
9.3	Condiciones económicas.....	96
9.4	Anulación de la garantía.....	96

9.5	Lugar y tiempo de la prestación	97
-----	---------------------------------------	----

PRESUPUESTO

1	Aspectos generales.....	99
2	Cálculo del presupuesto	100
2.1	Instalación tipo 1.....	100
2.1.1	Paneles Solares y Báculos.....	100
2.1.2	Subarray (Caja de protección)	100
2.1.3	Regulador	100
2.1.4	Baterías.....	100
2.1.5	Subarray Baterías.....	101
2.1.6	Cuadro Distribución	101
2.1.7	Coste Total material Instalación tipo 1	101
2.2	Instalación tipo 2.....	102
2.2.1	Paneles Solares y Báculos tipo 2.1.....	102
2.2.2	Subarray (Caja de protección) tipo 2.1.....	102
2.2.3	Regulador tipo 2.1	102
2.2.4	Baterías tipo 2.1	102
2.2.5	Subarray Baterías tipo 2.1	103
2.2.6	Cuadro Distribución tipo 2.1	103
2.2.7	Paneles Solares y Báculos tipo 2.2.....	103
2.2.8	Subarray (Caja de protección) tipo 2.2.....	103
2.2.9	Regulador tipo 2.2	104
2.2.10	Baterías tipo 2.2.....	104
2.2.11	Subarray Baterías tipo 2.2.....	104
2.2.12	Cuadro Distribución tipo 2.2	104
2.2.13	Paneles Solares y Báculos tipo 2.3.....	105
2.2.14	Subarray (Caja de protección) tipo 2.3	105
2.2.15	Regulador tipo 2.3	105
2.2.16	Baterías tipo 2.3.....	105
2.2.17	Subarray Baterías tipo 2.3.....	106
2.2.18	Cuadro Distribución tipo 2.3	106
2.2.19	Coste Total material Instalación tipo 2	106
2.3	Paneles Auxiliares	107
2.3.1	Panel Auxiliar Tipo 1	107
2.3.2	Panel Auxiliar Tipo 2	107
2.3.3	Coste Total Paneles Auxiliares	108
2.4	Cableado.....	108
2.4.1	Cantidad de Cableado requerido.....	108
2.4.2	Cantidad total Cableado según unidad mínima embalaje.....	109
2.5	Puesta a Tierra	109
2.6	Resumen Total	109

PLANOS Y FICHAS TÉCNICAS

1	Planos.....	111
2	Fichas Técnicas.....	115

Índice de Tablas

Tabla 1 – Zanja normalizada por Iberdrola,	25
Tabla 2 – Estimación de cargas, Instalación tipo 1,	27
Tabla 3 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.1,.....	27
Tabla 4 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.2,	27
Tabla 5 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.3,	28
Tabla 6 – Radiación Solar,	28
Tabla 7 – Energía generada y consumida en instalación tipo 1,	29
Tabla 8 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.1,	30
Tabla 9 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.2,	30
Tabla 10 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.3,	31
Tabla 11 – Porcentaje de costes de la instalación,	42
Tabla 12– Beneficios,	45
Tabla 13 –Retorno de inversión,	45
Tabla 14 – Valores promedios radiación por mes,	48
Tabla 15 – Valores promedios necesidades por mes,	49
Tabla 16 – Caidas de tensión máxima por secciones,	49
Tabla 17 – Valores promedios tiempo de luz solar,	50
Tabla 18 – Temperatura,	51
Tabla 19 – Humedad,	51
Tabla 20 – Lluvias,	52
Tabla 21 – Vientos,	52
Tabla 22 –Tormentas de Arena,	52
Tabla 23 –Recomendación número baterías en serie,	57
Tabla 24 – Seccion de los conductores de tierra,	70
Tabla 25 – Máximas perdidas admitidas,	86
Tabla 26 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 1,	100
Tabla 27 – Precio subarray instalación tipo 1,	100
Tabla 28 – Precio regulador instalación tipo 1,	100
Tabla 29 – Precio baterias instalación tipo 1,	100
Tabla 30 – Precio Subarray baterias instalación tipo 1,	101
Tabla 31 – Precio cuadro distribución instalación tipo 1,	101
Tabla 32 – Precio resumen material instalación tipo 1,	101
Tabla 33 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 2.1,	102
Tabla 34 – Precio subarray instalación tipo 2.1,	102
Tabla 35 – Precio regulador instalación tipo 2.1,	102
Tabla 36 – Precio baterias instalación tipo 2.1,	102
Tabla 37 – Precio Subarray baterias instalación tipo 2.1,	103

Tabla 38 – Precio cuadro distribución instalación tipo 2.1,	103
Tabla 39 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 2.2,	103
Tabla 40 – Precio subarray instalación tipo 2.2,	103
Tabla 41 – Precio regulador instalación tipo 2.2,	104
Tabla 42 – Precio baterías instalación tipo 2.2,	104
Tabla 43 – Precio Subarray baterías instalación tipo 2.2,	104
Tabla 44 – Precio cuadro distribución instalación tipo 2.2,	104
Tabla 45 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 2.3,	105
Tabla 46 – Precio subarray instalación tipo 2.3,	105
Tabla 47 – Precio regulador instalación tipo 2.3,	105
Tabla 48 – Precio baterías instalación tipo 2.3,	105
Tabla 49 – Precio Subarray baterías instalación tipo 2.3,	106
Tabla 50 – Precio cuadro distribución instalación tipo 2.3,	106
Tabla 51 – Precio resumen material instalación tipo 1,	106
Tabla 52 – Precio panel auxiliar tipo 1,	107
Tabla 53 – Precio panel auxiliar tipo 2,	107
Tabla 54 – Precio resumen paneles auxiliares,	108
Tabla 55 – Cantidad metros requeridos,	108
Tabla 56 – Precio resumen cableado,	109
Tabla 57 – Precio resumen puesta a tierra,	109
Tabla 58 – Precio resumen total instalación,	109

Índice de Figuras

Figura 1 – Zanja normalizada por Iberdrola,	24
Figura 2 – Resumen de costes,	43
Figura 3 – Azimuth,	50

MEMORIA DESCRIPTIVA

1 ASPECTOS GENERALES

1.1 Objetivo del proyecto

El objeto del proyecto es el estudio de rentabilidad del dimensionado de dos instalaciones fotovoltaicas para alimentar a unos pozos petrolíferos (frente a la alternativa de alimentarlos a través de generadores diésel) situados en mitad del desierto de Argelia.

El proceso de diseño no equidista demasiado de un proceso de cálculo general (los paneles, baterías y reguladores se calculan utilizando las mismas fórmulas), sin embargo, presenta numerosas diferenciaciones que tienden a hacerlo más especial de lo habitual. Entre las principales diferenciaciones, aquí no buscamos crear una instalación para uso temporal sino anual, con un uso bastante intenso de ella; las condiciones climáticas son bastantes desfavorables lo que obliga a tomar productos más robustos o diseñarlos; disponen equipos auxiliares para, en caso de fallo o pérdida de la autonomía, conectar generadores y alimentar tanto las baterías como la demanda energética (algo que no se ve en instalaciones convencionales). Es por ello que este proyecto considero que adquiere un plus de interés.

La planta es alimentada desde una subestación, sin embargo, los pozos no disponen de acceso a corriente eléctrica por lo que no se puede realizar un estudio de viabilidad económica. En su lugar se realizará analizando el consumo de carburante a lo largo de todo un año y se establecerá el tiempo de amortización.

El proyecto ha sido diseñado en su totalidad sin uso de la ingeniería por parte del cliente final, no obstante, han proporcionado toda la información básica de diseño (tales como listas de cargas, condiciones ambientales e ingeniería básica de diseño) para el desarrollo de la planta. Este está basado en la normativa vigente hasta el año 2014.

1.2 Titular de la instalación

El titular de la instalación permanece bajo contrato de confidencialidad.

1.3 Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación permanece bajo contrato de confidencialidad, sin embargo, el país será Argelia.

1.4 Descripción de la instalación

Se disponen de varios pozos petrolíferos a los que hay que suministrar energía. Los detalles de los estudios de carga vienen detallados en el apartado nº 2.

1.5 Legislación aplicable

Las leyes y normativas en las cuales se basa este proyecto son las siguientes:

Instalación eléctrica:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28/11/1997) y Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 310 de 27/12/2013)
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 126, de 26/05/2007).
- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.

Seguridad y salud:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/97 del 24 de Octubre de 1997 por el que se establecen las
- Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

Normativa de aplicación industrial:

- IEC 60364-7-712, Normativa internacional sobre la generación de energía a través de paneles fotovoltaicos (PV).
- IEC 60478, Normativa internacional sobre la regulación de tensión (DC outputs)
- IEC 60529, Normativa sobre el grado de estanqueidad de envolveres.
- IEC 60726, Normativa internacional sobre los transformadores tipo seco
- IEC 60904, Normativa internacional sobre dispositivos fotovoltaicos (PV)
- IEC 61215, Normativa internacional sobre módulos de silicio cristalino para paneles fotovoltaicos (PV) – Diseño y tipos aprobados.
- IEC 62305, Protección contra descargas atmosféricas.

2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Relación de componentes de la instalación fotovoltaica

Como se indica en el apartado 1.4 de la presente memoria, se disponen de 2 tipos de pozos petrolíferos. Cada pozo tendrá su instalación fotovoltaica independiente del otro. Dada la distancia entre ellos, no resulta viable realizar un campo fotovoltaico que suministre a todos los pozos. Además, en caso de fallo en la instalación, por selectividad y criterio de diseño, no es asumible una parada en todos los pozos, de esta forma se limita el error.

El campo fotovoltaico estará compuesto por 116 módulos, destinando 76 módulos fotovoltaicos al pozo tipo 2 y 40 módulos al pozo tipo 1.

La potencia total instalada es de 22,62kW.

No será necesario el uso de inversores ya que toda la instalación es en continua.

El número de baterías, que ha sido dimensionado para 5 días de autonomía, será de 12 para la instalación tipo 1 y 72 para la instalación tipo 2, haciendo un total de 84 baterías.

Las cargas estipuladas, son un dato que proporciona el cliente para su diseño. Estas pueden verse en el apartado 2.3.1.2.

2.2 Descripción de los equipos

2.2.1 Módulos fotovoltaicos

Como se ha mencionado en el apartado anterior, para cubrir la demanda energética de ambos pozos petrolíferos se necesitarán 116 paneles fotovoltaicos.

Los 116 módulos se recomienda que sean suministrados por Hanwa Solar, siendo dichos paneles de silicio monocristalino y con una potencia pico de 260W.

Estos paneles están verificados según el fabricante célula a célula, certificando su correcto funcionamiento y que las especificaciones concuerdan con las detalladas en los anejos. Mención especial a la tecnología self-cleaning. Debido a que estos paneles estarán instalados sobre torres de 9 metros y dada las condiciones ambientales detalladas en el apartado anterior, resulta de una característica imprescindible para esta instalación.

Adicionalmente se ha comprobado su operatividad en el ambiente hostil donde estarán instalados, siendo perfectamente válidos para el emplazamiento.

Los paneles a usar son del fabricante Hawka Solar, modelo HSL60P6-PB-1-260W.

La conexión entre cada uno de los módulo se realizará mediante unas cajas de registro situadas en la parte posterior de los paneles.

En estas cajas de registro se encuentran los bornes de conexionado mediante los cuales se realizan las conexiones serie o paralelo de los módulos.

En el interior de estas cajas de registro, junto a las bornes, se encuentran los diodos anti retorno que evitarán el efecto isla, es decir, que cuando se estropee una de las células o simplemente no le llegue la radiación solar necesaria para su correcto funcionamiento impidan que actúen como receptoras de las restantes, quedando polarizadas de forma inversa lo que ocasionaría la destrucción de la unión PN.

Los bornes de conexionado son del tipo Aphenol H4.

La elección de placas y reguladores, así como su asociación en serie y paralelo y conexionado están justificados la Memoria de Cálculos.

Un punto importante a tener en cuenta es el agrupamiento de los módulos, cada rama debe tener el mismo número de módulos, es decir, estas deben ser simétricas para evitar posibles desequilibrios en el conjunto.

2.2.2 Regulador de carga

El modelo propuesto es “STEGA POWER TAROM 2140”.

El número de reguladores será determinado en la Memoria de Cálculos.

El modelo TAROM 2140 proporciona un control óptimo de la carga y cuenta con unos elementos internos que protegen los elementos de la instalación, permite comunicación MODBUS, y asociarse en paralelo hasta un máximo de 5 unidades (según recomendaciones del fabricante, asociar más unidades podría dar lugar a corrientes de fuga que terminen dañando los equipos). Adicionalmente, dado las condiciones climáticas, el TAROM 2140 posee un grado de estanqueidad (IP) 65, que lo hace ideal para ambientes industriales. Dado que su material es plástico reforzado, no presenta problemas ante la erosión por salitre y elementos químicos.

Estos reguladores son usados para instalaciones de mediana y pequeña potencia en los que no sea necesaria instrumentación adicional. Dicho regulador incorpora un microprocesador de última generación que lleva implementado un algoritmo de control que se adapta a los cambios de situación tanto diaria como estacional.

A las salidas de los reguladores y aguas arribas se instalarán elementos de protección con fin de proteger dichos equipos de subidas de tensión, cortocircuito y posibles regímenes transitorios.

2.2.3 Baterías

Para obtener 5 días de autonomía en los meses de menos radiación, será necesario el cálculo de baterías necesarias dependiendo de cada caso. Este cálculo se desarrollará en la Memoria de cálculos.

Entre los diferentes tipos de batería que el mercado nos ofrece, hay que examinar cuidadosamente el tipo de batería a utilizar ya que son los elementos más delicados y para largas autonomías, los más costosos debido al gran número de módulos que hay que utilizar.

Entre los diferentes tipos de baterías a utilizar los más comunes son tipo VRLA (Baterías ácido-plomo regulada por válvula) y Ni-Cd (baterías de nickel-cadmio). Las baterías tipo VRLA presentan una respuesta muy buena al almacenamiento de energía, además no requieren mantenimiento, sin embargo su capacidad de almacenamiento sufre mucho ante temperaturas elevadas. La temperatura promedio es de 25°C pudiendo perder hasta un 50°C de capacidad de carga a 35°C.

Las baterías de Ni-Cd poseen un mayor rango de temperaturas y son bastante más robustas. Por contrapartida requieren mantenimiento, la tensión de las celdas es inferior a las tipo VRLA (lo que significa que a igualdad de tensiones necesitaremos más baterías de Ni-Cd en serie que las tipo VRLA).

Tras el análisis de las dos baterías, en nuestra instalación usaremos las baterías de Ni-Cd ya que, pese a todas sus contrapartidas, la temperatura juega un parámetro fundamental y decisivo en la instalación no cumpliendo las baterías tipo VRLA esta condición.

Se usarán las baterías del fabricante SAFT especiales para solar. Los modelos y capacidades serán determinados en la Memoria de Cálculos.

2.2.4 Inversor

No será necesario el uso de inversor al ser la instalación en corriente continua.

2.2.5 Cableado

El cableado usado para la interconexión de los equipos utilizaremos unos cables específicos para instalaciones solares del fabricante General Cable. Concretamente el modelo Exzhellent Solar.

Entre las principales características destaca su amplio rango de temperatura (-40°C hasta 90°C) ideal para el emplazamiento donde será instalado, con cubierta doble para garantizar una mayor protección ante sobretensiones y picos de intensidad, tensiones de pico de ensayo de hasta $6,5\text{kV}$ y especial resistencia a la abrasión, desgarre y al impacto.

El diseño del cableado será desarrollado en profundidad en la memoria de cálculos, para ello se tendrán en cuenta las especificaciones de caída de tensión, calentamiento, cortocircuito y pérdida de potencia.

El conexionado entre los paneles se realizara por medio de unos bornes alojados en el interior de una caja de registro situada en la parte trasera de los módulos fotovoltaicos, lo que permite que los paneles puedan agruparse en serie.

2.2.6 Canalizaciones o tubos de protección

Se utilizará tubo metálico (acero inoxidable) con el fin de darle protección metálica al cable desde las torres de los paneles fotovoltaicos hasta los equipos de regulación y control. Su diámetro vendrá determinado por la sección del cable. Los tubos no serán suministrados por nosotros, el dpto. de civil del cliente se hace cargo del coste e instalación.

2.2.7 Zanjas

En la instalación, debemos de disponer de varias zanjas. La finalidad de estas es llevar de forma segura el cableado desde los paneles hasta los equipos de control y regulación. Dichas zanjas alojaran los tubos, que sirven de protección mecánica a los conductores y líneas de tierra, necesarios para el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Las longitudes de zanja que se necesita para el alojamiento de los elementos de la instalación son las siguientes:

- Instalación tipo 1: 10m
- Instalación tipo 2.1: 11m
- Instalación tipo 2.2: 11m
- Instalación tipo 2.3: 18m

El tipo de zanja recomendado pertenece a uno de los normalizados por Iberdrola representado en la siguiente figura:

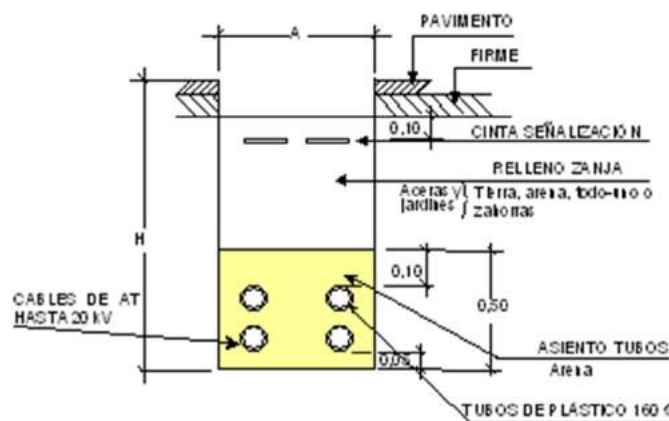


Figura 1 – Zanja normalizada por Iberdrola

Nº de Tubos	Anchura (A)	Profundidad de zanja (H)	Cintas de señalización cable
4	0,35	0,9	1

Tabla 1 – Zanja normalizada por iberdrola

El asiento de los tubos será de 0.5m de altura y la profundidad de la zanja es de 0.9m. Dichos tubos irán separados del fondo de la zanja a 0.05m. Por ultimo a 0.1m del firme irá una cinta de señalización.

La cinta de señalización, estará fabricada en polietileno de color amarillo, siendo de 15cm de ancho y llevará una leyenda impresa que ponga “¡ATENCIÓN DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS! (en francés: Attention, câbles électriques)” y la señal de riesgo eléctrico.

Para el relleno de las zanjas en zonas sin pavimentar se utilizará como material de relleno tierra apisonada procedente de la excavación.

2.2.8 Protecciones

A lo largo del sistema habrá numerosas etapas de protección. Todas ellas en continua. Por una parte se dispondrá de un cuadro de protección de array, el cual protegerá el tramo comprendido entre el subarray y los reguladores de carga, por otra parte se dispondrá del cuadro general de protecciones con un embarrado, interruptor de cabecera e interruptores aguas abajo del principal para proteger cada etapa.

En la parte inferior de la columna, se instalarán unas JB con la finalidad de agrupar en paralelo cada array. A su vez tendrá incorporado un interruptor de corte en carga por si fuese necesario desconectar los paneles por labores de mantenimiento y un supresor de tensiones con el fin de estabilizar la tensión en caso de sobretensión o descarga atmosférica.

Al ser una instalación eléctrica no conectada a red no es necesario el montaje del interruptor de control de potencia exigido por las compañías distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

La instalación eléctrica del campo fotovoltaico dispone de sus propias protecciones, las cuáles van incluidas en cada uno de los elementos constituyentes de la instalación.

Los módulos fotovoltaicos disponen de unos diodos de bloqueo que evitan la disipación de energía en situaciones de defecto eléctrico.

Los reguladores de carga incorporan relés de estado sólido que los protege contra la inversión de polaridad, sobretensiones, sobrecorrientes, cortocircuitos, etc.

2.2.9 Estructura soporte

2.2.9.1 Aspectos generales

La estructura soporte de las placas solares deberá de resistir los esfuerzos a los que se ven sometidos debido a la acción de viento, cumpliendo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño se deberá de hacer acorde con la EA-95.

Todos los paneles fotovoltaicos se colocarán en estructuras con un máximo de 8 paneles por báculo. Asociando dos de ellos en serie y el resto en paralelo.

Las estructuras y los soportes serán de acero galvanizado. El diseño de los báculos será previsto por el propio fabricante. La cimentación será estudiada y analizada por el cliente, ya que dependen de los estudios y cálculos presentados.

El fabricante seleccionado ha sido Bacolsa.

2.2.9.2 Situación de las estructuras soporte

Los módulos se colocarán sobre las estructuras de acero galvanizado en un terreno adyacente, acondicionado para este uso.

La orientación será hacia el sureste y con una inclinación de 28º, para cumplir con el ángulo óptimo de radiación.

Los paneles una vez montados sobre las estructuras soporte, tal y como aparece en el anexo "PLANOS" quedan situados en un mismo plano, por lo que no es necesario realizar el cálculo de la distancia de separación entre filas de paneles, cuya finalidad es evitar las pérdidas por sombras. Tampoco es necesario el estudio de pérdidas por sombras de objetos o elementos constructivos que se encuentren en las proximidades del campo fotovoltaico, ya que el horizonte de la trayectoria solar se encuentra despejado de obstáculos capaces de proyectar sombra.

2.2.9.3 Zapatas

Todo el cálculo de cimentación y zapatas será realizado por el cliente.

2.3 Diseño de la instalación

2.3.1 Balance energético

2.3.1.1 Aspectos generales

En los siguientes apartados se explicará todo lo referente con la producción estimada de la instalación fotovoltaica, así como las necesidades previstas en los pozos petrolíferos, teniendo en cuenta el número de paneles y sus características, las pérdidas de producción energética, la radicación solar, el ángulo de inclinación, etc...

2.3.1.2 Estimación de las necesidades. Demanda de energía

Los datos de consumo así como las cargas son datos proporcionados por el cliente. Debemos ceñirnos a la producción prevista en las tablas.

En estas tablas se detalla el consumo por día. El sistema ha de ser capaz de suministrar esta cantidad de energía todos los días del año.

SOLAR PANEL LOADS

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)
Operated Valves	880,00	0,5	440
Hydraulic Power Pack	737,00	4	2948
Control Panel RTU + PLC	530,00	24	12720
XPIO	12,00	24	288
Heat Tracing for PSV	120,00	24	2880
Telecom Panel	222,00	24	5328
Subtotal			24604 Wh/day
Margin (20%)			4920,80 Wh/day

Aeig Factor (20%) 4920,80 Wh/day

Total Required 34445,60 Wh/day

Tabla 2 – Estimación de cargas, Instalación tipo 1

La instalación tipo 2, por decisión del cliente, estará a su vez dividida en tres módulos independientes con un único regulador de carga y panel de carga de emergencia. Las cargas de estas tres subinstalaciones son las siguientes:

SOLAR PANEL LOADS

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)
Inhabitor Corrosion pack	180	24	4320
Subtotal			4320 Wh/day
Margin (20%)			864 Wh/day
Aeig Factor (20%)			864 Wh/day
Total Required			6048 Wh/day

Tabla 3 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.1

SOLAR PANEL LOADS

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)
Control Panel RTU + PLC	530	24	12720
Telecom Panel	677	24	16248
Subtotal			28968 Wh/day
Margin (20%)			5793,6 Wh/day
Ageing Factor (20%)			5793,6 Wh/day
Total			40555,2 Wh/day

Tabla 4 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.2

SOLAR PANEL LOADS

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)
Cathodic protection	560	24	13440
Subtotal			13440 Wh/day
Margin (20%)			2688 Wh/day
Ageing Factor (20%)			2688 Wh/day
Total			18816 Wh/day

*Tabla 5 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.3***2.3.1.3 Radiación solar**

Para el cálculo del ángulo de inclinación que deben tener los módulos se ha utilizado el programa PV-GIS, el cual indica cual es el ángulo óptimo de inclinación para la zona de nuestra instalación. Para esta zona el ángulo óptimo es de 28°. Los datos de radiación fueron proporcionados por el ministerio de Argelia, área de energías renovables:

Moyenne mensuelle de l'irradiation Globale inclinée à la latitude du lieu (27,82°); [Wh/day/m²]											
Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
6648	6511	6591	6848	6630	6679	6473	6600	6059	5854	6128	5730

Moyenne mensuelle de la durée d'Insolation [Heures], (Sunshine duration)											
Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
9,21	8,35	8,49	9,64	10,20	11,14	10,42	9,98	8,24	8,11	9,00	8,28

Tabla 6 – Radiación Solar

El ángulo óptimo es aquel, que proporciona la mayor media anual de radiación, y por ese mismo motivo es el elegido para la inclinación de los paneles en el presente proyecto.

Este parámetro de radiación e inclinación son los aspectos más importantes a tener en cuenta, ya que de ellos dependerá en gran medida el número de paneles solares que necesitaremos.

2.3.1.4 Pérdidas y días de autonomía

Para el proceso que se debe de llevar a cabo para determinar el número de paneles fotovoltaicos, es necesario tener en cuenta unas series de pérdidas, debido en parte a que los elementos tales como el regulador, paneles y cableado introducen una serie de pérdidas.

Además de las pérdidas citadas también se tendrá en cuenta otras pérdidas como pueden ser, temperatura, orientación etc...

Las pérdidas consideradas en el proceso de cálculo son:

- K_A : Pérdidas debido a la dispersión de los módulos.
- K_B : Pérdidas debido a la temperatura de operación de los módulos por encima de 25°C.
- K_C : Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los paneles.
- K_D : Pérdidas debidas a la degradación de los módulos fotovoltaicos.
- K_x : Otras pérdidas, tales como reflectancia, pérdidas eléctricas, orientación...

Otro parámetro que interviene en el dimensionado, son los días de autonomía. Este es un parámetro que se debe tener en cuenta cuando la instalación aislada de la red eléctrica, por lo que es necesario el almacenamiento en baterías con el fin de cubrir la demanda en los días de baja o nula radiación solar.

Por tanto, se define días de autonomía a los días que el banco de baterías puede cubrir la demanda en su totalidad con muy poca o nula radiación.

Para el sistema industrial que se está diseñando, se va a tomar una autonomía de 5 días para los meses de menor radiación. El motivo es que debido a las condiciones climáticas, en especial a las tormentas de arena, la producción disminuye considerablemente al inutilizarse los paneles solares. Al ser una instalación autónoma, no hay personal que pueda ejercer labores de mantenimiento por lo que el sistema ha de tener una autonomía tal que permita a los cuerpos de mantenimiento llegar a los pozos y realizar las labores de limpieza.

2.3.1.5 Producción anual estimada

Para poder determinar la producción anual estimada, calcularemos cual será la producción energética mes a mes y la compararemos con la producción total mencionada en apartados anteriores. El resultado es el siguiente:

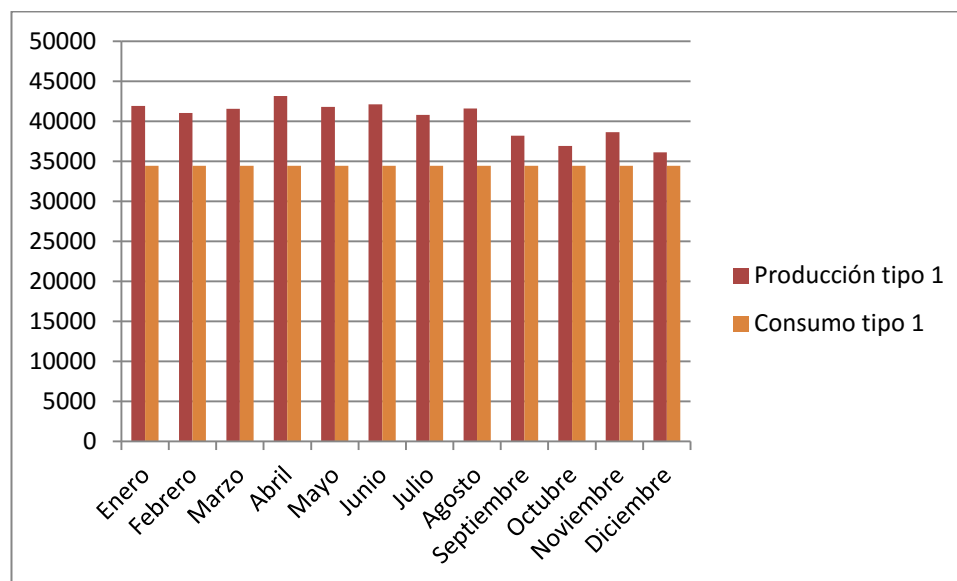


Tabla 7 – Energía generada y consumida en instalación tipo 1

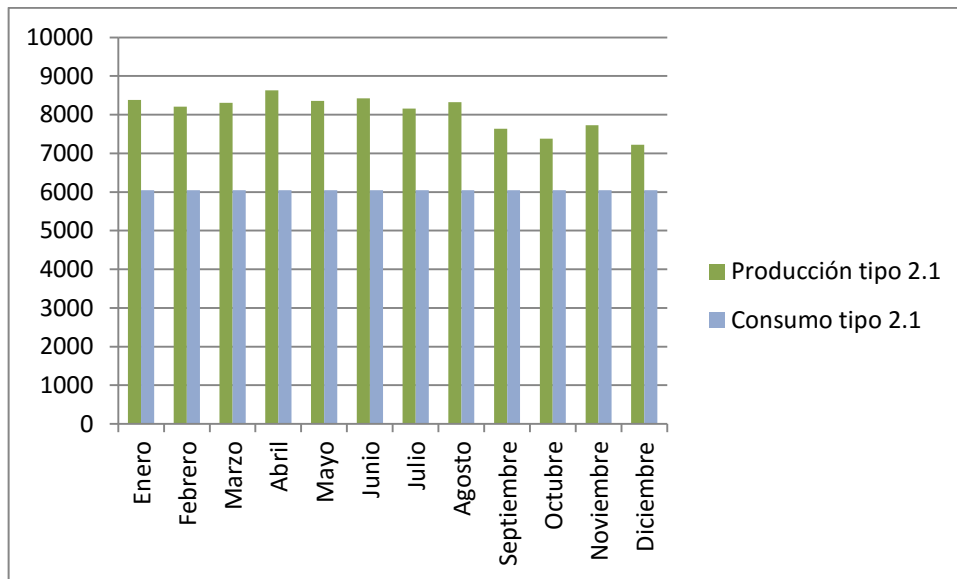


Tabla 8 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.1

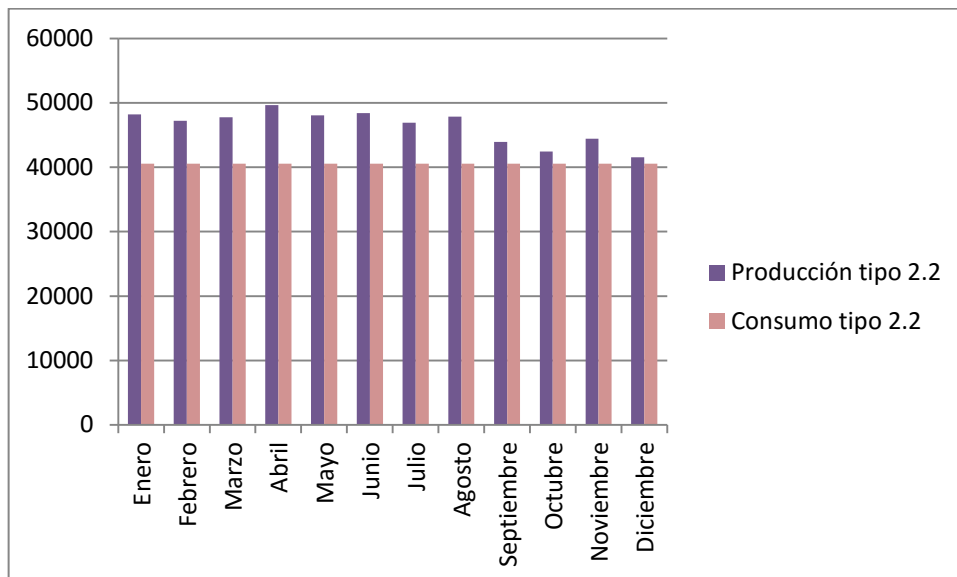


Tabla 9 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.2

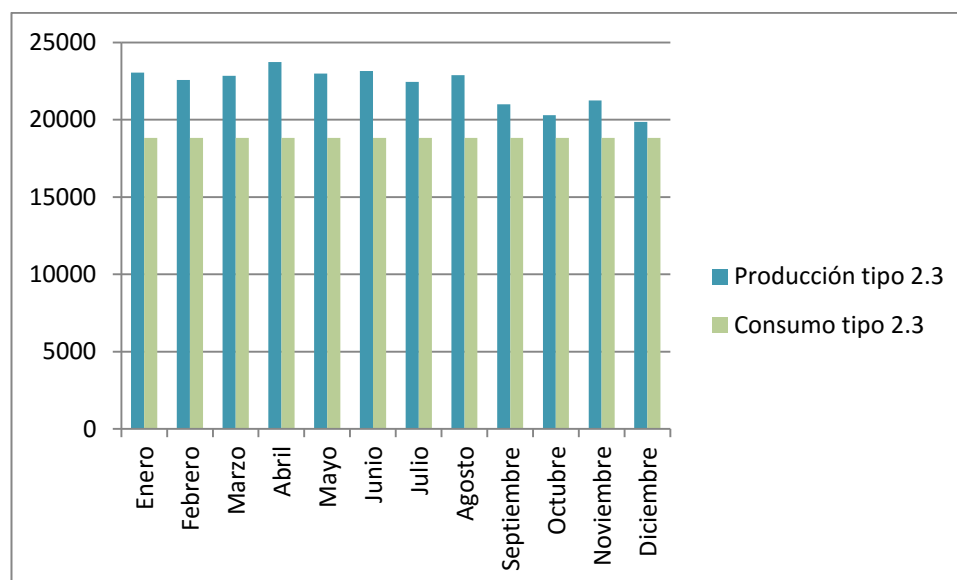


Tabla 10 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.3

Al comparar producción y consumo, se puede observar como la demanda siempre se ve cubierta en todos los meses, siendo el más decisivo el mes de diciembre. Mención especial a la instalación tipo 2.1. En este mes existe una diferencia mayor con respecto a potencia suministrada/potencia necesaria. Esto es debido a que, para aminorar costes, se estandarizó las columnas para que todas portasen 8 placas solares. Este tipo lleva más placas de sobra que los demás tipo, de ahí proviene esta diferencia.

2.4 Emplazamiento de protecciones y elementos de la instalación fotovoltaica

2.4.1 Cajas de registro de conexionado de los módulos

Las cajas de registros se situarán en la parte trasera de las placas solares. En su interior, se encuentra los bornes de conexionado del tipo Aphenol H4.

Dichas cajas tienen que ser estancas, con un grado de protección frente a la entrada de cuerpos sólidos de grado 6 y una protección frente la entrada de agua o elementos líquidos de grado 5.

El modelo propuesto para estas cajas, es QUAD IP65.

2.4.2 Cuadro de mando y protección

Los cuadros de mando y protección se situarán en diversos puntos de la instalación, cumpliendo con lo especificado en la ITC-17 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE EN 60.439-3, IEC 60529 con un grado de protección mínimo IP 65 según UNE 20.324 e IK 08 según UNE-EN 50.102.

En el interior de estos cuadros se dispondrá de una pletina o borne para la conexión de puesta a tierra.

Dentro de este cuadro, los elementos de protección serán como mínimo:

Un interruptor general automático de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual que esté dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos. Este interruptor será independiente del interruptor de control de potencia.

El interruptor diferencial general, destinado a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos; salvo que la protección contra contactos se efectúe mediante otros dispositivos de acuerdo con la ITC-BT-24.

Dispositivos de corte omnipolar, destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos interiores de la vivienda.

Dispositivo de protección contra sobretensiones según ITC-BT-23 si fuese necesario. Estos dispositivos de protección deben de tener una posición de servicio vertical.

En total existirán 2 cuadros de protección: Cuadro Array y Cuadro de Distribución.

Para ambos cuadros, tanto la aparamenta como la envolvente, se ha seleccionado al fabricante Schneider. Especificaciones, dimensiones y demás datos técnicos podrán encontrarse en la memoria de cálculos.

2.5 Puesta a tierra

2.5.1 Aspectos generales

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo, según indica la ITC-BT-18.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra, según la ITC-18 deben ser tales que:

El valor de la resistencia de puesta a tierra este conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación. Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.

Contemplan los posibles riesgos debidos a la electrolisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

2.5.2 Tomas de tierra

La forma, la profundidad de enterramiento y la distancia de las tomas de tierra, deben ser tales, que cumplan con lo establecido en la ITC-BT-18, además su resistividad deberá mantenerse aun cuando varíen las condiciones del terreno.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben de ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Algo fundamental a tener en cuenta, es que las canalizaciones metálicas de otros servicios como el agua, gas etc. no pueden ser utilizados nunca como tomas de tierra.

La profundidad de enterramiento en ningún caso puede ser menor de 0.50m. Cumpliendo con todo lo anteriormente expuesto, se utilizarán picas de cobre con construcción y resistencia eléctrica según la clase que se indica en la norma UNE-EN 60228:2005.

Las características de las tomas de tierra tienen que ser como mínimo las siguientes: Tipo de pica: Pica cilíndrica de 150 micras

- Situación de las picas: En serie
- Separación entre picas: 2m

- Diámetro de las picas: 14mm
- Sección del conductor de unión: 16mm Profundidad de enterramiento: 0.50m Resistencia del electrodo: 75Ω

3 PLAN DE MANTENIMIENTO

3.1 Aspectos generales

Una vez realizada la instalación, se debe de llegar a un acuerdo de contrato para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo de todos los elementos de la instalación.

Es preferible que este contrato de mantenimiento se realice con la misma empresa instaladora que ha realizado el proyecto.

En estos aspectos generales podemos diferenciar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo constará de 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. Algunas de las actividades u operaciones que se deben de llevar a cabo son las siguientes:

- 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 y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructuras soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, erosión, etc.
- Baterías: Nivel de electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

El mantenimiento correctivo es aquel que engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil. Algunas de estas actividades son:

- La visita a la instalación en los plazos indicados. Para ello se determinará una frecuencia y acciones de actuación junto al cliente final y según acuerdo del contratista.
- La visita mencionada en el párrafo anterior, se refiere a que el instalador deberá de acudir en un plazo máximo de 48 horas, a la instalación si esta no funcionara, o en una semana si la instalación puede seguir funcionando incluso con esta avería.
- 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 periodo de garantía.
- Todas las actividades referidas al mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, deben de realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de una empresa instaladora.
- Todas las operaciones de mantenimiento, deben de estar registradas en un libro de mantenimiento.

3.2 Mantenimiento de los componentes de la instalación.

3.2.1 Reguladores

Las operaciones que se llevarán a cabo para mantener el regulador en buen estado durante su vida útil son las siguientes:

- De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
- Comprobar la estanqueidad del equipo. No debe mostrar signos de acumulación interna de polvo/arena.
- Asegurarse de que la temperatura es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.

Dada las condiciones en las que se encuentra el equipo, la acumulación de polvo será algo habitual.

3.2.2 Acumuladores

Los acumuladores es el elemento de la instalación solar fotovoltaica que más, mantenimiento necesita, debido a su composición química, pudiendo ser muy perjudicial para el resto de dispositivos. Algunas de las acciones que se pueden realizar para mantener los acumuladores en buen estado son las siguientes:

- Control del funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico.
- Inspección visual del nivel de líquido de las baterías.
- Comprobación de las terminales, su conexión y engrase.
- Comprobación de la estanqueidad de la batería.
- Medición de la temperatura dentro de la habitación.

3.2.3 Cableado y canalizaciones

Para realizar el plan de mantenimiento del cableado con el fin de su simplificación se estudiará por zonas.

Cuadros de conexión:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión.
- Comprobación visual del buen estado del cuadro o caja de conexión, con el fin de conservar sus propiedades de estanqueidad.
- Inspección visual de las señales de los cables y de las señales de advertencia.

Conexión entre módulos:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión. Comprobación visual de que los módulos están conectados correctamente, de acuerdo con el presente proyecto.

Canalizaciones:

- Comprobar el buen estado del conducto o canalización.
- Comprobar que los conductos no estén obstruidos por cuerpos extraños y de ser así, eliminar esta obstrucción.

- Comprobar el buen aislamiento de los cables que circulan por cada uno de ellos. Asegurarse de que por cada canalización va el circuito correcto, cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.

3.2.4 Protecciones

Las protecciones son otro de los puntos clave de cada instalación, debido a que un fallo en estos elementos puede provocar un daño material o poner en peligro la integridad de los usuarios de la instalación. Por tanto algunas de las actividades que se deben de realizar para que esto no ocurra son las siguientes:

- Control del buen funcionamiento de los interruptores.
- Inspección visual del buen estado del conexionado.
- Control del funcionamiento y de actuación de los elementos de seguridad y protecciones como fusibles, puestas de tierra e interruptores de seguridad.
- Realización de pruebas en cada uno de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, debido a que cada uno de ellos lleva incorporado una serie de protecciones.

3.2.5 Puesta a tierra

Para asegurar una buena circulación de las corrientes de defecto a tierra, se debe de realizar el mantenimiento de esta parte de la instalación. Las actividades que se deben de realizar son las siguientes:

- Revisión anual en la época en el que el terreno se encuentre más seco. Medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Medición de la resistividad del terreno.
- Comprobación de la continuidad de la instalación a tierra. Comprobación de todas las masas metálicas a tierra.
- Revisión cada 5 años de los conductores de enlace del electrodo con el punto de puesta a tierra.

