



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de instalación fotovoltaica en autoconsumo de
700.64kW de potencia pico sobre cubierta de nave
industrial en Benigànim

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Soler Cuenca, Francisco

Tutor/a: Cucó Pardillos, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales

Grado en Ingeniería en Tecnologías
Industriales

Proyecto de instalación fotovoltaica en autoconsumo de 700.64kW de potencia pico sobre cubierta de nave industrial en Benigànim

Autor: Francisco Soler Cuenca

Tutor: Salvador Cucó Pardillos

ÍNDICE DEL DOCUMENTO

1. MEMORIA	3
2. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	84
3. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS	105
4. PLANOS	108
5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	112

Memoria

Índice

1. Introducción	7
2. Objeto del proyecto.....	7
3. Alcance	8
4. Resumen ejecutivo	8
5. Normativa de aplicación.....	9
6. Análisis del consumo	10
6.1. Margen de reducción de la factura	10
6.2. Curva de carga del perfil de consumo	11
7. Análisis del recurso solar	12
8. Modalidad de la instalación. Autoconsumo sin excedentes.	16
9. Dimensionamiento de la instalación. Selección de equipos	16
9.1. Módulo fotovoltaico	16
9.1.1. Tipos de paneles solares	17
9.2. Inversor.....	18
9.2.1. Inversores monofásicos	19
9.2.2. Inversores trifásicos.....	19
9.3. Conexión de módulos fotovoltaicos	21
9.3.1. Disposición serie/paralelo	21
10. Cálculo de la producción	24
10.1. Referencia IDAE	24
10.1.1. Tipos de pérdidas	24
10.1.2. Calidad de la instalación	27
10.1.3. Emplazamiento.....	28
10.1.4. Producción real y rendimientos	35
10.2. Referencia PVGIS	36
11. Análisis de la factura después de la instalación	38
12. Cableado y protecciones	42
12.1. Circuito de corriente continua.....	42
12.2. Circuito de corriente alterna	49
13. Equipo anti-vertido.....	58
14. La medida. Contador	59
15. Presupuesto.....	60
16. Análisis económico	60
16.1. Medidas de evaluación financiera.....	60

16.2. Estudio de sensibilidad.....	62
17. Anexos	64
18. Relación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	79
19. Bibliografía.....	80

Índice de tablas

Tabla 1: Precios de los términos de potencia y energía	10
Tabla 2: Consumo anual del proceso productivo	11
Tabla 3: Irradiación mensual y anual	16
Tabla 4: Valor de PR para cada mes.....	27
Tabla 5: Producción anual con pérdidas.....	28
Tabla 6: Producción real anual	35
Tabla 7: Producción sin pérdidas.....	36
Tabla 8: Periodos tarifarios entre semana.....	40
Tabla 9: Factura enero 2019 con generación	42
Tabla 10: Tabla de consumos con generación	42
Tabla 11: Tabla de consumos sin generación	42
Tabla 12: Precios reales 2019	62
Tabla 13: Precios situación optimista	63
Tabla 14: Precios situación pesimista	63
Tabla 15: Código de los residuos	106
Tabla 16: Estimación del volumen de residuos generados.....	106
Tabla 17: Medición del impacto del proyecto en referencia a los ODS.....	80

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Lugar de emplazamiento. Fuente: Mapas del IGN	29
Ilustración 2: Inclinación de los faldones	30
Ilustración 3: Límites aceptables de inclinación.....	31
Ilustración 4: Disposición de módulos en cubierta (caso ficticio)	34
Ilustración 5: Esquema unifilar	57
Ilustración 6: Equipo anti-vertido	58
Ilustración 7: Contador bidireccional tipo 2	59
Ilustración 8: Presupuesto de ejecución material	60

Índice de figuras

Figura 1: Perfil de consumo de un día promedio	12
Figura 2: Inclinación del módulo. Fuente: IDAE	13
Figura 3: Irradiación diaria media MJ/m ² y día. Fuente: IDAE	14
Figura 4: Factor corrector para módulos inclinados. Fuente IDAE	15
Figura 5: Propiedades del módulo fotovoltaico	18

Figura 6: Propiedades del inversor	21
Figura 7: Temperatura ambiente un día medio de cada mes. Fuente IDAE	25
Figura 8: Pérdidas por orientación e inclinación	32
Figura 9: Producción mensual real PVGIS.....	37
Figura 10: Irradiación mes a mes PVGIS:	37
Figura 11: Resumen de datos y línea de horizonte	38
Figura 12: Horarios de los periodos tarifarios	40
Figura 13: Método de instalación de cableado en continua	44
Figura 14: Factores de corrección para temperaturas ambientes distintas a 30°C.....	45
Figura 15: Corrientes admisibles para conductores de aluminio y cobre según tipo de instalación	46
Figura 16: Sección del conductor de protección	48
Figura 17: Generador conectado aguas abajo del CGPM.....	50
Figura 18: Generador conectado directamente al CGPM	51
Figura 19: Sección conductor de protección tramo AC.....	54
Figura 20: Diámetro exterior tubo tramo AC	54
Figura 21: Características de los tubos de protección.....	55
Figura 22: Tipos de dispositivos de protección frente a fallo por sobretensión	55
Figura 23: Esquema de control de potencia del inversor para anti-vertido	59

1. Introducción

En el presente documento se realiza el proyecto de instalación fotovoltaica en autoconsumo individual sin excedentes acogida a compensación, de 700.64kW, sobre una cubierta de nave industrial en Benigànim (Valencia). La realización del proyecto abarca la reducción de la factura anual del consumo de energía eléctrica de la empresa, así como una disminución de la huella de carbono generada por la actividad productiva que lleva a cabo de manera regular.