3.2.6 Estructura soporte

- Comprobar la estructura visualmente con posibles daños o desperfecto causados por la oxidación o por algún agente ambiental.
- Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta. Comprobación de que la orientación de estas estructuras sea la adecuada cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.
- Comprobación de que las cimentaciones que sujetan estas estructuras estén en buen estado.

3.2.7 Paneles solares

Con objeto de un rendimiento óptimo de la instalación, el buen mantenimiento de los generadores fotovoltaicos es imprescindible. Para tal fin debemos de realizar lo siguiente:

- Se realizará una inspección visual de la limpieza de estos paneles. En caso de que la acumulación de polvo y suciedad sea elevado, se realizará una limpieza de la superficie.
- Inspección visual de posibles deformaciones, oscilaciones y estado de la conexión a tierra de la carcasa
- Realización de un apriete de bordes y conexiones y se comprueba el estado de los diodos de protección o antiretorno que evitarán el efecto isla, explicado con anterioridad en la presente memoria.
- Realización de una medición eléctrica para comprobar el rendimiento de los paneles.

- Inspección visual de posibles degradaciones, indicios de corrosión en las estructuras y apriete de los tornillos.

4 IMPACTO AMBIENTAL

4.1 Aspectos generales

4.1.1 Antecedentes

Se define impacto ambiental como la “Modificación del ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza”.

El intenso crecimiento demográfico e industrial, la falta de estrategias de planificación ambiental, así como el desconocimiento del valor ecológico y socioeconómico de los ecosistemas, han incluido graves problemas de contaminación e impacto ambiental y la pérdida de valiosos recursos naturales y económicos. Hasta el último siglo, no se consideraba esencial el cuidado y protección del medio ambiente, por lo que, se ha visto severamente afectado. Los efectos negativos que hoy se aprecian no se pueden adscribir a cierto grupo de personas o industrias, ya que no se trata de culpar a nadie.

Para eliminar o reducir los impactos negativos de la sociedad, en su afán regulatorio ha desarrollado reglamentos, normas y leyes que moderan el comportamiento de las personas con el medio ambiente.

La mayor parte de la energía utilizada en los diferentes países proviene del petróleo y del gas natural. Se ha visto que el petróleo no es solo contaminante mientras se si no que mientras es tratado o transportado puede llegar a ser fatal para un ecosistema.

El efecto invernadero es algo bastante grave, debido a que con la acumulación de gases se retiene en la superficie terrestre más cantidad de energía lo que está provocando una aceleración del cambio climático.

Por no mencionar el daño que se le está causando al planeta por la emisión de gases a la atmosfera haciendo cada vez más grave el problema de la capa de ozono y originando la llamada “lluvia ácida”.

Con referente a la lluvia acida, es bastante perjudicial para la vida, tanto humana como para la animal o la vegetación. Es un proceso por el cuál en la humedad del aire se mezclan óxido nitroso y dióxido de azufre, cayendo en la superficie en forma de elementos muy corrosivos.

Por este motivo el 16 de febrero de 2005 entra en vigor el protocolo de Kioto, el cual tiene como objetivo reducir la emisión de 6 gases diferentes a la atmosfera: dióxido de carbono, metano y óxido nitroso entre otros. Este protocolo además ha servido como fuente de ingresos extra para países menos desarrollados, ya que las cantidades de gases no emitidos por una nación pueden ser vendidos a otros.

Por tanto una de las soluciones que se encontraron para reducir el consumo de combustibles fósiles, teniendo en cuenta el entorno socioeconómico y la aprobación en el Ministerio de Economía de diferentes Reales Decretos con el objetivo de proteger el medio ambiente y dentro de los sectores que conocemos garantizar un suministro eléctrico de calidad, se pensó en promover las energías renovables, ya que son fuentes de energía limpias e inagotables.

4.1.2 Descripción del proyecto

Este apartado se describirá las distintas obras que se realizaran en la instalación, las cuales pueden interferir en el medio ambiente.

- Instalación de los paneles solares sobre unos báculos de 9 metros fuera de la zona clasificada.
- Elaboración de las zanjas
- Construcción de una pequeña caseta para los distintos equipos (reguladores, paneles, de protección, paneles de distribución ...)
- Construcción de sarcófago para la bancada de baterías

4.2 Alternativas del proyecto.

4.2.1 Desde el punto de vista medioambiental.

No son necesarios permiso especial ya que dicha instalación cuenta con el permiso para su edificación ya concedido. Las modificaciones que incorporamos a los pozos no se han considerado de especial importancia por el gobierno argelino.

4.2.2 Desde el punto de vista del desarrollo de la actividad.

Se ha buscado una zona lejos de toda zona conflictiva (zona área clasificada).

4.2.3 Desde el punto de vista del desarrollo de la viabilidad económica.

Se constará que aun cuando los accesos son por caminos rurales sin asfaltar (o sin caminos en algunas ocasiones), estos deben reunir las condiciones necesarias para el traslado de los materiales necesarios para la ejecución de la instalación.

La ejecución del proyecto es viable ya que los terrenos son propiedad del promotor de la obra.

4.3 Identificación y valoración de impactos.

Para realizar este apartado se va a hacer un análisis cualitativo de cómo se afecta a la flora y a la fauna de la zona.

Se distingue por tanto para cada acción:

El **carácter genérico**, calificándose como beneficioso o adverso en referencia al estado previo de la actuación.

El **tipo de acción**: Directa si el efecto se manifiesta de inmediato o indirecta cuando el efecto se daba a interdependencias.

Sinergia: Cuando el efecto directo de la acción se multiplica al combinarse con los producidos por otras acciones derivadas de la ejecución del proyecto.

Características en el tiempo: Si la alteración se produce en un plazo limitado será temporal, si permanece indefinidamente será permanente.

Características espaciales: Si los efectos se manifiestan en el mismo lugar en el que se realiza la acción se considera localizado, si se manifiestan fuera de donde tienen lugar las acciones, independientemente de la superficie que resulte afectada se considerará extensivo.

Cuenca especial: Si los efectos se perciben en el mismo lugar en el que se realiza la acción se considera próximo, si se perciben a distancia de donde tienen lugar las acciones, independientemente de la superficie que resulte afectada se considerará alejado.

Reversibilidad: Si de modo natural existe la posibilidad de retornar a la situación original será el impacto reversible, en caso contrario será irreversible.

Probabilidad: La probabilidad de que ocurran los efectos derivados de las acciones se clasifican en segura, alta, media y baja.

Grado de protección exigida: En el caso de existir recursos o elementos protegidos o a proteger se especifica el nivel de protección y que medidas conlleva su protección total o parcial.

Recuperabilidad: Cuando existe la posibilidad de recuperar unas condiciones similares a las originales se considera recuperable (total o parcialmente). En caso contrario se considera irrecuperable. El hecho de que el impacto sea recuperable no implica que vayan a llevar a cabo la recuperación, dependiendo esto de la magnitud del impacto.

Medidas correctoras: Se describen y cuantifican las medidas a tomar para corregir o recuperar los efectos del impacto.

Magnitud: Se resume la valoración del efecto de la acción. Se clasifican en:

Compatible: Cuando el impacto es positivo o en caso contrario la recuperación es inmediata.

Moderado: Cuando se recuperan las condiciones originales a medio plazo sin necesidad de medidas correctoras. Cuando la probabilidad de que se ocasionen impactos irreversibles pero recuperables es baja.

Severo: Cuando son necesarias la aplicación de medidas que corrijan total o parcialmente los efectos del impacto. Cuando hay una probabilidad alta o media de que se originen impactos irreversibles y recuperables.

Crítico: Cuando las pérdidas de condiciones originales superan el umbral admisible y no son recuperables o bien cuando la probabilidad de que esto ocurra sea media o alta.

Las obras que se van a realizar no son relevantes en la modificación del entorno actual, ya que simplemente se producirán unas excavaciones para la realización de la zanja, excavación para enterrar la bancada de batería y una pequeña obra civil que compone la instalación de los báculos de 8 metros y una pequeña techada para proteger a los equipos.

No va a haber efectos negativos en la fauna (más de los que haya podido crear la instalación originaria).

No existe vegetación que se pueda ver afectada.

4.3.1 Sobre el paisaje

La instalación, al ser simplemente para abastecer a tres tipos de pozos petrolíferos, además de estar el pueblo a una distancia considerable, la instalación no influirá negativamente en dicho paisaje.

La instalación podría considerarse un elemento extraño, más por su carácter que por su ubicación en el paisaje.

La poca entidad de la instalación, además de lo bien integrada que se encuentra al conjunto de viviendas hace que su presencia a la larga se integre como una parte más de cada una de las dos viviendas.

Por tanto la valoración con respecto a los valores cualitativos son los siguientes:

- **Carácter genérico:** Adverso
- **Tipo de Acción:** Directa
- **Sinergia:** No existe
- **Características del tiempo:** Permanente.
- **Características espaciales:** Extensivo.
- **Reversibilidad:** Irreversible.
- **Probabilidad:** Segura.
- **Grado de protección:** No aplica.
- **Recuperabilidad:** Recuperable.
- **Medidas correctoras:** No aplica.
- **Magnitud:** Moderado

4.3.2 Sobre la vegetación

El terreno es árido y por lo que no existe vegetación abundante sino solamente vegetación árida.

Por tanto la valoración con respecto a los valores cualitativos son los siguientes:

- **Carácter genérico:** Adverso
- **Tipo de Acción:** Directa

- **Sinergia:** No existe
- **Características del tiempo:** Temporal
- **Características espaciales:** Localizado.
- **Reversibilidad:** Reversible.
- **Probabilidad:** Segura.
- **Grado de protección:** No aplica.
- **Recuperabilidad:** Recuperable.
- **Medidas correctoras:** No aplica.
- **Magnitud:** Compatible.

4.4 Medidas correctoras

Este punto tiene como objeto dejar constancia de las actuaciones que se deben llevar a cabo tras finalizar las obras en el terreno para que el impacto ambiental sobre el mismo sea el menor posible.

Por tanto algunas de las cosas que se deben de llevar a cabo son las siguientes:

Todas las actuaciones que derivan directa o indirectamente de la ejecución del proyecto deberán circunscribirse al denominado “ámbito de la obra” que a todos los efectos y prevaleciendo sobre lo definido en el proyecto queda definida del modo siguiente: Aquella superficie, situada según se indica en el plano, cuyo perímetro exterior queda definido por una línea situada a 2m del exterior de la zona afectada.

Aunque no esté previsto, en caso de producirse excedentes no aprovechables de materiales de excavación o de cualquier otro tipo deberán trasladarse y depositarse en un vertedero controlado.

La tierra vegetal procedente de la excavación en el caso de producirse, se aprovechará íntegramente en la parcela, extendiéndose en las zonas no ocupadas por paneles.

5 INVERSIÓN

5.1 Aspectos generales

El presente documento, tiene por objeto realizar un estudio de rentabilidad diferencial con respecto a lo que costaría realizar el mantenimiento a través de unos generadores diesel.

Por tanto dicho estudio se realizará con los elementos diferenciales entre ambas opciones de suministro eléctrico.

5.2 Resumen de la inversión

La inversión inicial que se presupuestada para realización de la instalación es de

229.276,92 €. A la hora de llevar a cabo el estudio de viabilidad económica, se debe de tener en cuenta el coste de combustible requerido para la alimentación de los dos tipos de pozos.

El presupuesto facilitado por la empresa licitadora del generador diésel es de carácter confidencial. Por ello, lo único que nos permiten comparar es el coste del consumo de combustible, el cual, asciende a 70.080,00€.

5.2.1 Desglose de la inversión

El desglose porcentual de la inversión inicial que se debe de hacer es el siguiente:

ITEM	Porcentaje
Módulo Fotovoltaicos	18,81%
Reguladores	10,91%
Baterías	31,34%
Paneles de distribución	9,13%
Panel auxiliar	12,70%
Otros	17,10%

Tabla 11 – Porcentaje de costes de la instalación

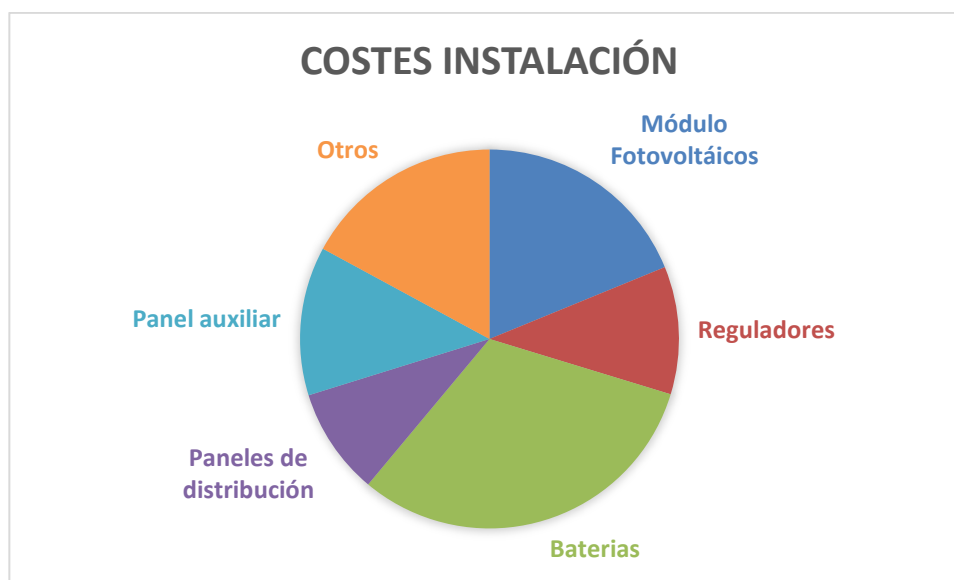


Figura 2 – Resumen de costes

Como se puede observar, la inversión mayor se realiza en las baterías.

5.3 Parámetros relacionados con el estudio diferencial

En este punto del proyecto, se justificarán los valores tomados para la realización del estudio diferencial de la inversión.

5.3.1 En los pozos petrolíferos

Tal y como se detalló en el apartado 2.3.1.5, el mes más desfavorable corresponde con el mes de diciembre, por lo que la instalación se ha dimensionado tratando este mes como el más crítico.

La energía total necesaria para abastecer los pozos petrolíferos son 1083 kWh al año. Al existir dos viviendas la energía será el doble, 2166 kWh al año. Este es el valor que se tomará para realizar el estudio de viabilidad económica.

5.3.2 Gastos de mantenimiento

Estos gastos de mantenimiento, son los derivados de todas las tareas que se deben realizar cada cierto periodo de tiempo, según se indica en el capítulo “Pliego de Condiciones” del presente proyecto.

Las labores de mantenimiento, en la medida de lo posible, se deberán de llevar a cabo por la empresa encargada en la ejecución de la instalación.

5.3.3 Precio de la electricidad

Con el fin de demostrar la amortización de nuestra instalación, este valor es el más necesario para corroborar nuestro trabajo.

Para esta instalación, se requerirá un generador diésel de, aproximadamente, unos 8kW, por lo que para esta potencia, y trabajando a plena carga, se estima un consumo de 8 litros. El coste Diésel en Argelia actualmente ronda en torno a 0,23€ el litro.

El precio estimativo del diésel, resulta bastante contradictorio ya que la oscilación diaria se ve afectada por infinitos factores que resultan imposible de cuantificar. Tales como decisiones políticas, guerras, inestabilidades o intereses, varían notablemente el precio del carburante. Lo que sí sabemos es que el precio del barril de petróleo se encuentra en mínimos históricos, por ello, debemos suponer que el precio estimado irá al alza con el paso del tiempo.

5.4 Estudio de la inversión

Para llevar a cabo dicho estudio, se realiza mediante el método de “VAN”, con el fin de obtener cual es el beneficio a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación.

Para comprobar, cuál es el tiempo de retorno de dicha inversión se utiliza el método denominado “payback”.

Para ver el índice de la tasa de rentabilidad se usa lo que se denomina como “TIR”.

5.4.1 Beneficio

Como bien se ha comentado anteriormente, para el estudio del beneficio que se obtendrá durante los 25 años de vida útil de la instalación, se utilizará el método del VAN.

El resultado obtenido es el siguiente:

AÑO	0	1	2	3	4	5	6
INVERSIÓN	-418.273,17 €	-	-	-	-	-	-
COSTE GENERADOR	100.000,00 €	-	-	-	-	-	-
MANTENIMIENTO SOLAR		-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €
MANTENIMIENTO GENERADOR		19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €
TOTAL	-318.273,17 €	-299.191,17 €	-280.109,17 €	-261.027,17 €	-241.945,17 €	-222.863,17 €	-203.781,17 €

AÑO	7	8	9	10	11	12	13
INVERSIÓN	-	-	-	-	-	-	-
COSTE GENERADOR	-	-	-	-	-	-	-
MANTENIMIENTO SOLAR	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €
MANTENIMIENTO GENERADOR	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €
TOTAL	-184.699,17 €	-165.617,17 €	-146.535,17 €	-127.453,17 €	-108.371,17 €	-89.289,17 €	-70.207,17 €

AÑO	14	15	16	17	18	19	20
INVERSIÓN	-	-	-	-	-	-	-
COSTE GENERADOR	-	-	-	-	-	-	-
MANTENIMIENTO SOLAR	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €
MANTENIMIENTO GENERADOR	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €
TOTAL	-51.125,17 €	-32.043,17 €	-12.961,17 €	6.120,83 €	25.202,83 €	44.284,83 €	63.366,83 €

AÑO	21	22	23	24	25
INVERSIÓN	-	-	-	-	-
COSTE GENERADOR	-	-	-	-	-
MANTENIMIENTO SOLAR	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €	-790,00 €
MANTENIMIENTO GENERADOR	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €	19.872,00 €
TOTAL	82.448,83 €	101.530,83 €	120.612,83 €	139.694,83 €	158.776,83 €

Tabla 12– Beneficios

Esta tabla indica el desglose de todos los factores económicos que influyen año a año para el estudio económico.

Sumando los ahorros totales de cada año se obtiene un ahorro para el propietario de la instalación de 158.776,83€. Este estudio se ha realizado para ambos pozos petrolíferos.

5.4.2 Retorno de la inversión

Para realizar el estudio del retorno de la inversión lo que se debe de hacer es un “payback”. Este proceso es muy simple, ya que solamente se tiene que ir sumando año a año los beneficios y ver en qué punto estos beneficios supere a la inversión inicial, como se muestra en la siguiente tabla:

	0	1	2	3	4	5	6
DATO	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €
BENEFICIO ANUAL	-	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €
ACUMULADO	-318.273,17 €	-299.001,17 €	-279.729,17 €	-260.457,17 €	-241.185,17 €	-221.913,17 €	-202.641,17 €
	7	8	9	10	11	12	13
DATO	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €
BENEFICIO ANUAL	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €
ACUMULADO	-183.369,17 €	-164.097,17 €	-144.825,17 €	-125.553,17 €	-106.281,17 €	-87.009,17 €	-67.737,17 €
	14	15	16	17			
DATO	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €	-318.273,17 €			
BENEFICIO ANUAL	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €	19.272,00 €			
ACUMULADO	-48.465,17 €	-29.193,17 €	-9.921,17 €	9.350,83 €			

Tabla 13 –Retorno de inversión

Como se puede observar en la anterior tabla, la inversión retornará a principios del año 16. Por tanto quedando alrededor de 9 años de beneficio para el propietario de la instalación.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1 ASPECTOS GENERALES

El objetivo del presente documento, es la justificación de las decisiones tomadas para el dimensionado, el cual se ha llevado a cabo mediante métodos de cálculo y criterios empíricos sancionados por la experiencia y acordes con la reglamentación y normativas vigentes.

2 DATOS DE PARTIDA

2.1 Datos de radiaciones

Para el cálculo del ángulo de inclinación que deben tener los módulos se ha utilizado el programa PV-GIS, el cual nos indica cual es el ángulo óptimo de inclinación para la zona de Tallante. El ángulo óptimo para esta localidad es 29° y según la base de datos PV-GIS la tabla de radiación incidente que recibe a lo largo del año la zona donde se ubicará la instalación es:

Mes	G _{opt} (KWh/m ²)
Enero	5.88
Febrero	6.45
Marzo	7.26
Abril	6.78
Mayo	6.66
Junio	6.66
Julio	6.68
Agosto	6.65
Septiembre	6.25
Octubre	6.28
Noviembre	5.91
Diciembre	5.39
Media anual	6.40

Tabla 14 – Valores promedios radiación por mes

Estas radiaciones serán las que se tendrán en cuenta a la hora de dimensionar la instalación que deberá cubrir las necesidades.

2.2 Necesidad mensual

En este apartado se muestran cuales son las necesidades anuales de nuestros pozos petrolíferos distribuidos por meses y representadas en la siguiente tabla:

Mes	Necesidad (kWh)
Enero	99.865
Febrero	99.865
Marzo	99.865
Abril	99.865
Mayo	99.865
Junio	99.865
Julio	99.865
Agosto	99.865
Septiembre	99.865
Octubre	99.865
Noviembre	99.865
Diciembre	99.865
Total	1198.38

Tabla 15 – Valores promedios necesidades por mes

2.3 Caídas de tensión

Según la ITC-BT-19, la caída de tensión máxima admisible será del 3%. En el caso de los circuitos pertenecientes a la instalación fotovoltaica, las caídas de tensión máximas se relacionan en la siguiente tabla, recomendada por el “Centro de estudios de Energía Solar” (CENSOLAR).

Tramo	Caída de tensión máxima	Caída de tensión recomendada
Paneles al regulador	3%	1%
Regulador al acumulador	1%	0.5%
Línea de iluminación	3%	3%
Otros equipos	5%	3%

Tabla 16 – Caídas de tensión máxima por secciones

Esta tabla ha sido facilitada por CENSOLAR.

Al considerar las caídas de tensión anteriormente mencionadas se obtienen secciones de conductores sobredimensionados, por lo que no es necesario realizar el estudio de la capacidad térmica del conductor.

2.4 Orientación de los paneles y pérdidas

La orientación elegida para la instalación es hacia el sur y con una inclinación de 29° , ya que es el ángulo óptimo de inclinación con lo que se obtiene más radiación media anual. Respecto a las pérdidas por sombra cabe señalar que no se producen este tipo de pérdidas ya que en el horizonte de la trayectoria solar no se encuentran elementos de construcción ni objetos que puedan proyectar sombra. El ángulo de orientación de los paneles ha de ser hacia el Sur tal y como se puede ver en la siguiente figura extraída del software PV-GIS.

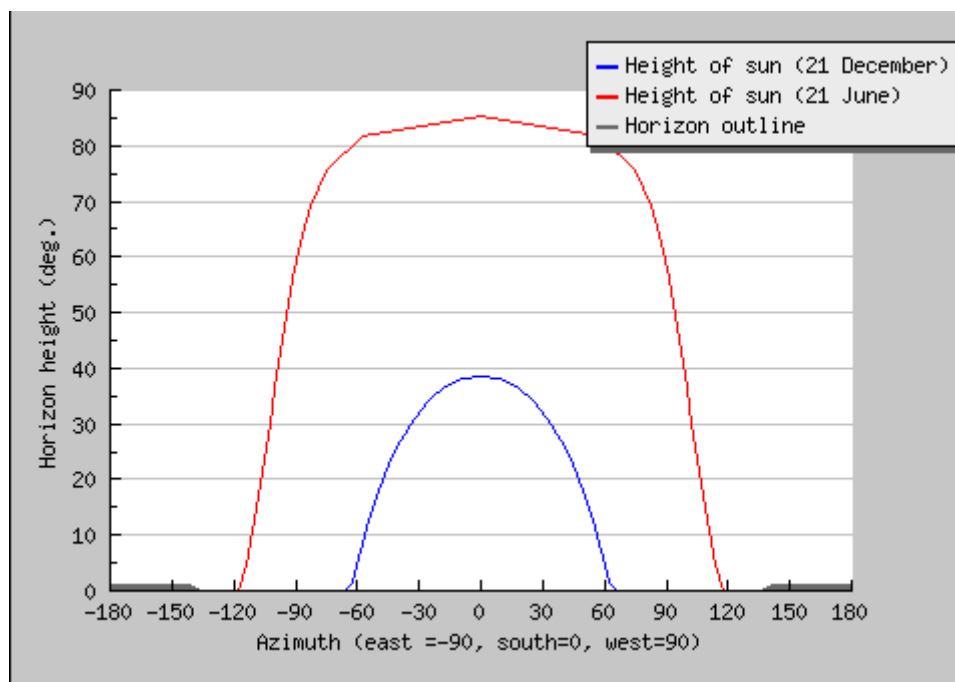


Figura 3 - Azimuth

2.5 Horas de Sol

La siguiente tabla proporcionada por el Ministerio de Energía Renovables del Gobierno de Argelia en la que se establecen las condiciones climatológicas:

Moyenne mensuelle de la durée d'Insolation [Heures], (**Sunshine duration**)

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
9,21	8,35	8,49	9,64	10,20	11,14	10,42	9,98	8,24	8,11	9,00	8,28

Tabla 17 – Valores promedios tiempo de luz solar

2.6 Datos Meteorológicos

2.6.1 Temperatura

Average Daily Temperatures

Temperature (°C)	Jan	Feb	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum	23.3	25.7	30.6	33.8	38.6	42.1	42.3	41.6	38.8	34	27.4	23.7	42.3
Average	12.3	15.8	20.1	24.7	29.5	34.9	37.4	36.6	32.6	25.9	18.4	13.5	25.1
Minimum	4.5	6	9.2	12.1	17.7	26.5	30.7	28.9	23.7	16.1	9	4.9	4.5

Minimum Air Temperatures

Temperature (°C)	Jan	Feb	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum	18,9	19,5	25,5	28,2	31,9	37,3	36	36,2	32,5	27,4	22,8	19,6	37,3
Average	4,6	7,4	11,3	15,7	20,6	25,5	27,9	27,4	24,1	17,9	10,8	6	16,6
Minimum	-4,6	-0,8	0,9	3,4	8,9	16,9	19,6	18,8	14,6	7,2	0,8	-3,1	-4,60

Method	Extreme Values					Max. (30/6 years)	Quantile 95%	
	1 year	5 years	10 years	50 years	100 years		Emp	Gumb.
Yearly max Gumbel	2.6	-2.6	-3.9	-6.5	-7.6	-4.6	2.9	
CFD Gumbel	-1.1	-3.2	-4.0	-6.1	-7.0	-4.6	2.9	2.89

Maximum Air Temperatures

Temperature (°C)	Jan	Feb	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum	31.5	34.5	38.9	43.6	47.5	48.4	49.4	48.7	46.5	42.8	35.3	31	49.4
Average	20.6	24	28.2	32.7	37.4	42.9	45.5	44.6	40.5	33.8	26.3	21.8	33.2
Minimum	9.2	11.5	15.4	17.4	24.4	30.6	39.8	33.5	28.9	22.4	11.6	11.3	9.2

Method	Extreme Values					Max. (30/6 years)	Quantile 95%	
	1 year	5 years	10 years	50 years	100 years		Emp	Gumb.
Yearly max Gumbel	46.3	48.9	49.5	50.9	51.4	49.4	46.4	
CFD Gumbel	48.6	49.8	50.3	51.4	51.9	49.4	46.4	46.34

Tabla 18 – Temperatura

Atendiendo a los parámetros descritos, se tomarán por consiguiente:

- Temperatura mínima: -5°C
- Temperatura máxima: 55°C
- Temperatura de diseño: 35°C

2.6.2 Humedad

Average humidity	25.8%
Extreme maximum humidity	89%
Extreme minimum humidity	9%

Tabla 19 – Humedad

Atendiendo a los parámetros descritos se tomará como parámetro de diseño una humedad relativa del 90%.

2.6.3 Lluvias

Daily Precipitation													
Precipitation (mm)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum (mm/day)	19.8	8.6	19.6	52.9	8	6	1.5	8.6	11.4	13.6	9.5	12.4	52.9
Average accumulation (mm/month)	2.9	1.5	1.9	5	0.7	0.3	0.1	0.8	0.7	2	1.5	1.5	18.8
Minimum (mm/day)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Average numb. of rainy days	0.8	0.7	0.5	0.5	0.4	0.1	0.1	0.4	0.4	1.1	0.8	0.5	6.3

Daily Evaporation													
Evaporation (mm/d)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum	24	30.5	28.3	30.1	36.5	45.9	43.5	44.3	33	31.6	29.2	22.7	45.9
Average	6.6	8.7	11.7	14.3	17.1	19.6	21.8	20.6	17	12.6	8.4	6.3	13.7
Minimum	0.4	0	0.6	0.7	5.6	0	1.7	1.1	3.5	0.9	0	0.4	-

Number of rainy days per month

Days	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum	2	3	2	4	2	1	1	3	0	2	2	0	4.0
Average	0.4	1	0.6	1	0.4	0.2	0.2	1	0	1	0.6	0	-
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-

Tabla 20 – Lluvias

Tras examinar los datos geográficos, no parece haber una gran importancia en las lluvias, por lo que se tendrá en cuenta pero no será un dato determinante.

2.6.4 Vientos

Wind direction	Extreme Values Vm1h (m/s)					Vm3h max (10 years)	Quantile 95%	
	1 year	5 years	10 years	50 years	100 years		Emp.	Gumb.
Omnidirection	24.2	27.5	29.0	32.4	33.8	28	12	11.5
N	20.7	25.4	27.3	31.7	33.6	28	9	9.4
NE	20.8	24.0	25.4	28.7	30.1	25	11	11.6
E	19.3	22.3	23.6	26.5	27.8	21	12	11.4
SE	18.6	21.9	23.3	26.5	27.9	20	12	11.4
S	17.8	21.0	22.4	25.6	27.0	25	12	10.9
SO	18.9	22.4	23.9	27.4	28.9	20	12	11.5
O	20.0	23.9	25.5	29.4	31.0	24	13	12.2
NO	14.0	16.8	18.0	20.8	22.0	19	10	9.3

Tabla 21 – Vientos

Atendiendo a la gráfica expuesta, deberemos tomar como parámetro de diseño para báculos y elementos suspendidos una velocidad promedio de 50 m/s.

2.6.5 Tormentas de Arena

Days	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug.	Sep	Oct	Nov	Dec.	Annual
Maximum	9	16	23	21	24	21	21	16	18	13	9	10	24.0
Average	4.5	6.7	10.73	11.5	12.03	9.6	9.533	8.833	7.833	6.2	3.733	3.733	7.9
Minimum	0	1	4	3	3	4	3	4	0	0	0	0	-

Tabla 22 – Tormentas de Arena

Por el contrario, vemos que las tormentas de arena disponen de una mayor importancia siendo estas más frecuentes, debiendo de proteger los equipos en envoltentes.

3 DIMENSIONADO DEL SISTEMA

Con los parámetros anteriormente mencionados se determinará el número de paneles y elementos del acumulador necesarios para el suministro eléctrico de las viviendas.

3.1 Dimensionado de la instalación solar

3.1.1 Fórmulas utilizadas

- Consumo máximo de la instalación

$$I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{inst}} \quad (1.1)$$

- P, es la potencia necesaria, en kWh.
- V_{inst} , es la tensión a la que opera la instalación, en V.

- Consumo máximo

$$I_{max} = I_{nec} \cdot 1,2 \quad (1.2)$$

Dónde:

- I_{max} , es el consumo máximo de la instalación, en Ah/d.

- Energía suministrada por un panel

$$E_{panel} = 0,9 \cdot I_{max_panel} \cdot HSP \quad (1.3)$$

Dónde:

- $I_{maxpanel}$, es la intensidad máxima que nos puede suministrar el panel, en Ah.
- HSP, es la radiación solar según el ángulo de inclinación.

- Capacidad

$$C_{max} = I_{max} \quad (1.4)$$

Dónde:

- I_{max} , es el consumo máximo, en Ah.

- Capacidad de la batería necesaria

$$C = \frac{C_{max} \cdot D_{aut}}{P_D} \quad (1.5)$$

Donde:

- C_{max} , es la capacidad en Ah/día
- D_{aut} , son los días de autonomía que queremos
- P_D es la profundidad de descarga de la batería

- Cantidad de Paneles a instalar:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} = \frac{P}{HSP \cdot P_{panel} \cdot \eta} \quad (1.6)$$

Dónde:

- P , es la potencia requerida, en Wh/d.
- HSP , horas de sol pico para el mes más desfavorable.
- η , es el rendimiento de la instalación

- Número de paneles en serie

$$\text{Paneles}_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{panel}} \quad (1.7)$$

Dónde:

- V_{ins} , es la tensión de la instalación, en V.
- V_{panel} , es la tensión que suministra el cada panel, en V.

- Número de paneles en Paralelo

$$\text{Paneles en Paralelo} \geq \frac{N^{\circ} \text{ Paneles}}{\text{Paneles}_{serie}} \quad (1.8)$$

Dónde:

- $N^{\circ} \text{ Paneles}$, son los paneles totales de la instalación
- Paneles_{serie} , son los paneles en serie requeridos

- Numero de baterías en serie

$$\text{Baterias}_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{nominal}} \quad (1.9)$$

Dónde:

- V_{ins} , es la tensión de la instalacion, en Ah.
- $V_{nominal}$, es la tensión real de las baterías, en Ah.

- Número de baterías en paralelo

$$\text{Baterias}_{pararelo} = \frac{V_{bat}}{V_{inst}} \quad (1.10)$$

Dónde

- V_{bat} , es la tensión que suministra la batería, en V.
- V_{inst} , es la tensión a la cual trabaja la instalación, en V.

- Intensidad campo fotovoltaico.

$$I_{campoFV} = N^{\circ} \text{ Ramas} \cdot I_{cc_panel} \quad (1.11)$$

Dónde:

- N° ramas, son los paneles en paralelo necesarios, redondeados hacia arriba.
- $I_{cortoFV}$, es la intensidad de cortocircuito de cada panel, en A.

- Pérdidas

$$K_t = K_a + K_b + K_c + K_d + K_e + K_f \quad (1.12)$$

Dónde:

- K_A , son las Pérdidas debido a la dispersión de los módulos
- K_B , son las Pérdidas debido al incremento de temperatura con respecto a la temperatura nominal.
- K_C , son las Pérdidas debido a la acumulación de suciedad en los paneles.
- K_D , son las Pérdidas debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos.
- K_E , son las Pérdidas debido a la reflectancia.
- K_F , son las Pérdidas eléctricas y otras pérdidas

- Intensidad regulador

$$I_{REG} = 1,1 \cdot I_{campoFV} = 1,1 \cdot 75,02 = 82,522 \quad (1.13)$$

Dónde,

- $I_{campoFV}$, Intensidad campo fotovoltaico

- Número de reguladores

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{I_{REG}}{I_{nominalREG}} \quad (1.14)$$

Dónde,

- I_{REG} , Intensidad de reguladores
- $I_{nominalREG}$, Intensidad máxima del regulador según ficha técnica

3.1.2 Elementos solares

Lo primero que se ha de calcular son las pérdidas totales común a toda la instalación:

$$K_t = K_a + K_b + K_c + K_d + K_e + K_f \quad (2.1)$$

$$K_t = 0,03 + 0,043 + 0,05 + 0,01 + 0,029 + 0,03 = 0,192$$

Por lo que el rendimiento de nuestra instalación será:

$$\eta = 1 - K_t = 1 - 0,192 = 0,808 \quad (2.2)$$

Con estos datos, analizaremos el sistema para cada uno de los cuatro casos que tenemos que analizar.

3.1.3 CASO 1: INSTALACIÓN TIPO 1

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)	
Operated Valves	880,00	0,5	440	
Hydraulic Power Pack	737,00	4	2948	
Control Panel RTU + PLC	530,00	24	12720	
XPIO	12,00	24	288	
Heat Tracing for PSV	120,00	24	2880	
Telecom Panel	222,00	24	5328	
Subtotal			24604	Wh/day
Margin (20%)			4920,80	Wh/day
Aeig Factor (20%)			4920,80	Wh/day
Total Required			34445,60	Wh/day

Tabla 2 – Estimación de cargas, Instalación tipo 1

De aquí se tiene el consumo diario en Wh/día del pozo tipo 1.

Tras esto se calcula el consumo máximo de la instalación:

$$I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{bat}} = \frac{34,4456 \cdot 1000}{24} = 1.425,34Ah \quad (2.3)$$

Dado que el cliente ya nos ha incluido ese 20% adicional como seguridad en sus cálculos no debemos contemplarlo por lo que:

$$I_{max} = I_{nec} = 1.425,34Ah \quad (2.4)$$

A continuación se calcula el número de paneles requeridos:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} = \frac{P}{HSP \cdot P_{panel} \cdot \eta} = \frac{34445,60}{5,73 \cdot 195 \cdot 0,808} = 38,15 \quad (2.5)$$

Con respecto al número de paneles en serie, en nuestro caso, las tensiones son las mismas por lo que el sistema únicamente estaría considerado como un único panel en serie. Sin embargo, con el fin de disminuir las intensidades (y por tanto reducir la sección de los cables), se va a utilizar una configuración de 2 paneles en serie con el fin de elevar la tensión y así disminuir la intensidad. El regulador que vamos a utilizar soporta tensiones de hasta 70VDC, es uno de los motivos de nuestra elección.

$$Paneles_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{panel}} = \frac{48}{24} = 2 \quad (2.6)$$

La cantidad de paneles en paralelo serán los siguientes:

$$\text{Paneles en Paralelo} \geq \frac{N^{\circ} \text{ Paneles}}{\text{Paneles}_{\text{serie}}} = \frac{38,15}{2} = 19,075 \cong 20 \quad (2.7)$$

Una vez calculado los paneles pasamos al cálculo de las baterías:

$$C_{bat} = I_{max} = I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{ins}} = \frac{34445,60}{24} = 1.435,24Ah \quad (2.8)$$

$$C_{max} = \frac{C_{bat} \cdot D_{aut}}{P_D} = \frac{1435,24 \cdot 5}{0,8} = 8.970,25Ah \quad (2.9)$$

Por último con este parámetro obtenemos el número de baterías en serie y paralelo

$$\text{Baterias}_{\text{serie}} = \frac{V_{ins}}{V_{nominal}} = \frac{24}{1,2} = 20 \quad (2.10)$$

Sin embargo, el fabricante puntualiza sobre el número de baterías en serie, el cual recomienda según la siguiente tabla:

Recommanded charge voltage

Battery system	Number of cells	Daily Depth Of Discharge [% of C ₁₂₀]		
		5 to 10%	10 to 15%	15 to 25%
12 V	9	13.5 V	13.95 V	14.4 V
24 V	18	27 V	27.9 V	28.8 V
48 V	36	54 V	55.8 V	57.6 V

Tabla 23 –Recomendación número baterías en serie

Por lo que al final, utilizaremos 18 células en serie en vez de 20

$$\text{Baterias}_{\text{paralelo}} = \frac{C_{max}}{C_{unitario}} = \frac{8970,25}{1830} = 4,9 = 5 \text{ filas} \quad (2.11)$$

Para calcular el número de reguladores se debe tener en cuenta otro grupo de parámetros:

$$I_{campoFV} = N^{\circ} \text{ Ramas} \cdot I_{scpanel} = 20 \cdot 6,82 = 136,4 \quad (2.12)$$

$$I_{REG} = 1,1 \cdot I_{campoFV} = 1,1 \cdot 136,4 = 150 \quad (2.13)$$

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{I_{REG}}{I_{nominalREG}} = \frac{150}{75} = 2 = 2 \text{ Reguladores} \quad (2.14)$$

3.1.4 CASO 2: INSTALACIÓN TIPO 2.1

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)
Inhabitor Corrosion pack	180	24	4320
Subtotal			4320 Wh/day
Margin (20%)			864 Wh/day
Aeig Factor (20%)			864 Wh/day
Total Required			6048 Wh/day

Tabla 3 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.1

De aquí se tiene el consumo diario en Wh/día del pozo tipo 2.1.

Tras esto se calcula el consumo máximo de la instalación:

$$I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{bat}} = \frac{6,048 \cdot 1000}{24} = 252,00Ah \quad (2.15)$$

Dado que el cliente ya nos ha incluido ese 20% adicional como seguridad en sus cálculos no debemos contemplarlo por lo que:

$$I_{max} = I_{nec} = 252,00Ah \quad (2.16)$$

A continuación se calcula el número de paneles requeridos:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} = \frac{P}{HSP \cdot P_{panel} \cdot \eta} = \frac{6048,00}{5,73 \cdot 195 \cdot 0,808} = 6,68 \quad (2.17)$$

Con respecto al número de paneles en serie, en nuestro caso, las tensiones son las mismas por lo que el sistema únicamente estaría considerado como un único panel en serie. Sin embargo, con el fin de disminuir las intensidades (y por tanto reducir la sección de los cables), se va a utilizar una configuración de 2 paneles en serie con el fin de elevar la tensión y así disminuir la intensidad. El regulador que vamos a utilizar soporta tensiones de hasta 70VDC, es uno de los motivos de nuestra elección.

$$Paneles_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{panel}} = \frac{48}{24} = 2 \quad (2.18)$$

La cantidad de paneles en paralelo serán los siguientes:

$$Paneles \text{ en Paralelo} \geq \frac{N^{\circ} \text{ Paneles}}{Paneles_{serie}} = \frac{6,68}{2} = 3,34 \cong 4 \quad (2.19)$$

Una vez calculado los paneles pasamos al cálculo de las baterías:

$$C_{bat} = I_{max} = I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{ins}} = \frac{6048,00}{24} = 252,00Ah \quad (2.20)$$

$$C_{max} = \frac{C_{bat} \cdot D_{aut}}{P_D} = \frac{252 \cdot 5}{0,8} = 1.575Ah \quad (2.21)$$

Por último con este parámetro obtenemos el número de baterías en serie y paralelo

$$Baterias_{serie} = \frac{V_{ins}}{V_{nominal}} = \frac{24}{1,2} = 20 \quad (2.22)$$

Sin embargo, el fabricante puntualiza sobre el número de baterías en serie, el cual recomienda según la tabla 19.