La nave de emplazamiento pertenece a la empresa MABESAL, la cual se dedica a la industria de la madera en la fabricación de tableros de contrachapado.

Primeramente, se analiza la situación de consumo del titular de la instalación, lo cual ha servido para la obtención de datos necesarios para realizar la estimación de la potencia necesaria eficiente.

Se utilizarán herramientas informáticas para la obtención de la información relativa a la energía solar incidente sobre la zona de emplazamiento.

Posteriormente se diseña y dimensiona completamente la instalación junto con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de su utilización y labores de mantenimiento.

Finalmente se analiza económicamente la viabilidad del ejercicio durante su vida útil para garantizar la rentabilidad.

2. Objeto del proyecto

El proyecto tiene como objeto servir como Trabajo de Fin de Grado para el grado en *Ingeniería en Tecnologías Industriales* de la *Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII)* de la *Universidad Politécnica de Valencia*, para el curso lectivo 2023-2024. También cabe la posibilidad de que sirva de guía de diseño ,en el caso de tomarse la decisión por parte de la empresa de estudio, de abarcar un proyecto de características similares.

Con este trabajo se profundiza en los conocimientos adquiridos durante la realización del grado, en especial a los obtenidos con las asignaturas *Tecnología Eléctrica*, *Tecnología Energética*, *Tecnología del Medio Ambiente*, *Tecnología Electrónica* y *Proyectos*.

Este proyecto cuenta con la ayuda de la empresa *Maderas Benigànim S.A.L. (MABESAL)*, la cual ha proporcionado los datos necesarios para su desarrollo, tales como las facturas de consumo de la actividad productiva y servicios auxiliares durante el curso de un año representativo (2019) y curva de carga del perfil del consumo.

3. Alcance

El alcance de este proyecto está constituido por los siguientes puntos:

- Resumen de legislación vigente relacionada con el proyecto
- Análisis del consumo actual de la actividad productiva
- Análisis del recurso solar disponible en la zona de emplazamiento
- Diseño y dimensionamiento completo de la instalación solar fotovoltaica y protecciones
- Estudio de viabilidad económica garantía para la rentabilidad del ejercicio
- Estudio de seguridad y salud
- Estudio de gestión de residuos
- Descripción de la relación del proyecto con los ODS
- Pliego de condiciones técnicas

4. Resumen ejecutivo

CONCEPTO (traducción)	¿Cumple? (S/N)	¿Dónde? (páginas)
1 IDENTIFICAR:	Sí	
1.1 Planteamiento del problema y oportunidad	Sí	8-10
1.2 Restricciones(normas, códigos, necesidades, requisitos y especificaciones)	Sí	8-11
1.3 Establecimiento de objetivos	Sí	8-10
2. FORMULAR	Sí	
2.1. Generación de soluciones creativas (análisis)	Sí	11-17
2.2 Evaluación de múltiple soluciones y toma de decisiones (síntesis)		18-62
3. RESOLVER		
3.1. Cumplimiento de objetivos	Sí	62
3.2. Impacto global y alcance (contribuciones y recomendaciones prácticas)	Sí	81

5. Normativa de aplicación

La normativa por la que se rige el proyecto descrito en este documento está contenida en los siguientes puntos

- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002**
- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre**
- **Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre**
- **Real Decreto 1164/2001**
- **Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre**
- **Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero**
- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto**
- **Real Decreto 485/1997, de 14 de abril**
- **Real Decreto 486/1997, de 14 de abril**
- **Real Decreto 487/1997, de 14 de abril**
- **Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo**
- **Real Decreto 39/1997, de 17 de enero**
- **Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio**
- **Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre**
- **Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo**
- **Norma UNE-HD 60364**
- **Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio**
- **Circular CNMC 1/2021**
- **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre**
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio**
- **Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre**
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**
- **Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre**
- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre**
- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto**
- **Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto**
- **Decreto 88/2005, de 29 de abril**
- **Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre**
- **Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero**
- **Ley 21/2013, de 9 de diciembre**
- **Real Decreto 614/2001, de 8 de junio**
- **Reglamento UE 2016/364 de la comisión de 1 de julio de 2015**
- **Real Decreto 314/2006, del 17 de marzo**

6. Análisis del consumo

En este apartado se analiza el consumo anual de la actividad productiva y servicios auxiliares mediante el estudio de las facturas correspondientes a un año completo.