Por lo que al final, utilizaremos 18 células en serie en vez de 20

$$Baterias_{paralelo} = \frac{C_{max}}{C_{unitario}} = \frac{1575}{1620} = 0,972 = 1 \text{ fila} \quad (2.23)$$

Para calcular el número de reguladores se debe tener en cuenta otro grupo de parámetros:

$$I_{campoFV} = N^{\circ} \text{ Ramas} \cdot I_{scpanel} = 4 \cdot 6,82 = 27,28A \quad (2.24)$$

$$I_{REG} = 1,1 \cdot I_{campoFV} = 1,1 \cdot 27,28 = 30 \quad (2.25)$$

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{I_{REG}}{I_{nominalREG}} = \frac{30}{75} = 0,4 = 1 \text{ Reguladores} \quad (2.26)$$

3.1.5 CASO 3: INSTALACIÓN TIPO 2.2

SOLAR PANEL LOADS

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)	
Control Panel RTU + PLC	530	24	12720	
Telecom Panel	677	24	16248	
	Subtotal		28968	Wh/day
	Margin (20%)		5793,6	Wh/day
	Ageing Factor (20%)		5793,6	Wh/day
	Total		40555,2	Wh/day

Tabla 4 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.2

De aquí se tiene el consumo diario en Wh/día del pozo tipo 2.2.

Tras esto se calcula el consumo máximo de la instalación:

$$I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{bat}} = \frac{40,5552 \cdot 1000}{24} = 1.629,8Ah \quad (2.27)$$

Dado que el cliente ya nos ha incluido ese 20% adicional como seguridad en sus cálculos no debemos contemplarlo por lo que:

$$I_{max} = I_{nec} = 1.629,8Ah \quad (2.28)$$

A continuación se calcula el número de paneles requeridos:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} = \frac{P}{HSP \cdot P_{panel} \cdot \eta} = \frac{40.555,2}{5,73 \cdot 195 \cdot 0,808} = 44,92 \quad (2.29)$$

Con respecto al número de paneles en serie, en nuestro caso, las tensiones son las mismas por lo que el sistema únicamente estaría considerado como un único panel en serie. Sin embargo, con el fin de disminuir las intensidades (y por tanto reducir la sección de los cables), se va a utilizar una configuración de 2 paneles en serie con el fin de elevar la tensión y así disminuir la intensidad. El regulador que vamos a utilizar soporta tensiones de hasta 70VDC, es uno de los motivos de nuestra elección.

$$Paneles_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{panel}} = \frac{48}{24} = 2 \quad (2.30)$$

La cantidad de paneles en paralelo serán los siguientes:

$$Paneles \text{ en Paralelo} \geq \frac{N^{\circ} \text{ Paneles}}{Paneles_{serie}} = \frac{44,92}{2} = 22,46 \cong 23 \quad (2.31)$$

Una vez calculado los paneles pasamos al cálculo de las baterías:

$$C_{bat} = I_{max} = I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{ins}} = \frac{40555,8}{24} = 1.629,8Ah \quad (2.32)$$

$$C_{max} = \frac{C_{bat} \cdot D_{aut}}{P_D} = \frac{1629,8 \cdot 5}{0,8} = 10.126,25Ah \quad (2.33)$$

Por último con este parámetro obtenemos el número de baterías en serie y paralelo

$$Baterias_{serie} = \frac{V_{ins}}{V_{nominal}} = \frac{24}{1,2} = 20 \quad (2.34)$$

Sin embargo, el fabricante puntualiza sobre el número de baterías en serie, el cual recomienda según la siguiente tabla 19.

Por lo que al final, utilizaremos 18 células en serie en vez de 20

$$Baterias_{paralelo} = \frac{C_{max}}{C_{unitario}} = \frac{10.126,25}{1775} = 5,73 = 6 \text{ filas} \quad (2.35)$$

Para calcular el número de reguladores se debe tener en cuenta otro grupo de parámetros:

$$I_{campoFV} = N^{\circ} \text{ Ramas} \cdot I_{scpanel} = 23 \cdot 6,82 = 156,86 \quad (2.36)$$

$$I_{REG} = 1,1 \cdot I_{campoFV} = 1,1 \cdot 156,86 = 172,54 \quad (2.37)$$

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{I_{REG}}{I_{nominalREG}} = \frac{172,54}{75} = 2,3 = 3 \text{ Reguladores} \quad (2.38)$$

3.1.6 CASO 4: INSTALACIÓN TIPO 2.3

SOLAR PANEL LOADS

Description	Consumptions (W)	Operating time (h)	Energy per day (Wh)
Cathodic protection	560	24	13440
Subtotal			13440 Wh/day
Margin (20%)			2688 Wh/day
Ageing Factor (20%)			2688 Wh/day
Total			18816 Wh/day

Tabla 5 – Estimación de cargas, Instalación tipo 2.3

De aquí se tiene el consumo diario en Wh/día del pozo tipo 2.2.

Tras esto se calcula el consumo máximo de la instalación:

$$I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{bat}} = \frac{18,816 \cdot 1000}{24} = 784Ah \quad (2.39)$$

Dado que el cliente ya nos ha incluido ese 20% adicional como seguridad en sus cálculos no debemos contemplarlo por lo que:

$$I_{max} = I_{nec} = 784Ah \quad (2.40)$$

A continuación se calcula el número de paneles requeridos:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} = \frac{P}{HSP \cdot P_{panel} \cdot \eta} = \frac{18816}{5,73 \cdot 195 \cdot 0,808} = 20,84 \quad (2.41)$$

Con respecto al número de paneles en serie, en nuestro caso, las tensiones son las mismas por lo que el sistema únicamente estaría considerado como un único panel en serie. Sin embargo, con el fin de disminuir las intensidades (y por tanto reducir la sección de los cables), se va a utilizar una configuración de 2 paneles en serie con el fin de elevar la tensión y así disminuir la intensidad. El regulador que vamos a utilizar soporta tensiones de hasta 70VDC, es uno de los motivos de nuestra elección.

$$Paneles_{serie} = \frac{V_{inst}}{V_{panel}} = \frac{48}{24} = 2 \quad (2.42)$$

La cantidad de paneles en paralelo serán los siguientes:

$$Paneles \text{ en Paralelo} \geq \frac{N^{\circ} \text{ Paneles}}{Paneles_{serie}} = \frac{20,84}{2} = 10,42 \cong 11 \quad (2.43)$$

Una vez calculado los paneles pasamos al cálculo de las baterías:

$$C_{bat} = I_{max} = I_{nec} = \frac{P \cdot 1000}{V_{ins}} = \frac{18816}{24} = 784Ah \quad (2.44)$$

$$C_{max} = \frac{C_{bat} \cdot D_{aut}}{P_D} = \frac{784 \cdot 5}{0,8} = 4.900Ah \quad (2.45)$$

Por último con este parámetro obtenemos el número de baterías en serie y paralelo

$$Baterias_{serie} = \frac{V_{ins}}{V_{nominal}} = \frac{24}{1,2} = 20 \quad (2.46)$$

Sin embargo, el fabricante puntualiza sobre el número de baterías en serie, el cual recomienda según la siguiente tabla 19.

Por lo que al final, utilizaremos 18 células en serie en vez de 20

$$Baterias_{paralelo} = \frac{C_{max}}{C_{unitario}} = \frac{4900}{1775} = 2,7 = 3 \text{ filas} \quad (2.47)$$

Para calcular el número de reguladores se debe tener en cuenta otro grupo de parámetros:

$$I_{campoFV} = N^{\circ} \text{ Ramas} \cdot I_{scpanel} = 11 \cdot 6,82 = 75,02 \quad (2.48)$$

$$I_{REG} = 1,1 \cdot I_{campoFV} = 1,1 \cdot 75,02 = 82,522 \quad (2.49)$$

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{I_{REG}}{I_{nominalREG}} = \frac{82,522}{75} = 1,1 = 2 \text{ Reguladores} \quad (2.50)$$

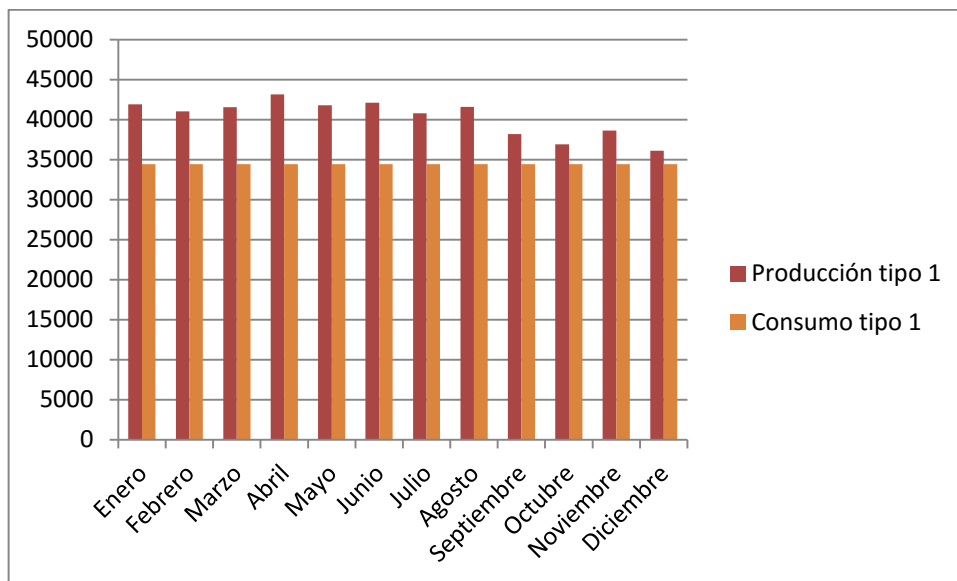
JUSTIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS:

Tabla 7 – Energía generada y consumida en instalación tipo 1

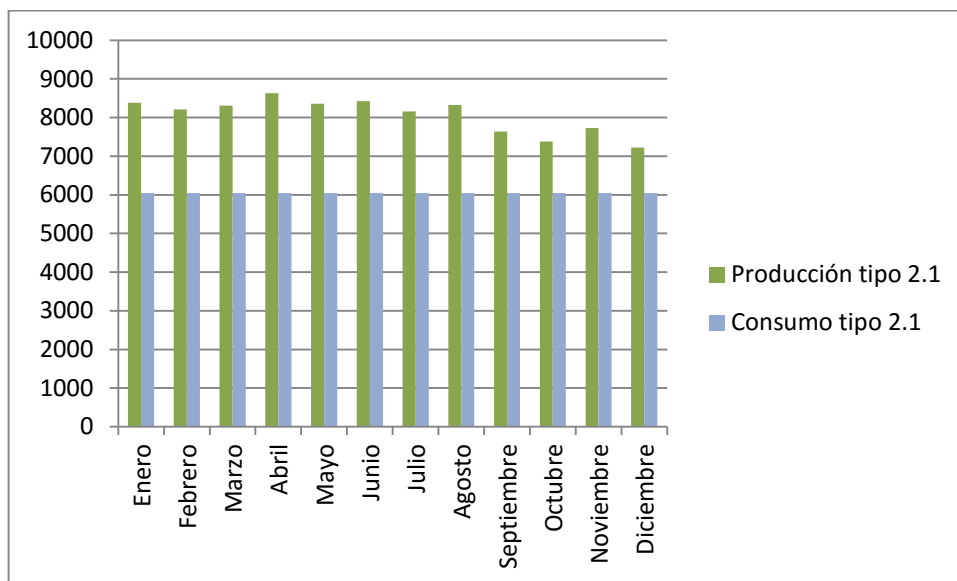


Tabla 8 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.1

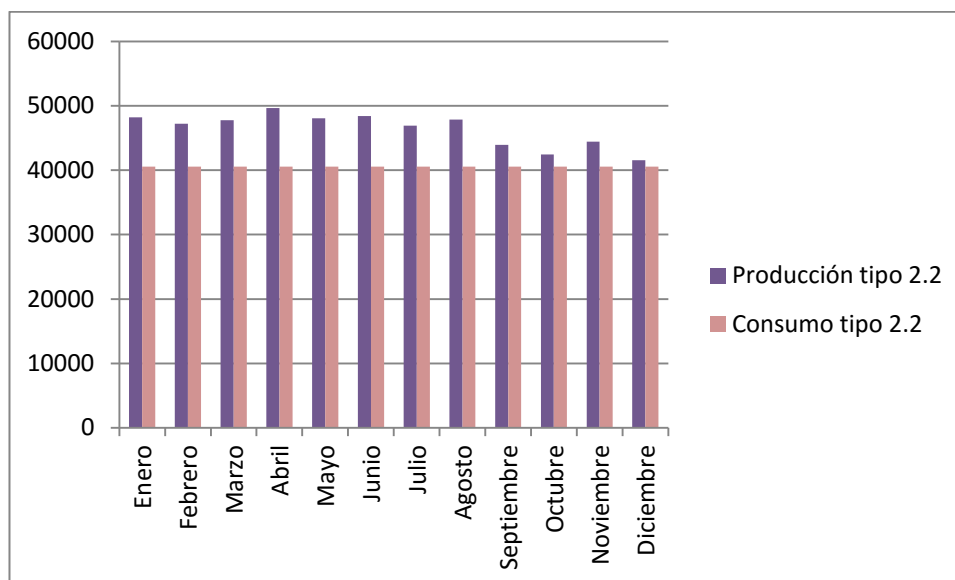


Tabla 9 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.2

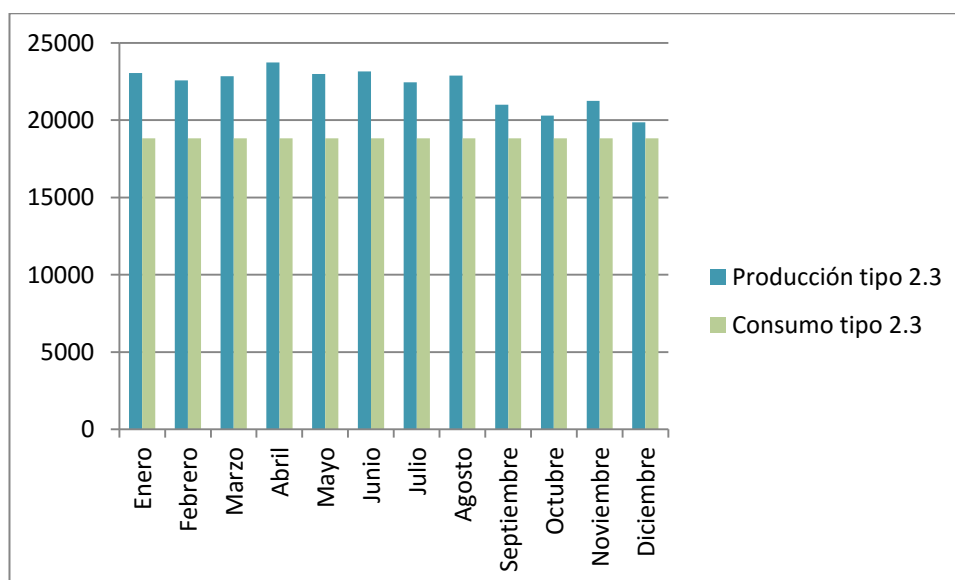


Tabla 10 – Energía generada y consumida en instalación tipo 2.3

3.2 Cableado

En este apartado se realizan los cálculos de las secciones de los conductores de manera independiente para cada uno de los pozos, ya que las distancias desde el campo fotovoltaico hasta el lugar donde se encuentran los reguladores respectivos son diferentes.

3.2.1 Formulas utilizadas

- Sección

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\rho \cdot U} \quad (3.1)$$

Donde:

- L, es la longitud, en m.

- I , es la intensidad que circula por el conductor, en A.
- ρ , constante para el cobre, 56.
- U , caída de tensión admitida, en V (Ver tabla

3.2.2 Dimensionado del Cableado

3.2.2.1 Caso 1: Instalación tipo 1

- Tramo de los paneles al array (Por Columna)

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 20,09 = 25mm^2 \quad (3.1)$$

- Tramo por columna al regulador

$$S = \frac{2 \cdot 15 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 30,13 = 35mm^2 \quad (3.2)$$

Nota: el tipo 1 estará compuesto por 5 columnas para dar soporte a los 40 paneles requeridos en la instalación.

- Tramo del regulador a baterías

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 150}{56 \cdot 0,24} = 44,64 = 50mm^2 \quad (3.3)$$

- Tramo del regulador al panel de distribución

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 104,2}{56 \cdot 0,48} = 15,05 = 16mm^2 \quad (3.2)$$

3.2.2.2 Caso 2: Instalación tipo 2.1

- Tramo de los paneles al array (Por Columna)

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 20,09 = 25mm^2 \quad (3.3)$$

- Tramo de los paneles al array (Por Columna)

$$S = \frac{2 \cdot 16 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 32,14 = 35mm^2 \quad (3.4)$$

Nota: el tipo 2.1 estará compuesto por 1 columna para dar soporte a los 8 paneles requeridos en la instalación.

- Tramo del regulador a baterías

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 30}{56 \cdot 0,24} = 8,93 = 10mm^2 \quad (3.5)$$

- Tramo del regulador al panel de distribución

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 7,5}{56 \cdot 0,48} = 1,11 = 6mm^2 \quad (3.6)$$

Nota: Por especificación del cliente, la mínima sección de los conductores será de $6mm^2$

3.2.2.3 Caso 3: Instalación tipo 2.2

- Tramo de los paneles al array (Por Columna)

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 20,09 = 25mm^2 \quad (3.7)$$

- Tramo por columna al regulador

$$S = \frac{2 \cdot 16 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 32,14 = 35mm^2 \quad (3.8)$$

Nota: el tipo 2.2 estará compuesto por 6 columnas para dar soporte a los 46 paneles requeridos en la instalación.

- Tramo del regulador a baterías

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 172,54}{56 \cdot 0,24} = 51,35 = 70mm^2 \quad (3.9)$$

- Tramo del regulador al panel de distribución

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 50,29}{56 \cdot 0,48} = 14,96 = 16mm^2 \quad (3.10)$$

3.2.2.4 Caso 4: Instalación tipo 2.3

- Tramo de los paneles al array (Por Columna)

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 20,09 = 25mm^2 \quad (3.11)$$

- Tramo por columna al regulador

$$S = \frac{2 \cdot 16 \cdot 27}{56 \cdot 0,48} = 32,14 = 35mm^2 \quad (3.12)$$

Nota: el tipo 2.3 estará compuesto por 3 columnas para dar soporte a los 22 paneles requeridos en la instalación.

- Tramo del regulador a baterías

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 82,522}{56 \cdot 0,24} = 24,56 = 25mm^2 \quad (3.13)$$

- Tramo del regulador al panel de distribución

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 23,33}{56 \cdot 0,48} = 3,47 = 6mm^2 \quad (3.14)$$

Nota: Por especificación del cliente, la mínima sección de los conductores será de $6mm^2$

3.2.2.5 Caso 5: Cableado paneles auxiliares

Panel auxiliar 1:

- Tramo del panel auxiliar a baterías

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 105}{56 \cdot 0,48} = 15,625 = 16mm^2 \quad (3.15)$$

- Tramo del panel auxiliar a panel de distribución

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 104,2}{56 \cdot 0,48} = 15,05 = 16mm^2 \quad (3.16)$$

Panel auxiliar 2:

- Tramo del panel auxiliar 2 a baterías tipo 2.1

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 30}{56 \cdot 0,24} = 8,93 = 10mm^2 \quad (3.17)$$

- Tramo del panel auxiliar 2 a cuadro distribución tipo 2.1

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 7,5}{56 \cdot 0,48} = 1,11 = 6mm^2 \quad (3.18)$$

Nota: Por especificación del cliente, la mínima sección de los conductores será de $6mm^2$

- Tramo del panel auxiliar 2 a baterías tipo 2.2

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 172,54}{56 \cdot 0,24} = 51,35 = 70mm^2 \quad (3.19)$$

- Tramo del panel auxiliar 2 a cuadro de distribución tipo 2.2

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 50,29}{56 \cdot 0,48} = 14,96 = 16mm^2 \quad (3.20)$$

- Tramo del panel auxiliar 2 a baterías tipo 2.3

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 82,522}{56 \cdot 0,24} = 24,56 = 25mm^2 \quad (3.21)$$

- Tramo del panel auxiliar 2 a cuadro de distribución tipo 2.3

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 23,33}{56 \cdot 0,48} = 3,47 = 6mm^2 \quad (3.22)$$

Nota: Por especificación del cliente, la mínima sección de los conductores será de $6mm^2$

3.3 Estructura soporte

La estructura de soporte ha sido subcontratada al fabricante BACOLSA, por lo que su estudio no entra dentro de este alcance. A su vez, el cálculo de cimentaciones corre a cuenta del dpto. Civil del cliente

3.4 Toma de tierra

En este apartado se calculará la puesta a tierra necesaria para proteger a los usuarios de la instalación frente a posibles contactos directos e indirectos.

3.4.1 Fórmulas utilizadas

- Resistencia máxima

$$R_{MAX} = \frac{V}{I} \quad (4.1)$$

Dónde:

- V, es la tensión de la instalación, en voltios.
- I, es la intensidad de defecto, en A.

- Resistencia de la puesta a tierra

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} \quad (4.2)$$

Dónde,

- ρ , es la resistividad del terreno, en Ohm.m.
- n, es el número de picas.
- L, es la longitud de la pica.

- Comprobación de la instalación

$$V = R \cdot I \quad (4.3)$$

Dónde,

- R, es la resistencia de la puesta a tierra, en Ohm.
- I, es la intensidad de defecto, en A.

3.4.2 Dimensionado de puesta a tierra

El valor de tensión que se tiene que tener en cuenta es de 48V.

Al no existir diferencia, se va a tomar la intensidad diferencial estándar marcada por normativa según el reglamento electrotécnico de baja tensión ante contactos indirectos. Este valor es de 30mA. Es el valor que se tendrá en cuenta a la hora de dimensionar la puesta a tierra.

El dato de resistividad ha sido proporcionado por el cliente, el cuál corresponde a 300Ω.m.

Por lo tanto:

$$R_{MAX} = \frac{V}{I} = \frac{48}{0,03} = 1.600\Omega \quad (4.4)$$

Una vez obtenida la resistencia máxima permitida, se calcula la resistencia que se obtendría con el electrodo de puesta a tierra formado por 4 picas de un metro separadas entre sí:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} = \frac{300}{4 \cdot 1} = 75\Omega < R_{MAX} \quad (4.5)$$

Se cumple condición

Se debe comprobar que el voltaje no excede del máximo.

$$V = R \cdot I = 75 \cdot 0,03 = 2,25 < 48V \quad (4.6)$$

Se cumple condición

3.4.3 Sección de los conductores de puesta a tierra

En este apartado se aplicará, según lo dispuesto en la ITC-BT 19. Según esta ITC la tierra o conductores de protección dependen de la sección de fase.

El siguiente cuadro muestra el método a seguir para selección del conductor de tierra o conductor de protección.

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

Tabla 24 – Sección de los conductores de tierra

Atendiendo a la tabla expuesta, nuestra sección más desfavorable es 70mm² lo que supone una sección de 35mm². Por otro lado, según requisito del proyecto, la sección de cable mínimo de tierra a instalar ha de ser 35mm² por lo que teniendo en cuenta estas dos consideraciones, todos los cables de tierra serán de 35mm².

3.4.4 Resumen de puesta a tierra

La puesta a tierra estará compuesta por 4 picas cilíndricas de cobre desnudo, de 150micras, unidas entre sí por un conductor de cobre desnudo.

Además estas picas tendrán que ir alojadas en una arqueta.

3.5 Paneles Auxiliares

Los dos sistemas descritos (instalación tipo 1 e instalación tipo 2) contarán con un panel auxiliar para, en caso de fallo del sistema o que las baterías se descargen por 5 días sin luz solar (esto puede ser debido a fallos en las placas, fallo en el sistema, suciedad en los paneles...) poder suministrar energía a los pozos petrolíferos y cargar levemente las baterías hasta que se solucione el problema.

Es por tanto que nuestros paneles tomarán la corriente de un generador diesel a tensión 230VAC, 50Hz, y la deberán convertir a 48VDC

3.5.1 Fórmulas utilizadas

- Potencia Panel distribución

$$P_{PD} = P_{T_{Sistema}} \quad (5.1)$$

Dónde,

- $P_{T_{sistema}}$ corresponde con la potencia total requerida por los pozos petrolíferos

- Potencia Baterías

Para no sobrecargar el sistema, se va a fijar en 105A la intensidad por banco de baterías. Esta

intensidad ha sido recomendada por el fabricante ya que es conveniente que cuando la batería está cerca del 20% realizar una carga leve para que no se deterioren. Este valor es un valor genérico para todos los bancos, por lo tanto:

$$P_{BAT} = 105 \cdot V_{inst} = 105 \cdot 48 = 5.048W \quad (5.1)$$

- Potencia total paneles auxiliares requeridos

$$P_{TAux} = P_{BAT} + P_{PD} \quad (5.2)$$

Dónde,

- P_{BAT} , es la potencia de las baterías
- P_{PD} , es la potencia del panel de distribución

- Transformador de Aislamiento

$$P_{Ais} = \frac{P_{TAux}}{0,8} \quad (5.3)$$

Dónde,

- P_{TAux} , es la potencia total de los paneles auxiliares

- Número de Reguladores

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{P_{TAux}}{P_{REG}} \quad (5.4)$$

Donde,

- P_{TAux} , es la potencia total de los paneles auxiliares
- P_{REG} , es la máxima potencia que es capaz de entregar el regulador según ficha técnica

3.5.2 Cálculo panel Auxiliar 1

La potencia requerida para el panel auxiliar está compuesta por:

$$P_{PD} = P_{T_{Sistema}} = 2501W \quad (5.5)$$

$$P_{BAT} = 105 \cdot V_{inst} = 105 \cdot 48 = 5.048W \quad (5.6)$$

$$P_{TAux} = P_{BAT} + P_{PD} = 2501 + 5048 = 7.549W \quad (5.7)$$

Por lo que el número total de reguladores a instalar será de:

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{P_{TAux}}{P_{REG}} = \frac{7549}{1600} = 4,72 = 5 \quad (5.8)$$

El transformador de aislamiento deberá de tener una potencia de :

$$P_{Ais} = \frac{P_{TAux}}{0,8} = \frac{7549}{0,8} = 9436,25 = 10KVA \quad (5.9)$$

3.5.3 Cálculo panel Auxiliar 2

La potencia requerida para el panel auxiliar está compuesta por:

$$P_{PD-TIPO2.1} = P_{T_{Sistema}} = 180W \quad (5.10)$$

$$P_{PD-TIPO2.2} = P_{T_{Sistema}} = 1.207W \quad (5.11)$$

$$P_{PD-TIPO2.3} = P_{T_{Sistema}} = 560W \quad (5.12)$$

$$P_{PD} = P_{PD-TIPO2.1} + P_{PD-TIPO2.2} + P_{PD-TIPO2.3} = 1.943W \quad (5.13)$$

$$P_{BAT-TIPO2.1} = 105 \cdot V_{inst} = 105 \cdot 48 = 5.048W \quad (5.14)$$

$$P_{BAT-TIPO2.2} = 105 \cdot V_{inst} = 105 \cdot 48 = 5.048W \quad (5.15)$$

$$P_{BAT-TIPO2.3} = 105 \cdot V_{inst} = 105 \cdot 48 = 5.048W \quad (5.16)$$

$$P_{BAT} = P_{BAT-TIPO2.1} + P_{BAT-TIPO2.2} + P_{BAT-TIPO2.3} = 1.5144W \quad (5.17)$$

$$P_{TAux} = P_{BAT} + P_{PD} = 1943 + 150144 = 17.087W \quad (5.18)$$

Por lo que el número total de reguladores a instalar será de:

$$N^{\circ} \text{ Reguladores} = \frac{P_{TAux}}{P_{REG}} = \frac{17087}{1600} = 10,68 = 11 \quad (5.5)$$

Por motivos de disipación de calor, dividiremos el panel auxiliar 2 en dos subpaneles interconectados entre sí. Uno de 5 módulos y otro de 6 módulos.

El transformador de aislamiento deberá de tener una potencia de:

$$P_{Ais} = \frac{P_{TAux}}{0,8} = \frac{17087}{0,8} = 21.358,75 = 25KVA \quad (5.6)$$

3.6 Protecciones

No es necesario ningún tipo de cálculo para obtener las protecciones, debido a que cada elemento de la instalación solar tiene sus protecciones internas contra sobrecargas y cortocircuitos.

Por otro lado las protecciones de los cuadros de distribución y auxiliares, serán calculadas en relación a la carga total requerida por el sistema.

3.6.1 Fórmulas utilizadas

- Tensión soportada por el fusible

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 \quad (6.1)$$

Dónde,

- $V_{DCFusable}$, la tensión soportada por el fusible.
- V_{oc} , es la tensión a circuito abierto de los paneles fotovoltaicos.
- M , es el número de paneles fotovoltaicos en serie.

- Intensidad nominal del fusible

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} \quad (6.2)$$

Dónde,

- I_{SC} , la intensidad de cortocircuitos de los paneles fotovoltaicos.
- N , el número de paneles en paralelo.
- A_1 , constante proporcionada por el fabricante cuyo valor es 0.8.
- A_2 , constante de temperatura obtenida en tabla proporcionada por el fabricante.

- Intensidad diseño magnetotérmico

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{INS}} \quad (6.3)$$

Dónde,

- P_{REQ} , es la potencia requerida
- V_{INS} , es la tensión de la instalación

- Derrating por temperatura

Según fabricante, para 50°C hay que aplicar un derrating de 0,7 por lo que:

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} \quad (6.4)$$

- Diseño Conversor 48VDC/24VDC

El único criterio que se ha de tener en cuenta es que el conversor ha de soportar una potencia igual o superior a la potencia requerida por el panel de distribución.

3.6.2 Instalación tipo 1

3.6.2.1 Paneles fotovoltaicos a regulador

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.4)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.5)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2}{0,8 \cdot 0,5} = 44,85A \quad (6.6)$$

$$50A > 44,85A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.7)$$

3.6.2.2 Regulador a baterías

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.8)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.9)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2 \cdot 5}{0,8 \cdot 0,5} = 224,25A \quad (6.10)$$

$$250A > 224,25A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.11)$$

3.6.2.3 Conversor 48VDC/24VDC

El conversor instalado en el cuadro de distribución ha de soportar una potencia de 2501W, por ello hemos seleccionado un conversor de 3.000W.

3.6.2.4 Protecciones Cuadro distribución

Los magnetotérmicos tendrán una tensión de operación de 24VDC

3.6.2.4.1 Magnetotérmico principal

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{2501}{24} 104A \quad (6.12)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{104}{0,8} 130A \rightarrow 160A \text{ para cumplir condición} \quad (6.13)$$

3.6.2.4.2 Carga 1

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{880}{24} 36,6A \quad (6.14)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{36,6}{0,8} 45,75A \rightarrow 50A \text{ para cumplir condición} \quad (6.15)$$

3.6.2.4.3 Carga 2

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{737}{24} 30,7A \quad (6.16)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{30,7}{0,8} 37,58A \rightarrow 50A \text{ para cumplir condición} \quad (6.17)$$

3.6.2.4.4 Carga 3

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{530}{24} 22,08A \quad (6.18)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{22,08}{0,8} 27,06A \rightarrow 32A \text{ para cumplir condición} \quad (6.19)$$

3.6.2.4.5 Carga 4

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{12}{24} 0,5A \quad (6.20)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{0,5}{0,8} 0,8A \rightarrow 2A \text{ para cumplir condición} \quad (6.21)$$

3.6.2.4.6 Carga 5

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{120}{24} 5A \quad (6.22)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{5}{0,8} 6,25A \rightarrow 10A \text{ para cumplir condición} \quad (6.23)$$

3.6.2.4.7 Carga 6

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{222}{24} 9,25A \quad (6.24)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{9,25}{0,8} 11,56 \rightarrow 16A \text{ para cumplir condición} \quad (6.25)$$

3.6.2.5 Protecciones cuadro auxiliary

Estos magnetotérmicos trabajan a 48 voltios

3.6.2.5.1 Protección a cuadro de distribución

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{2501}{48} 52,1A \quad (6.26)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{52,1}{0,8} 65,125A \rightarrow 70A \text{ para cumplir condición} \quad (6.27)$$

3.6.2.5.2 Protección a baterías

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{5.040}{48} 105A \quad (6.28)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{105}{0,8} 131,25A \rightarrow 160A \text{ para cumplir condición} \quad (6.29)$$

3.6.3 Instalación tipo 2.1

3.6.3.1 Paneles fotovoltaicos a regulador

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.30)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.31)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2}{0,8 \cdot 0,5} = 44,85A \quad (6.32)$$

$$50A > 44,85A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.33)$$

3.6.3.2 Regulador a baterías

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.34)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.35)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2 \cdot 1}{0,8 \cdot 0,5} = 44,855A \quad (6.36)$$

$$50A > 44,855A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.37)$$

3.6.3.3 Conversor 48VDC/24VDC

El conversor instalado en el cuadro de distribución ha de soportar una potencia de 180W, por ello hemos seleccionado un conversor de 3.000W.

3.6.3.4 Protecciones Cuadro distribución

Los magnetotérmicos tendrán una tensión de operación de 24VDC

3.6.3.4.1 Magnetotérmico principal

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{180}{24} 7,5A \quad (6.38)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{7,5}{0,8} = 9,375 \rightarrow 10A \text{ para cumplir condición} \quad (6.39)$$

3.6.3.5 Protecciones cuadro auxiliary

Estos magnetotérmicos trabajan a 48 voltios

3.6.3.5.1 Protección a cuadro de distribución

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{180}{48} 3,75A \quad (6.40)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{3,75}{0,8} 4,69 \rightarrow 6A \text{ para cumplir condición} \quad (6.41)$$

3.6.3.5.2 Protección a baterías

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{5.040}{48} 105A \quad (6.42)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{105}{0,8} 131,25 \rightarrow 160A \text{ para cumplir condición} \quad (6.43)$$

3.6.4 Instalación tipo 2.2

3.6.4.1 Paneles fotovoltaicos a regulador

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.44)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.45)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2}{0,8 \cdot 0,5} = 44,85A \quad (6.46)$$

$$50A > 44,85A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.47)$$

3.6.4.2 Regulador a baterías

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.48)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.49)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2 \cdot 5}{0,8 \cdot 0,5} = 224,25A \quad (6.50)$$

$$250A > 224,25A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.51)$$

3.6.4.3 Conversor 48VDC/24VDC

El conversor instalado en el cuadro de distribución ha de soportar una potencia de 2501W, por ello hemos seleccionado un conversor de 3.000W.

3.6.4.4 Protecciones Cuadro distribución

Los magnetotérmicos tendrán una tensión de operación de 24VDC

3.6.4.4.1 Magnetotérmico principal

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{1207}{24} 50,29A \quad (6.52)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{50,29}{0,8} 62,86A \rightarrow 80A \text{ para cumplir condición} \quad (6.53)$$

3.6.4.4.2 Carga 1

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{530}{24} 22,08A \quad (6.54)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{22,08}{0,8} 27,6A \rightarrow 32A \text{ para cumplir condición} \quad (6.55)$$

3.6.4.4.3 Carga 2

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{677}{24} 28,21A \quad (6.56)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{28,21}{0,8} 35,26A \rightarrow 50A \text{ para cumplir condición} \quad (6.57)$$

3.6.4.5 Protecciones cuadro auxiliary

Estos magnetotérmicos trabajan a 48 voltios

3.6.4.5.1 Protección a cuadro de distribución

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{1207}{48} 25,15A \quad (6.58)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{25,15}{0,8} 31,44A \rightarrow 32A \text{ para cumplir condición} \quad (6.59)$$

3.6.4.5.2 Protección a baterías

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{5.040}{48} 105A \quad (6.60)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{105}{0,8} 131,25A \rightarrow 160A \text{ para cumplir condición} \quad (6.61)$$

3.6.5 Instalación tipo 2.3

3.6.5.1 Paneles fotovoltaicos a regulador

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.62)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.63)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2}{0,8 \cdot 0,5} = 44,85A \quad (6.64)$$

$$50A > 44,85A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.65)$$

3.6.5.2 Regulador a baterías

$$V_{DCFusable} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1,2 = 38,3 \cdot 4 \cdot 1,2 = 183,4V \quad (6.66)$$

$$250V > 183,4 \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.67)$$

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot N}{A_1 \cdot A_2} = \frac{8,97 \cdot 2 \cdot 3}{0,8 \cdot 0,5} = 134,55A \quad (6.68)$$

$$150A > 134,55A \rightarrow \text{Cumplimos condición} \quad (6.69)$$

3.6.5.3 Conversor 48VDC/24VDC

El conversor instalado en el cuadro de distribución ha de soportar una potencia de 180W, por ello hemos seleccionado un conversor de 3.000W.

3.6.5.4 Protecciones Cuadro distribución

Los magnetotérmicos tendrán una tensión de operación de 24VDC

3.6.5.4.1 Magnetotérmico principal

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{560}{24} 23,33A \quad (6.70)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{23,33}{0,8} = 29,16 \rightarrow 32A \text{ para cumplir condición} \quad (6.71)$$

3.6.5.5 Protecciones cuadro auxiliary

Estos magnetotérmicos trabajan a 48 voltios

3.6.5.5.1 Protección a cuadro de distribución

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{560}{48} 11,66A \quad (6.72)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{11,66}{0,8} 14,58 \rightarrow 16A \text{ para cumplir condición} \quad (6.73)$$

3.6.5.5.2 Protección a baterías

$$I_1 \geq \frac{P_{REQ}}{V_{Ins}} = \frac{5.040}{48} 105A \quad (6.74)$$

$$I \geq \frac{I_1}{0,8} = \frac{105}{0,8} 131,25 \rightarrow 160A \text{ para cumplir condición} \quad (6.75)$$

PLIEGO DE CONDICIONES

1 OBJETO Y GENERALIDADES

El objetivo del presente documento, es indicar las características mínimas que debe cumplir la instalación. Además pretende servir de guía a la empresa instaladora y fabricantes, describiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir esta instalación para asegurar una cierta calidad, en beneficio del usuario.

El ámbito de la aplicación del pliego de condiciones hará objeto a la instalación, a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de los pozos petrolíferos.

En determinadas situaciones se podrán adoptar, por la propia naturaleza de cada situación diferentes soluciones a las mencionadas en este pliego de condiciones técnicas, siempre que quede justificada su necesidad y que no implique una disminución de las exigencias mínimas de calidad.

Este pliego de condiciones técnicas, está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de la energía solar en el ámbito del plan de energías renovables.

Este documento garantizará lo siguiente:

- Asegura la continuidad del suministro.
- La calidad y durabilidad de la instalación.
- La instalación sea segura para los usuarios.
- Que cumpla la normativa vigente en el ámbito de las energías renovables

2 LEGISLACIÓN APLICABLE

Las leyes y normativas en las cuales se basa el presente proyecto, y por las cuales se definirán las características técnicas de los elementos de la instalación y la calidad mínima de la misma son las siguientes:

- Ley 54/1997 de noviembre del sector eléctrico (BOE nº285 de 28/11/1977)
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº126, de 26/05/2007).

En cuanto al ámbito de seguridad y salud para el desarrollo de la obra, la legislación es la siguiente:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de riesgos laborales.
- Real decreto del 24 de Octubre de 1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real decreto 485/97 del 14 de abril; disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real decreto 1407/1992 modificado por el real decreto de 159/1995, sobre condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual- EPI.
- Real decreto 773/1997 del 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por trabajadores de equipos de protección individual.
- Real decreto 1215/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real decreto 1435/1992 modificado por el real decreto 56/1995, dictan las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre las maquinas.
- Real decreto 1495/1986 modificada por el real decreto 830/1991, aprueba el reglamento de seguridad en las maquinas.
- Real decreto 1316/1989, del ministerio de relaciones con las cortes y de la secretaria del gobierno. 27/10/1989 Protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo.
- Real decreto 245/1989 del ministerio de industria y energía. 27/02/1989. Determinación de la potencia acústica admisible de determinado material y maquinaria de obra.
- Orden del ministerio de industria y energía.17/11/1989. Modificación del real decreto 245/1989,27/02/1989.
- Orden del ministerio de industria, comercio y turismo. 18/07/1991 modificación del anexo I del real decreto 245/1989, 27/02/1989.
- Real decreto 711992 del ministerio de industria, 31/01/1992. Se amplía el ámbito de aplicación del real decreto 245/1989, 27/02/1989 y se establecen nuevas especificaciones técnicas de determinados materiales y maquinaria de obra.
- Orden del ministerio de industria y energía. 29/03/1996. Modificación del anexo I del real decreto 245/1989.
- Real decreto 487/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorsolumbares para los trabajadores.

3 RESPONSABILIDADES

Durante la ejecución de la obra, el responsable de la instalación será la persona designada por la empresa instaladora.

No tendrá derecho a la indemnización por el mayor precio que pudieran costar los materiales ni por fallo en el presupuesto presentado al cliente.

El coordinador de seguridad y salud designado por la empresa encargada de la instalación será el responsable directo de todos los accidentes que puedan surgir durante la ejecución de la obra, ya que su función principal es que se cumplan las normas de seguridad y salud presentadas en el documento “estudio de seguridad y salud”.

4 EJECUCIÓN DE LA OBRA

La instalación solar fotovoltaica tendrá que ubicarse en los espacios indicados para la misma.

El director de la obra tendrá que indicar todos los puntos necesarios para ejecución de la obra en presencia del encargado por la empresa instaladora.

La empresa contratada para la ejecución de la obra será la encargada de suministrar todos los materiales indicados en el presupuesto para la correcta ejecución de la obra.

Todos estos materiales serán de primera calidad, tal y como se deberá dejar constancia en el momento de firmar el acuerdo entre la empresa instaladora y el usuario.

En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, la empresa contratada obtendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al director técnico de la obra, quien decidirá qué hacer.

En ningún caso se suplirá la falta de material sin indicarlo previamente.

4.1 Pasos para la ejecución de la obra

Los pasos para la ejecución de la obra serán los siguientes:

- Movimiento de tierras.
- Cimentación para las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Montaje de las estructuras soporte.
- Montaje de los módulos fotovoltaicos sobre las estructuras soporte.
- Montaje de los elementos solares dentro de los cuartos habilitados para tal fin.
- Colocación del cableado y su correspondiente conexionado.

4.2 Comienzo de la obra y plazo de ejecución

El comienzo de la obra será el estipulado por la empresa instaladora y el propietario de la instalación final.

El plazo de ejecución de la obra también será el estipulado previamente por ambas partes.

En caso de que no se cumplan los plazos de comienzo o de ejecución, el propietario de la instalación será indemnizado por el retraso en lo acordado.

4.3 Obras complementarias

No Aplica

4.4 Obra defectuosa

Cuando la persona que haya contratado la obra halle alguna cosa en particular que no se ajuste con el presente proyecto, esto se le comunicará al director de obra, el cuál tomará las medidas necesarias para satisfacer la demanda del propietario, ya sea mediante un acuerdo económico, o bien con la sustitución de dicho elemento por otro, ampliando o no el plazo de entrega provisional de la instalación.

4.5 Recepción de la instalación

Una vez terminada la obra, se procederá a una recepción de obra provisional, la cual no se hará del todo efectiva hasta pasar una serie de pruebas técnicas que indiquen tanto el buen funcionamiento de la misma, como el cumplimiento de los aspectos de seguridad y salud necesarios para evitar accidentes que pongan en peligro la integridad de los usuarios de la misma.

Las pruebas mínimas a realizar por la empresa instaladora para llevar a cabo la entrega final de la obra será:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema. La instalación tendrá que estar funcionando un mínimo de 240 horas seguidas sin interrupciones ni fallos.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente en las baterías.

Al finalizar la obra, el instalador entregará al propietario de la instalación 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 uno un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en castellano.

La empresa instaladora estará obligada antes de retirarse de la instalación de realizar una limpieza de las zonas ocupadas y una retirada de la obra del material sobrante.

4.6 Conservación de la instalación

La empresa contratada por el propietario de la instalación, se verá obligado a mantener en buen estado los elementos que se encuentren en esa instalación y los que se vayan instalando hasta la fecha de recepción de la instalación provisional.

Si algún trabajador de la empresa contratada provocará algún daño sobre algún elemento de la instalación, este deberá de ser repuesto por parte de la empresa instaladora.

4.7 Medios auxiliares

Se considerarán medios auxiliares, a todos aquellos equipos o maquinas necesarias para la correcta ejecución de la obra, tales como son grúas, andamios, camiones basculantes, grupo electrógeno, etc...

Todos estos medios auxiliares correrán a cuenta de la empresa contratada sin modificar el precio del presupuesto acordado inicialmente.

4.8 Libro de órdenes

El encargado de la obra dispondrá de un libro de órdenes para indicar las instrucciones necesarias para la correcta interpretación del proyecto y de las contingencias que se produzcan en las obras.

El encargado de la obra asumirá la interpretación técnica de las mismas y que, según la ley se deben seguir para mantener un cierto grado de calidad y seguridad mínimas.

4.9 Libro de incidencias

El coordinador de seguridad y salud designado por la empresa instaladora, tendrá que disponer de un libro de incidencias, en el cual se anotarán todos los accidentes y el motivo de los mismos, así como las penalizaciones a los trabajadores por alguna falta en el ámbito de seguridad y salud.

5 MODIFICACIONES DEL PROYECTO

La empresa contratada para la realización de la obra, estará obligada a realizar las modificaciones pertinentes del proyecto inicial, siempre y cuando no varíen del presupuesto inicial de un 15%.

La valoración de la modificación se calculará a parte del proyecto principal y se hará una comparativa para ver en cuánto difiere del proyecto inicial.

6 DISEÑO

6.1 Orientación, inclinación y sombras

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distinta a las óptimas, en el periodo de diseño no serán superiores a los valores especificados en la siguiente tabla:

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

Tabla 25 – Máximas pérdidas admitidas

En aquellos casos en los que por razones justificadas no se cumpla lo expuesto en la anterior tabla se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose en la memoria.

6.2 Dimensionado del sistema

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

Se realizará una estimación aproximada de consumo según las necesidades de la instalación.

Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado.

La empresa instaladora podrá elegir el tamaño del generador y de los acumuladores 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 a la potencia requerida para satisfacer la necesidad calculada anteriormente.

Como norma general, la autonomía mínima en sistemas con acumulador será de cinco días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido.

7 COMPONENTES Y MATERIALES

7.1 Generalidades

Todas las instalaciones tienen que cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y la legislación aplicable.

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

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos.

Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger 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 y cuando fuese posible contra la erosión por tormenta de viento.

Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en francés/inglés.

7.2 Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán de satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos fotovoltaicos.

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 la justificación de su utilización.

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

Los marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable.

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

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

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 que no se utilicen módulos no cualificados, deberá de 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 de IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

7.3 Estructura soporte y Báculos

Se dispondrán de 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 tormenta, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación.

Una vez asegurado, se ha de instalar el soporte en la parte superior del báculo previamente instalado y asegurado. Antes de instalar se deberá supervisar la cimentación verificando que ha sido la correcta.

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 sustitución de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de 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. Si no fuese posible, se deberá emplear tras finalizar las labores un sistema de galvanizado en frío.

La tornillería empleada deberá de ser de acero inoxidable.

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

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.

7.4 Acumuladores de plomo-acido

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-acido, 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, no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobrecargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no será superior al 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 35°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 35°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.
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal.
- Fabricante y número de serie.

7.5 Reguladores de carga

Las baterías se protegerán contra las 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. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1%.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

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 del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos de 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, para sistemas de menos de 1kW y el 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1kW, 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 se justificará en la memoria.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal, para sistemas de menos de 1kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1kW, 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 serán distintas de las desconexiones, o bien estarán temporizadas para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

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

- Tensión nominal.
- Corriente máxima.
- Fabricante y número de serie.
- Polaridad y conexiones.

7.6 Cableado

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

Los conductores necesarios tendrán una 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 para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte de continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

7.7 Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48V 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.

7.8 Cuadro de mando y protección

Los cuadros de mando y protección se situarán en el exterior bajo una caseta que cubrirá a los equipos de la radiación.

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE EN 60.439-3 con un grado de protección mínimo IP 65 según UNE 20.324 e IK 10 según UNE-EN 50.102.

En el interior de este cuadro se dispondrá de una pletina o borne para la conexión de puesta a tierra.

Dentro de este cuadro, los elementos de protección serán como mínimo:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual que esté dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos. Este interruptor será independiente del interruptor de control de potencia.
- El interruptor diferencial general, destinado a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos; salvo que la protección contra contactos se efectúe mediante otros dispositivos de acuerdo con la ITC-BT-24.

- Dispositivos de corte omnipolar, destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos interiores de la vivienda.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones según ITC-BT-23 si fuese necesario. Estos dispositivos de protección deben de tener una posición de servicio vertical.

El cuadro de mando y protección se situará cerca de los equipos existentes. El modelo propuesto de cuadro de mando protección es Thalassa puerta plana. Las características aparecen reflejadas en la ficha técnica en los anexos.

Durante la operatividad, en caso que sea necesario, bajo requisitos de especificación, será el cliente quién se encargue de refrigerar los equipos.

7.8.1 Aparatos de protección

Las protecciones recomendadas para el circuito de continua son:

Como protección magnetotérmico el modelo 2P iC60H-DC 10KA Schneider, con las siguientes características:

- N° de polos: 1
- Curva de disparo: C
- Poder de corte: 10 KA
- Ancho del polo: 16mm

Las protecciones recomendadas para el circuito de continua son:

Para calibres superiores a 100 amperios se usarán magnetotérmico de 2P NSX-DC 20KA, con las siguientes características:

- N° de polos: 3
- Curva de disparo: C
- Poder de corte: 20 KA
- Ancho del polo: 16mm

Al ser una instalación eléctrica no conectada a red no es necesario el montaje del interruptor de control de potencia exigido por las compañías distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

8 MANTENIMIENTO

8.1 Aspectos generales

Una vez realizada la instalación, se debe llegar a un acuerdo de contrato para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo de todos los elementos de la instalación. Es preferible que este contrato de mantenimiento sea con la misma empresa instaladora que ha realizado el proyecto, pero se puede contratar otra empresa externa dedicada a tal fin.

En estos aspectos generales podemos diferenciar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo constará de operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Algunas de las actividades u operaciones que se deben de llevar a cabo son las siguientes:

- 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.
- Estructuras soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: Nivel de electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

Por otro lado tenemos el mantenimiento correctivo. Este tipo de mantenimiento es aquel que engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil. Algunas de estas actividades son:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el pliego de condiciones del IDEA y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave de la instalación.
- La visita mencionada en el párrafo anterior, se refiere a que el instalador deberá de acudir en un plazo máximo de 48 horas, a la instalación si esta no funcionara, o en una semana si la instalación puede seguir funcionando incluso con esta avería.
- 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 periodo de garantía.

Todas las actividades referidas al mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, deben de realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de una empresa instaladora.

Todas las operaciones de mantenimiento, deben de estar registradas en un libro de mantenimiento.

8.2 Mantenimiento de los componentes de la instalación

8.2.1 Reguladores

Los reguladores al ser un sistema electrónico, algunas de las tareas a realizar serán las mismas que las ya citadas. Dichas operaciones que se llevarán a cabo para mantener el regulador en buen estado durante su vida útil son las siguientes:

- De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
- Comprobar que la ventilación de la sala sea la correcta para evitar la acumulación de gases por los acumuladores.
- Asegurarse de que la temperatura es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.
- Si existiera acumulación de polvo o suciedad, limpiar bien los dispositivos.

8.2.2 Acumuladores

Los acumuladores es el elemento de la instalación solar fotovoltaica que más mantenimiento requiere, debido a su composición química, pudiendo ser muy perjudicial para el resto de dispositivos si no se lleva un buen mantenimiento de estos elementos. Algunas de las actividades que se deben realizar para mantener los acumuladores son las siguientes:

- Control del funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico.
- Inspección visual del nivel de líquido de las baterías.
- Comprobación de las terminales, su conexión y engrase.
- Comprobación de la estanqueidad de la batería.
- Medición de la temperatura en el suelo.
- Comprobación de la ventilación.

8.2.3 Cableado y canalizaciones

Para realizar el plan de mantenimiento del cableado con el fin de su simplificación se estudiará por zonas.

Cuadros de conexión:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión.
- Comprobación visual del buen estado del cuadro o caja de conexión, con el fin de conservar sus propiedades de estanqueidad.
- Inspección visual de las señales de los cables y de las señales de advertencia.
- Conexión entre módulos:
- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión.
- Comprobación visual de que los módulos están conectados correctamente, de acuerdo con el presente proyecto.

Canalizaciones:

- Comprobar el buen estado del conducto o canalización.
- Comprobar que los conductos no estén obstruidos por cuerpos extraños y de ser así, eliminar esta obstrucción.
- Comprobar el buen aislamiento de los cables que circulan por cada uno de ellos. Asegurarse de que por cada canalización va el circuito correcto, cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.

8.2.4 Protecciones

Las protecciones son otro de los puntos clave de la instalación, debido a que un fallo en estos elementos puede provocar un daño material o poner en peligro la integridad de los usuarios de la instalación. Por tanto algunas de las actividades que se deben llevar a cabo para que esto no ocurra son las siguientes:

- Control del buen funcionamiento de los interruptores.
- Inspección visual del buen estado del conexionado.
- Control del funcionamiento y de actuación de los elementos de seguridad y protecciones como fusibles, puestas de tierra e interruptores de seguridad.
- Realización de pruebas en cada uno de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, debido a que cada uno de ellos lleva incorporado una serie de protecciones.

8.2.5 Puesta a tierra

Para asegurar una buena circulación de las corrientes de defecto a tierra, debemos de realizar el mantenimiento de esta parte de la instalación. Las actividades para tal fin que se deben realizar son las siguientes:

- -Revisión anual en la época en el que el terreno se encuentre más seco. Medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Medición de la resistividad del terreno.
- Comprobación de la continuidad de la instalación a tierra. Comprobación de todas las masas metálicas a tierra.
- Revisión cada 5 años de los conductores de enlace del electrodo con el punto de puesta a tierra.

8.2.6 Estructura soporte

- Comprobar la estructura visualmente con posibles daños o desperfecto causados por la oxidación o por algún agente ambiental.
- Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta.
- Comprobación de que la orientación de estas estructuras sea la adecuada cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.
- Comprobación de que las cimentaciones que sujetan estas estructuras estén en buen estado.

8.2.7 Paneles solares

Con objeto de un rendimiento óptimo de la instalación el buen mantenimiento de los generadores fotovoltaicos es imprescindible. Para tal fin se llevaran a cabo las siguientes acciones:

- Se realizará una inspección visual de la limpieza de estos paneles. En caso de que la acumulación de polvo y suciedad sea elevado, se realizará una limpieza de la superficie.
- Inspección visual de posibles deformaciones, oscilaciones y estado de la conexión a tierra de la carcasa.
- Realización de un apriete de bordes y conexiones y se comprueba el estado de los diodos de protección o antiretorno que evitarán el efecto isla, explicado con anterioridad en la presente memoria.
- Realización de una medición eléctrica para comprobar el rendimiento de los paneles. Inspección visual de posibles degradaciones, indicios de corrosión en las estructuras y apriete de los tornillos.

9 GARANTÍA

9.1 Ámbito general

Así pues 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 cualquier 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 el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

9.2 Plazos

Se garantizará el buen funcionamiento de la instalación durante 3 años para todos los materiales utilizados y para el montaje.

Con respecto de la garantía de los módulos solares, HAWKA ofrece una garantía de los mismos de 10 años.

Con respecto a garantizar la potencia de los módulos fotovoltaicos, se asegura un funcionamiento de 10 años al 90% y 25 años al 80%.

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

9.3 Condiciones económicas

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

9.4 Anulación de la garantía

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

9.5 Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador.

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

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

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

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

PRESUPUESTO

1 ASPECTOS GENERALES

El presente presupuesto indicará el coste total para la correcta realización de la instalación.

Este documento será entregado al propietario final de la instalación para que realice el abono de la misma, en los plazos indicados en el capítulo “Pliego de Condiciones”.

2 CÁLCULO DEL PRESUPUESTO

2.1 Instalación tipo 1

2.1.1 Paneles Solares y Báculos

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	HSL PLUS	Panels	40	UD	149,06 €	5.962,50 €
2	0471065-007	Sub-Array JB	5	UD	415,63 €	2.078,13 €
3	1790784 + 1790797	Conectores	40	UD	5,00 €	200,00 €
4	102006	Lightning Protection	1	UD	734,85 €	734,85 €
5	CT-35	earth cable 70sqmm	30	Mtr	6,25 €	187,50 €
6	TOWER-001	Tower with mount accesories	5	Unit	2.755,29 €	13.776,45 €

Tabla 26 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 1

2.1.2 Subarray (Caja de protección)

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH00-50	Fusible 250VDC, 50A, 25kA	5	UD	35,60 €	178,00 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	10	UD	0,88 €	8,80 €
4	As-sub1	Assembling	1	UD	734,99 €	734,99 €

Tabla 27 – Precio subarray instalación tipo 1

2.1.3 Regulador

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM108	Encl 1056x852x350	1	UD	436,07 €	436,07 €
2	Power Tarom 2070	Charge Controller	2	UD	1.112,50 €	2.225,00 €
3	Steca PA HS200	Shunt current sensor	1	UD	352,19 €	352,19 €
4	Steca Tarcom 01	Data logger with serial interface	1	UD	583,63 €	583,63 €
5	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	6	UD	0,88 €	5,28 €
6	As-SC1	Assembling	1	UD	730,00 €	730,00 €

Tabla 28 – Precio regulador instalación tipo 1

2.1.4 Baterías

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	SN+1830	Batteries	90	UD	772,60 €	69.534,00 €
2	bank1	Batteries Bank	1	UD	4.867,38 €	4.867,38 €

Tabla 29 – Precio baterías instalación tipo 1

2.1.5 Subarray Baterías

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH0S-250	Fusible 250VDC, 250A, 25kA	1	UD	134,00 €	134,00 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	6	UD	0,88 €	5,28 €
4	As-Sub1	Assembling	1	1	734,99 €	734,99 €

Tabla 30 – Precio Subarray baterías instalación tipo 1

2.1.6 Cuadro Distribución

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86T	Encl 847x636x300	1	UD	462,08 €	462,08 €
2	LV438700	NSX 160 A DC	1	UD	262,07 €	262,07 €
3	A9N61538	MCB 50 A DC	2	UD	99,40 €	198,80 €
4	A9N61535	MCB 32A DC	1	UD	84,46 €	84,46 €
5	A9N61531	MCB 16A DC	1	UD	79,27 €	79,27 €
6	A9N61528	MCB 10A DC	1	UD	75,02 €	75,02 €
7	A9N61522	MCB 2A DC	1	UD	54,66 €	54,66 €
8	A9N61538	MCB 50 A DC (spare)	1	UD	99,40 €	99,40 €
9	A9N61531	MCB 16A DC (spare)	1	UD	79,27 €	79,27 €
10	Amp	Amp	1	UD	62,50 €	62,50 €
11	Volt	Volt	1	UD	62,50 €	62,50 €
12	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	7	UD	0,88 €	6,16 €
13	As-DB	Assembling	1	UD	867,41 €	867,41 €
14	DC-PWD	DC/DC converter	1	UD	4.123,12 €	4.123,12 €

Tabla 31 – Precio cuadro distribución instalación tipo 1

2.1.7 Coste Total material Instalación tipo 1

Item	Descripción	Subtotal
1	Paneles Solares y Báculos	22.939,43 €
2	Subarray	1.252,11 €
3	Regulador	4.332,16 €
4	Baterías	74.401,38 €
5	Subarray Baterías	1.204,59 €
6	Cuadro Distribución	6.516,72 €
Total		110.646,37 €

Tabla 32 – Precio resumen material instalación tipo 1

2.2 Instalación tipo 2

2.2.1 Paneles Solares y Báculos tipo 2.1

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	HSL PLUS	Panels	8	UD	149,06 €	1.192,50 €
2	0471065-007	Sub-Array JB	1	UD	415,63 €	415,63 €
3	1790784 + 1790797	Conectores	8	UD	5,00 €	40,00 €
4	102006	Lightning Protection	1	UD	734,85 €	734,85 €
5	CT-35	earth cable 70sqmm	30	Mtr	6,25 €	187,50 €
6	TOWER-001	Tower with mount accessories	1	Unit	2.755,29 €	2.755,29 €

Tabla 33 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 2.1

2.2.2 Subarray (Caja de protección) tipo 2.1

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH00-50	Fusible 250VDC, 50A, 25kA	1	UD	35,60 €	35,60 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	2	UD	0,88 €	1,76 €
4	As-sub1	Assembling	1	UD	734,99 €	734,99 €

Tabla 34 – Precio subarray instalación tipo 2.1

2.2.3 Regulador tipo 2.1

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM108	Encl 1056x852x350	1	UD	436,07 €	436,07 €
2	Power Tarom 2070	Charge Controller	1	UD	1.112,50 €	1.112,50 €
3	Steca PA HS200	Shunt current sensor	1	UD	352,19 €	352,19 €
4	Steca Tarcom 01	Data logger with serial interface	1	UD	583,63 €	583,63 €
5	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	2	UD	0,88 €	1,76 €
6	As-SC1	Assembling	1	UD	730,00 €	730,00 €

Tabla 35 – Precio regulador instalación tipo 2.1

2.2.4 Baterías tipo 2.1

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	SN+1620	Batteries	18	UD	629,64 €	11.333,53 €
2	bank2.1	Batteries Bank	1	UD	528,90 €	528,90 €

Tabla 36 – Precio baterías instalación tipo 2.1

2.2.5 Subarray Baterías tipo 2.1

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH00-50	Fusible 250VDC, 50A, 25kA	1	UD	35,60 €	35,60 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	2	UD	0,88 €	1,76 €
4	As-Sub1	Assembling	1	1	734,99 €	734,99 €

*Tabla 37 – Precio Subarray baterías instalación tipo 2.1***2.2.6 Cuadro Distribución tipo 2.1**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86T	Encl 847x636x300	1	UD	462,08 €	462,08 €
2	A9N61528	MCB 10A DC	1	UD	75,02 €	75,02 €
3	A9N61528	MCB 10A DC (SPARE)	1	UD	75,02 €	75,02 €
4	Amp	Amp	1	UD	62,50 €	62,50 €
5	Volt	Volt	1	UD	62,50 €	62,50 €
6	DC-PWD	DC/DC converter	1	UD	4.123,12 €	4.123,12 €
7	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	3	UD	0,88 €	2,64 €
8	As-DB	Assembling	1	UD	867,41 €	867,41 €

*Tabla 38 – Precio cuadro distribución instalación tipo 2.1***2.2.7 Paneles Solares y Báculos tipo 2.2**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	HSL PLUS	Panels	46	UD	149,06 €	6.856,88 €
2	0471065-007	Sub-Array JB	6	UD	415,63 €	2.493,75 €
3	1790784 + 1790797	Conectores	46	UD	5,00 €	230,00 €
4	102006	Lightning Protection	1	UD	734,85 €	734,85 €
5	CT-35	earth cable 70sqmm	40	Mtr	6,25 €	250,00 €
6	TOWER-001	Tower with mount accesories	6	Unit	2.755,29 €	16.531,74 €

*Tabla 39 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 2.2***2.2.8 Subarray (Caja de protección) tipo 2.2**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH00-50	Fusible 250VDC, 50A, 25kA	6	UD	35,60 €	213,60 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	14	UD	0,88 €	12,32 €
4	As-sub1	Assembling	1	UD	734,99 €	734,99 €

Tabla 40 – Precio subarray instalación tipo 2.2

2.2.9 Regulador tipo 2.2

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM108	Encl 1056x852x350	1	UD	436,07 €	436,07 €
2	Power Tarom 2070	Charge Controller	3	UD	1.112,50 €	3.337,50 €
3	Steca PA HS200	Shunt current sensor	1	UD	352,19 €	352,19 €
4	Steca Tarcom 01	Data logger with serial interface	1	UD	583,63 €	583,63 €
5	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	8	UD	0,88 €	7,04 €
6	As-SC1	Assembling	1	UD	730,00 €	730,00 €

Tabla 41 – Precio regulador instalación tipo 2.2

2.2.10 Baterías tipo 2.2

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	SN+1775	Batteries	108	UD	872,75 €	94.257,05 €
2	bank2.2	Batteries Bank	1	UD	2.199,33 €	2.199,33 €

Tabla 42 – Precio baterías instalación tipo 2.2

2.2.11 Subarray Baterías tipo 2.2

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH0S-250	Fusible 250VDC, 250A, 25kA	1	UD	134,00 €	134,00 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	2	UD	0,88 €	1,76 €
4	As-Sub1	Assembling	1	1	734,99 €	734,99 €

Tabla 43 – Precio Subarray baterías instalación tipo 2.2

2.2.12 Cuadro Distribución tipo 2.2

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86T	Encl 847x636x300	1	UD	462,08 €	462,08 €
2	LV438599	NSX 80 A DC	1	UD	189,22 €	189,22 €
3	A9N61538	MCB 50 A DC	1	UD	99,40 €	99,40 €
4	A9N61535	MCB 32A DC	1	UD	84,46 €	84,46 €
5	A9N61538	MCB 50 A DC (spare)	1	UD	99,40 €	99,40 €
6	Amp	Amp	1	UD	62,50 €	62,50 €
7	Volt	Volt	1	UD	62,50 €	62,50 €
8	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	4	UD	0,88 €	3,52 €
9	DC-PWD	DC/DC converter	1	UD	4.123,12 €	4.123,12 €
10	As-DB	Assembling	1	UD	867,41 €	867,41 €

Tabla 44 – Precio cuadro distribución instalación tipo 2.2

2.2.13 Paneles Solares y Báculos tipo 2.3

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	HSL PLUS	Panels	22	UD	149,06 €	3.279,38 €
2	0471065-007	Sub-Array JB	3	UD	415,63 €	1.246,88 €
3	1790784 + 1790797	Conectores	22	UD	5,00 €	110,00 €
4	102006	Lightning Protection	1	UD	734,85 €	734,85 €
5	CT-35	earth cable 70sqmm	30	Mtr	6,25 €	187,50 €
6	TOWER-001	Tower with mount accessories	3	Unit	2.755,29 €	8.265,87 €

*Tabla 45 – Precio panels solares y báculos instalación tipo 2.3***2.2.14 Subarray (Caja de protección) tipo 2.3**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH00-50	Fusible 250VDC, 50A, 25kA	3	UD	35,60 €	106,80 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	4	UD	0,88 €	3,52 €
4	As-sub1	Assembling	1	UD	734,99 €	734,99 €

*Tabla 46 – Precio subarray instalación tipo 2.3***2.2.15 Regulador tipo 2.3**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM108	Encl 1056x852x350	1	UD	436,07 €	436,07 €
2	Power Tarom 2070	Charge Controller	2	UD	1.112,50 €	2.225,00 €
3	Steca PA HS200	Shunt current sensor	1	UD	352,19 €	352,19 €
4	Steca Tarcom 01	Data logger with serial interface	1	UD	583,63 €	583,63 €
5	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	4	UD	0,88 €	3,52 €
6	As-SC1	Assembling	1	UD	730,00 €	730,00 €

*Tabla 47 – Precio regulador instalación tipo 2.3***2.2.16 Baterías tipo 2.3**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	SN+1670	Batteries	90	UD	772,60 €	69.534,15 €
2	bank2.3	Batteries Bank	1	UD	1.297,97 €	1.297,97 €

Tabla 48 – Precio baterías instalación tipo 2.3

2.2.17 Subarray Baterías tipo 2.3

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86	Encl 847x636x300	1	UD	330,32 €	330,32 €
2	NH0S-150	Fusible 250VDC, 250A, 25kA	1	UD	111,77 €	111,77 €
3	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	2	UD	0,88 €	1,76 €
4	As-Sub1	Assembling	1	1	734,99 €	734,99 €

*Tabla 49 – Precio Subarray baterías instalación tipo 2.3***2.2.18 Cuadro Distribución tipo 2.3**

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM86T	Encl 847x636x300	1	UD	462,08 €	462,08 €
2	A9N61535	MCB 32A DC	1	UD	84,46 €	84,46 €
3	A9N61535	MCB 32A DC (spare)	1	UD	84,46 €	84,46 €
4	Inter	interlocking	1	UD	265,99 €	265,99 €
5	Amp	Amp	1	UD	62,50 €	62,50 €
6	Volt	Volt	1	UD	62,50 €	62,50 €
7	DC-PWD	DC/DC converter	1	UD		4.123,12 €
8	As-DB	Assembling	1	UD	867,41 €	867,41 €
9	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	3	UD	0,88 €	2,64 €

*Tabla 50 – Precio cuadro distribución instalación tipo 2.3***2.2.19 Coste Total material Instalación tipo 2**

Item	Descripción	Subtotal
1	Paneles Solares y Báculos tipo 2.1	5.325,77 €
2	Subarray tipo 2.1	1.102,67 €
3	Regulador tipo 2.1	3.216,14 €
4	Baterías tipo 2.1	11.862,43 €
5	Subarray Baterías tipo 2.1	1.102,67 €
6	Cuadro Distribución tipo 2.1	5.730,29 €
7	Paneles Solares y Báculos tipo 2.2	27.097,22 €
8	Subarray tipo 2.2	1.291,23 €
9	Regulador tipo 2.2	5.446,42 €
10	Baterías tipo 2.2	96.456,38 €
11	Subarray Baterías tipo 2.2	1.201,07 €
12	Cuadro Distribución tipo 2.2	6.053,61 €
13	Paneles Solares y Báculos tipo 2.3	13.824,47 €
14	Subarray tipo 2.3	1.175,63 €
15	Regulador tipo 2.3	4.330,40 €
16	Baterías tipo 2.3	70.832,12 €
17	Subarray Baterías tipo 2.3	1.178,84 €
18	Cuadro Distribución tipo 2.3	6.015,16 €
TOTAL		263.242,49 €

Tabla 51 – Precio resumen material instalación tipo 1

2.3 Paneles Auxiliares

2.3.1 Panel Auxiliar Tipo 1

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM108	Encl 1056x852x350	1	UD	436,07 €	436,07 €
2	ESPECIAL1014X1390	Transformer 10kVA	1	UD	977,50 €	977,50 €
3	Stecamat 861	Batteries Charger	2	UD	1.875,00 €	3.750,00 €
4	LV438700	NSX 160 A DC	1	UD	262,07 €	262,07 €
5	LV438599	NSX 80 A DC	1	UD	189,22 €	189,22 €
6	Amp	Amp	1	UD	62,50 €	62,50 €
	Volt	Volt	1	UD	62,50 €	62,50 €
7	hfe1600	Power Supply 1600W	5	UD	541,25 €	2.706,25 €
8	Rack 19" HFE1600-D1U-TB	Rack	1	UD	696,88 €	696,88 €
9	As-EDB1	Assembling	1	UD	902,74 €	902,74 €
10	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	7	UD	0,88 €	6,16 €

Tabla 52 – Precio panel auxiliar tipo 1

2.3.2 Panel Auxiliar Tipo 2

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unidad	Precio	Total
1	NSYPLM108	Encl 1056x852x350	1	UD	436,07 €	436,07 €
2	ESPECIAL2514X1390	Transformer 25kVA	1	UD	1.356,32 €	1.356,32 €
3	Stecamat 861	Batteries Charger	6	UD	1.875,00 €	11.250,00 €
4	LV438700	NSX 160 A DC	3	UD	262,07 €	786,20 €
5	A9N61535	MCB 32A DC	1	UD	84,46 €	84,46 €
6	A9N61526	MCB 6 A DC	1	UD	65,07 €	65,07 €
7	A9N61531	MCB 16A DC	1	UD	79,27 €	79,27 €
8	Amp	Amp	1	UD	62,50 €	62,50 €
9	Volt	Volt	1	UD	62,50 €	62,50 €
10	hfe1600	Power Supply 1600W	11	UD	541,25 €	5.953,75 €
11	Rack 19" HFE1600-D1U-TB	Rack	1	UD	696,88 €	696,88 €
12	As-EDB1	Assembling	1	UD	2.456,55 €	2.456,55 €
13	363.2000.0	Prensaestopa poliamida IP68	7	UD	0,88 €	6,16 €

Tabla 53 – Precio panel auxiliar tipo 2

2.3.3 Coste Total Paneles Auxiliares

Item	Descripción	Subtotal
1	Panel Auxiliar tipo 1	10.051,88 €
2	Panel Auxiliar tipo 2	23.295,72 €
Total		33.347,60 €

Tabla 54 – Precio resumen paneles auxiliares

2.4 Cableado

2.4.1 Cantidad de Cableado requerido

Instalación tipo 1						
Item	Referencia	Descripción	Cant	Unid	Precio UN	Subtotal
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	Paneles - Caja protección	50	m	6,45 €	322,50 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x35	Columna - Regulador	75	m	7,67 €	575,25 €
3	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x50	Regulador - Batería	2	m	9,54 €	19,08 €
4	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x16	Regulador - Panel Distrib	2	m	5,55 €	11,10 €
Instalación tipo 2.1						
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	Paneles - Caja protección	10	m	6,45 €	64,50 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x35	Columna - Regulador	16	m	7,67 €	122,72 €
3	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x10	Regulador - Batería	2	m	4,95 €	9,90 €
4	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x6	Regulador - Panel Distrib	2	m	4,34 €	8,68 €
Instalación tipo 2.2						
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	Paneles - Caja protección	60	m	6,45 €	387,00 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x35	Columna - Regulador	96	m	7,67 €	736,32 €
3	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x70	Regulador - Batería	2	m	11,71 €	23,42 €
4	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x16	Regulador - Panel Distrib	2	m	5,55 €	11,10 €
Instalación tipo 2.3						
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	Paneles - Caja protección	30	m	6,45 €	193,50 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x35	Columna - Regulador	48	m	7,67 €	368,16 €
3	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	Regulador - Batería	2	m	6,45 €	12,90 €
4	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x6	Regulador - Panel Distrib	2	m	4,34 €	8,68 €
Panel auxiliar 1						
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x16	Panel auxiliar - Baterías	2	m	5,55 €	11,10 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x16	Panel auxiliar - Cuadro Distrib	2	m	5,55 €	11,10 €
Panel auxiliar 2						
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x10	Panel auxiliar - Baterías tipo 2.1	2	m	4,95 €	9,90 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x6	Panel auxiliar - Cuadro Distrib tipo 2.1	2	m	4,34 €	8,68 €
3	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x70	Panel auxiliar - Baterías tipo 2.2	2	m	11,71 €	23,42 €
4	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x16	Panel auxiliar - Cuadro Distrib tipo 2.2	2	m	5,55 €	11,10 €
5	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	Panel auxiliar - Baterías tipo 2.3	2	m	6,45 €	12,90 €
6	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x6	Panel auxiliar - Cuadro Distrib tipo 2.3	2	m	4,34 €	8,68 €

Tabla 55 – Cantidad metros requeridos

2.4.2 Cantidad total Cableado según unidad mínima embalaje

Ítem	Descripción	Cant Requerida	Cant. Minima	Precio UD	Subtotal
1	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x6	8	100	4,34 €	434,00 €
2	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x10	4	100	4,95 €	495,00 €
3	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x16	10	100	5,55 €	555,00 €
4	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x25	154	200	6,45 €	1.290,00 €
5	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x35	235	300	7,67 €	2.301,00 €
6	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x50	2	100	9,54 €	954,00 €
7	ZZ-F/H1Z2Z2-K/1x70	4	100	11,71 €	1.171,00 €
Total					7.200,00 €

Tabla 56 – Precio resumen cableado

2.5 Puesta a Tierra

Item	Referencia	Descripción	Cant	Unid	Precio UN	Subtotal
1	LPC700	Pica de puesta a tierra 2,44m x 1/2" 150 micras lisa	72	EA	9,92 €	714,24 €
2	84008	Conductor de cobre 35mm2 para la puesta a tierra, flexible y libre de halógenos	540	EA	1,45 €	783,00 €
3	AC-CP 20	Arqueta de puesta a tierra circular de poliéster AC-CP 20, marca KLK	18	EA	76,86 €	1.383,48 €
4	EC 70-3	Embarrado de conexión a tierra EC 70-3, 3 grapas, acero inoxidable, 25-70mm2, marca KLK	18	EA	53,11 €	955,98 €
Total						3.836,70 €

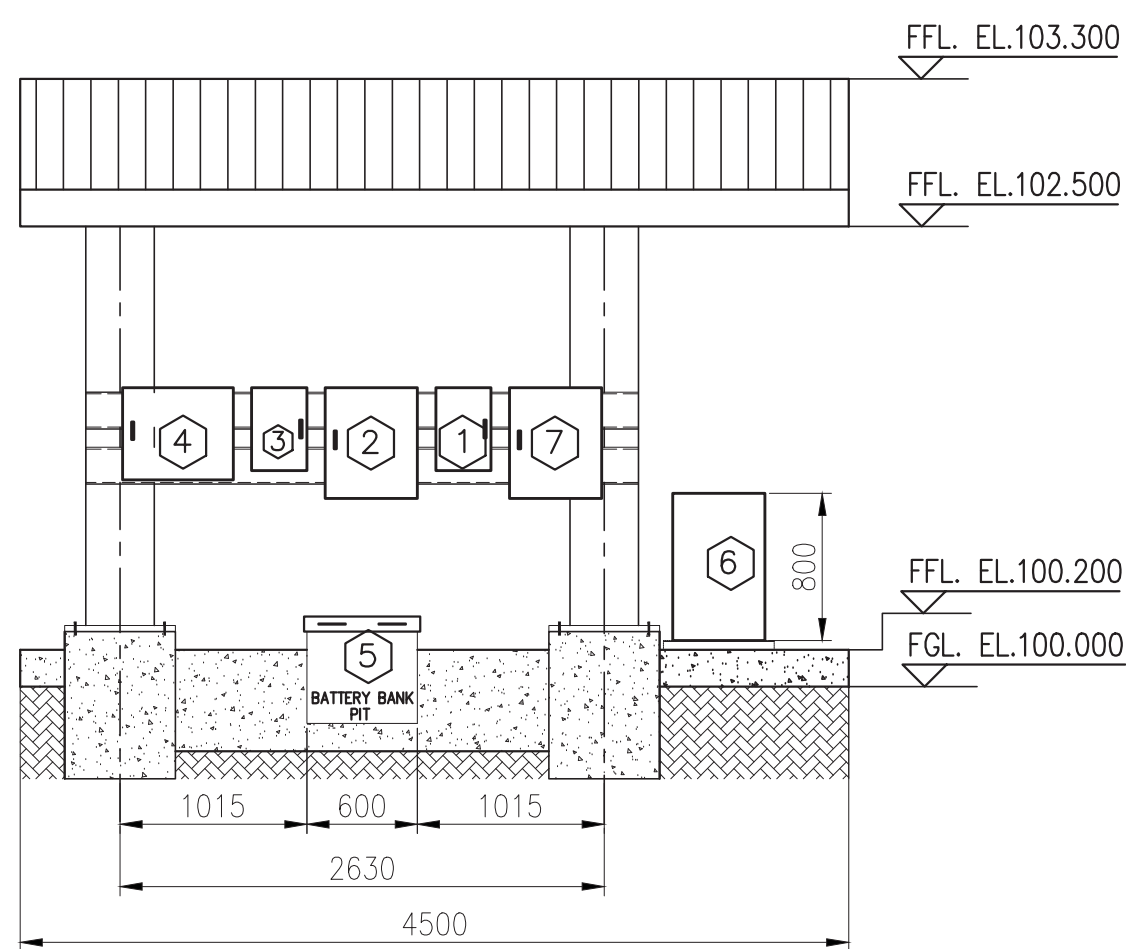
Tabla 57 – Precio resumen puesta a tierra

2.6 Resumen Total

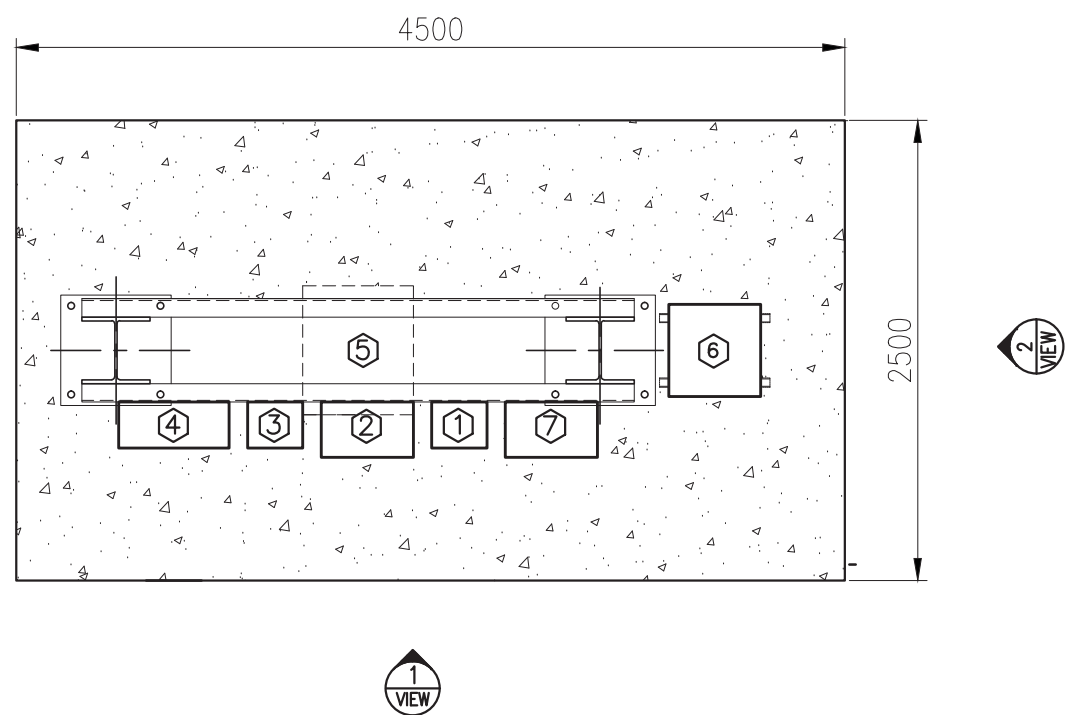
Item	Descripción	Subtotal
1	Instalación tipo 1	110.646,37 €
2	Instalación tipo 2	263.242,49 €
3	Paneles Auxiliares	33.347,60 €
4	Cableado	7.200,00 €
5	Puesta a Tierra	3.836,70 €
Total		418.273,17 €