Es de vital importancia conocer la actual situación de consumo de la empresa para la cual se realiza la instalación. De no ser así, el nivel de riesgo asumido por parte tanto de la empresa promotora como del proyectista sería demasiado elevado para poder garantizar la viabilidad del ejercicio.

Se observa mediante la lectura de la factura que la tarifa contratada y potencias asociadas son las siguientes:

Tarifa 6.1A (tarifa de 6 periodos correspondiente al grupo de Alta Tensión)

Potencia contratada: P1=900kW; P2=900kW; P3=940kW; P4=940kW; P5=940kW; P6=1100kW

Se procede a continuación a mostrar los datos del consumo de la empresa en enero de 2019. Para ello se ha hecho uso de Excel a modo de organizar la información.

Los precios de los peajes y cargos asociados al transporte y distribución se establecen por la orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, para la tarifa 6.1A y son los que siguen:

Términos de potencia

€/KW y año

Peaje	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	33,237522	16,633145	12,172701	12,172701	12,172701	5,553974

Términos de energía

€/KWh

Peaje	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1A	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	0,023381	0,017462	0,009306	0,004631	0,002990	0,001871

Tabla 1: Precios de los términos de potencia y energía

Estos precios fueron válidos durante el año 2019, cuyos datos se toman de partida para realizar el estudio del consumo de la empresa.

6.1. Margen de reducción de la factura

En la siguiente tabla se puede observar el total de consumos y gastos en todo el año de estudio (2019) del proceso productivo de la empresa:

MES factura	CONSUMO (kWh)									GASTO (€)							
	Desde	Hasta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Suma	Potencia	Energía	Reactiva	Imp. Elec.	Otros	Base	IVA	Total
Enero 2022	01/01/2019	31/01/2019	79.307,00	109.231,00	0,00	0,00	0,00	91.244,00	279.782,00	8583,71	24043,63	765,15	1707,26	66,25	35165,99	7384,85874	42.550,85
Febrero 2022	01/02/2019	28/02/2019	73.290,00	104.084,00	0,00	0,00	0,00	87.005,00	264.379,00	7752,30	22678,11	0,00	1555,81	59,84	32046,06	6729,67211	38.775,73
Marzo 2022	01/03/2019	31/03/2019	0,00	0,00	57.044,00	115.752,00	0,00	92.625,00	265.421,00	8533,08	19139,17	226,80	1426,39	66,25	29391,68	6172,25346	35.563,94
Abril 2022	01/04/2019	30/04/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	161.830,00	77.683,00	239.513,00	8267,70	16290,38	807,65	1296,87	64,11	26726,71	5612,60949	32.139,32
Mayo 2022	01/05/2019	31/05/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	190.378,00	98.194,00	288.572,00	8533,08	19577,21	697,58	1472,86	66,25	30346,97	6372,86426	36.719,84
Junio 2022	01/06/2019	30/06/2019	40.486,00	36.165,00	36.973,00	46.167,00	0,00	93.582,00	253.373,00	8262,74	19839,42	0,00	1436,78	64,11	29603,05	6216,6398	35.819,69
Julio 2022	02/07/2019	31/07/2019	103.577,00	90.405,00	0,00	0,00	0,00	96.867,00	290.849,00	8257,82	25439,45	0,00	1722,84	64,11	35484,22	7451,68558	42.935,90
Agosto 2022	01/08/2019	31/08/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	101.748,00	101.748,00	8533,08	6167,56	0,00	751,60	66,25	15518,48	3258,88064	18.777,36
Septiembre 2022	01/09/2019	30/09/2019	0,00	0,00	81.789,00	92.597,00	0,00	84.924,00	259.310,00	8257,82	19205,17	0,00	1404,10	64,11	28931,19	6075,55061	35.006,74
Octubre 2022	01/10/2019	31/10/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	182.823,00	95.550,00	278.373,00	8533,08	19021,48	0,00	1408,78	66,25	29029,58	6096,21266	35.125,80
Noviembre 2022	01/11/2019	30/11/2019	0,00	0,00	52.025,00	114.302,00	0,00	85.919,00	252.246,00	8257,82	18440,94	0,00	1365,03	64,11	28127,89	5906,85695	34.034,75
Diciembre 2022	01/12/2019	31/12/2019	49.307,00	67.871,00	0,00	0,00	0,00	63.466,00	180.644,00	8533,08	15544,80	0,00	1231,03	66,25	25375,15	5328,78102	30.703,93
Sumas			345.967,00	407.756,00	227.831,00	368.818,00	535.031,00	1.068.807,00	2.954.210,00	100.305,28	225.387,31	2.497,17	16.779,35	777,87	345.746,98	72.606,87	418.353,84

Tabla 2: Consumo anual del proceso productivo

Con la implantación de la instalación fotovoltaica se pretende disminuir el término de energía activa consumida, por tanto, el margen económico sobre el que se actúa asciende a un valor de 225.387,31€, que a su vez corresponden a un margen de consumo de energía de 2.954.210,00 kWh.