Tabla 58 – Precio resumen total instalación

PLANOS Y FICHAS TÉCNICAS

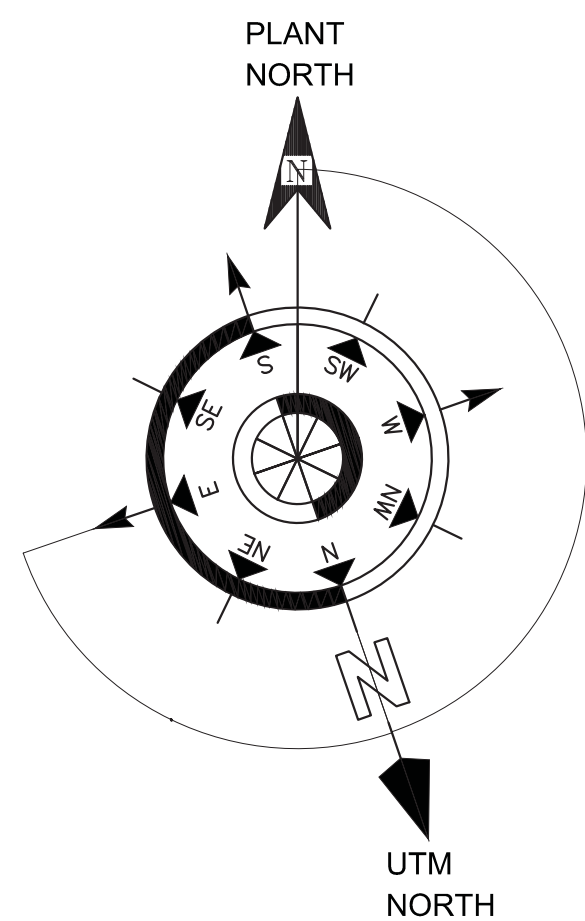


VIEW-1
SCALE=1:40



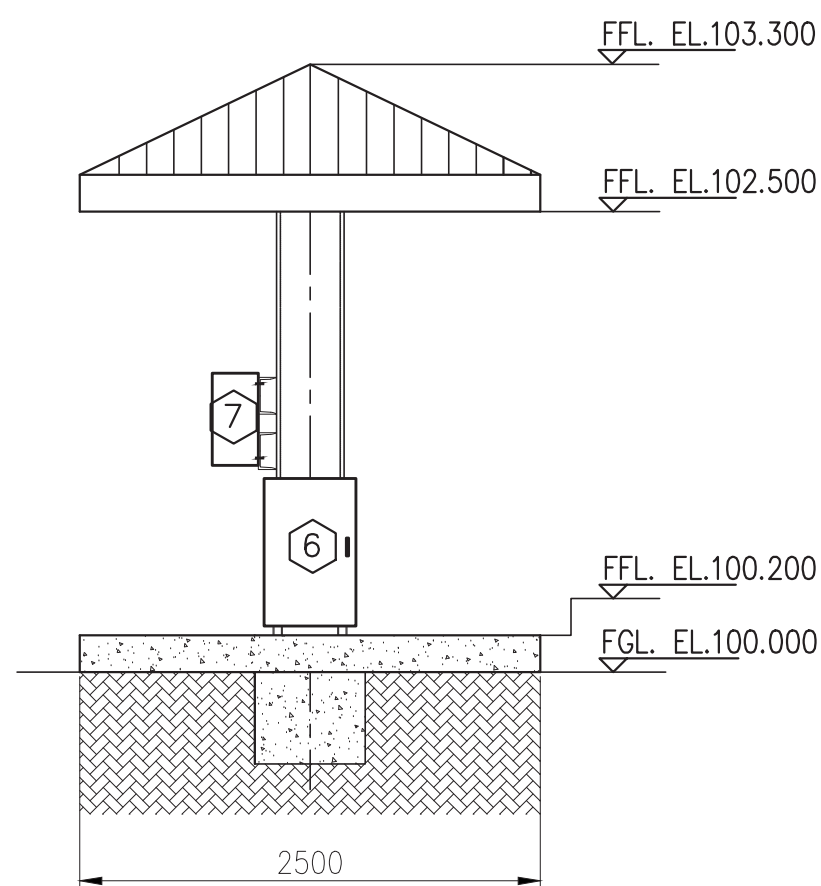
DETAIL 'A'
SCALE=1:40

PANEL/EQUIPMENT DETAILS		
ITEM No.	ITEM DESCRIPTION	SIZE (HOLD)
1	ARRAY CIRCUIT BREAKER BOX- 1	450(L)x300(W)x250(D)
2	SYSTEM CONTROLLER- 1	600(L)x500(W)x300(D)
3	CHANGE OVER ISOLATOR BOX- 1	450(L)x300(W)x250(D)
4	DISTRIBUTION BOARD- 1	500(L)x600(W)x250(D)
5	BATTERY BANK- 1	500(L)500(W)x350(D)
6	EMERGENCY DISTRIBUTION BOARD	800(L)600(W)x500(D)
7	TELECOM PANEL	600(L)x500(W)x300(D)

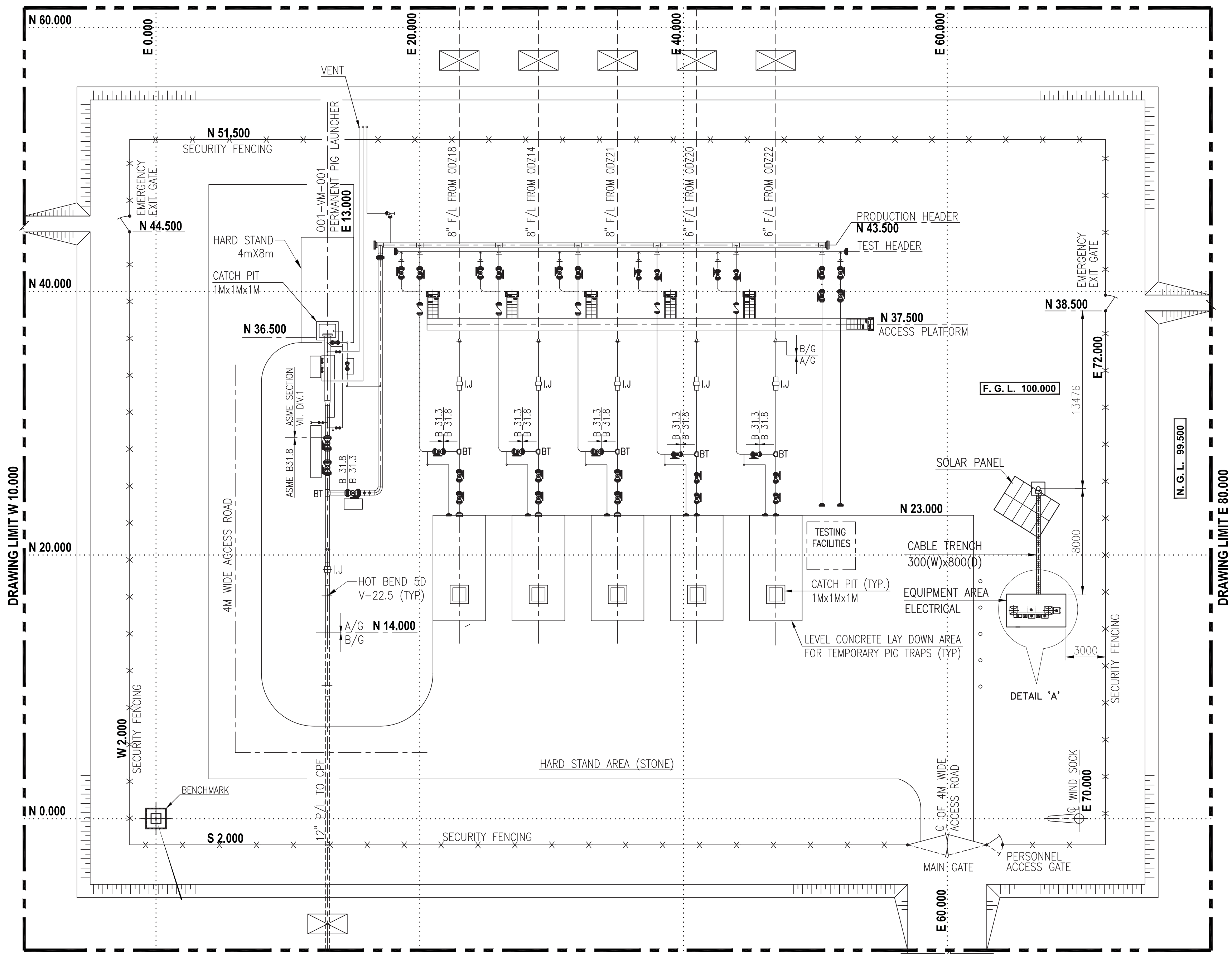


- GENERAL NOTES:
- ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS, COORDINATES AND ELEVATIONS ARE IN METERS.
 - WHERE CABLES EMERGE FROM UNDER THE GROUND THEY SHALL BE PROTECTED BY PVC DUCTS SET IN CONCRETE.
 - FOR DIRECT BURIED CABLE TRENCHES, CABLE ROUTE MARKER SHALL BE PROVIDED.

- LEGENDS:
- DIRECT BURIED CABLE TRENCH [300(W)x800(D)]



VIEW-2
SCALE=1:30



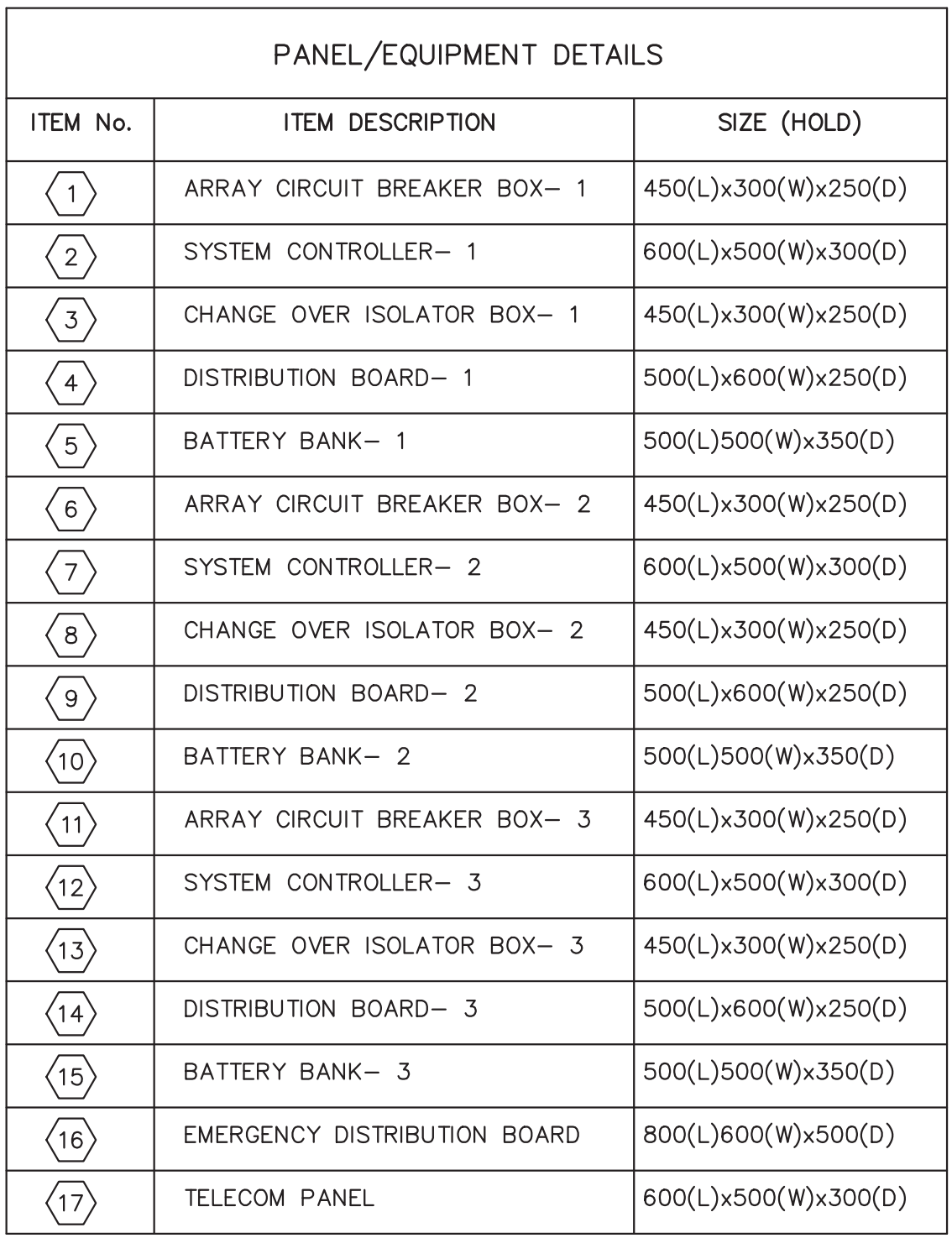
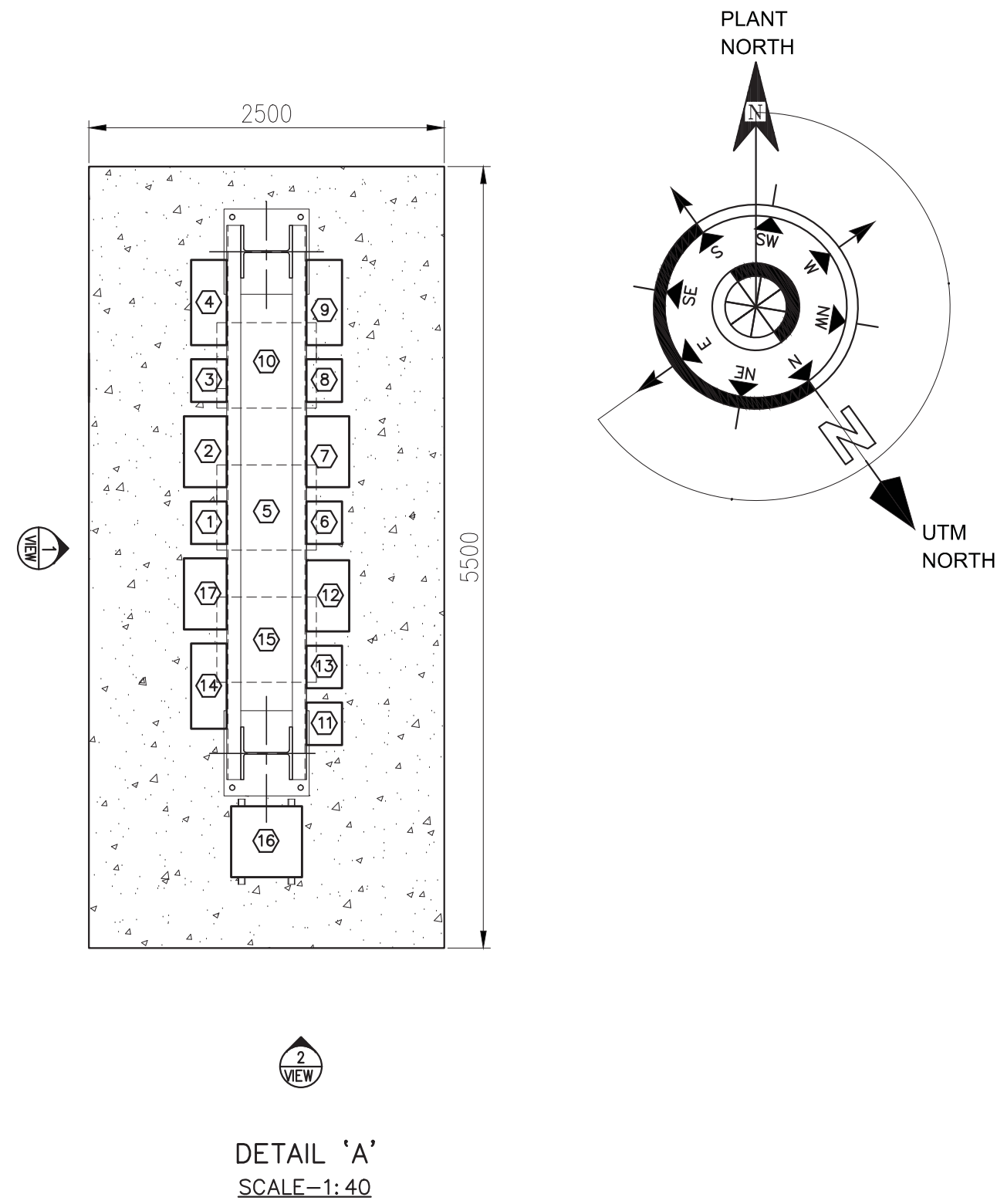
REFERENCE DOCUMENTS

- HOLDS:
- EQUIPMENT LOCATIONS, DIMENSIONS AND DETAILS.
 - CABLE AND TRENCH DETAILS.
 - EQUIPMENT TAG NUMBER.

REV.	DATE	PURPOSE OF THE EDITION	CA RETURN CODE	PREPARED	CHECKED	DEPT. APPROVAL	PROJECT APPROVAL

Diseño de instalación fotovoltaica industrial para abastecimiento de pozos petrolíferos

	Plano instalación tipo 1			
	Doc. Number: DW-001	Size A1	Scale 1:200	Sheet 01 of 01



- GENERAL NOTES:**
-
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS, COORDINATES AND ELEVATIONS ARE IN METERS.
 2. WHERE CABLES EMERGE FROM UNDER THE GROUND THEY SHALL BE PROTECTED BY PVC DUCTS SET IN CONCRETE.
 3. FOR DIRECT BURIED CABLE TRENCHES, CABLE ROUTE MARKER SHALL BE PROVIDED.

LEGENDS:

===== DIRECT BURIED CABLE TRENCH [300(W)x800(D)]

REFERENCE DOCUMENTS

HOLDS:

1. EQUIPMENT LOCATIONS, DIMENSIONS AND DETAILS.
2. CABLE AND TRENCH DETAILS.
3. EQUIPMENT TAG NUMBER.

REV.	DATE	PURPOSE OF THE EDITION	CA RETURN CODE	PREPARED	CHECKED	DEPT. APPROVAL	PROJECT APPROVAL

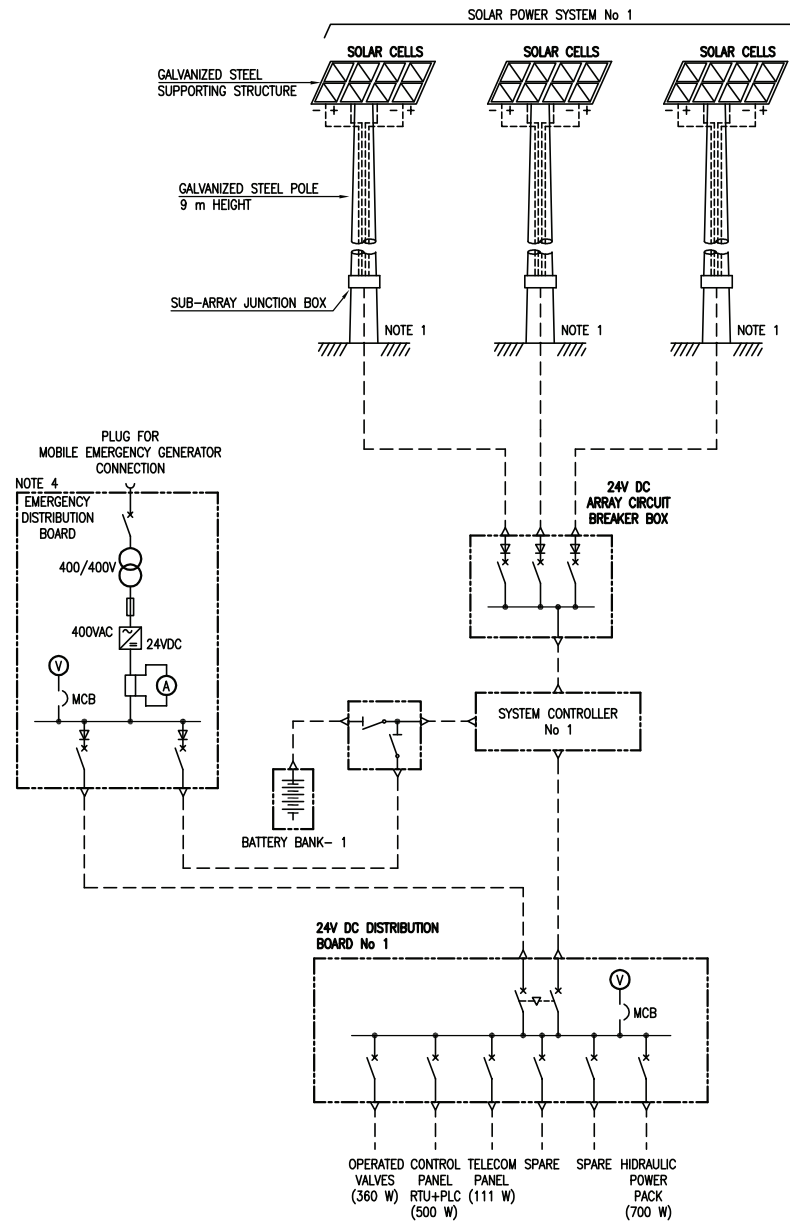
Diseño de instalación fotovoltaica industrial para abastecimiento de pozos petrolíferos



Plano instalación tipo 2

Doc. Number:
DW-002

Size	Scale	Sheet:	Rev. :
A1	1:200	01 of 01	00



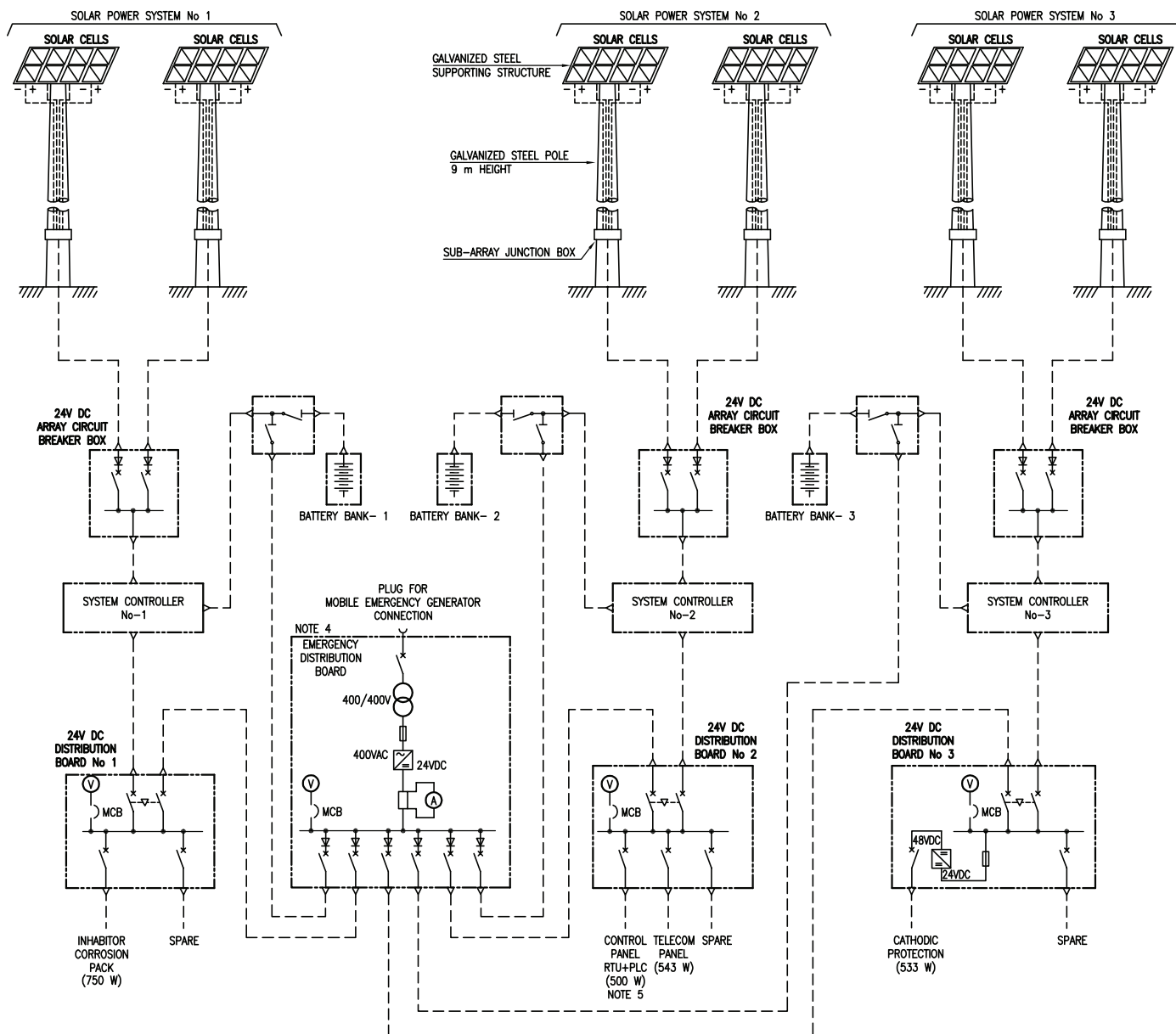
Diseño de instalación fotovoltaica industrial para abastecimiento de pozos petrolíferos



Esquema tipo 1

Doc. Number:
DW-003

Size A3	Scale NTS	Sheet 1 of 1	Rev.: 0
------------	--------------	-----------------	------------



Diseño de instalación fotovoltaica industrial para abastecimiento de pozos petrolíferos



Esquema tipo 2

Doc. Number:
DW-004

Size: A3
Scale: NTS
Sheet: 1 of 1
Rev.: 0



Key Feature Set

- 1 Robust Design: Module withstands up to 7000 Pa (ca. 690 kg/m²) Snow / 4000 Pa (ca. 210 km/h) Wind loads *
- 2 Anti-PID: Modules are qualified to withstand PID related degradation **
- 3 Guaranteed Quality: 12 Year Workmanship and 25 Years linear Performance Warranty ***
- 4 Predictable Output: Positive Power Sorting of 0 to +5 Watt
- 5 Higher Yield: Module Current Sorting provides up to 2.5% more Energy
- 6 Innovative Solution: Anti-Reflection Glass with Self-Clean hydrophobic Layer
- 7 Harsh Environment: Verified against Salt Mist and Ammonia Corrosion (IEC 61701 and IEC 62716)
- 8 Weak Light: Excellent Performance even under low Irradiation

* Please refer to Hanwha Solar Module Installation Guide

** Test conditions: Module negatively charged with 1000 Volts at 25°C for 168 hours with Al-Foil coverage

*** Please refer to Hanwha Solar Product Warranty for details

Quality and Environmental Certificates

- ISO 9001 quality standards and ISO 14001 environmental standards
- OHSAS 18001 occupational health and safety standards
- IEC 61215 & IEC 61730 Application Class A certifications
- EN 13501-1 Class E fire test rating
- Conformity to CE (low Voltage Directive and EMI)



ID 0000040248

About Hanwha Solar

Hanwha Solar is a vertically integrated manufacturer of photovoltaic modules designed to meet the needs of the global energy consumer.

- High reliability, guaranteed quality, and excellent cost-efficiency due to vertically integrated production and control of the supply chain
- Optimization of product performance and manufacturing processes through a strong commitment to research and development
- Global presence throughout Europe, North America and Asia, offering regional technical and sales support

Electrical Characteristics

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Power Class	245 W	250 W	255 W	260 W	265 W
Maximum Power (P_{max})	245 W	250 W	255 W	260 W	265 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	37.4 V	37.7 V	38.0 V	38.1 V	38.3 V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.70 A	8.79 A	8.89 A	8.93 A	8.97 A
Voltage at Maximum Power (V_{mpp})	30.1 V	30.4 V	30.8 V	31.2 V	31.5 V
Current at Maximum Power (I_{mpp})	8.15 A	8.23 A	8.29 A	8.35 A	8.42 A
Module Efficiency (%)	15.1 %	15.5 %	15.8 %	16.1 %	16.4 %

P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} and I_{mpp} tested at Standard Testing Conditions (STC) defined as irradiance of 1000W/m² at AM 1.5 solar spectrum and a temperature of 25±2°C. Module power class have positive power sorting: 0 to +5W. Measurement tolerance: ±3% (P_{max})

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power Class	245 W	250 W	255 W	260 W	265 W
Maximum Power (P_{max})	179 W	183 W	186 W	189 W	195 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	34.8 V	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.5 V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.05 A	7.13 A	7.22 A	7.29 A	7.31 A
Voltage at Maximum Power (V_{mpp})	27.3 V	27.6 V	27.9 V	28.1 V	28.7 V
Current at Maximum Power (I_{mpp})	6.56 A	6.64 A	6.67 A	6.76 A	6.82 A

P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} and I_{mpp} tested at Normal Operating Cell Temperature (NOCT, 45±3°C) defined as Irradiance of 800W/m²; Ambient temperature 20°C; Wind speed 1m/s. Measurement tolerance: ±3% (P_{max})

Temperature Characteristics

Normal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±3°C
Temperature Coefficients of P	- 0.43 % / °C
Temperature Coefficients of V	- 0.31 % / °C
Temperature Coefficients of I	+ 0.05 % / °C

Maximum Ratings

Maximum System Voltage	1000 V (IEC)
Series Fuse Rating	15 A
Maximum Reverse Current	Series fuse rating multiplied by 1.35

Mechanical Characteristics

Dimensions	1636 mm × 988 mm × 40 mm
Weight	19±0.5kg
Frame	Aluminum-alloy, anodized
Front	3 mm tempered anti-reflection glass
Encapsulant	EVA
Back Cover	Composite sheet
Cell Technology	Polycrystalline
Cell Size	156 mm × 156 mm (6 in × 6 in)
Number of Cells (Pieces)	60 (6 × 10)
Junction Box	Protection class IP 67; 3 sets of diodes
Output Cables	Solar cable: 4 mm ² ; length: 1000 mm
Connector	Amphenol H4

System Design

Operating Temperature	- 40 °C to 85 °C
Hail Safety Impact Velocity	25 mm at 23 m/s
Fire Safety Classification (IEC 61730)	Class C
Static Load Wind / Snow	4000 Pa / 7000 Pa

Packaging and Storage

Storage Temperature	- 40 °C to 85 °C
Packaging Configuration	24 pieces per pallet
Loading Capacity (40 ft. HQ Container)	672 pieces

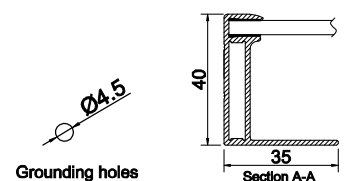
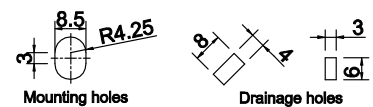
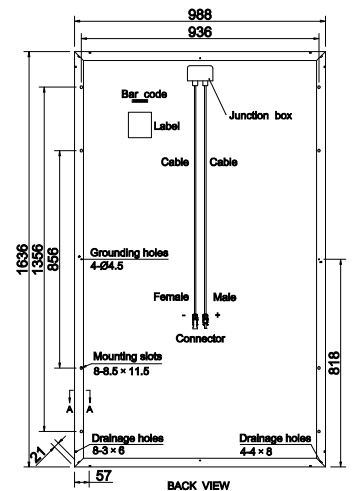
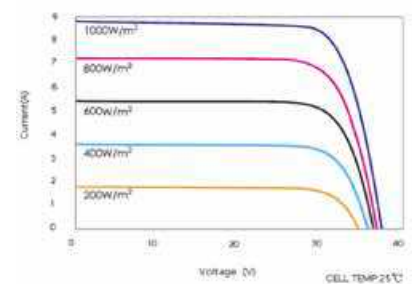
Nomenclature:

HSL60P6-PB-1-xxx
xxx represents the power class

Performance at Low Irradiance:

The typical efficiency at 200 W/m² in relation to 1000 W/m², (25°C, AM 1.5) is at least 96 % of STC efficiency.

Various Irradiance Levels



Ficha Técnica: ARF1 - IP66 -

Equipo diseñado para proteger eléctricamente los paneles fotovoltaicos de posibles sobretensiones y sobrintensidades. Viene provisto de un Interruptor de Corte en Carga, que permite cortar la línea del grupo de paneles y así realizar tareas correctivas o preventivas en dicha zona. El Equipo viene con fusibles (1000 Vdc), que protegen los 2 polos (+ y -) de posibles sobrintensidades. Todos los equipos de Nivel 1, vienen con protectores de sobretensión, pues es frecuente que en zonas donde se ubican las instalaciones fotovoltaicas (Campos, zonas rurales, etc.), se produzcan sobretensiones causadas por los relámpagos.

Características particulares:

- Envolvente ARINTER
- Grado de Protección IP66 s/n UNE 20324 / IEC 60529
- IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262
- Interruptor de Seccionamiento para 900-1000Vdc
- Protector Sobretensiones con descargador de 40 kA de descarga.
- Bases Fusibles hasta 20A - 900-1000 Vdc



Características Técnicas

- Fabricados en poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Tapas fabricadas en policarbonato estabilizado a los rayos ultravioleta (UV).
- Resistente al calor anormal o fuego según UNE EN 60 695-2-1/0
- Grado de protección contra polvo y agua IP66
- Grado de protección impactos IK10 (IK07 con puerta transparente)
- Gran resistencia a la corrosión y a los rayos ultravioletas.
- Materiales no higroscópicos. Absorción de humedad prácticamente nula.
- Excelente comportamiento a los agentes climáticos y a las temperaturas extremas.
- Resistencia a la corrosión, sin necesidad de acabado especial.
- Resistente hasta 70°C en funcionamiento continuo (temperaturas de pico de hasta 150° C).
- Autoextinguible y exento de halógenos.
- Tensión nominal de aislamiento Ui = 1000V.

Directivas

- Protección contra polvo/agua IP s/n UNE 20 324
- Protección contra impactos IK s/n UNE EN 50 102
- Clase Térmica s/n UNE 21 305
- Resistencia al calor o Fuego s/n UNE EN 60 695-2-1/0
- Doble Aislamiento s/n IEC 60439-1
- Directiva Material Eléctrico (B.T.) 73/23/CEE Modificación Directiva (73/23/ CEE) 93/68/CEE
- Directiva compatibilidad electromagnética 89/336 CEE Modificación Directiva (89/336/ CEE) 92/31 CEE Modificación Directiva (89/336/ CEE) 93/98 CEE

Tabla Selección

Referencia	Dimensiones *	N Strings	In FUS	In INT	S.T.
------------	---------------	-----------	--------	--------	------

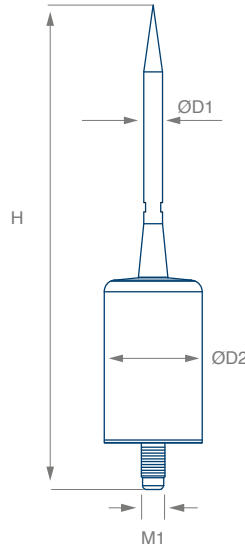
0471043-001	400x300x200	3	10 A	40 A	SI
0471043-002	400x300x200	4	10 A	40 A	SI
0471054-005	500x600x230	5	10 A	125 A	SI
0471065-007	500x600x230	6	10 A	125 A	SI
0471065-009	500x600x230	7	10 A	125 A	SI
0471065-008	500x600x230	8	10 A	125 A	SI
0471065-006	500x600x230	9	10 A	125 A	SI
0471065-001	500x600x230	10	10 A	125 A	SI
0471065-003	500x600x230	11	10 A	125 A	SI
0471086-002	600x800x300	12	10 A	125 A	SI
0471086-004	600x800x300	13	10 A	125 A	SI
0471086-005	600x800x300	14	10 A	125 A	SI
0471086-006	600x800x300	15	10 A	125 A	SI

*dimensiones: (alto x ancho x profundidad) mm

S.T:Protector Sobre Tensiones

▶▶ PARARRAYOS INGESCO® PDC.E

Pararrayos con dispositivo de cebado electrónico, normalizado según normas UNE 21.186:2011 NFC 17-102:2011 NP4426:2013



▶ funcionamiento

Los pararrayos **PDC.E** con dispositivo de cebado PLUG son los más efectivos y seguros para realizar una satisfactoria protección contra el rayo. Los pararrayos **PDC.E** se han diseñado para reducir el tiempo de una descarga atmosférica, asegurando así una mayor capacidad de captura del rayo. Ante la aproximación de una descarga descendente, procedente de una nube de tormenta, se genera un aumento del campo eléctrico. Éste, es acumulado por el dispositivo PLUG provocando, mediante impulsos de alta tensión, la descarga de la energía acumulada por el dispositivo en

forma de trazador ascendente. El dispositivo PLUG, consigue ionizar las partículas de aire situadas en el área de protección del pararrayos, convirtiéndose así en el punto de impacto preferente para la descarga.

El **INGESCO® PDC.E** reúne dos factores claves de calidad:

1. Uso de la tecnología electrónica de última generación capaz de generar mayores Δt (incremento de tiempo de cebado) y, como consecuencia, mayores radios de protección para sus instalaciones.

2. Es el resultado de proyectos I+D+I de investigación en el Laboratorio Electrotécnico LABELEC y ha sido sometido a numerosos ensayos (comportamiento frente a campos eléctricos artificiales). Como consecuencia, **INGESCO® PDC.E** es el pararrayos de su clase más fiable del mercado, capaz de ofrecer una **actuación inteligente**, ya que su dispositivo de cebado (trazador ascendente) actúa solo cuando existe un riesgo real de impacto directo de un rayo, disminuyendo así el riesgo de descargas innecesarias.

▶ niveles de protección

Model	PDC.E 15	PDC.E 30	PDC.E 45	PDC.E 60
Ref.	102004	102005	102006	102007
Δt	15 μs	30 μs	45 μs	60 μs
NIVEL I	35 m	50 m	65 m	80 m
NIVEL II	45 m	60 m	75 m	90 m
NIVEL III	60 m	75 m	90 m	105 m
NIVEL IV	75 m	90 m	105 m	120 m

Radios de protección calculados según el Código Técnico de la Edificación.

▶ especificaciones técnicas

Mod.	Ref.	Mat.	H (mm)	D1 (mm)	D2 (mm)	M1	Peso (g)
PDC.E15	102004	Inox	412	16	83	M 20	3775
PDC.E30	102005	Inox	412	16	83	M 20	3770
PDC.E45	102006	Inox	412	16	83	M 20	3765
PDC.E60	102007	Inox	412	16	83	M 20	3760

► características y beneficios

- 100% de eficacia en descarga.
- Nivel de protección clasificado de muy alto.
- Garantía de continuidad eléctrica. No ofrece resistencia al paso de la descarga.
- Pararrayos con dispositivo electrónico.
- No precisa de fuente de alimentación externa.
- Garantía de funcionamiento en cualquier condición atmosférica.
- Modelo testeable por el ITL (INGESCO Lightning Tester).

El terminal aéreo de captación **INGESCO® PDC.E**, cumple las siguientes especificaciones técnicas:

- Dispone de un dispositivo electrónico de cebado:
 - Un generador capacitivo de anticipación del trazador ascendente.
 - Un circuito capacitivo para un almacenamiento de cargas eléctricas.
 - Un condensador electroatmosférico.
- Un sistema de aislamiento con resina certificada para la protección de dispositivos de alta tensión.
- Estructura externa de Acero Inoxidable AISI316 L.

Queda así garantizado su efectivo funcionamiento en cualquier condición atmosférica y ambiental.

► instalación

La instalación de un pararrayos **INGESCO® PDC.E** debe seguir las prescripciones de las normas UNE 21.186:2011, NFC17-102:2011, NP4426:2013 y IEC62.305, y debe tener en cuenta las recomendaciones siguientes:

- La punta del pararrayos debe estar situada, como mínimo, 2 m. por encima del punto más alto de la edificación que protege.
- Para su instalación sobre el mástil, el pararrayos precisará de la correspondiente pieza de adaptación.
- Se deberá proteger el cableado de las cubiertas contra las sobretensiones y conectar a los bajantes las masas metálicas presentes dentro de la zona de seguridad.
- El pararrayos debe conectarse a una toma de tierra mediante uno o varios cables conductores que bajarán, siempre que sea posible, por el exterior de la construcción, con la trayectoria más corta y rectilínea posible.
- La toma o tomas de tierra, cuya resistencia no puede superar los 10 ohmios, deben garantizar una dispersión lo más rápida posible de la descarga del rayo.

► normativas | ensayos | certificados

INGESCO® PDC.E, cumple los requerimientos contenidos en las normativas siguientes:

- | | | |
|---|-------------------|----------------|
| · C.T.E. (Código Técnico de la Edificación) | · NP4426:2013 | · IEC 62.561/1 |
| · UNE 21.186:2011 | · NFC 17.102:2011 | · IEC 62.561/3 |
| · IEC 62.305 | | |

Además de todas las especificaciones descritas para este tipo de componentes en el Reglamento de Alta Tensión por el Ministerio de Industria y Energía. Pararrayos fabricado desde 2006, utiliza la más avanzada tecnología electrónica del mercado actual de los pararrayos electrónicos.

El pararrayos **INGESCO® PDC.E** ha superado con éxito los ensayos y pruebas de certificación siguientes:

- Ensayo de evaluación del tiempo de cebado de pararrayos PDC (Anexo C UNE 21.186:2011), en el **Laboratorio de Alta Tensión LABELEC**.
- Ensayo mecánico (tracción y flexión hasta rotura).
- Certificado de producto emitido por la entidad de certificación **Bureau Veritas Certification**.
- Certificado de corriente soportada según IEC 62.561/1, emitido por el **Laboratorio de Alta Tensión LABELEC**.
- Certificado de aislamiento en condiciones de lluvia, emitido por el **Laboratorio de Alta Tensión LABELEC**.



DENA DESARROLLOS SL

Duero 5 | 08223 Terrassa | Barcelona | Spain
T 937 360 305 | T (+34) 937 360 314
F 937 360 312
central@ingesco.com

PARARRAYOS
INGESCO® PDC.E

afirenas x (AS)

RZ1-K(AS) 0,6/1 kV

Definición

Designación técnica:RZ1-K(AS) 0.6/1 kV

Tensión asignada: 0.6/1 kV



Temperatura máx. de servicio:

servicio permanente:90°C

cortocircuito:250°C



Tensión de ensayo: Corriente alterna.....3.5 kV.
Corriente continua.....8.5 kV.

Descripción constructiva:

Construido según norma UNE 21123-4:

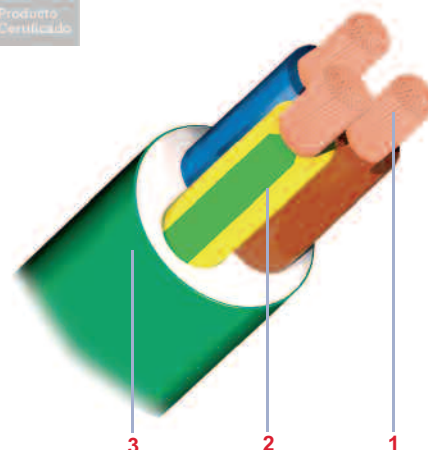
1 Conductor de cobre electrolítico recocido flexible
clase 5 conforme a la norma UNE-EN 60228/ EN 60228 /IEC 60228.

2 Aislamiento polietileno reticulado XLPE tipo DIX 3 según
norma UNE HD 603-1 tabla 2A.

3 Cubierta de poliolefina según norma UNE 21123-4.

Se presentan en formaciones multipolares de 1 a 5 fases aisladas
dependiendo de las necesidades de instalación.

Temperatura mínima permitida para el tendido de cables durante su instalación y montaje de accesorios: 0°C



Simulación Cable RZ1-K(AS) 0.6/1 kV 3 G1.5 mm²

Aplicaciones

Tipo de instalación:FIJA

Guía de utilización:

RZ1-K (AS): "para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no. Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados. No aptos para instalaciones de alimentación de bombas sumergidas". (UNE 21123-4)

Esta especialmente indicado para su utilización en redes de distribución, acometidas, instalaciones en locales de pública concurrencia (escuelas, hospitales, superficies comerciales, cines, oficinas etc.) y en general siempre que exista un importante riesgo de incendio o donde se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

Métodos adecuados de instalación:

La distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso esta distancia debe sobrepasar los 80 cm.

Características funcionales

A) Ensayo de no propagación de la llama:

La composición de la cubierta de poliolefina termoplástica, asegura la no propagación de la llama según lo exigido en las normas: UNE-EN 60332-1-2 ; EN 60332-1-2 ; IEC 60332-1-2



B) Ensayo de no propagación del incendio:

Según norma UNE EN 50266-2-4 / EN 50266-2-4 / IEC 60332-3 ; UNE EN 50266-2-5 / EN 50266-2-5 / IEC 60332-3.



C) Densidad de humos (emisión de humos):

En caso de incendio, la transmitancia luminica del humo emanado es del 90 % a los 15 minutos, según norma UNE EN 61034-2 / EN 61034-2 / IEC 61034-2.



D) Determinación de halógenos:

En caso de incendio, la emisión de monóxido de carbono, dióxido de carbono y ácido clorhídrico es inferior al 0.5 %, según norma UNE EN 50267-2-1/ EN 50267-2-1 / IEC 60754-1.



E) Acidez y corrosividad de los gases:

En caso de incendio, el índice acidez y la conductividad los gases emanados cumplen con la norma UNE EN 50267-2-3 / EN 50267-2-3 / IEC 60754-2+A1. PH mínimo ≥ 4,3 / Conductividad máxima (μS/cm) ≤100.



F) Comportamiento a la intemperie:

Ofrece una buena protección ante posibles agentes ambientales, permitiendo su instalación en exteriores, bajo tierra, incluso en presencia de humedad no permanente.





RZ1-K(AS) 0.6/1 kV



Instrucciones técnicas - REBT

El REBT prescribe el uso de estos cables en las siguientes ITC:

ITC-BT 14: Instalaciones de Enlace-Línea general de alimentación(LGA)

ITC-BT 15: Instalaciones de Enlace: Derivaciones Individuales (DI)

ITC-BT 20: Instalaciones Interiores o Receptoras


























ITC-BT 28: Instalaciones en Locales de Pública Concurrencia

ITC-BT 29: Instalaciones de locales con riesgo de incendio o explosión.

RD 2267/2004: Instalaciones industriales. Cuando vayan por el interior de falsos techos o suelos suspendidos.

Características dimensionales

Código	Sección Nominal	Ø Exterior	Espesor aislamiento	Peso	Resistencia óhmica a 20°C
	mm ²	mm	mm	Kg/km	Ohm/km

RZ1-K 0,6/1kV					
 84001	1x1,5	5,7	0,7	48,4	13,3
 84002	1x2,5	6,2	0,7	60	7,98
 84003	1x4	6,7	0,7	79	4,95
 84004	1x6	7,7	0,7	102	3,30
 84005	1x10	8,4	0,7	150	1,91
 84006	1x16	9,8	0,7	223	1,21
 84007	1x25	11,4	0,9	300	0,780
 84008	1x35	12,6	0,9	400	0,554
 84009	1x50	14,3	1	547	0,386
 84010	1x70	16,4	1,1	744	0,272
 84011	1x95	17,9	1,1	947	0,206
 84012	1x120	20,6	1,2	1224	0,161
 84013	1x150	22,4	1,4	1507	0,129
 84014	1x185	25	1,6	1835	0,106
 84015	1x240	28	1,7	2393	0,0801
 83999	1x300	31	1,8	3017	0,0641
 84016	2x1,5	10,5	0,7	111	13,3
 84017	2x2,5	11,3	0,7	149	7,98
 84018	2x4	12,3	0,7	178	4,95
 84019	2x6	13,8	0,7	278	3,30
 84020	2x10	15,5	0,7	388	1,91
 84048	2x16	18,5	0,7	440	1,21
 84049	2x25	21,6	0,9	856	0,780
 84021	3x1,5	10,7	0,7	158	13,3
 84022	3x2,5	11,6	0,7	199	7,98



Referencias disponibles en stock permanente y red de Servicio Integrado

XLPE 90°C

0,6 / 1 kV



RZ1-K(AS) 0,6/1 kV

CONTINUACIÓN

Código	Sección Nominal	Ø Exterior	Espesor aislamiento	Peso	Resistencia óhmica a 20°C
	mm²	mm	mm	Kg/km	Ohm/km
84023	3x4	13,3	0,7	260	4,95
84024	3x6	14,4	0,7	349	3,30
84025	3x10	16	0,7	480	1,91
84070	3x16	19	0,7	717	1,21
84088	3x25	22,9	0,9	1060	0,780
84030	4G1,5	11,5	0,7	160	13,3
84031	4G2,5	12,6	0,7	213	7,98
84032	4G4	14,5	0,7	300	4,95
84033	4G6	15,5	0,7	412	3,30
84034	4G10	18	0,7	602	1,91
84035	4x16	21,5	0,7	755	1,21
84082	4x25	21	0,9	1180	0,780
84083	4x35	24,2	0,9	1603	0,554
84084	4x50	30,5	1	2348	0,386
84076	4x70	34,8	1,1	3235	0,272
84077	4x95	39,6	1,1	4260	0,206
84078	4x120	44,5	1,2	5350	0,161
84079	4x150	49,5	1,4	6745	0,129
84036	5G1,5	12,5	0,7	214	13,3
84037	5G2,5	14,4	0,7	272	7,98
84038	5G4	15,5	0,7	324	4,95
84039	5G6	16,8	0,7	500	3,30
84040	5G10	19,7	0,7	737	1,91
84041	5G16	24,5	0,7	1101	1,21
84071	5G25	27,6	0,9	1500	0,780



Referencias disponibles en stock permanente y red de **Servicio Integrado**



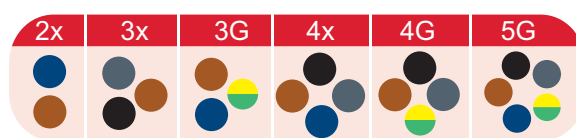
Presentación

Metrajes de las cajas, paquetes y palets estándar

Tipo de cable	M. palet	Sección nominal	metros
AFIRENAS X	4800	2x1,5	100
AFIRENAS X	3600	2x2,5	100
AFIRENAS X	3000	2X4	100
AFIRENAS X	2800	2X6	100
AFIRENAS X	4800	3G1,5	100
AFIRENAS X	3600	3G2,5	100
AFIRENAS X	3000	3G4	100
AFIRENAS X	2800	3G6	100
AFIRENAS X	4200	4G1,5	100
AFIRENAS X	3000	4G2,5	100
AFIRENAS X	3000	4G4	100
AFIRENAS X	1500	4G6	100
AFIRENAS X	3600	5G1,5	100
AFIRENAS X	3000	5G2,5	100
AFIRENAS X	2800	5G4	100
AFIRENAS X	1500	5G6	100

* Resto de medidas: disponibles en bobinas

Colores



BACULOS Y COLUMNAS S.L.

Polígono de Valdemuel s/n
Apartado de Correos nº 23
50290 EPILA (Zaragoza)
Tel. 976603369 – Fax 976603034

La columna presupuestada es capaz de soportar en punta OCHO paneles solares con unas dimensiones totales de 3,3 m de alto y 3,96 m de ancho con un peso total de 240 Kgrs. Se ha considerado que los paneles presentan una inclinación máxima con la horizontal de 45°. El cálculo ha sido realizado según Normativa Española, por lo que las cargas debidas al viento han sido mayoradas por un coeficiente de 1.5, y las debidas al viento por 1.33. La zona de viento considerada ha sido Y expuesta.

CARACTERÍSTICAS DE LA COLUMNA:

DISPOSITIVOS EN PUNTAPANELES SOLARES (8)
REFERENCIA COLUMNA (M.).....PS.9000-8
ALTURA DE LA COLUMNA (M.).....9
NUMERO DE TRAMOS 1
DIAMETRO SUPERIOR (mm.)150
DIAMETRO INFERIOR (mm.)510

INCLUYE LA COLUMNA CON PLACA DE BASE, PERNOS, TUERCAS Y ARANDELAS,
TAPA SOLDADA EN PUNTA Y CODO PARA EL PASO DE CABLES.
NO SE INCLUYE EL HERRAJE DE CONEXIÓN PANEL-COLUMNA

BACULOS Y COLUMNAS S.L.

Polígono de Valdemuel s/n
Apartado de Correos nº 23
50290 EPILA (Zaragoza)
Tel. 976603369 – Fax 976603034



BACULOS Y COLUMNAS S.L.

Polígono de Valdemuel s/n
Apartado de Correos nº 23
50290 EPILA (Zaragoza)
Tel. 976603369 – Fax 976603034





Main

Range	Thalassa
Product name	Thalassa PLM
Device short name	PLM
Enclosure type	Multi-purpose
Category	Compact enclosure
Nominal height	847 mm
Nominal width	636 mm
Nominal depth	300 mm
Enclosure mounting	Wall mounted
Device composition	Lock 2 Door 1 Body 1
Body type	One piece moulded with notches in the rear Built-in canopy
Door type	Plain
Lock type	3 mm double-bar lock

Complementary

Number of locks	2
Mounting plate description	Without mounting plate
Accessibility for operation	Front
Removable parts	Door by hinges
Material	Polyester reinforced with fibreglass
Colour	Grey RAL 7032
Standards	IEC 62208 NEMA classification 13 NEMA classification 4X
Product certifications	UL

Environment

IP degree of protection	IP66 IEC 60529
IK degree of protection	IK10 IEC 62262
Fire resistance	960 °C IEC 62208
Ambient air temperature for storage	-35...90 °C

Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
RoHS (date code: YYWW)	Compliant - since 0940 - Schneider Electric declaration of conformity
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Product environmental profile	Available Download Product Environmental
Product end of life instructions	Need no specific recycling operations

FUSIBLES DE CUCHILLA NH gG 500 V NH KNIFE TYPE gG 500V FUSE-LINKS

FICHA TÉCNICA / TECHNICAL DATA SHEET



DF, S.A

C/. Silici, 67-69
08940 CORNELLA DEL LLOBREGAT
BARCELONA (SPAIN)
www.df-sa.es
Telf.: +34-93 377 85 85
Fax: +34-93 377 82 82

ISO9001



ELECTRONIC
PROTECTION



INDUSTRIAL
PROTECTION
CYLINDRICAL



NH INDUSTRIAL
PROTECTION



NF DOMESTIC
PROTECTION



D
PROTECTION



DO
PROTECTION



RAPIDPLUS



TRANSFORMERS
AUTOTRANSFORMERS
CHOKES



TERMINAL BLOCKS



<u>DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO</u>	<u>PRODUCT DESCRIPTION</u>
<p>Cartuchos fusibles de cuchilla (NH) clase gG de uso general, con indicador superior.</p> <p>Estos cartuchos de alto poder de corte están indicados para la protección de líneas o equipos tanto ante sobrecargas como cortocircuitos, en tensiones nominales hasta 500V AC (+10%).</p> <p>El poder de corte asignado es de 120 kA.</p> <p>La gama comprende cartuchos fusibles desde la talla NH000 hasta la talla NH4, con corrientes asignadas entre 2A y 1250A.</p> <p>Modelos compact en intensidades inferiores de cada talla.</p> <p>Construidos con cuerpo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos, lo que permite un alto poder de corte. Cuchillas de cobre o de latón plateadas.</p> <p>Están fabricados según normas IEC/EN60269, VDE0636 y cumplen la directiva RoHS.</p>	<p><i>Knife type (NH) fuse-links gG class for general use, with top indicator.</i></p> <p><i>These high breaking capacity fuse-links are intended for protection of power lines and equipment, against overloads and short-circuits with rated voltages up to 500V AC (+10%).</i></p> <p><i>The rated breaking capacity is 120 kA.</i></p> <p><i>The range comprises fuse-links from size NH000 up to NH4, with rated currents from 2A up to 1250A.</i></p> <p><i>Compact versions in low rated currents of every size.</i></p> <p><i>Manufactured with ceramic body with high withstand to internal pressure and thermal shock, that allows a high breaking capacity. Knife contacts are made of silver plated copper or brass.</i></p> <p><i>They are manufactured according to IEC/EN60269 and VDE0636 Standards and comply with RoHS directive.</i></p>
<u>NORMAS</u>	<u>STANDARDS</u>
IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-2 VDE0636 DIN43620 Directiva 2002/95/EC (RoHS)	IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-2 VDE0636 DIN43620 2002/95/EC RoHS directive
DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.	<i>DF ELECTRIC retains the right to change the dimensions, specifications, materials or design of its products at any time with or without notice.</i>

GAMA
RANGE

TALLA SIZE	In (A)	REF.
NH000	2	381000
	4	381005
	6	381010
	10	381015
	16	381020
	20	381025
	25	381030
	32	381035
	35	381040
	40	381045
	50	381050
	63	381055
	80	381060
	100	381065

NH00	125	381070
	160	381075

NH0	6	381110
	10	381115
	16	381120
	20	381125
	25	381130
	32	381135
	35	381140
	40	381145
	50	381150
	63	381155
	80	381160
	100	381165
	125	381170
	160	381175

NH0S	200	381180
	224	381185
	250	381190

TALLA SIZE	In (A)	REF.
NHC1	50	381230
	63	381235
	80	381240
	100	381245
	125	381250
	160	381255
NH1	200	381260
	224	381265
	250	381270
	*315	381280
	*355	381285

NHC2	63	381325
	80	381330
	100	381335
	125	381340
	160	381345
	200	381350
	224	381355
NH2	250	381360
	315	381370
	355	381375
	400	381380
	*425	381385
	*500	381390

NHC3	250	381435
	315	381445
	355	381450
	400	381455
NH3	425	381460
	500	381465
	630	381470
	*800	381475

NH4	315	381505
	400	381510
	500	381515
	630	381520
	800	381525
	900	381527
	1000	381530
	*1250	381535

* Fusibles sobrecalibrados / *Overrating fuse-links*

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**TECHNICAL CHARACTERISTICS**

Tamaños: <i>Sizes:</i>	NH000 ... NH4
Tensión asignada: <i>Rated voltage:</i>	500V AC +10%
Corriente asignada: <i>Rated current:</i>	2A...1250 A
Poder de corte asignado: <i>Rated breaking capacity:</i>	120 kA
Clase: <i>Operating Class:</i>	gG
Frecuencia asignada: <i>Rated frequency:</i>	42...62 Hz
Temperatura de trabajo: <i>Working temperature:</i>	* -25°C ... +60°C
Temperatura de almacenaje: <i>Storage temperature:</i>	-40°C ... +80°C

* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

* For ambient temperatures higher than 25°C it is necessary to apply a derating in maximum current.

Utilización en corriente continua:
DC application:

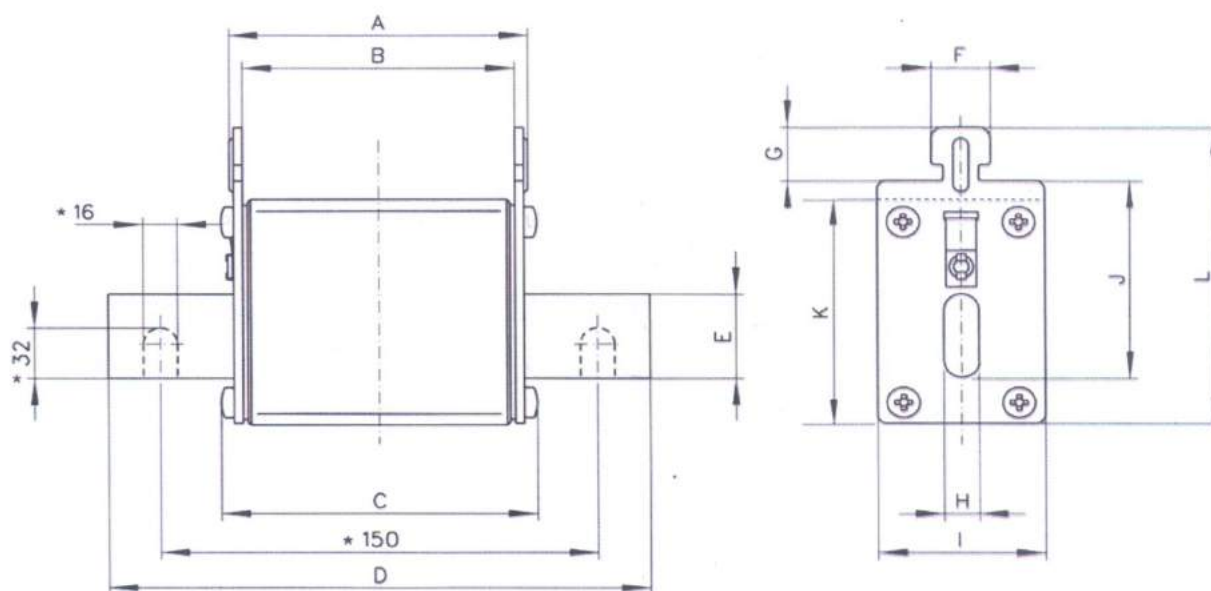
NH000/NH00 → Max. 125VDC ($I_1 = 25$ kA)
NH0...NH4 → Max. 250VDC ($I_1 = 25$ kA)
 $L/R = 10...15$ ms

MATERIALES

Cuerpo cerámico	Esteatita C221
Cuchillas	Cobre o latón (plateadas)
Placas	Aluminio
Tornillería	Acero cincado

MATERIALS

<i>Body</i>	<i>Steatite C221</i>
<i>Contact blades</i>	<i>Copper or brass (silver plated)</i>
<i>Plates</i>	<i>Aluminium</i>
<i>Screws</i>	<i>Zinc plated steel</i>

DIMENSIONES Y PESOS***DIMENSIONS AND WEIGHTS***

* Solo para fusibles talla NH4 / *Only for fuse-links size NH4*

Dimensiones en mm. / *Dimensions in mm*

Talla Size	In (A)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	Peso Weight
NH000	2A ÷ 100A	49	45	52	78,5	15	10	9,5	6	21	35	40	53	0,12 kg
NH00	125A & 160A	49	44	52	78,5	15	10	9,5	6	29	35	47	59	0,18 kg
NH0	6A ÷ 160A	66	60,5	66,5	125	15	10	9,5	6	29	35	47	59	0,25 kg
NH0S	200A ÷ 250A	66	62	66,5	125	15	10	9,5	6	39	35	47	59	0,31 kg
NHC1	50A ÷ 160A	68	62	70,5	135	15	10	9,5	6	29	40	47	64	0,27 kg
NH1	200A ÷ 355A	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	52	64	0,38 kg
NHC2	63A ÷ 250A	68	62	71,5	150	20	10	9,5	6	39	48	52	72	0,47 kg
NH2	315A ÷ 500A	68	62	71,5	150	25	10	9,5	6	53	48	60	72	0,62 kg
NHC3	250A ÷ 400A	68	62	71,5	150	25	10	9,5	6	53	60	60	84	0,63 kg
NH3	425A ÷ 800A	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87	1,02 kg
NH4	315A ÷ 1250A	68	62	76	200	50	10	10	8	102	87	105	120	2,38 kg

POTENCIAS DISIPADAS**POWER DISSIPATIONS**

POTENCIAS DISIPADAS (W) / POWER DISSIPATIONS (W)							
In (A)	NH000	NH00	NH0/0S	NH1	NH2	NH3	NH4
2	0,83						
4	0,65						
6	0,88		1,3				
10	1,1		1,3				
16	2,0		2,8				
20	2,3		3,0				
25	2,8		3,6				
32	3,3		4,5				
35	3,5		4,8				
40	4,0		5,2				
50	5,1		6,7	5,5			
63	6,1		7,0	6,6	6,3		
80	6,7		7,2	7,7	7,9		
100	7,4		8,3	8,5	8,2		
125		9,0	10,9	10,9	10,3		
160		10,3	11,7	12,6	13,1		
200			15,5	17,0	16,6		
224			17,7	17,5	18,6		
250			20,2	20,2	20,6	21,0	
315				27,4	26,7	25,6	26,1
355				35,8	29,0	30,6	
400					32,3	32,6	32,7
425					35,2	33,5	
500					40,0	36,4	37,0
630						45,5	47,0
800						66,5	68,0
900							76,0
1000							80,0
1250							108

VALORES I^2t **I^2t VALUES**

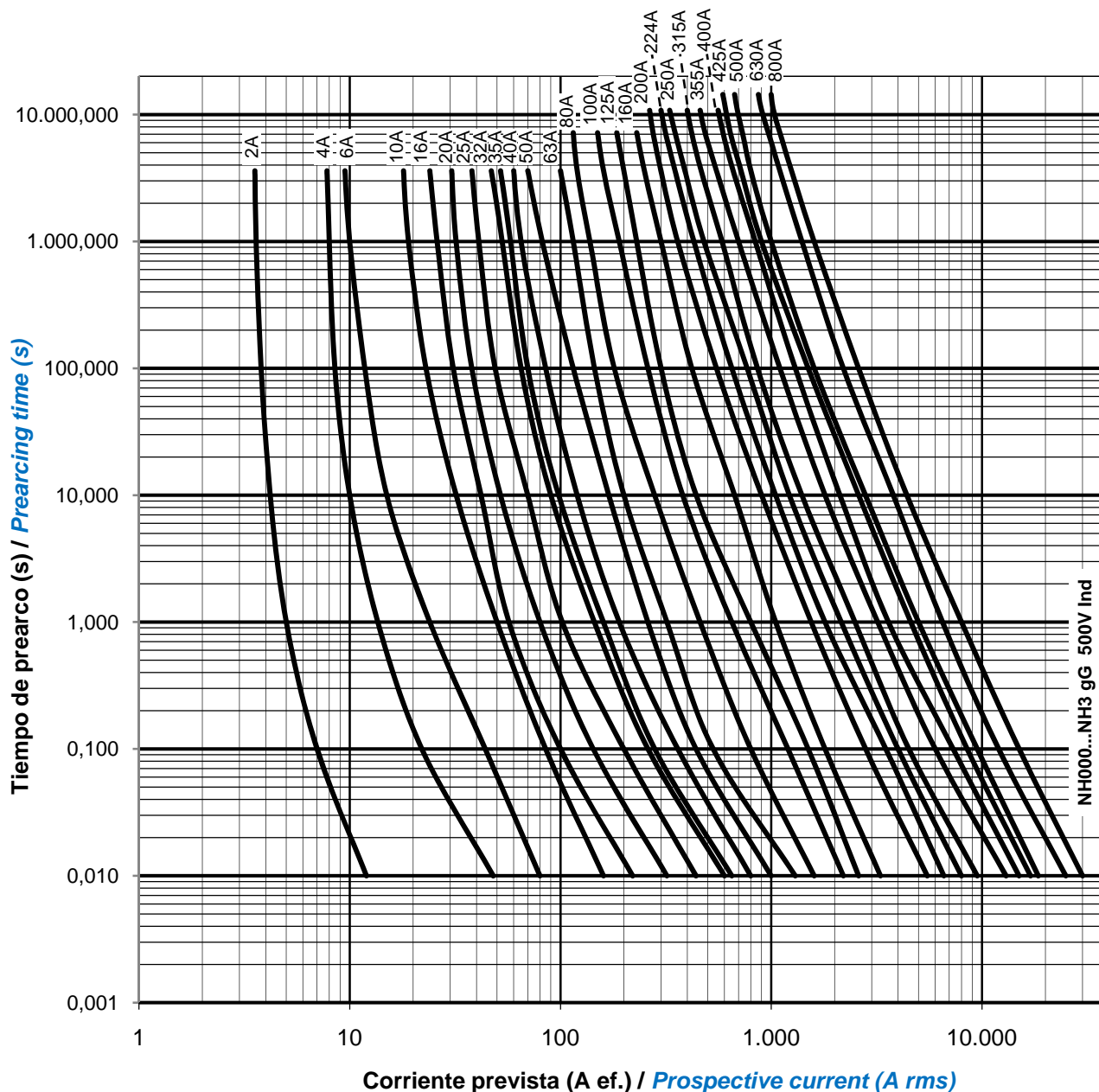
VALORES I^2t / I^2t VALUES				
NH000 ... NH3				
In (A)	I^2t prearco prearcing I^2t ≈ 4 ms (A²s)	Total I^2t 230V (A²s)	Total I^2t 400V (A²s)	Total I^2t 500V (A²s)
2		2,2	2,8	3,3
4	32	46	59	69
6	103	145	188	218
10	128	197	270	324
16	290	444	607	730
20	605	926	1267	1.524
25	1.160	1.774	2428	2.920
32	2.779	4.100	5467	6.475
35	3.190	4.710	6276	7.433
40	4.594	6.780	9037	10.700
50	5.600	11.075	14.772	17.500
63	5.700	16.600	15.800	22.000
80	9.838	18.600	29.823	39.350
100	20.400	38.600	61.962	81.800
125	40.500	70.900	107.301	136.895
160	78.400	137.000	207.711	265.000
200	98.100	159.600	228.666	282.540
224	138.300	225.000	322.455	398.400
250	169.000	274.700	393.447	486.000
315	236.700	435.300	682.917	890.000
355	290.960	535.100	839.445	1.094.000
400	444.000	816.600	1.281.297	1.670.000
425	589.800	998.400	1.473.145	1.851.960
500	900.000	1.523.400	2.247.948	2.826.000
630	1.600.000	2.707.400	3.993.806	5.020.000
800	2.500.000	4.231.800	6.244.300	7.850.000

VALORES I^2t / I^2t VALUES				
NH4				
In (A)	I^2t prearco prearcing I^2t ≈ 4 ms (A²s)	Total I^2t 230V (A²s)	Total I^2t 400V (A²s)	Total I^2t 500V (A²s)
315	269.400	363.200	452.900	660.000
400	471.400	635.400	792.400	1.154.800
500	851.400	1.147.800	1.431.300	2.085.900
630	1.609.600	2.169.900	2.706.000	3.943.600
800	2.248.200	3.030.700	3.779.400	5.507.900
900	3.405.500	4.590.900	5.725.100	8.343.400
1000	4.310.000	5.810.500	7.246.000	10.560.000
1250	7.541.100	10.166.200	12.677.700	18.475.700

CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE

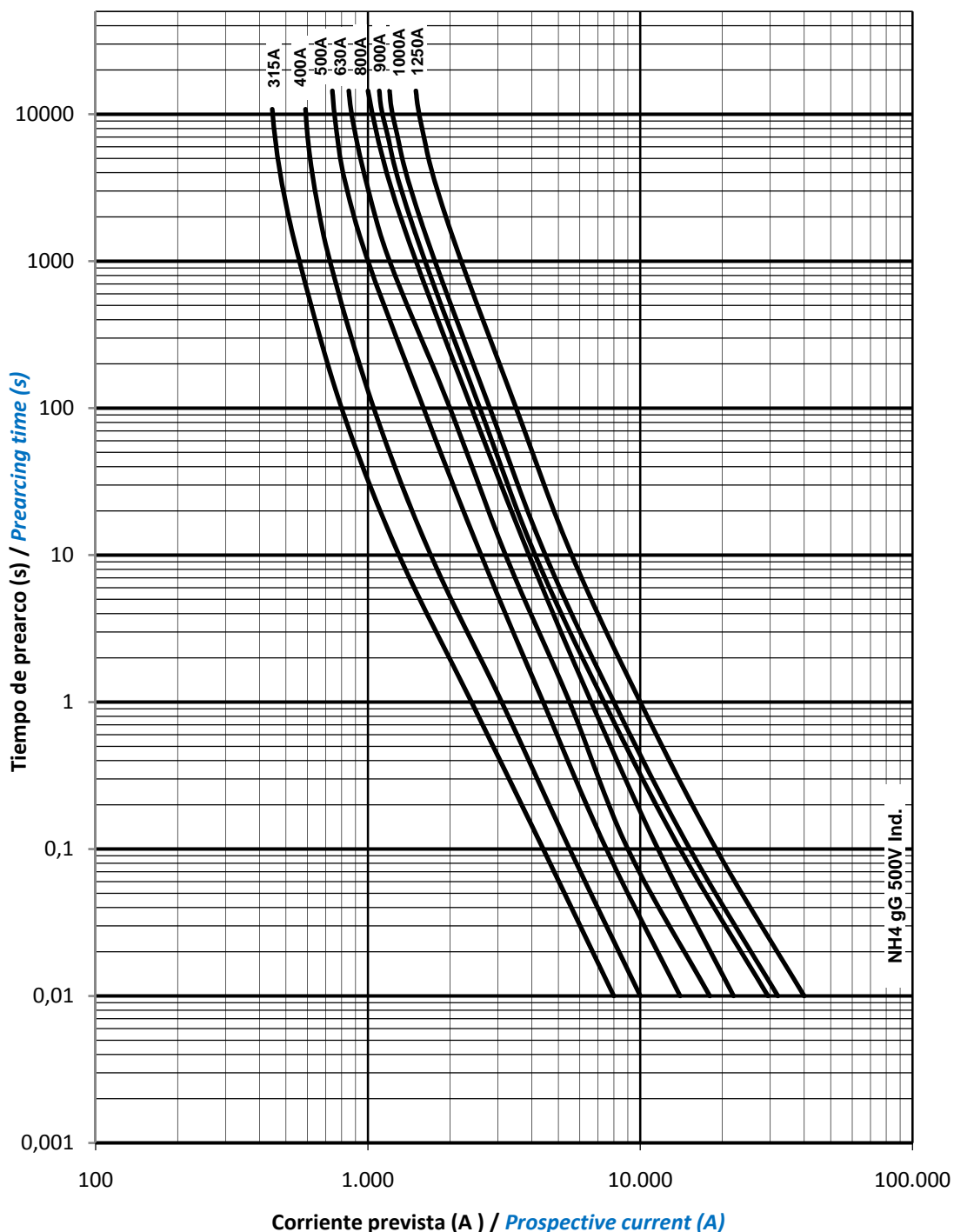
TIME-CURRENT CHARACTERISTICS

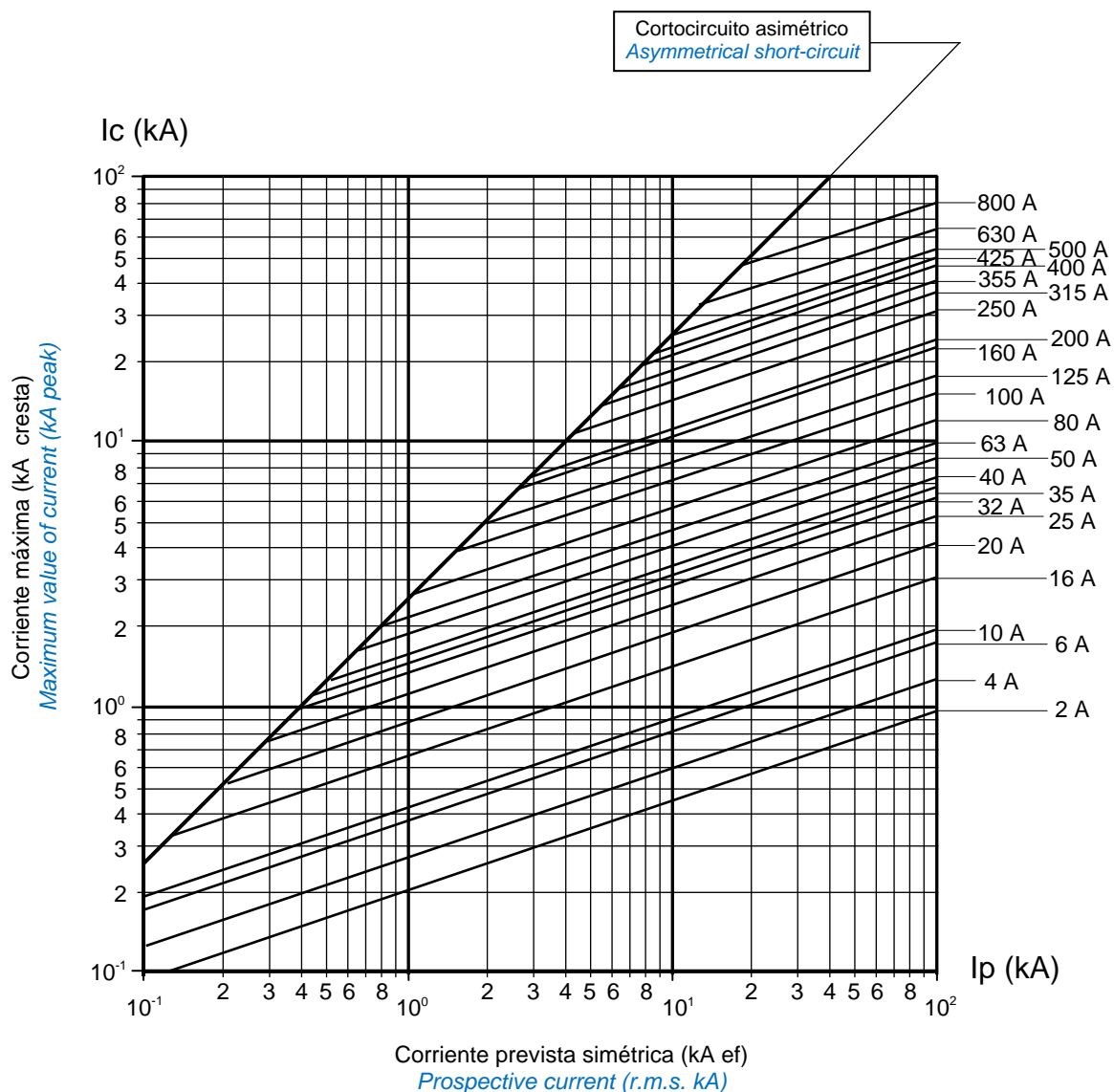
CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE (NH000...NH3)
TIME-CURRENT CHARACTERISTICS (NH000...NH3)

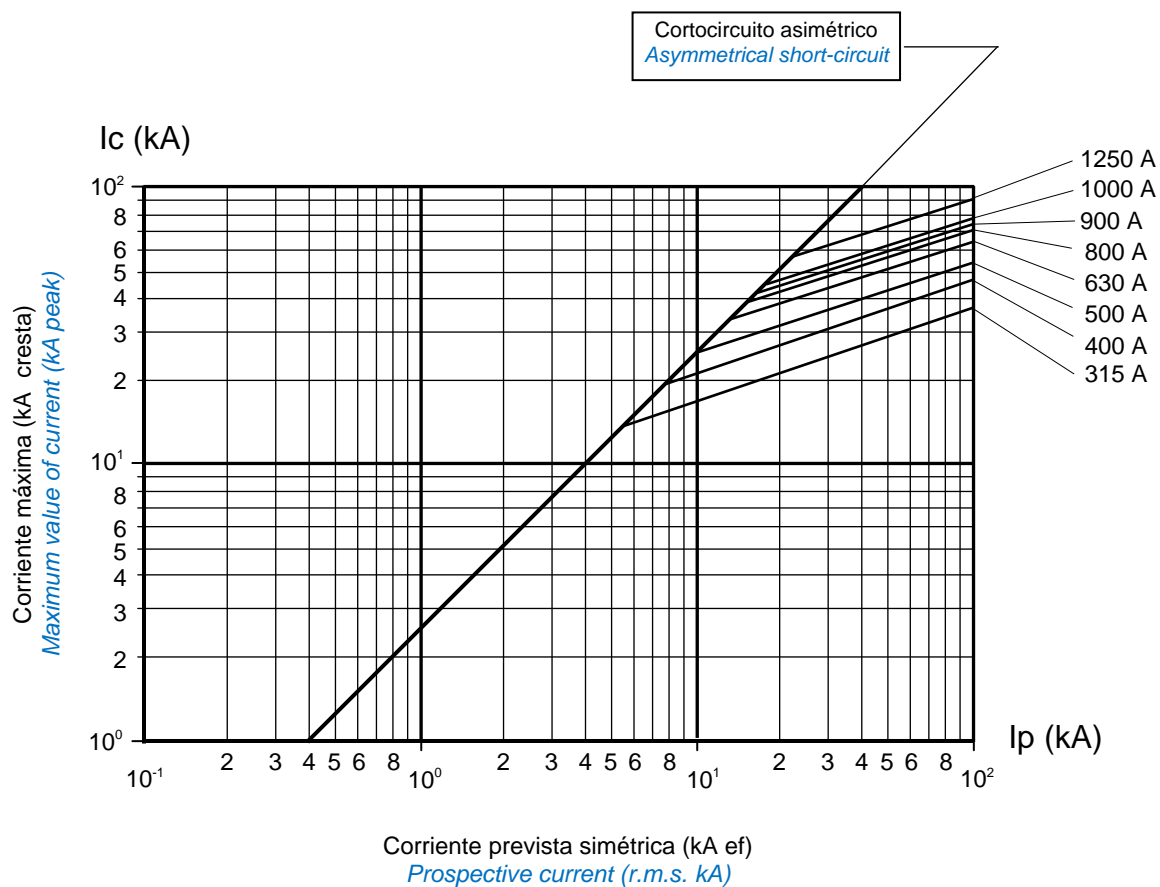


CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE (NH4)

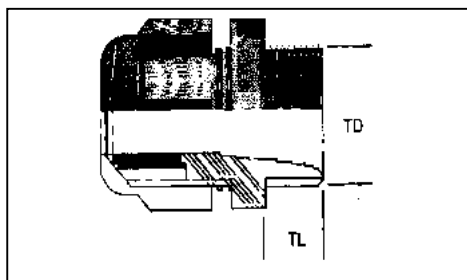
TIME-CURRENT CHARACTERISTICS (NH4)



CARACTERÍSTICAS DE LIMITACIÓN**CUT-OFF CHARACTERISTICS****FUSIBLES NH000 a NH3 / FUSE-LINKS NH000 up to NH3**

CARACTERÍSTICAS DE LIMITACIÓN**CUT-OFF CHARACTERISTICS****FUSIBLES NH4 / FUSE-LINKS NH4**

GAESTOPAS	FICHA DE CARACTERISTICAS DE PRODUCTO	ES-CO-01	ED.2ª(07/04)
		JULIO 2006	HOJA. 1 de 1



MODELO: PRENSAS."GADI" (363. DE POLIAMIDA)



MATERIAL	PA6 (Poliamida 6) Libre de Halógenos
JUNTA	Neopreno
NORMAS DE FABRICACION	SEGÚN DIN EN 50 262 (VDE 0619)
CERTIFICACIONES	VDE (N° 40004337)

CARACTERISTICAS FISICO – QUIMICAS	
GRADO DE PROTECCION	IP 68, 5 bar
TEMPERATURA DE TRABAJO	-30° C hasta +80° C permanentemente
TEMPERATURA MÁXIMA	hasta+120° C intermitentemente
COLOR	Gris (RAL 7035)(RAL 7001) Negro (RAL 9005)

DIMENSIONALES			
Métrica	Para Cables ϕ mm	Ancho de la Llave mm	Longitud de la Rosca mm
M12x1,5	3-6,5	15	8
M16x1,5	5-10	22	10
M20x1,5	10-14	27	10
M25x1,5	13-18	33	10
M32x1,5	18-25	42	18
M40x1,5	22-32	53	18
M50x1,5	30-38	60	18
M63x1,5	34-44	65	18
Las pruebas han sido efectuadas y documentadas de acuerdo a la Norma EN 50262			

Nota: GAESTOPAS certifica que los datos, aquí expuestos, son una fiel reproducción de los datos facilitados por el fabricante.