El importe asociado a la potencia no es de interés, puesto que la potencia contratada no será diferente una vez realizada la instalación de autoconsumo.

Se podría pensar en reducir la potencia contratada para la planta, sin embargo, se puede observar en las facturas de cada mes que la potencia máxima registrada por el maxímetro queda con muy poco margen de la contratada. Tanto es así que, en más de un caso, se llega a superar dicha potencia (aunque por poca cantidad), lo que hace que el titular deba pagar un pequeño recargo, aunque menor que la diferencia que habría que pagar al contratar una potencia superior para todo el año.

6.2. Curva de carga del perfil de consumo

En el proceso de diseño de una instalación solar fotovoltaica es importante disponer de información relacionada con el consumo instantáneo de potencia a lo largo de un día. Esto nos facilitará la elección de la potencia que debe tener la instalación si se quiere realizar de modo que no se produzcan excedentes de energía, debido a que la potencia pico escogida deberá ser menor que el consumo instantáneo normal de la actividad a la que se quiere dar abastecimiento.

La manera de obtener esta información es accediendo al área digital de cliente de la compañía distribuidora y proporcionando el código CUPS asociado al consumo a consultar.



Figura 1: Perfil de consumo de un día promedio

Analizando las curvas de carga de diferentes días se observa que el consumo diurno (para el cual entrará en escena la producción de la instalación) está comprendido entre 750 y 950kW. Con estos datos se elige como primera aproximación una potencia en torno a 700kW de potencia pico, de manera que solo en una pequeña cantidad de casos se consuma menos potencia de la que se produce. Con esta elección se asegura la disminución del término de energía en la factura.

7. Análisis del recurso solar

En un contexto donde la obtención de energía supone un desafío cada vez más crítico en todo el mundo, la energía solar se convierte en un recurso de gran importancia y con un futuro prometedor.

El valor de esta forma de energía radica principalmente en su amplia disponibilidad y en la adaptabilidad de su naturaleza electromagnética, la cual permite la transformación de luz solar en electricidad, de una manera económica y sostenible y que además permite disponer de suministro eléctrico en zonas donde la conexión a la red por medios convencionales resulta extremadamente difícil.

Para diseñar una instalación fotovoltaica de manera efectiva, es fundamental analizar cuánta energía alcanza la zona de emplazamiento, por unidad de área y en cada momento del día.

Evidentemente, la irradiación que alcance a los módulos fotovoltaicos dependerá de la inclinación y orientación de estos. En la versión actual del CTE HE (Ahorro de energía) no se hace alusión a la inclinación óptima para los módulos de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, si se consultan versiones anteriores, en concreto la versión inicial (2006) del CTE HE5 apartado 2.2, punto 6, se considera como orientación óptima el sur y la inclinación óptima igual a la latitud del lugar de emplazamiento menos 10°.

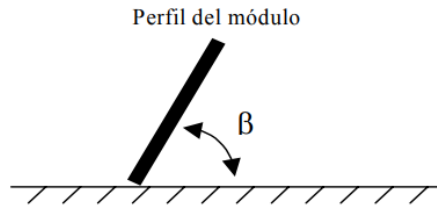


Figura 2: Inclinación del módulo. Fuente: IDAE

En este caso, dado que la latitud en el lugar de la instalación (Benigànim, Valencia) es de $38,56^{\circ}\text{N}$, la inclinación óptima será de $38,56^{\circ} - 10^{\circ} = 28,56^{\circ}$.

Cabe mencionar que existen otras formas de hallar la inclinación óptima, por ejemplo, con la siguiente fórmula:

$$\beta_{op} = 3,7 + (0,69 \times \lambda)$$

donde λ es la latitud.

Sustituyendo valores se tiene:

$$\beta_{op} = 3,7 + (0,69 \times 28,56) = 30,3064^{\circ}$$

A la vista de los resultados una inclinación de 30° y una orientación hacia el sur sería la disposición óptima para la situación descrita. Sin embargo, por razones estéticas y por ser una tendencia habitual se elegirá una inclinación de paneles igual a la inclinación de la cubierta de emplazamiento del proyecto ($\beta_{cub}=15^{\circ}$). La orientación de la cubierta es hacia el sur ($\alpha=0^{\circ}$, siendo α el ángulo de azimut), lo cual resulta beneficioso para el rendimiento de la instalación.

Una vez decididos estos parámetros se pasa a estimar la energía irradiada sobre el lugar. En este caso se hará uso de los datos proporcionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para instalaciones de este tipo, consultando el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, la energía que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes (en MJ) es:

Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. (Fuente: CENSOLAR).

Nota: También se podrán tomar en consideración los valores indicados en la norma UNE 94003.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1 ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4 ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5 ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6 ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7 BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9 BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10 BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11 CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12 CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13 CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14 CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15 CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16 CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17 CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18 LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19 CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20 GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21 GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22 GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23 GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24 HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25 HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26 JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27 LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28 LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29 LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30 MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31 MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32 MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33 MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40 SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41 STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42 SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43 SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44 SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45 TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46 TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47 TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48 VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49 VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50 VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51 ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52 ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Figura 3: Irradiación diaria media MJ/m2 y día. Fuente: IDAE

Estos valores de irradiación en un día promedio de cada mes son referidos a una superficie horizontal. Dado que los paneles fotovoltaicos van a estar inclinados en la instalación hay que aplicar un coeficiente corrector que también proporciona el Pliego de Condiciones del IDAE. Este coeficiente corrector depende de la inclinación de los paneles de la latitud en la que se encuentran instalados y del mes considerado.

Para el caso particular de estudio, de latitud 38,56° e inclinación de 15°, se tiene la siguiente tabla (referida a una latitud de 39° próxima a la de emplazamiento):

Factor de corrección k para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

LATITUD = 39°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,08
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,19	1,16	1,11	1,07	1,03	1,02	1,03	1,07	1,13	1,2	1,24	1,23
20	1,25	1,2	1,14	1,07	1,03	1,01	1,03	1,08	1,16	1,25	1,31	1,29
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1	0,97	1	1,08	1,19	1,33	1,41	1,4
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,2	1,35	1,45	1,43
40	1,37	1,27	1,15	1,03	0,94	0,91	0,94	1,04	1,19	1,37	1,48	1,46
45	1,38	1,27	1,14	1	0,9	0,87	0,9	1,01	1,18	1,37	1,5	1,48
50	1,39	1,26	1,12	0,97	0,86	0,82	0,86	0,98	1,16	1,37	1,51	1,5
55	1,38	1,25	1,09	0,93	0,81	0,77	0,81	0,94	1,13	1,36	1,51	1,5
60	1,37	1,22	1,05	0,88	0,75	0,71	0,75	0,89	1,1	1,34	1,51	1,49
65	1,35	1,19	1,01	0,83	0,69	0,65	0,69	0,83	1,05	1,31	1,49	1,47
70	1,32	1,15	0,96	0,77	0,63	0,58	0,63	0,77	1	1,27	1,46	1,45
75	1,28	1,11	0,91	0,7	0,56	0,51	0,56	0,71	0,95	1,23	1,42	1,41
80	1,23	1,06	0,84	0,64	0,49	0,43	0,48	0,64	0,88	1,17	1,37	1,37
85	1,18	1	0,78	0,56	0,41	0,35	0,41	0,56	0,81	1,11	1,32	1,32
90	1,12	0,93	0,71	0,49	0,33	0,28	0,33	0,49	0,74	1,04	1,25	1,26

Figura 4: Factor corrector para módulos inclinados. Fuente IDAE

Para ser más rigurosos, también se puede interpolar entre los valores de latitud de 38° y 39° para obtener los coeficientes de corrección.

Con estos datos se consigue crear una tabla que obtiene como resultado la irradiación anual sumando las irradiaciones totales estimadas de cada mes:

	Superficie horizontal		$\lambda = 39^\circ$ y $\beta = 15^\circ$	Superficie inclinada		Irradiación mensual	
Irradiación solar	MJ/m ² y día	kWh/m ² y día	Factor corrector	MJ/m ² y día	kWh/m ² y día	MJ/m ² y mes	kWh/m ² y mes
Enero	7,60	2,11	1,19	9,04	2,51	280,36	77,88
Febrero	10,60	2,94	1,16	12,30	3,42	344,29	95,64
Marzo	14,90	4,14	1,11	16,54	4,59	512,71	142,42
Abril	18,10	5,03	1,07	19,37	5,38	581,01	161,39
Mayo	20,60	5,72	1,03	21,22	5,89	657,76	182,71
Junio	22,80	6,33	1,02	23,26	6,46	697,68	193,80
Julio	23,80	6,61	1,03	24,51	6,81	759,93	211,09
Agosto	20,70	5,75	1,07	22,15	6,15	686,62	190,73
Septiembre	16,70	4,64	1,13	18,87	5,24	566,13	157,26
Octubre	12,00	3,33	1,20	14,40	4,00	446,40	124,00
Noviembre	8,70	2,42	1,24	10,79	3,00	323,64	89,90
Diciembre	6,60	1,83	1,23	8,12	2,26	251,66	69,91
Año	15,30	4,25	-	200,56	55,71	6108,19	1696,72

Tabla 3: Irradiación mensual y anual

Se obtienen unos valores de irradiación anual para paneles fotovoltaicos instalados en Benigànim con inclinación de 15° de **6108.19 MJ/m²** o **1696.72 kWh/m²**.

8. Modalidad de la instalación. Autoconsumo sin excedentes.

La tipología de instalación de autoconsumo se refiere a que la energía producida por ésta será exclusivamente consumida por la entidad promotora y cuya propiedad terrenal albergará el emplazamiento completo.