Main

Range	Thalassa
Product name	Thalassa PLM
Device short name	PLM
Enclosure type	Multi-purpose
Category	Compact enclosure
Nominal height	1056 mm
Nominal width	852 mm
Nominal depth	350 mm
Enclosure mounting	Wall mounted
Device composition	Lock 1 Door 1 Body 1
Body type	One piece moulded with notches in the rear Built-in canopy
Door type	Plain
Lock type	4 points lock, handle with 5 mm double bar insert

Complementary

Number of locks	1
Mounting plate description	Without mounting plate
Accessibility for operation	Front
Removable parts	Door by hinges
Material	Polyester reinforced with fibreglass
Colour	Grey RAL 7032
Standards	IEC 62208 NEMA classification 13 NEMA classification 4X
Product certifications	UL

Environment

IP degree of protection	IP66 IEC 60529
IK degree of protection	IK10 IEC 62262
Fire resistance	960 °C IEC 62208
Ambient air temperature for storage	-35...90 °C

Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
RoHS (date code: YYWW)	Compliant - since 0940 - Schneider Electric declaration of conformity
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Product environmental profile	Available Download Product Environmental
Product end of life instructions	Need no specific recycling operations

Steca Power Tarom

2070, 2140, 4055, 4110, 4140

Specially designed for industrial and outdoor applications, the Steca Power Tarom comes with an IP 65 casing made of powder-coated steel.

This solar charge controller can be used to control system sizes of up to 8,400 Wp at three voltage levels (12 V, 24 V, 48 V). The Steca Power Tarom is based on the technology of the Steca Tarom controller. When connected in parallel, several controllers from this series can be operated via a standard DC bus in a simple solar home system or a hybrid system. This allows an output of over 20 kWp to be reached.

Product features

- Hybrid controller
- State of charge determination with Steca AtonIC (SOC)
- Automatic detection of voltage
- PWM control
- Multistage charging technology
- Load disconnection depending on SOC
- Automatic load reconnection
- Temperature compensation
- Common positive grounding or negative grounding on one terminal
- Integrated data logger / energy meter
- Night light function with Steca PA 15
- Integrated self test
- Monthly maintenance charge

Electronic protection functions

- Overcharge protection
- Deep discharge protection
- Reverse polarity protection of module, load and battery
- Reverse polarity protection by internal fuse
- Automatic electronic fuse
- Short circuit protection of load and module
- Overvoltage protection at module input
- Open circuit protection without battery
- Reverse current protection at night
- Overtemperature and overload protection
- Load disconnection on battery overvoltage

Displays

- Text LCD display
- ~ for operating parameters, fault messages, self test

Operation

- Simple menu-driven operation
- Programming by buttons
- Manual load switch

Interfaces

- RJ45 interface to PA Tarcom / PA HS200

Options

- External temperature sensor (included)
- Alarm contact
- System monitoring via a Steca PA CAB1 Tarcom

Certificates

- Approved by the World Bank for Nepal
- Fit for use in tropical areas (DIN IEC 68 part 2-30)
- Compliant with European Standards (CE)
- Made in Germany
- Developed in Germany
- Manufactured according to ISO 9001 and ISO 14001

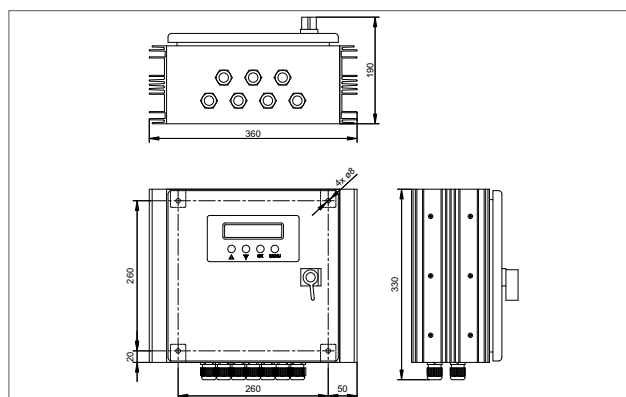
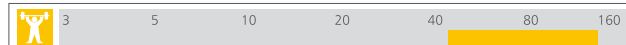
Areas of application:



ADVANCED



55 A...140 A



Steca Power Tarom 2140, Power Tarom 4110, Power Tarom 4140

	2070	2140	4055	4110	4140
Characterisation of the operating performance					
System voltage	12 V (24 V)		48 V		
Own consumption	14 mA				
DC input side					
Open circuit voltage solar module	< 50 V		< 100 V		
Module current	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A
DC output side					
Load current*	70 A	70 A	55 A	55 A	70 A
programmable	Reconnection voltage (SOC / LVR)		> 50 % / 12.6 V (25.2 V)		
	Deep discharge protection (SOC / LVD)		> 50 % / 50.4 V		
			< 30 % / 11.1 V (22.2 V)		
			< 30 % / 44.4 V		
Battery side					
programmable	End of charge voltage		13.7 V (27.4 V)		
	Boost charge voltage		54.8 V		
	Equalisation charge		14.4 V (28.8 V)		
			57.6 V		
	Set battery type		14.7 V (29.4 V)		
		58.8 V			
		liquid (adjustable via menu)			
Operating conditions					
Ambient temperature		-10 °C ... +60 °C			
Fitting and construction					
Terminal (fine / single wire)		50 mm² - AWG 1	95 mm² - AWG 000	50 mm² - AWG 1	70 mm² - AWG 00
		95 mm² - AWG 000			
Degree of protection		IP 65			
Dimensions (X x Y x Z)		330 x 330 x 190 mm	360 x 330 x 190 mm	330 x 330 x 190 mm	360 x 330 x 190 mm
Weight		10 kg			

Technical data at 25 °C / 77 °F

* Inverters must not be connected to the load output.



Steca PA Tarcom data logger and Steca PA CAB1 Tarcom data cable



Steca PA HS200 Current sensor



Steca PA 15 Remote control

Stecamat 861

Processor-controlled charger for lead-acid batteries

The Stecamat 861 battery charger is available in a range from 12 V to 48 V with a rated power of 720 W to 1,080 W in a sealed casing. The processor-controlled charging process ensures gentle and rapid charging of your battery. For individual adjustment of current, voltage, time and the ideal monitoring of your battery, the Stecamat 861 battery charger has a selection of preset battery profiles and the option of entering new battery profiles. The Stecamat 861 also enables the processing of damaged or totally discharged batteries, ensuring long service life. A backlit display provides rapid information on the state of charge.

The wide range of features and made-to-measure solutions for your application requirements make for high flexibility of use. This and the easy handling of the device make for trouble-free operation.

Product features

- Besides preset battery profiles there is the option of entering new battery profiles
- IP 65 jet waterproof case
- Half the charging time compared to simple, non-controlled chargers with the same rated current
- Optimal for charging batteries with liquid electrolyte and solid gel / absorbed electrolyte (AGM)
- Adjustable rated capacity determines the charging current
- Suitable for totally discharged batteries
- Constant battery operational readiness through integrated trickle charge
- Ready for operation in just a few minutes
- Charging below the gassing voltage
- Optimal charging of damaged batteries
- Individually programmed upon request

Electronic protection functions

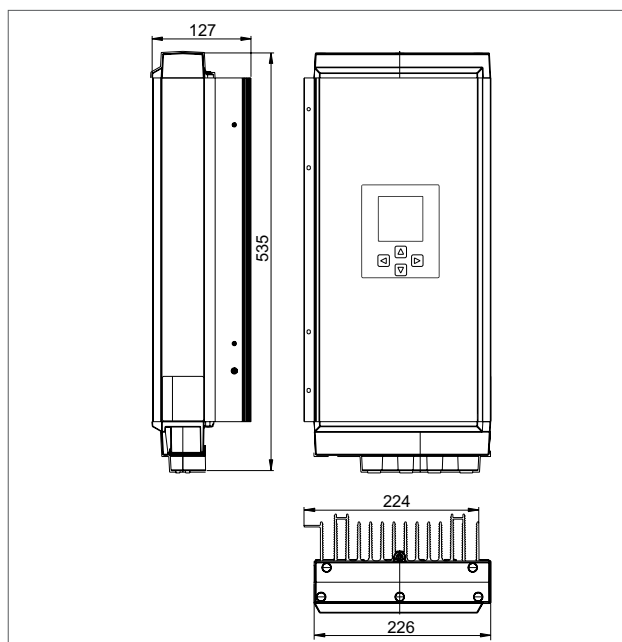
- Protection in the case of wrong or damaged batteries
- Battery overcharge protection
- Charger output protected against short circuits, reverse polarity and overvoltage
- Surge protection in on-board power supplies

Display

- Multifunction graphical LCD display with backlighting for voltage, current, charged capacity, charging phase, menu

Operation

- Mains grid switch
- Four cursor buttons for menu selection



Technical data				
Charging rated voltage	12 V	24 V	36 V	48 V
Charging current	50 A	35 A	25 A	18 A
End-of-charge voltage	14.4 V	28.8 V	43.2 V	57.6 V
Trickle charge voltage	13.8 V	27.6 V	41.4 V	55.2 V
Characteristic curve	UoIUoIU			
Grid voltage	230 V AC ± 10 %			
Grid frequency	50 Hz			
Mains electricity	3.7 A (230 V)	5.5 A (230 V)		
Discharge current during grid failure	1 mA			
Protection class	I			
Casing / ingress protection	aluminium / plastic, IP 65			
Ambient temperature	-20 °C ... +60 °C			
Cooling	Convection			
Dimensions X x Y x Z	226 x 535 x 127 mm			
Weight	approx. 11.5 kg			
Options	fault messaging, IO card, data communication card, Steca ventilation system in accordance with EN 50272			

Technical data at 25 °C / 77 °F

Sunica.plus Ni-Cd batteries

The robust daily cycling solution for off-grid solar PV systems



Sunica.plus is the ideal energy storage choice for off-grid solar PV systems



(1)



The most reliable battery under the sun – now even better

The new and enhanced Sunica.plus is a perfect example of Saft's commitment to supporting sustainability through innovative approaches to effective and reliable renewable energy schemes. We have now taken Sunica.plus to the next level with four important improvements:

- ▶ The number of capacity steps is extended to 36, so it now covers the range from 50 Ah up to 1830 Ah.
- ▶ The interval for topping-up with water is increased to 6 years (at 1.50 V).
- ▶ Higher cycling capability, up to 10000 cycles at 15% of Depth Of Discharge during the 20-year service life.
- ▶ There is a significant improvement in charge efficiency that makes more capacity available for each daily cycle – now up to 95% when the capacity is stabilized.



Thousands of Sunica.plus nickel-cadmium batteries are currently installed in demanding solar photovoltaic (PV) applications worldwide, where they continue to prove their exceptional efficiency and reliability, even when subjected to extreme temperatures, unpredictable demands and frequent

daily cycling at variable depths of discharge. It's a tough role for any battery, yet Sunica.plus has risen to the challenge to demonstrate a completely predictable 20-year service life combined with the low maintenance requirements that make it the first choice for remote installations.

(1) Sunica.plus batteries keep solar-powered travel information displays running year-round for Germany's railways.



Effective energy storage for stand-alone installations

A wide variety of remote safety-critical installations worldwide rely increasingly on solar PV systems for cost-effective and environmentally responsible power.



Navigational aids

- Offshore and remote lighthouses
- Fairway beacons and GPS (Global Positioning Systems)



Oil and gas pipelines

- Cathodic protection



Offshore platforms

- Emergency lighting and communications



Transport infrastructure

- Crossing guards, lighting, signalling, information displays



Utilities

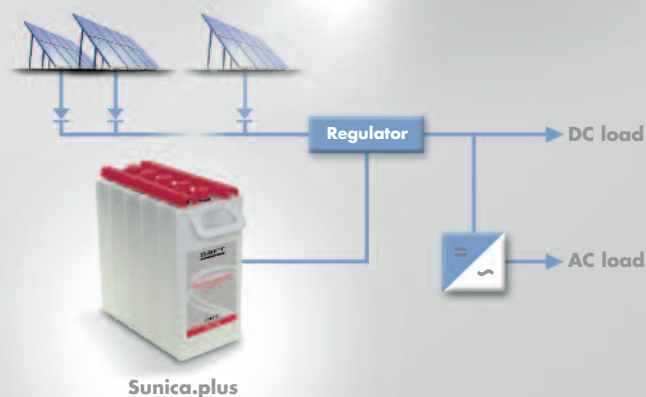
- Off-grid rural electrification schemes in remote areas, especially in the developing world



Telecommunications

- Base stations where grid supplies are unreliable or unavailable
- Innovative hybrid power systems working in combination with diesel gensets

Typical off-grid PV application



Battery requirements for PV installation

The key requirements for batteries in PV (photovoltaic) applications include:

- capacity to withstand cycling, daily and seasonal, i.e. at variable DOD (Depth Of Discharge) and SOC (State Of Charge),
- ability to operate under the fluctuating charging conditions (voltage, current) created by the intermittent nature of solar power,
- ability to operate at high and low temperatures,
- minimal maintenance and ease of installation for remote sites,
- total reliability and availability throughout the service life.

The perfectly adapted battery for off-grid solar PV installations



Sunica.plus is purpose-designed and fully adapted for optimum performance in PV applications

Sunica.plus is fully engineered and tested to meet the specific performance and reliability needs of solar PV applications.

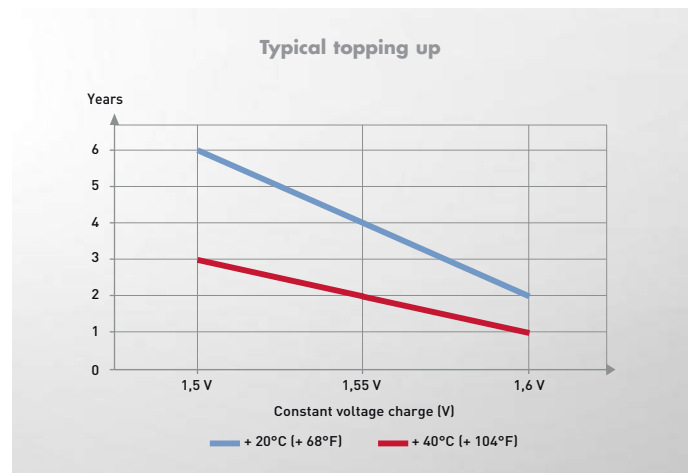
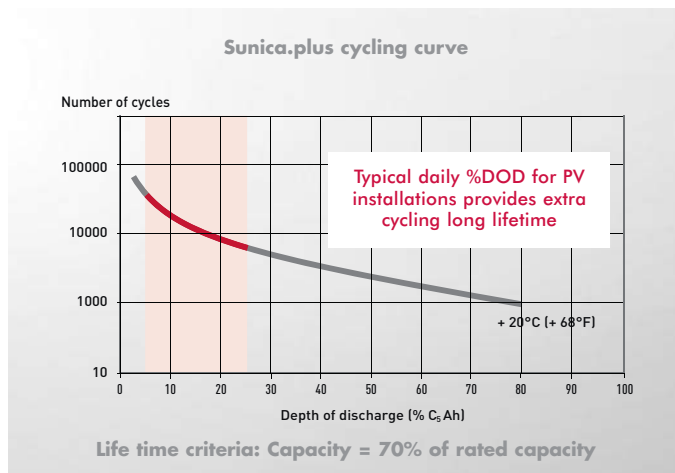
- Provides a range of capacities from 50 Ah up to 1830 Ah in 36 steps.
- Ensures up to 95% charging efficiency in typical conditions.
- Supports daily and seasonal cycling at variable DOD (Depth Of Discharge) and SOC (State Of Charge).
- Provides excellent cycling capability, up to 10 000 cycles at 15% of daily DOD for a 20-year service life.
- Performs under fluctuating voltage and current charging conditions
- The Sunica.plus delivers 1800 cycles according to IEC 61427-1.

The test results demonstrate its superior cycling ability after being subjected to continuous cycling at a partial state of charge (low and high) and at a fixed + 40°C (+ 104°F).

Sunica.plus ensures total reliability in remote installations

Sunica.plus is ideally suited for remote, hard to access installations where routine maintenance is time-consuming and expensive.

- Low maintenance thanks to internal gas recombination that exceeds IEC 62259 requirements.
- Topping-up intervals can be more than 6 years due to the improved charge efficiency.
- Reliable operation eliminates interim maintenance.
- Rugged construction facilitates transportation to remote sites
- Optional water-filling system provides safe, easy and efficient topping up.
- Installation is easy with limited handling equipment.





[2]

Sunica.plus performs in even the harshest operating conditions

Sunica.plus features a robust construction that ensures total continuity of backup power anywhere in the world.

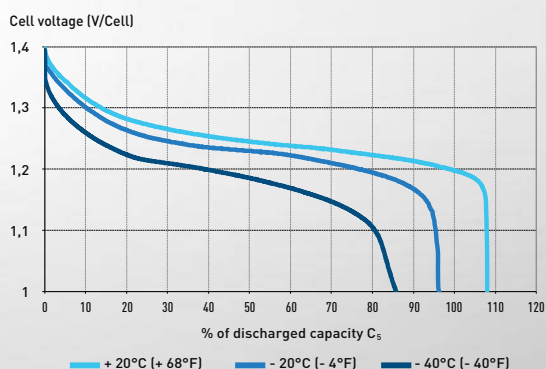
- Operates in extreme temperatures from - 50°C (- 58°F) to + 70°C (+ 158°F).
- Even at - 40°C (- 40°F), the battery still provides 80 percent of its capacity under a typical 120 hour discharge, with no risk of cell freezing when fully discharged.
- Robust pocket plate construction and shock-resistant polypropylene casing material survives the shocks and knocks experienced when transporting batteries over difficult terrain to remote locations.
- Long shelf-life means it can be stored (under normal storage conditions) "ready for use" (i.e. filled and charged) for 24 months without refreshing charge or maintenance.

Sunica.plus drives down the TCO of both the batteries and the entire PV system due to its durability and robustness

Sunica.plus is based on Saft Nife® Ni-Cd technology that delivers excellent performance over a long, predictable Total Cost of Ownership (TCO).

- Eliminates the risk of premature failure or degradation associated with lead-acid batteries.
- Resists electrical abuse, including 100% discharge. So there is no need for a low voltage disconnect. The full battery capacity can be utilized without over-sizing.
- Remains unaffected by accidental overcharge, such as during a charge regulator failure, as well as deep discharge or inversion.
- Prevents: premature capacity loss when cycling at low State Of Charge (SOC), with insufficient recharging; corrosion, when cycling at high SOC and/or high temperature; shedding of active mass when submitted to deep cycles.

Discharge curves at 1/120 C₁₂₀ A according to temperature
Battery fully charged



[2] Photovoltaic energy powers lighthouses use Sunica.plus to store the energy obtained from the sun's rays in Northern sea.

The reliable and sustainable battery solution for off-grid solar PV



Sunica.plus batteries are designed in full compliance with the highest quality, safety and environmental standards.

Electrical characteristics:

- Certified IEC 62259 - Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Nickel-cadmium prismatic secondary single cells with partial gas recombination.
- Certified IEC 60623 - Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Vented nickel-cadmium prismatic rechargeable single cells.
- Complies with IEC 61427-1 - Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 1: Photovoltaic off-grid application

Safety:

- Complies with EN 50272-2/ IEC 62485-2 - Safety requirements for secondary batteries and battery installations - Part 2: Stationary batteries - The protective covers for terminals and connectors, the insulated cables are compliant with IP2 level protection against electrical shocks according to safety standard.

Quality:

- ISO 9001 and ISO 14001
- Saft world class continuous programme

Environment & Recycling:

- Fully recyclable
- RoHS - Although batteries and accumulators are not within the scope of the RoHS directive, Saft has taken voluntary measures to make sure that the substances forbidden by RoHS are not present in the battery, with the exception of the electro-chemical core.
- REACH - The Saft Group has adopted internal procedures to ensure conformity with the European REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemical Substances) Regulation.

Saft – end-to-end service and support

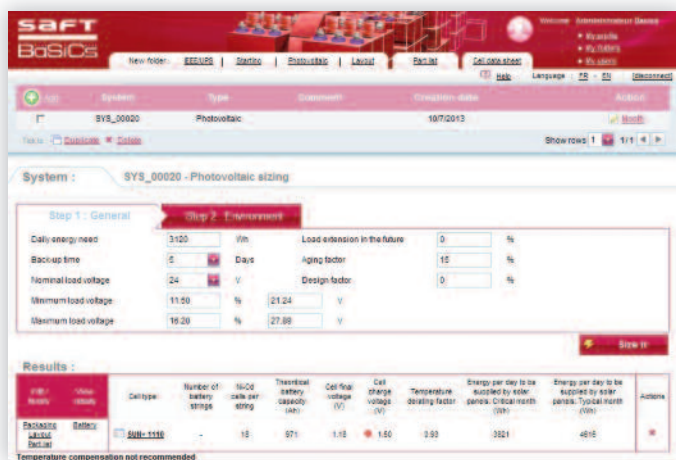
Saft's comprehensive global service provides expert support throughout every stage of your battery's life from initial concept through volume supply, installation and training to end of life recycling. Courses cover basic and advanced skills, with a specific focus on installation, maintenance guidelines and standards to ensure maximum performance and reliability from your PV power systems.

Recommended charge voltage

Battery system	Number of cells	Daily Depth Of Discharge (% of C ₁₂₀)		
		5 to 10%	10 to 15%	15 to 25%
12 V	9	13.5 V	13.95 V	14.4 V
24 V	18	27 V	27.9 V	28.8 V
48 V	36	54 V	55.8 V	57.6 V

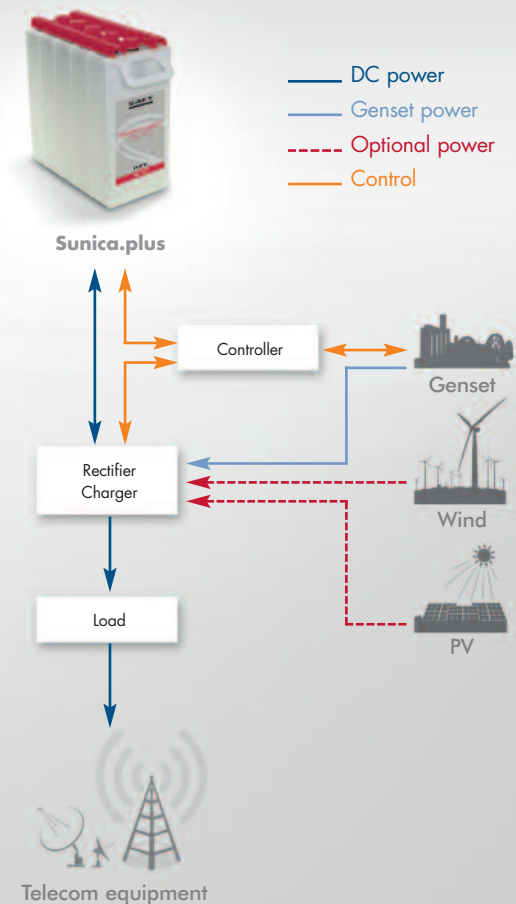
Photovoltaic battery sizing

Our Battery Sizing and Configuration System, known as BaSiCs, helps customers to quickly size the Sunica.plus solution for their photovoltaic applications in taking into account all parameters (temperature, charge derating factors, design margin) affected the battery size.



To download BaSiCs or access to our service pages, connect to our website: www.saftbatteries.com

Off-grid hybrid telecom power system operation



Off-grid hybrid telecom power systems

Sunica.plus batteries are the ideal choice for the new generation of hybrid off-grid power systems where they operate in combination with a single diesel generator, and possibly renewable energy sources. Hybrid system advantages include:

- diesel genset runs for only a few hours a day, reducing fuel and maintenance costs by up to 65%, while also cutting CO₂ emissions in the same range,
- total continuity of supply for critical telecom applications such as wireless base stations,
- quieter and cleaner operating site.

Sunica.plus

Physical properties and performance



[3]

Protective cover

- to prevent external short-circuits
- in line with EN 50272-2 / IEC 62485-2 (safety) with IP2 level

Flame arresting vent plug

Handles

Block concept

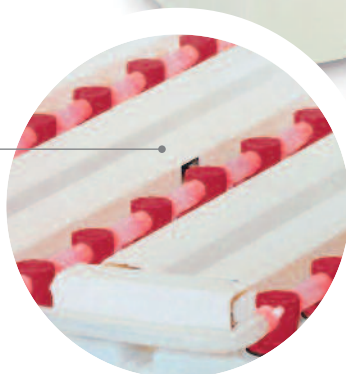
up to 6 cells

Cell container

made of tough polypropylene

Automated integral water filling system

Saft's automated integral water filling system is available as an option for Sunica.plus cell range



Sunica.plus – Physical properties

Cell type	Capacity C ₁₂₀ 120 h 1.0 V Ah	Capacity C ₅ 5 h 1.0 V Ah	Height	
			mm	in
SUN+ 50	50	45	405	15,9
SUN+ 100	100	95	405	15,9
SUN+ 150	150	140	405	15,9
SUN+ 200	200	185	405	15,9
SUN+ 250	250	235	405	15,9
SUN+ 305	305	280	405	15,9
SUN+ 355	355	325	405	15,9
SUN+ 405	405	375	405	15,9
SUN+ 455	455	420	405	15,9
SUN+ 505	505	470	405	15,9
SUN+ 555	555	515	405	15,9
SUN+ 610	610	560	405	15,9
SUN+ 660	660	610	405	15,9
SUN+ 710	710	650	405	15,9
SUN+ 760	760	700	405	15,9
SUN+ 810	810	750	405	15,9
SUN+ 860	860	800	405	15,9
SUN+ 910	910	840	405	15,9
SUN+ 960	960	890	405	15,9
SUN+ 1015	1015	940	405	15,9
SUN+ 1065	1065	980	405	15,9
SUN+ 1115	1115	1030	405	15,9
SUN+ 1170	1170	1080	405	15,9
SUN+ 1215	1215	1120	405	15,9
SUN+ 1270	1270	1170	405	15,9
SUN+ 1320	1320	1220	405	15,9
SUN+ 1370	1370	1260	405	15,9
SUN+ 1420	1420	1300	405	15,9
SUN+ 1470	1470	1350	405	15,9
SUN+ 1520	1520	1400	405	15,9
SUN+ 1570	1570	1450	405	15,9
SUN+ 1620	1620	1500	405	15,9
SUN+ 1670	1670	1550	405	15,9
SUN+ 1720	1720	1600	405	15,9
SUN+ 1775	1775	1650	405	15,9
SUN+ 1830	1830	1700	405	15,9

* Rigid connector included

[3] Sunica.plus installed on an off-grid telecom installation in Africa.



Width		Length per block												Appro. weight per cell		Internal resistance*	Cell connection bolt per pole
		1 cell		2 cells		3 cells		4 cells		5 cells		6 cells					
mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	kg	lb	mOhm	
195	7,7	-	-	63	2,5	88	3,5	112	4,4	137	5,4	162	6,4	3,2	7,1	5,04	M6
195	7,7	-	-	85	3,9	121	4,8	156	6,1	192	7,6	228	9,0	4,9	10,8	2,55	M8
195	7,7	-	-	109	4,3	157	6,2	204	8,0	252	9,9	300	11,8	6,7	14,7	1,73	M10
195	7,7	-	-	133	5,2	193	7,6	252	9,9	312	12,2	372	14,6	8,4	18,5	1,31	M10
195	7,7	-	-	159	6,3	232	9,1	304	11,9	377	14,8	450	17,7	9,9	21,8	1,03	M10
195	7,7	-	-	183	7,2	268	10,6	352	13,8	437	17,2	522	20,5	11,5	25,3	0,86	M10
195	7,7	-	-	228	9,0	336	13,2	-	-	-	-	-	-	15,1	33,2	0,74	2xM10
195	7,7	-	-	252	9,9	372	14,6	-	-	-	-	-	-	16,8	37,0	0,65	2xM10
195	7,7	-	-	278	10,9	411	16,1	-	-	-	-	-	-	18,3	40,3	0,58	2xM10
195	7,7	-	-	304	11,9	450	17,7	-	-	-	-	-	-	19,8	43,6	0,51	2xM10
195	7,7	171	6,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,4	47,1	0,47	2xM10
195	7,7	183	7,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,0	50,7	0,43	2xM10
195	7,7	207	8,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,5	58,4	0,40	3xM10
195	7,7	219	8,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,2	62,1	0,37	3xM10
195	7,7	232	9,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,7	65,4	0,35	3xM10
195	7,7	243	9,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,4	69,2	0,32	3xM10
195	7,7	256	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32,9	72,5	0,30	3xM10
195	7,7	268	10,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,5	76,0	0,29	3xM10
195	7,7	291	11,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,1	83,9	0,27	4xM10
195	7,7	304	11,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,6	87,3	0,26	4xM10
195	7,7	315	12,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41,2	90,8	0,25	4xM10
195	7,7	327	12,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42,9	94,5	0,23	4xM10
195	7,7	352	13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,3	102,0	0,22	4xM10
195	7,7	352	13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,0	101,0	0,22	4xM10
195	7,7	352	13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,5	109,0	0,21	5xM10
195	7,7	387	15,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51,3	113,0	0,20	5xM10
195	7,7	400	15,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52,7	116,0	0,19	5xM10
195	7,7	412	16,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54,4	119,9	0,19	5xM10
195	7,7	425	16,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,9	123,0	0,18	5xM10
195	7,7	437	17,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57,5	126,7	0,17	5xM10
195	7,7	462	18,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61,0	134,0	0,17	5xM10
195	7,7	472	18,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62,8	138,4	0,16	6xM10
195	7,7	485	19,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64,2	142,0	0,16	6xM10
195	7,7	497	19,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65,9	145,2	0,15	6xM10
195	7,7	510	20,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,4	149,0	0,15	6xM10
195	7,7	522	20,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,0	152,1	0,14	6xM10

SUN+ 50 to SUN+ 505: standard mounted on racks – SUN+ 555 to SUN+ 1830: crosswise mounted on racks

Performance for fully charged cells by a constant current charge according to IEC 62259 standard

Available Amperes at + 20°C ± 5°C (+ 68°F ± 9°F)

Final voltage: 1.14 V/cell

Cell type	Capacity C ₁₂₀ 120 h 1.0 V Ah	2 days 48 hours	3 days 72 hours	4 days 96 hours	5 days 120 hours	6 days 144 hours	7 days 168 hours	8 days 192 hours	9 days 216 hours	10 days 240 hours
SUN+ 50	50	1,01	0,69	0,52	0,42	0,36	0,31	0,27	0,24	0,22
SUN+ 100	100	2,03	1,38	1,04	0,84	0,71	0,61	0,54	0,48	0,43
SUN+ 150	150	3,05	2,08	1,55	1,26	1,07	0,92	0,81	0,72	0,65
SUN+ 200	200	4,07	2,77	2,07	1,68	1,42	1,23	1,08	0,96	0,87
SUN+ 250	250	5,09	3,46	2,59	2,09	1,78	1,53	1,34	1,20	1,09
SUN+ 305	305	6,20	4,22	3,16	2,55	2,17	1,87	1,64	1,47	1,32
SUN+ 355	355	7,22	4,91	3,68	2,97	2,52	2,18	1,91	1,71	1,54
SUN+ 405	405	8,24	5,60	4,20	3,39	2,88	2,49	2,18	1,95	1,76
SUN+ 455	455	9,26	6,30	4,72	3,81	3,23	2,79	2,45	2,19	1,98
SUN+ 505	505	10,3	6,99	5,23	4,23	3,59	3,10	2,72	2,43	2,19
SUN+ 555	555	11,3	7,68	5,75	4,65	3,94	3,41	2,98	2,67	2,41
SUN+ 610	610	12,4	8,44	6,32	5,11	4,33	3,74	3,28	2,94	2,65
SUN+ 660	660	13,4	9,13	6,84	5,53	4,69	4,05	3,55	3,18	2,87
SUN+ 710	710	14,4	9,82	7,36	5,95	5,04	4,36	3,82	3,42	3,08
SUN+ 760	760	15,5	10,5	7,88	6,37	5,40	4,67	4,09	3,66	3,30
SUN+ 810	810	16,5	11,2	8,40	6,78	5,76	4,97	4,35	3,90	3,52
SUN+ 860	860	17,5	11,9	8,91	7,20	6,11	5,28	4,62	4,14	3,73
SUN+ 910	910	18,5	12,6	9,43	7,62	6,47	5,59	4,89	4,38	3,95
SUN+ 960	960	19,5	13,3	9,95	8,04	6,82	5,89	5,16	4,62	4,17
SUN+ 1015	1015	20,6	14,0	10,5	8,50	7,21	6,23	5,46	4,89	4,41
SUN+ 1065	1065	21,7	14,7	11,0	8,92	7,57	6,54	5,73	5,13	4,62
SUN+ 1115	1115	22,7	15,4	11,6	9,34	7,92	6,85	5,99	5,37	4,84
SUN+ 1170	1170	23,8	16,2	12,1	9,80	8,31	7,18	6,29	5,64	5,08
SUN+ 1215	1215	24,7	16,8	12,6	10,2	8,63	7,46	6,53	5,85	5,27
SUN+ 1270	1270	25,8	17,6	13,2	10,6	9,02	7,80	6,83	6,12	5,51
SUN+ 1320	1320	26,9	18,3	13,7	11,1	9,38	8,10	7,10	6,36	5,73
SUN+ 1370	1370	27,9	19,0	14,2	11,5	9,73	8,41	7,37	6,60	5,95
SUN+ 1420	1420	28,9	19,6	14,7	11,9	10,1	8,72	7,63	6,84	6,16
SUN+ 1470	1470	29,9	20,3	15,2	12,3	10,4	9,02	7,90	7,08	6,38
SUN+ 1520	1520	30,9	21,0	15,8	12,7	10,8	9,33	8,17	7,32	6,60
SUN+ 1570	1570	31,9	21,7	16,3	13,1	11,2	9,64	8,44	7,56	6,82
SUN+ 1620	1620	33,0	22,4	16,8	13,6	11,5	9,95	8,71	7,80	7,03
SUN+ 1670	1670	34,0	23,1	17,3	14,0	11,9	10,3	8,98	8,05	7,25
SUN+ 1720	1720	35,0	23,8	17,8	14,4	12,2	10,6	9,25	8,29	7,47
SUN+ 1775	1775	36,1	24,6	18,4	14,9	12,6	10,9	9,54	8,55	7,71
SUN+ 1830	1830	37,2	25,3	19,0	15,3	13,0	11,2	9,84	8,82	7,94

Final voltage: 1.16 V/cell

Cell type	Capacity C ₁₂₀ 120 h 1.0 V Ah	2 days 48 hours	3 days 72 hours	4 days 96 hours	5 days 120 hours	6 days 144 hours	7 days 168 hours	8 days 192 hours	9 days 216 hours	10 days 240 hours
SUN+ 50	50	1,00	0,68	0,51	0,42	0,35	0,30	0,27	0,24	0,22
SUN+ 100	100	2,00	1,37	1,03	0,84	0,70	0,61	0,54	0,48	0,43
SUN+ 150	150	2,99	2,05	1,54	1,26	1,06	0,91	0,81	0,72	0,65
SUN+ 200	200	3,99	2,74	2,05	1,68	1,41	1,22	1,08	0,96	0,87
SUN+ 250	250	4,99	3,42	2,56	2,09	1,76	1,52	1,34	1,20	1,09
SUN+ 305	305	6,09	4,17	3,13	2,55	2,15	1,86	1,64	1,47	1,32
SUN+ 355	355	7,08	4,86	3,64	2,97	2,50	2,16	1,91	1,71	1,54
SUN+ 405	405	8,08	5,54	4,16	3,39	2,85	2,46	2,18	1,95	1,76
SUN+ 455	455	9,08	6,23	4,67	3,81	3,20	2,77	2,45	2,19	1,98
SUN+ 505	505	10,1	6,91	5,18	4,23	3,56	3,07	2,72	2,43	2,19
SUN+ 555	555	11,1	7,60	5,69	4,65	3,91	3,38	2,98	2,67	2,41
SUN+ 610	610	12,2	8,35	6,26	5,11	4,30	3,71	3,28	2,94	2,65
SUN+ 660	660	13,2	9,03	6,77	5,53	4,65	4,02	3,55	3,18	2,87
SUN+ 710	710	14,2	9,72	7,28	5,95	5,00	4,32	3,82	3,42	3,08
SUN+ 760	760	15,2	10,4	7,80	6,37	5,35	4,63	4,09	3,66	3,30
SUN+ 810	810	16,2	11,1	8,31	6,78	5,70	4,93	4,35	3,90	3,52
SUN+ 860	860	17,2	11,8	8,82	7,20	6,06	5,23	4,62	4,14	3,73
SUN+ 910	910	18,2	12,5	9,34	7,62	6,41	5,54	4,89	4,38	3,95
SUN+ 960	960	19,2	13,1	9,85	8,04	6,76	5,84	5,16	4,62	4,17
SUN+ 1015	1015	20,3	13,9	10,4	8,50	7,15	6,18	5,46	4,89	4,41
SUN+ 1065	1065	21,2	14,6	10,9	8,92	7,50	6,48	5,73	5,13	4,62
SUN+ 1115	1115	22,2	15,3	11,4	9,34	7,85	6,79	5,99	5,37	4,84
SUN+ 1170	1170	23,3	16,0	12,0	9,80	8,24	7,12	6,29	5,64	5,08
SUN+ 1215	1215	24,2	16,6	12,5	10,2	8,56	7,39	6,53	5,85	5,27
SUN+ 1270	1270	25,3	17,4	13,0	10,6	8,94	7,73	6,83	6,12	5,51
SUN+ 1320	1320	26,3	18,1	13,5	11,1	9,30	8,03	7,10	6,36	5,73
SUN+ 1370	1370	27,3	18,7	14,1	11,5	9,65	8,34	7,37	6,60	5,95
SUN+ 1420	1420	28,3	19,4	14,6	11,9	10,0	8,64	7,63	6,84	6,16
SUN+ 1470	1470	29,3	20,1	15,1	12,3	10,4	8,95	7,90	7,08	6,38
SUN+ 1520	1520	30,3	20,8	15,6	12,7	10,7	9,25	8,17	7,32	6,60
SUN+ 1570	1570	31,3	21,5	16,1	13,1	11,1	9,56	8,44	7,56	6,82
SUN+ 1620	1620	32,3	22,2	16,6	13,6	11,4	9,86	8,71	7,80	7,03
SUN+ 1670	1670	33,3	22,9	17,1	14,0	11,8	10,2	8,98	8,05	7,25
SUN+ 1720	1720	34,3	23,5	17,6	14,4	12,1	10,5	9,25	8,29	7,47
SUN+ 1775	1775	35,4	24,3	18,2	14,9	12,5	10,8	9,54	8,55	7,71
SUN+ 1830	1830	36,5	25,0	18,8	15,3	12,9	11,1	9,84	8,82	7,94

Final voltage: 1.18 V/cell

Cell type	Capacity C ₁₂₀ 120 h 1.0 V Ah	2 days 48 hours	3 days 72 hours	4 days 96 hours	5 days 120 hours	6 days 144 hours	7 days 168 hours	8 days 192 hours	9 days 216 hours	10 days 240 hours
SUN+ 50	50	0,96	0,67	0,51	0,41	0,35	0,30	0,26	0,24	0,21
SUN+ 100	100	1,92	1,33	1,02	0,83	0,70	0,60	0,53	0,47	0,43
SUN+ 150	150	2,88	2,00	1,53	1,24	1,05	0,90	0,79	0,71	0,64
SUN+ 200	200	3,84	2,66	2,03	1,66	1,39	1,21	1,05	0,95	0,85
SUN+ 250	250	4,79	3,33	2,54	2,07	1,74	1,51	1,32	1,18	1,07
SUN+ 305	305	5,85	4,06	3,10	2,53	2,13	1,84	1,61	1,44	1,30
SUN+ 355	355	6,81	4,73	3,61	2,94	2,48	2,14	1,87	1,68	1,52
SUN+ 405	405	7,77	5,39	4,12	3,36	2,82	2,44	2,14	1,92	1,73
SUN+ 455	455	8,73	6,06	4,63	3,77	3,17	2,74	2,40	2,15	1,94
SUN+ 505	505	9,7	6,72	5,14	4,18	3,52	3,05	2,66	2,39	2,16
SUN+ 555	555	10,6	7,39	5,64	4,60	3,87	3,35	2,93	2,63	2,37
SUN+ 610	610	11,7	8,12	6,20	5,05	4,25	3,68	3,22	2,89	2,60
SUN+ 660	660	12,7	8,79	6,71	5,47	4,60	3,98	3,48	3,12	2,82
SUN+ 710	710	13,6	9,45	7,22	5,88	4,95	4,28	3,74	3,36	3,03
SUN+ 760	760	14,6	10,1	7,73	6,30	5,30	4,58	4,01	3,60	3,24
SUN+ 810	810	15,5	10,8	8,24	6,71	5,65	4,89	4,27	3,83	3,46
SUN+ 860	860	16,5	11,4	8,75	7,13	6,00	5,19	4,54	4,07	3,67
SUN+ 910	910	17,5	12,1	9,25	7,54	6,35	5,49	4,80	4,31	3,88
SUN+ 960	960	18,4	12,8	9,76	7,95	6,69	5,79	5,06	4,54	4,10
SUN+ 1015	1015	19,5	13,5	10,3	8,41	7,08	6,12	5,35	4,80	4,33
SUN+ 1065	1065	20,4	14,2	10,8	8,83	7,43	6,42	5,62	5,04	4,55
SUN+ 1115	1115	21,4	14,8	11,3	9,24	7,78	6,73	5,88	5,28	4,76
SUN+ 1170	1170	22,4	15,6	11,9	9,70	8,16	7,06	6,17	5,54	4,99
SUN+ 1215	1215	23,3	16,2	12,4	10,1	8,47	7,33	6,41	5,75	5,19
SUN+ 1270	1270	24,4	16,9	12,9	10,5	8,86	7,66	6,70	6,01	5,42
SUN+ 1320	1320	25,3	17,6	13,4	10,9	9,21	7,96	6,96	6,25	5,63
SUN+ 1370	1370	26,3	18,2	13,9	11,4	9,55	8,26	7,23	6,48	5,85
SUN+ 1420	1420	27,2	18,9	14,4	11,8	9,9	8,56	7,49	6,72	6,06
SUN+ 1470	1470	28,2	19,6	14,9	12,2	10,3	8,87	7,75	6,96	6,27
SUN+ 1520	1520	29,2	20,2	15,5	12,6	10,6	9,17	8,02	7,19	6,49
SUN+ 1570	1570	30,1	20,9	16,0	13,0	10,9	9,47	8,28	7,43	6,70
SUN+ 1620	1620	31,1	21,6	16,5	13,4	11,3	9,77	8,54	7,67	6,92
SUN+ 1670	1670	32,0	22,2	17,0	13,8	11,6	10,1	8,81	7,90	7,13
SUN+ 1720	1720	33,0	22,9	17,5	14,3	12,0	10,4	9,07	8,14	7,34
SUN+ 1775	1775	34,0	23,6	18,0	14,7	12,4	10,7	9,36	8,40	7,58
SUN+ 1830	1830	35,1	24,4	18,6	15,2	12,8	11,0	9,65	8,66	7,81

Final voltage: 1.20 V/cell

Cell type	Capacity C ₁₂₀ 120 h 1.0 V Ah	2 days 48 hours	3 days 72 hours	4 days 96 hours	5 days 120 hours	6 days 144 hours	7 days 168 hours	8 days 192 hours	9 days 216 hours	10 days 240 hours
SUN+ 50	50	0,88	0,62	0,47	0,39	0,33	0,29	0,25	0,23	0,21
SUN+ 100	100	1,76	1,24	0,94	0,78	0,67	0,58	0,51	0,46	0,41
SUN+ 150	150	2,65	1,86	1,41	1,16	1,00	0,86	0,76	0,68	0,62
SUN+ 200	200	3,53	2,48	1,88	1,55	1,33	1,15	1,02	0,91	0,82
SUN+ 250	250	4,41	3,10	2,35	1,94	1,66	1,44	1,27	1,14	1,03
SUN+ 305	305	5,38	3,78	2,86	2,37	2,03	1,76	1,55	1,39	1,25
SUN+ 355	355	6,26	4,40	3,33	2,75	2,36	2,05	1,81	1,62	1,46
SUN+ 405	405	7,14	5,02	3,80	3,14	2,70	2,33	2,06	1,85	1,67
SUN+ 455	455	8,02	5,64	4,27	3,53	3,03	2,62	2,32	2,08	1,87
SUN+ 505	505	8,9	6,26	4,74	3,92	3,36	2,91	2,57	2,31	2,08
SUN+ 555	555	9,8	6,88	5,21	4,30	3,69	3,20	2,82	2,53	2,28
SUN+ 610	610	10,8	7,56	5,73	4,73	4,06	3,52	3,10	2,79	2,51
SUN+ 660	660	11,6	8,18	6,20	5,12	4,39	3,80	3,36	3,01	2,72
SUN+ 710	710	12,5	8,80	6,67	5,51	4,73	4,09	3,61	3,24	2,92
SUN+ 760	760	13,4	9,4	7,14	5,89	5,06	4,38	3,87	3,47	3,13
SUN+ 810	810	14,3	10,0	7,61	6,28	5,39	4,67	4,12	3,70	3,33
SUN+ 860	860	15,2	10,7	8,08	6,67	5,73	4,96	4,38	3,93	3,54
SUN+ 910	910	16,0	11,3	8,55	7,06	6,06	5,24	4,63	4,15	3,74
SUN+ 960	960	16,9	11,9	9,01	7,44	6,39	5,53	4,88	4,38	3,95
SUN+ 1015	1015	17,9	12,6	9,5	7,87	6,76	5,85	5,16	4,63	4,18
SUN+ 1065	1065	18,8	13,2	10,0	8,26	7,09	6,14	5,42	4,86	4,38
SUN+ 1115	1115	19,7	13,8	10,5	8,65	7,42	6,43	5,67	5,09	4,59
SUN+ 1170	1170	20,6	14,5	11,0	9,07	7,79	6,74	5,95	5,34	4,81
SUN+ 1215	1215	21,4	15,1	11,4	9,4	8,09	7,00	6,18	5,55	5,00
SUN+ 1270	1270	22,4	15,7	11,9	9,8	8,45	7,32	6,46	5,80	5,23
SUN+ 1320	1320	23,3	16,4	12,4	10,2	8,79	7,61	6,72	6,03	5,43
SUN+ 1370	1370	24,2	17,0	12,9	10,6	9,12	7,89	6,97	6,26	5,64
SUN+ 1420	1420	25,0	17,6	13,3	11,0	9,5	8,18	7,23	6,48	5,84
SUN+ 1470	1470	25,9	18,2	13,8	11,4	9,8	8,47	7,48	6,71	6,05
SUN+ 1520	1520	26,8	18,8	14,3	11,8	10,1	8,76	7,73	6,94	6,25
SUN+ 1570	1570	27,7	19,5	14,7	12,2	10,5	9,05	7,99	7,17	6,46
SUN+ 1620	1620	28,6	20,1	15,2	12,6	10,8	9,34	8,24	7,40	6,67
SUN+ 1670	1670	29,5	20,7	15,7	12,9	11,1	9,6	8,50	7,63	6,87
SUN+ 1720	1720	30,3	21,3	16,2	13,3	11,5	9,9	8,75	7,85	7,08
SUN+ 1775	1775	31,3	22,0	16,7	13,8	11,8	10,2	9,03	8,10	7,30
SUN+ 1830	1830	32,3	22,7	17,2	14,2	12,2	10,5	9,31	8,36	7,53

Saft is committed to the highest standards of environmental stewardship

As part of its environmental commitment, Saft gives priority to recycled raw materials over virgin raw materials, reduces its plants' air and water releases year after year, minimizes water usage, reduces fossil energy consumption and associated CO₂ emissions, and ensures that its customers have recycling solutions for their spent batteries.