Se ha visto que el proceso productivo conlleva, en condiciones normales de funcionamiento, un consumo de potencia que oscila en el rango comprendido entre 750kW y 950kW. Dado que la instalación proyectada tiene la finalidad de no producir energía de excedencia, el objetivo se enfocará en no superar el mínimo consumido de forma habitual, es decir, que la instalación fotovoltaica no supere los 750kW totales de potencia pico.

Por tanto, se decide instalar una potencia pico de 700kW, de modo que en casi ninguna ocasión se genere más energía de la que se produce. Será instalado, además, un equipo anti-vertido a la entrada de la instalación eléctrica con la función de impedir que se vuelque energía a la red en caso de que hubiera excedentes.

El emplazamiento donde se situarán los módulos son ocho faldones pertenecientes a naves industriales dentro del complejo de la empresa promotora, los cuales están orientados hacia el sur y con una pendiente de 15°. La superficie bruta total del conjunto de los ocho faldones donde se dispondrá la instalación es de 3073m². Tal y como se ha comentado anteriormente, los módulos asumirán una inclinación igual a la de cubierta.

La manera de proceder a la hora de realizar la instalación: los módulos, el inversor, el resto de complementos, el cableado y las protecciones será indicada en el pliego de condiciones de este mismo proyecto.

9. Dimensionamiento de la instalación. Selección de equipos

9.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico o panel solar constituye el elemento principal de la instalación y es el que se encarga, en su conjunto, de realizar la transformación de energía proveniente del sol en energía eléctrica.

En el mercado actual se pueden encontrar multitud de marcas y modelos con diversas características, lo cual hace conveniente analizar la situación en la que se encuentra el consumidor, así se logrará realizar una instalación coherente con su finalidad.

Son varias las tecnologías de célula solar utilizadas para la fabricación de estos dispositivos, en este apartado se explican algunas de las principales tipologías con gran trascendencia actual o histórica, lo que servirá de ayuda para poner en contexto al lector a la hora de realizar la elección del módulo indicado para la instalación proyectada.

9.1.1. Tipos de paneles solares

Silicio cristalino

Los paneles desarrollados con este tipo de células han sido muy costosos desde su salida, sin embargo, los recientes avances en tecnología y en procesos de fabricación y automatización han permitido el abaratamiento en su adquisición, lo cual los hace una tipología muy competitiva en el mercado de los dispositivos fotovoltaicos.

Estas mejoras también han permitido un aumento en el tamaño de los módulos, así como la introducción de técnicas avanzadas en el ensamblado. Algunas indicaciones estiman que la tecnología del silicio cristalino se convertirá en el recurso eléctrico de mayor importancia mundial para la década de 2040-2050.

Seleniuro de cadmio, indio y galio (CIGS)

Las células solares de seleniuro de cadmio, indio y galio son la segunda generación de células solares que aparecieron en el mercado. Debido a su bajo coste de adquisición sirvieron de motor para impulsar las instalaciones solares fotovoltaicas como fuente de energía.

Telururo de cadmio (CdTe)

Las células solares de telururo de cadmio se han convertido desde su salida al mercado en la tecnología líder en células de espesor delgado y cuentan con mejores prestaciones en coeficientes de temperatura, producción energética y grado de degradación que las células de silicio.

En este caso se escoge el modelo **JAM72D40 580/GB/1500V**, cuyas dimensiones son 2278x1134mm².

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72D40-555/GB/1500V	JAM72D40-560/GB/1500V	JAM72D40-565/GB/1500V	JAM72D40-570/GB/1500V	JAM72D40-575/GB/1500V	JAM72D40-580/GB/1500V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	555	560	565	570	575	580
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.55	50.70	50.85	51.00	51.15	51.30
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.24	42.40	42.55	42.70	42.85	43.03
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.02	14.09	14.16	14.23	14.30	14.36
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.14	13.21	13.28	13.35	13.42	13.48
Module Efficiency [%]	21.5	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5
Power Tolerance				0~+5W		
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})				+0.046%/°C		
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})				-0.260%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})				-0.300%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. Measurement tolerance at STC: Pmax ±3%, Voc ±3% and Isc ±4%.						

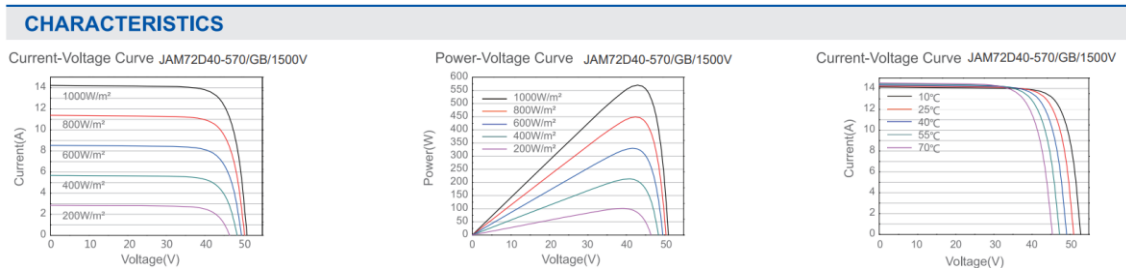


Figura 5: Propiedades del módulo fotovoltaico

Las características relevantes del dispositivo son:

Potencia máxima: $P_{max} = 580 \text{ W}$

Tensión circuito abierto: $V_{oc} = 51.30 \text{ V}$

Tensión de máxima potencia: $V_{mp} = 43.03 \text{ V}$

Corriente de cortocircuito: $I_{sc} = 14.36 \text{ A}$

Corriente de máxima potencia: $I_{mp} = 13.48 \text{ A}$

Máxima serie de fusibles: 30A (máxima corriente que soportan los módulos)

Coefficiente de temperatura de I_{sc} : +0.046%/°C, V

Coefficiente de temperatura de V_{oc} : -0.260%/°C, V

Las condiciones en las que se han tomado las medidas son un estándar adoptado por los fabricantes de módulos fotovoltaicos, en este caso se rigen por el estándar STC (Standard Test Conditions):

Irradiancia de 1000W/m², temperatura de la célula de 25°C, y distribución espectral AM1.5G

9.2. Inversor

Dentro de una instalación solar fotovoltaica, el inversor es una pieza de gran importancia ya que es la que permite transformar la energía eléctrica de corriente continua en corriente alterna. Este cambio es necesario para poder conectar la instalación a la red y para ser usada de manera normal en el consumo.

Es fundamental que el inversor esté eficazmente combinado con los módulos fotovoltaicos, pues solo así se conseguirá extraer la máxima potencia de la radiación solar con total seguridad.

Los tipos de inversores dedicados a instalaciones fotovoltaicas existentes en el mercado hoy en día se pueden clasificar acorde a dos factores: su aplicación y su forma de onda, aunque también los podemos separar en varias tipologías con significado más concreto:

- Inversores monofásicos
- Inversores trifásicos, entre los cuales se encuentran
 - Inversores centrales
 - Inversores de cadena o *string*
 - Microinversores
 - Inversores híbridos
 - Inversores de aislada
 - Inversores-cargadores

Se procede a continuación a definir cada uno de ellos.

9.2.1. Inversores monofásicos

Son los adecuados a incluir en instalaciones monofásicas, siendo el caso más habitual en instalaciones para viviendas con autoconsumo, donde toda la energía producida por la instalación está prevista a ser consumida.

9.2.2. Inversores trifásicos

Como su nombre indica, están diseñados para trabajar en instalaciones trifásicas, como podrían ser viviendas unifamiliares grandes, instalaciones para autoconsumo de tamaño medio y grandes sistemas fotovoltaicos para la producción de energía.

Según la forma en la que se conectan al sistema, se diferencia entre las siguientes modalidades:

Inversores centrales

Los inversores centrales actúan en instalaciones donde todos los módulos fotovoltaicos están conectados a un único inversor.

Gracias a ello, esta tipología permite monitorear el estado de producción de todos los módulos, contando con varias entradas o seguidores del punto de máxima potencia o MPPT(Maximum

Power Point Tracking). En caso de que cayera el MPPT de una cadena, el resto de ramales seguirían produciendo.

Inversores de cadena o *string*

Esta tipología de inversor es muy popular ya que se establecieron en el mercado hace varias décadas.

Su modo de funcionamiento tiene que ver con su denominación, ya que es útil cuando la conexión de los módulos se realiza en cadenas o ramales volcando toda la energía generada hacia un solo inversor, siendo necesaria la instalación de un inversor por cada ramal de placas solares.

Cuentan con un excelente rendimiento cuando la orientación de los paneles es fija para cada uno de ellos y son una opción de coste bajo y mantenimiento sencillo.

Microinversores

Cuando se hace uso de este tipo de inversores, se conecta un inversor para cada panel o cada dos paneles, situándose como los que mayor rendimiento extraen de la instalación al completo, pero también una de las tipologías más caras.

Una instalación realizada con microinversores tiene la ventaja de poder ampliarse gradualmente.

Inversores de aislada

Sirven para instalaciones que trabajan con baterías y que no disponen de suministro eléctrico. Los inversores de aislada convierten la corriente continua en corriente alterna a un nivel de tensión de 220V para su uso doméstico.

Dentro de esta tipología, los más recomendados son los inversores de onda senoidal pura, dado que generan la electricidad en fase con la que necesitan los aparatos eléctricos convencionales.

Inversores híbridos

Esta tipología de inversor se adapta a las condiciones en las que sea dispuesto, ya que permite trabajar conectado a baterías y conectado a red, dando prioridad a una conexión o a la otra dependiendo las necesidades del momento.

Es por ello por lo que pueden funcionar en instalaciones tanto aisladas como conectadas a la red de suministro

Inversores-cargadores

Son similares a los inversores de aislada con la salvedad de que cuentan con un cargador interno, el cual puede ser accionado mediante un grupo electrógeno, para dar suministro a las baterías o al consumo instantáneo a 220V en el caso en que la instalación solar no esté produciendo en ese momento.