Regarding industrial nickel-based batteries, Saft has had partnerships for many years with collection companies in most EU countries. This collection network receives and dispatches our customers' batteries at the end of their lives to fully approved recycling facilities, in compliance with the laws governing trans boundary waste shipments.

This collection network meets the requirements of the EU batteries directive. A list of our collection points is available on our web site. In other countries, Saft assists users of its batteries in finding environmentally sound recycling solutions. Please contact your sales representative for further information.



Saft

12, rue Sadi Carnot
93170 Bagnole - France
Tel. : +33 1 49 93 19 18
Fax : +33 1 49 93 19 64
www.saftbatteries.com

Document N°21879-2-0714
Edition: July 20134

Data in this document is subject to change without notice and becomes contractual only after written confirmation.

Photo credits: Saft, Fotolia, AEG MIS.
Rouge 485 – D104/2

Printed on FSC paper by GMK, an Imprim' Green member
© Saft – Société par Actions Simplifiée au capital de 31 944 000 €
RCS Bobigny B 383 703 873





Principal

Estatus comercial	Comercializado
Gama	Compact
Gama de producto	NSX100...250 NSX100...250 DC
Nombre del producto	Compact NSX
Tipo de producto o componente	Disyuntor
Nombre del dispositivo	Compact NSX160F
Aplicación dispositivo	Distribution
Número de polos	2P
Descripción polos protegidos	2t
Tipo de red	CA CC
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
[In] corriente nominal	160 A (40 °C) 150 A (65 °C)
[Ui] Tensión asignada de aislamiento	750 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de choque	8 kV de acuerdo con IEC 60947-2
[Ue] Tensión asignada de empleo	500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2 690 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
Tipo de poder de corte	F
Poder de corte	36 kA Icu en 220/240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA en 240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con UL 508 18 kA en 480 V CA 50/60 Hz de acuerdo con UL 508 18 kA en 600 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC 18 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 525 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA en 240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC 18 kA en 480 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC 36 kA Icu en 500 V CC 2P de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA Icu en 48/125 V CC 1P de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA Icu en 250 V CC 1P de acuerdo con IEC 60947-2 8 kA Icu en 660/690 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 10 kA en 600 V CA 50/60 Hz de acuerdo con UL 508

[Ics] poder de corte en servicio	Ics 36 kA 220/240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 36 kA 240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con UL 508 Ics 18 kA 480 V CA 50/60 Hz de acuerdo con UL 508 Ics 18 kA 600 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC Ics 10 kA 600 V CA 50/60 Hz de acuerdo con UL 508 Ics 18 kA 440 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 380/415 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 525 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 36 kA 240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC Ics 18 kA 480 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC Ics 8 kA 660/690 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
Aptitud al seccionamiento	Sí de acuerdo con IEC 60947-2
Categoría de empleo	A
Unidad de control	TM-D
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LI
Corriente de rearme	160 A (40 °C)
Tipo	Prot. contra sobrec. (térmica) Prot. Contra cortoc. (magnét.)
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947

Complementario

Tipo de control	Maneta
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión inferior	Frontal
Endurancia mecánica	40000 ciclos
Endurancia eléctrica	20000 ciclos 440 V CA 50/60 Hz In/2 de acuerdo con IEC 60947-2 10000 ciclos 440 V CA 50/60 Hz In de acuerdo con IEC 60947-2
Paso interpolar	35 mm
Señalizaciones en local	Indicación de contacto positivo
Tipo de rearme	Fijo
Precisión de rearme $\pm 20\%$	0,8...1 x pol
Tipo ajuste temporizac. larga	Fijo
Tipo de ajuste de rearme insta	Fijo
Li no regulable	1.250 A
Altura	161 mm
Anchura	105 mm
Profundidad	86 mm

Entorno

Normas	IEC 60947-2
Certificaciones	ASEFA ASTA Kema LCIE
Grado IP	IP40 de acuerdo con IEC 60529
Grado IK	IK07 de acuerdo con EN 50102
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 1221 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC por encima del umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones Fin de Vida del producto	DISPONIBLE Descargar Manual De Gestión Residuos

Información Logística

País de Origen	Polonia
----------------	---------





Principal

Estatus comercial	Comercializado
Gama	Compact
Gama de producto	NSX100...250 NSX100...250 DC
Nombre del producto	Compact NSX
Tipo de producto o componente	Disyuntor
Nombre del dispositivo	Compact NSX100F
Aplicación dispositivo	Distribution
Número de polos	2P
Descripción polos protegidos	2t
Tipo de red	CA CC
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
[In] corriente nominal	100 A (65 °C) 100 A (40 °C)
[Ui] Tensión asignada de aislamiento	750 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de choque	8 kV de acuerdo con IEC 60947-2
[Ue] Tensión asignada de empleo	500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2 690 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
Tipo de poder de corte	F
Poder de corte	36 kA Icu en 220 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 525 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 18 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA en 240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC 18 kA en 480 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC 10 kA en 600 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC 36 kA Icu en 500 V CC 2P de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA Icu en 48/125 V CC 1P de acuerdo con IEC 60947-2 36 kA Icu en 250 V CC 1P de acuerdo con IEC 60947-2 8 kA Icu en 660/690 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	Ics 36 kA 220 V CA de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 8 kA 660/690 V CA de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 440 V CA de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 380/415 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 525 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 18 kA 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 Ics 36 kA 240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC Ics 18 kA 480 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC Ics 10 kA 600 V CA 50/60 Hz de acuerdo con NEMA AB1 HIC
Aptitud al seccionamiento	Sí de acuerdo con IEC 60947-2
Categoría de empleo	A

Unidad de control	TM-D
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LI
Corriente de rearme	80 A (40 °C)
Tipo	Prot. contra sobrec. (térmica) Prot.Contra cortoc. (magnét.)
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947

Complementario

Tipo de control	Maneta
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión inferior	Frontal
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Endurancia eléctrica	20000 ciclos 277 V CA 50/60 Hz In/2 de acuerdo con IEC 60947-2 10000 ciclos 277 V CA 50/60 Hz In de acuerdo con IEC 60947-2
Paso interpolar	35 mm
Señalizaciones en local	Indicación de contacto positivo
Corriente de disparo magnética	1000 A 1250 A 190 A 260 A 300 A 500 A 640 A 800 A
Tipo de rearme	Fijo
Precisión de rearme $\pm 20\%$	0,8...1 x pol
Tipo de ajuste de rearme insta	Fijo
Li no regulable	640 A
Altura	161 mm
Anchura	70 mm
Profundidad	86 mm

Entorno

Normas	IEC 60947-2
Certificaciones	ASEFA ASTA Kema LCIE
Grado IP	IP40 de acuerdo con IEC 60529
Grado IK	IK07 de acuerdo con EN 50102
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 1221 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC por encima del umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones Fin de Vida del producto	DISPONIBLE Descargar Manual De Gestión Residuos

Información Logística

País de Origen	Polonia
----------------	---------

1600W 1U Front End Power Supplies

Features

- ◆ 1U rackmount containing up to 5 units
- ◆ Internal ORing MOSFET & Current Share
- ◆ High Efficiency
- ◆ Up to 7600W in 1U rack
- ◆ Full array of signals available



Key Market Segments & Applications



Specifications

Model		
Input Voltage Range (2)	VAC	85 - 265VAC, 47 - 63Hz. See model selector for power derating
Input Current (Max) 115/230VAC	A	14.2 / 8.1A
Inrush Current	A	<35A
Power Factor Correction	-	Meets EN61000-3-2, PF > 0.98 at full load
Temperature Coefficient	%/°C	<0.02%/°C
Overcurrent Protection	%	105 - 120%
Overvoltage Protection (1)	%	110% (Tracking). Cycle AC to reset or utilize Remote On/Off
Overtemperature Protection (1)	-	Shutdown with automatic reset. Warning signal provided
Hold up time	ms	>10ms, 115/230VAC Input, 80% loading
Leakage Current	mA	< 0.75 / 1.5mA 100/230VAC, 60Hz
Remote Sense Compensation	-	HFE1600-12: 0.25V/wire, HFE1600-24: 0.5V/wire, HFE1600-32: 0.75V/wire, HFE1600-48: 1.0V/wire
Indicators	-	AC OK: Green LED, DC OK / Fail: Green / Red LED
Remote On/Off	-	Unit ON: 0 - 0.6V or short, OFF: 2 - 15V or open circuit
Parallel Operation (1)	-	Yes, single wire current share, 90% accuracy, up to 10 units
AC Fail Signal	-	Open Collector, ON when AC is within 85 - 270VAC
DC Good Signal	-	Open Collector, ON when output is above 85 to 95% of setpoint (tracking)
Remote Adjust (1)	-	By either external 0 - 5V signal or 1k potentiometer
I ² C Interface (1)	-	Isolated from output, Add suffix /S, PMBus compatible
Auxiliary Output	-	11.2 - 12.5V, 0.5A, 240mV ripple and noise
Operating Temp. (-TB Rack)	°C	-10 to +70°C, derate 2%/°C from 50 to 60°C, 2.5%/°C from 60 to 70°C
Operating Temp. (-IEC320 Rack)	°C	-10 to +60°C, derate 2%/°C from 50 to 60°C
Storage Temperature	°C	-30 to +85°C
Humidity (Non condensing)	%RH	Operating: 10 - 90%RH, Storage: 10 - 95%RH
Cooling	-	Two variable speed internal fans, airflow exits across input/output connector (3)
Withstand Voltage	-	I/P to O/P 3kVAC, I/P to GND 2kVAC, O/P to GND: HFE1600-12,-24V 500VAC, HFE1600-48 2250VDC
Isolation Resistance	MΩ	>100MΩ at 25°C & 70%RH, Output to Ground 500VDC
Vibration (Basic transportation)	-	Meets IEC60068-2-64
Shock (Basic transportation)	-	Meets IEC60068-2-27
Safety Agency Certifications	-	UL60950-1, EN60950-1, CE Mark
Line Dip	-	Complies with SEMI F47 (200VAC line only)
Conducted and Radiated EMI	-	EN55022 & FCC part 15; Conducted class B, Radiated class A
Immunity	-	IEC61000-4-2 (lv 2,3), -3 (lv 2), -4 (lv2), -5 (lv3,4), -6 (lv2), -8 (lv 4), -11
Size (W x H x D)	in	Power Supply: 3.35 x 1.61 x 11.8", Rack: 17.5 x 1.72 x 14.4"
Weight	g	Power Supply: 1550g, Rack: 4800g
Warranty	yrs	Three Years

(1) See installation manual for detailed specifications & test methods

(2) Derate output power linearly 1%/V from 100VAC to 85VAC input

(3) Reverse air - contact factory

Model Selector

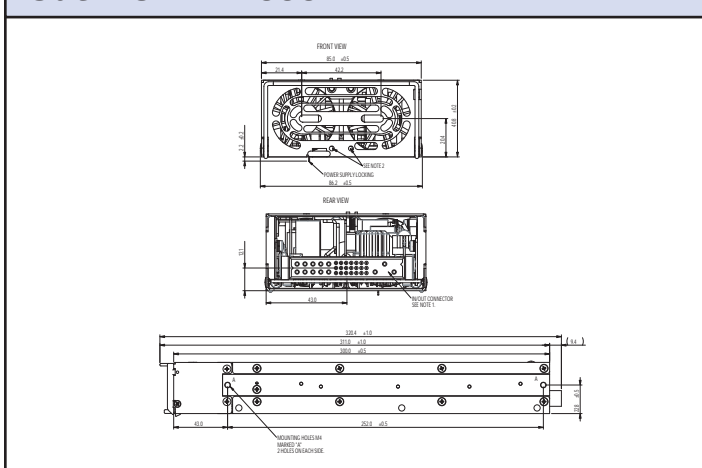
Model	Output Voltage	Adjust Range ⁽¹⁾	Max Current (Vin>170VAC)	Max Power (Vin>170VAC)	Max Current (100<Vin<170VAC) ⁽²⁾	Max Power (100<Vin<170VAC) ⁽²⁾
HFE1600-12	12V	9.6 - 13.2V	133A	1596W	100A	1200W
HFE1600-12/S	12V	9.6 - 13.2V	133A	1596W	100A	1200W
HFE1600-24	24V	19.2 - 29V	67A	1608W	50A	1200W
HFE1600-24/S	24V	19.2 - 29V	67A	1608W	50A	1200W
HFE1600-32	32V	25.6 - 38.4V	47A	1500W	37.5A	1200W
HFE1600-32/S	32V	25.6 - 38.4V	47A	1500W	37.5A	1200W
HFE1600-48	48V	38.4 - 58V	33A	1584W	25A	1200W
HFE1600-48/S	48V	38.4 - 58V	33A	1584W	25A	1200W
Model	Load Reg	Line Reg	Ripple & Noise ⁽¹⁾	Efficiency (%) ⁽⁴⁾	PMBus/ I ² C	
HFE1600-12	60mV	30mV	240mV	87 / 90%	-	
HFE1600-12/S	60mV	30mV	240mV	87 / 90%	Yes	
HFE1600-24	120mV	60mV	240mV	88 / 90%	-	
HFE1600-24/S	120mV	60mV	240mV	88 / 90%	Yes	
HFE1600-32	160mV	80mV	320mV	88 / 90%	-	
HFE1600-32/S	160mV	80mV	320mV	88 / 90%	Yes	
HFE1600-48	240mV	120mV	480mV	89 / 92%	-	
HFE1600-48/S	240mV	120mV	480mV	89 / 92%	Yes	

(4) At 75% load, 115 / 230VAC input

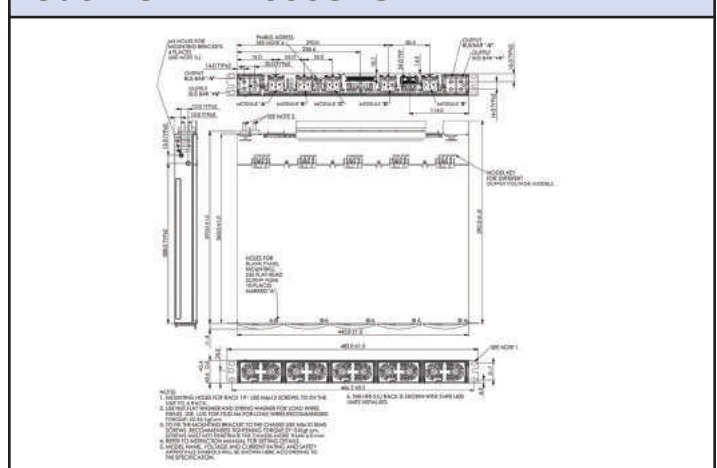
Accessories

Model	Description	Maximum Rack Current
HFE1600-S1U	Five slot 19" rack, IEC320-C16 input connectors (5)	266A each side (532A total)
HFE1600-S1U-TB	Five slot 19" rack, Terminal Block input connectors (5)	266A each side (532A total)
HFE1600/BP	One slot blanking panel, four provided with each rack	-
HFE/C15U	AC Power cord, 2.0m long, one per power supply required	-
HFE1600-D1U	Four slot (two isolated pairs), dual output 19" rack, IEC320 input	266A each side (532A total)
HFE1600-D1U-TB	Four slot (two isolated pairs), dual output 19" rack, terminal block input	266A each side (532A total)

Outline HFE1600



Outline HFE1600S1U



For Additional Information, please visit
us.tdk-lambda.com/lp/products/hfe-series.htm

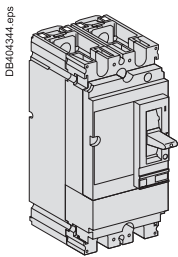
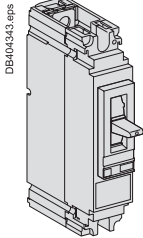


Compact NSX100 DC to NSX630 DC

Choice of device

Compact NSX100/160 F/N/M/S 1P/2P

With thermal-magnetic trip unit TM-D



Compact NSX100F AC/DC

Rating	1P 1d (Icu = 36 kA 250 V DC)	Compact NSX100F AC/DC
TM16D	LV438562	2P 2d (Icu = 36 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/2P) LV438592
TM20D	LV438563	LV438593
TM25D	LV438564	LV438594
TM30D	LV438565	LV438595
TM40D	LV438566	LV438596
TM50D	LV438567	LV438597
TM63D	LV438568	LV438598
TM80D	LV438569	LV438599
TM100D	LV438570	LV438600

Compact NSX160F AC/DC

Rating	1P 1d (Icu = 36 kA 250 V DC)	Compact NSX160F AC/DC
TM125D	LV438669	2P 2d (Icu = 36 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/2P) LV438699
TM160D	LV438670	LV438700

Compact NSX100N AC/DC

Rating	1P 1d (Icu = 50 kA 250 V DC)	Compact NSX100M AC/DC
TM16D	LV438572	2P 2d (Icu = 85 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/2P) LV438602
TM20D	LV438573	LV438603
TM25D	LV438574	LV438604
TM30D	LV438575	LV438605
TM40D	LV438576	LV438606
TM50D	LV438577	LV438607
TM63D	LV438578	LV438608
TM80D	LV438579	LV438609
TM100D	LV438580	LV438610

Compact NSX160N AC/DC

Rating	1P 1d (Icu = 50 kA 250 V DC)	Compact NSX160M AC/DC
TM125D	LV438679	2P 2d (Icu = 85 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/2P) LV438709
TM160D	LV438680	LV438710

Compact NSX100M AC/DC

Rating	1P 1d (Icu = 85 kA 250 V DC)	Compact NSX100S AC/DC
TM16D	LV438582	2P 2d (Icu = 100 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/2P) LV438612
TM20D	LV438583	LV438613
TM25D	LV438584	LV438614
TM30D	LV438585	LV438615
TM40D	LV438586	LV438616
TM50D	LV438587	LV438617
TM63D	LV438588	LV438618
TM80D	LV438589	LV438619
TM100D	LV438590	LV438620

Compact NSX160M AC/DC

Rating	1P 1d (Icu = 85 kA 250 V DC)	Compact NSX160S AC/DC
TM125D	LV438689	2P 2d (Icu = 100 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/2P) LV438719
TM160D	LV438690	LV438720

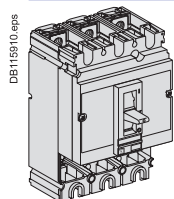
Compact NSX100 DC to NSX630 DC

Choice of device (cont.)

Parallel or series connection accessories

Compact NSX100/160/250 DC

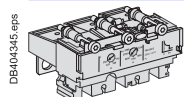
Basic frame



DB115910.eps

Rating	3P	4P
NSX100F DC	(Icu = 36 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/ 2P - 750 V DC/3P) LV438003	LV438008
NSX160F DC	LV438103	LV438108
NSX250F DC	LV438203	LV438208
NSX100S DC	(Icu = 100 kA 250 V DC/1P - 500 V DC/ 2P - 750 V DC/3P) LV438018	LV438019
NSX160S DC	LV438118	LV438119
NSX250S DC	LV438218	LV438219

+ Trip unit



DB104345.eps

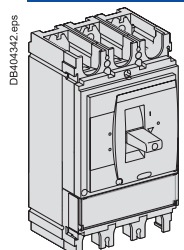
Standard protection: trip unit TM-D/DC

Rating	3P 3d	4P 4d
TM16D	LV429037	LV429057
TM25D	LV429036	LV429056
TM32D	LV429035	LV429055
TM40D	LV429034	LV429054
TM50D	LV429033	LV429053
TM63D	LV429032	LV429052
TM80DC	LV438029	LV438049
TM100DC	LV438028	LV438048
TM125DC	LV438136	LV438146
TM160DC	LV438135	LV438145
TM200DC	LV438246	LV438256
TM250DC	LV438245	LV438255

Type G protection: trip unit TM-G

Rating	3P 3d	4P 4d
TM16G	LV429155	LV429165
TM25G	LV429154	LV429164
TM40G	LV429153	LV429163
TM63G	LV429152	LV429162
TM80G	LV430080	LV430092
TM100G	LV430081	LV430093
TM125G	LV430082	LV430094
TM160G	LV430083	LV430095
TM200G	LV430084	LV430096
TM250G	LV430085	LV430097

Compact NSX400/630 DC with trip unit MP



DB104342.eps

	3P	4P
Trip unit MP1		
Compact NSX400F DC (36 kA)	LV438403	LV438408
Compact NSX400S DC (100 kA)	LV438418	LV438419
Compact NSX630F DC, 45 mm pitch (36 kA)	LV438503	LV438508
Compact NSX630S DC, 45 mm pitch (100 kA)	LV438518	LV438519
Trip unit MP2		
Compact NSX400S DC (100 kA)	LV438428	LV438429
Compact NSX630S DC, 45 mm pitch (100 kA)	LV438528	LV438529
Trip unit MP3		
Compact NSX630S DC, 45 mm pitch (100 kA)	LV438538	LV438539



Compact NSX DC circuit breaker

Number of poles

Electrical characteristics as per IEC 60947-1/ 60947-2 and EN 60947-1 / 60947-2

Rated current at 40 °C	In	(A)
Rated insulation voltage	Ui	(V)
Rated impulse withstand voltage	Uimp	(kV peak)
Rated operational voltage	Ue	(V DC)

Type of circuit breaker

Ultimate breaking capacity (L/R = 5 ms and L/R = 15 ms)	Icu	(kA rms)	V DC	48-125 V (1P) ⁽¹⁾ 250 V (1P) ⁽¹⁾ 500 V (2P) ⁽¹⁾ 750 V (3P) ⁽¹⁾
--	------------	----------	------	---

Service breaking capacity	Ics	% Icu
Rated making capacity	Icm	% Icu

Utilisation category

Breaking time (ms)

Suitability for isolation

Pollution degree (as per IEC 60664-1)

Protection against overcurrents (see trip-unit table page A-13)

Trip units	Built-in Interchangeable
Protection	Overloads Short-circuits

Durability

(O/C cycles)	Mechanical	
	Electrical	250 V In 250 V In/2 500 V In 500 V In/2 750 V In 750 V In/2

Indication and control auxiliaries

Auxiliary contacts	
Voltage release	MX shunt release MN undervoltage release

Installation and connections

Fixed			Front connection
			Rear connection
Plug-in (base)			Front connection
			Rear connection
Withdrawable (chassis)			Front connection
			Rear connection
Control	Manual	with toggle	
		with direct or extended rotary handle	
	Electrical	with remote control	

Dimensions and weight

Dimensions	Fixed	(mm)	1P 2P 3P 4P
H x W x D (mm) connected in series			
Weight (kg)	Fixed	(kg)	1P 2P 3P 4P
connected in series			

⁽¹⁾ Number of poles taking part in current interruption.
Example. The NSX100N DC circuit breaker exists in the following versions:
- 1 pole with an Icu of 50 kA, for systems ≤ 250 V
- 2 poles with an Icu of 85 kA, for systems ≤ 500 V; 1 pole can be used in a 250 V system.

NSX100 DC									NSX160 DC									NSX250 DC			NSX400 DC			NSX630 DC		
1			2			3/4			1			2			3/4			3/4			3/4			3/4		
100									160									250			400			550		
750									750									750			750			750		
8									8									8			8			8		
250			500			750			250			500			750			750			750			750		
F	N	M	F	M	S	F	S		F	N	M	F	M	S	F	S	F	S	F	S	F	S	F	S		
36	50	85	36	85	100	36	100		36	50	85	36	85	100	36	100	36	100	36	100	36	100	36	100		
36	50	85	36	85	100	36	100		36	50	85	36	85	100	36	100	36	100	36	100	36	100	36	100		
-	-	-	36	85	100	36	100		-	-	-	-	85	100	36	100	36	100	36	100	36	100	36	100		
-	-	-	-	-	-	36	100		-	-	-	-	-	-	36	100	36	100	36	100	36	100	36	100		
100 %																										
100 %																										
A																										
< 10 ms																										
■																										
3																										
■	■	■	■	■	■	-			■	■	■	■	■	■	-		-		■		■					
-	-	-	-	-	-	■			-	-	-	-	-	-	■		■		-		-		-			
■	■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	■	■		-		-		-		-			
■	■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	■	■		■		■		■		■			
10000																		5000								
5000																		1000								
10000																		2000								
5000																		1000								
10000																		2000								
5000																		1000								
10000																		2000								
■																										
■																										
■																										
■																										
■																										
-	-	-	-	-	-	■			-	-	-	-	-	-	■		■		■		■		■			
-	-	-	-	-	-	■			-	-	-	-	-	-	■		■		■		■		■			
-	-	-	-	-	-	■			-	-	-	-	-	-	■		■		■		■		■			
-	-	-	-	-	-	■			-	-	-	-	-	-	■		■		■		■		■			
■																										
■																										
■																										
161 x 35 x 86			-			-			161 x 35 x 86			-			-			-			-					
-			161 x 70 x 86			-			-			161 x 70 x 86			-			-			-					
-			-			161 x 105 x 86			-			-			161 x 105 x 86			255 x 140 x 110								
-			-			161 x 140 x 86			-			-			161 x 140 x 86			225 x 185 x 110								
0.7			-			-			0.7			-			-			-								
-			1.2			-			-			1.2			-			-								
-			-			1.6 to 1.9			-			-			1.6 to 1.9			6.0								
-			-			2.1 to 2.3			-			-			2.1 to 2.3			7.8								



A suitable solution for every situation.

The DC/DC-Converter PWD506 - PWD3006.

The DC/DC converters of the PWD series are self-commutated current inverters that operate with MOSFET semiconductors and a pulse-width modulated control of the power output stage. For example, the voltage of the on-board grid in German trains is often 24 V but some users require a DC voltage of 110 V for operation. The converters are protected against overload by an electronic

current limit of 100 per cent of the rated output current. The undervoltage and overvoltage shutdown protects the DC voltage source (accumulators, batteries) and the DC/DC converter from impermissible operating states. All input and output voltage combinations are possible. Different power categories can be developed and produced on request.

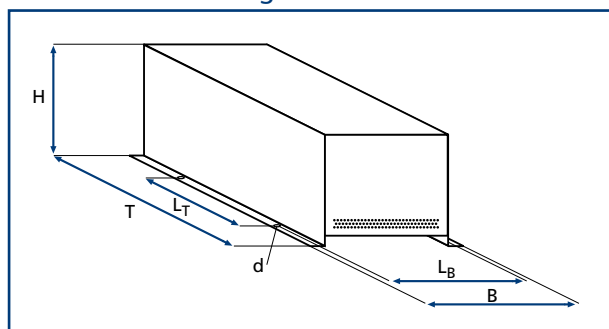
Highlights

- High availability
- Electrically isolated input / output
- Noiseless
- Optical indication (Convection Running, Overload, Under-, Overvoltage, Overtemperature)
- High efficiency
- Railway design according to EN50155 (Option: D)
- Developed and manufactured in Germany

Electrical data	PWD506	PWD1206	PWD2006	PWD3006
Input variables				
Input voltage	24V / 48V / 60V / 72V / 110V / 220V different values available on request			
Under- / overvoltage switch off (option: D)	-15 % / +20 % (-30 % / +35 %)	-15 % / +20 % (-30 % / +35 %)	-15 % / +20 % (-30 % / +35 %)	-15 % / +20 % (-30 % / +35 %)
Output variables (at 40 °C [Option D: at 70 °C])				
Nominal Power (P _n), continuous	500VA	1 200VA	2 000VA	3 000VA
Possible output voltage (U _o)	24V / 48V / 60V / 72V / 110V / 220V different values available on request			
Correction	1 %	1 %	1 %	1 %
Output nominal current (I _o)	P _n / U _o	P _n / U _o	P _n / U _o	P _n / U _o
Current shut down	through electronic current limitation (max. I _o), no switch			
General electrical data				
Rated efficiency, depends on U _i , U _o	90 %	90 %	90 %	90 %
Radio interference (option: D)	EN 55022 (EN 50121)	EN 55022 (EN 50121)	EN 55022 (EN 50121)	EN 55022 (EN 50121)
Remote Control	no	external bridge	external bridge	external bridge
Indication inverter failure	no	option M1	option M1	option M1
Design for railway application (option: D)	shock vibration proofed design / extended temperature -30 % ... +35 %			
Warrenty	24 month	24 month	24 month	24 month
Mechanical data				
Display	LED Display: Convection Running, Overload, Under-, Overvoltage, Overtemperature			
Connections	internal	internal	external	external
Ambient temperature (option: D)	0 °C ... +40 °C -25 °C ... +70 °C	0 °C ... +40 °C -25 °C ... +70 °C	0 °C ... +40 °C -25 °C ... +70 °C	0 °C ... +40 °C -25 °C ... +70 °C
Cooling	convection fanless	convection fanless	temperature controled fanless	temperature controled fanless
Noise emission	noiseless	noiseless	<45dB (fan operation / otherwise noiseless)	
Protection class	IP20	IP20	IP20	IP20
H* x B x T**	134 x 204 x 306 mm	142 x 299 x 335 mm	320 x 306 x 340 mm	435 x 299 x 337 mm
LB x LT x d (Fixing)	185 x 249.5 x 6 mm	275 x 227 x 6.5 mm	280 x 175 x 6.5 mm	280 x 227 x 6.5 mm
Casing	available on request in 19`` case			
Color	RAL3000	RAL3000	RAL3000	RAL3000
Weight	4.5 kg	8.6 kg	17.5 kg	26 kg

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted.
 *high: without rubber-metals (option D) / **depth: without connector (Cable gland terminals) 35 mm, bzw. 75 mm

Dimensional Drawing





Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación de dispositivo	Distribution
Gama de producto	C60
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C60H-DC
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	1
Intensidad nominal (In)	2 A en 25 °C
Tipo de red	CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 220 V CC 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2 Categoría A de acuerdo con EN 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60947-2

Complementario


Frecuencia de red	-
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	500 V CC
Límite de enlace magnético	7...10 x In
[Ics] poder de corte de servicio nominal	7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220 V CC
[Ui] tensión nominal de aislamiento	500 V CC de acuerdo con EN 60947-2 500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] tensión nominal soportada a impulso	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución de emba- rrado tipo peine	Estándar arriba o abajo

Pasos de 9 mm	4
Altura	81 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0.256 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos - 500 V CC 3000 ciclos - 500 V CC
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	En posición O
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 rígido cableado(s) 25 mm² max Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 Flexible cableado(s) 16 mm² max
Par de apriete	2.5 N.m arriba o abajo circuito de alimentación
Protección contra fugas a tierra	Sin
Compatibilidad del producto	Accesorios de C60 Auxiliar C60

Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-2
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity  Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC sobre el umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	China
----------------	-------



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación de dispositivo	Distribution
Gama de producto	C60
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C60H-DC
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	1
Intensidad nominal (In)	6 A en 25 °C
Tipo de red	CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 220 V CC 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2 Categoría A de acuerdo con EN 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60947-2

Complementario


Frecuencia de red	-
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	500 V CC
Límite de enlace magnético	7...10 x In
[Ics] poder de corte de servicio nominal	7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220 V CC
[Ui] tensión nominal de aislamiento	500 V CC de acuerdo con EN 60947-2 500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] tensión nominal soportada a impulso	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución de emba- rrado tipo peine	Estándar arriba o abajo

Pasos de 9 mm	4
Altura	81 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0.256 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos - 500 V CC 3000 ciclos - 500 V CC
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	En posición O
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 rígido cableado(s) 25 mm² max Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 Flexible cableado(s) 16 mm² max
Par de apriete	2.5 N.m arriba o abajo circuito de alimentación
Protección contra fugas a tierra	Sin
Compatibilidad del producto	Accesorios de C60 Auxiliar C60

Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-2
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity  Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC sobre el umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	China
----------------	-------



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación de dispositivo	Distribution
Gama de producto	C60
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C60H-DC
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	1
Intensidad nominal (In)	10 A en 25 °C
Tipo de red	CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 220 V CC 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2 Categoría A de acuerdo con EN 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	-
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	500 V CC
Límite de enlace magnético	7...10 x In
[Ics] poder de corte de servicio nominal	7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220 V CC
[Ui] tensión nominal de aislamiento	500 V CC de acuerdo con EN 60947-2 500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] tensión nominal soportada a impulso	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución de emba- rrado tipo peine	Estándar arriba o abajo

Pasos de 9 mm	4
Altura	81 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0.256 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos - 500 V CC 3000 ciclos - 500 V CC
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	En posición O
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 rígido cableado(s) 25 mm² max Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 Flexible cableado(s) 16 mm² max
Par de apriete	2.5 N.m arriba o abajo circuito de alimentación
Protección contra fugas a tierra	Sin
Compatibilidad del producto	Accesorios de C60 Auxiliar C60

Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-2
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC sobre el umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	China
----------------	-------



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación de dispositivo	Distribution
Gama de producto	C60
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C60H-DC
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	1
Intensidad nominal (In)	16 A en 25 °C
Tipo de red	CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 220 V CC 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2 Categoría A de acuerdo con EN 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	-
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	500 V CC
Límite de enlace magnético	7...10 x In
[Ics] poder de corte de servicio nominal	7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220 V CC
[Ui] tensión nominal de aislamiento	500 V CC de acuerdo con EN 60947-2 500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] tensión nominal soportada a impulso	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución de emba- rrado tipo peine	Estándar arriba o abajo

Pasos de 9 mm	4
Altura	81 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0.256 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos - 500 V CC
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	En posición O
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 rígido cableado(s) 25 mm² max Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 Flexible cableado(s) 16 mm² max
Par de apriete	2.5 N.m arriba o abajo circuito de alimentación
Protección contra fugas a tierra	Sin
Compatibilidad del producto	Accesorios de C60 Auxiliar C60

Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-2
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC sobre el umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	China
----------------	-------



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación de dispositivo	Distribution
Gama de producto	C60
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C60H-DC
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	1
Intensidad nominal (In)	32 A en 25 °C
Tipo de red	CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 220 V CC 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2 Categoría A de acuerdo con EN 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	-
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	500 V CC
Límite de enlace magnético	7...10 x In
[Ics] poder de corte de servicio nominal	7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220 V CC
[Ui] tensión nominal de aislamiento	500 V CC de acuerdo con EN 60947-2 500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] tensión nominal soportada a impulso	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución de emba- rrado tipo peine	Estándar arriba o abajo

Pasos de 9 mm	4
Altura	81 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0.256 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos - 500 V CC 3000 ciclos - 500 V CC
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	En posición O
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 rígido cableado(s) 35 mm² max Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 Flexible cableado(s) 25 mm² max
Par de apriete	2.5 N.m arriba o abajo circuito de alimentación
Protección contra fugas a tierra	Sin
Compatibilidad del producto	Accesorios de C60 Auxiliar C60

Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-2
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC sobre el umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	China
----------------	-------



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación de dispositivo	Distribution
Gama de producto	C60
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C60H-DC
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	1
Intensidad nominal (In)	50 A en 25 °C
Tipo de red	CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 250 V CC 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 20 kA Icu de acuerdo con GB 14048.2 - 220 V CC 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2 Categoría A de acuerdo con EN 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60947-2

Complementario


Frecuencia de red	-
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	500 V CC
Límite de enlace magnético	7...10 x In
[Ics] poder de corte de servicio nominal	7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CC 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 500 V CC 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 500 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220 V CC
[Ui] tensión nominal de aislamiento	500 V CC de acuerdo con EN 60947-2 500 V CC de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] tensión nominal soportada a impulso	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución de emba- rrado tipo peine	Estándar arriba o abajo

Pasos de 9 mm	4
Altura	81 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0.256 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos - 500 V CC 3000 ciclos - 500 V CC
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	En posición O
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 rígido cableado(s) 35 mm² max Terminales de tipo túnel, arriba o abajofor 1 Flexible cableado(s) 25 mm² max
Par de apriete	2.5 N.m arriba o abajo circuito de alimentación
Protección contra fugas a tierra	Sin
Compatibilidad del producto	Accesorios de C60 Auxiliar C60

Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-2
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity  Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC sobre el umbral
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	China
----------------	-------