Debido a que el consumo realizado por la actividad productiva de la empresa promotora es trifásico, el inversor también deberá serlo.

Según antiguas versiones del CTE HE (por ejemplo, la inicial de 2006) se recomienda la instalación de un inversor de al menos un 80% de la potencia a la cual debe dar servicio. Esto es porque a potencias bajas el rendimiento de los inversores generalmente disminuye, aunque, según los cambios observados en el mercado para estos dispositivos, este defecto a cargas bajas se ha ido reduciendo hasta el punto de que no supone un problema relevante en la actualidad.

Con lo estipulado anteriormente se elige el modelo **SUN2000-100KTL-M1 de Huawei**, el cual posee las siguientes características:

Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	20
Cantidad máxima de entradas por MPPT	10

Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Figura 6: Propiedades del inversor

Evidentemente, será necesario colocar varios de estos dispositivos con el propósito de satisfacer al total de la instalación. Más adelante se realizan los cálculos pertinentes.

9.3. Conexión de módulos fotovoltaicos

9.3.1. Disposición serie/paralelo

Se sabe que la tensión en cada módulo aumenta de forma logarítmica al aumentar la irradiancia y disminuye al aumentar la temperatura de las células según la siguiente fórmula:

$$V = V_{STC} + m * v * \ln \frac{G}{G_{STC}} + V_{STC} * (T - T_{STC}) * K_{Voc}$$

Siendo:

V_{STC} : tensión a la temperatura en condiciones estándar

m: factor de idealidad del diodo

v: voltaje térmico

G: irradiancia real

G_{STC} : irradiancia en condiciones estándar (1000W/m²)

T: temperatura real

T_{STC} : temperatura en condiciones estándar (25°C)

K_{Voc} : coeficiente de temperatura para circuito abierto (-0.260%/°C)

Se supone que la irradiancia real en el emplazamiento no va a superar los 1000W/m², como consecuencia la fórmula se simplifica a la siguiente expresión:

$$V = V_{STC} + V_{STC} * (T - T_{STC}) * K_{Voc}$$

Del Pliego de Condiciones Técnica del IDAE se extraen las temperaturas máxima y mínima a las que podrían estar sometidos los módulos: Tmax = 50°C, Tmin = -3°C

Con este dato pasamos a calcular los voltajes e intensidades límite a los que pueden someterse los módulos y por ende la conexión entre estos:

Calculamos primero para cuando estén funcionando en modo MPPT:

$$V_{mpmin} (50^{\circ}C) = 43.03 + 43.03 * (50 - 25) * \frac{-0.260}{100} = 40.233V$$

$$V_{mpmax} (-3^{\circ}C) = 43.03 + 43.03 * (-3 - 25) * \frac{-0.260}{100} = 46.163V$$

Para el funcionamiento en circuito abierto:

$$V_{ocmin} (50^{\circ}C) = 51.3 + 51.3 * (50 - 25) * \frac{-0.260}{100} = 47.966V$$

$$V_{ocmin} (-3^{\circ}C) = 51.3 + 51.3 * (-3 - 25) * \frac{-0.260}{100} = 55.035V$$

Dado que el rango de tensiones de funcionamiento del inversor es entre 200-1000V en el modo MPPT y 200-1100V como tensiones mínima y máxima en circuito abierto y sabiendo que éste es capaz de controlar 20 puntos MPP con 10 entradas para cada punto, se obtiene el dato de cuántos módulos será posible colocar para cada string.

$$4.971 = 200/40.233 < n^{\circ} \text{módulos string} < 1000/46.163 = 24.855 \text{ (MPPT)}$$

$$4.169 = 200/47.966 < n^{\circ}\text{módulos string} < 1100/55.035 = 19.987(\text{circuito abierto})$$

Se concluye, por tanto, que el número de módulos por string debe estar comprendido entre 5 y 19 para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, además utilizando este rango de paneles estará en continuo funcionamiento el modo MPPT.

La intensidad de cada string se calcula como sigue:

$$I = I_{STC} + I_{STC} * (T - T_{STC}) * K_{Isc}$$

Donde:

I_{STC} : es la intensidad a la temperatura en condiciones estándar

K_{Isc} : es el coeficiente de temperatura referido a la corriente de cortocircuito (+0.046%/°C)

Por tanto, se tienen, para el modo MPPT:

$$I_{mpmax}(50^{\circ}C) = 13.48 + 13.48 * (50 - 25) * \frac{0.046}{100} = 13.635 \text{ A} < 26 \text{ A (máxima para MPPT)}$$

De manera similar y para el caso de cortocircuito:

$$I_{scmax}(50^{\circ}C) = 14.36 + 14.36 * (50 - 25) * \frac{0.046}{100} = 14.525 \text{ A} < 40 \text{ A (máxima corriente de cortocircuito)}$$

Tal y como se observa, no se superan tensiones límite en las cadenas de paneles. Además, se tiene unas tensiones máximas de trabajo en la instalación de:

$$V_{mpmax}(-3^{\circ}C) = 46.163 * 19 = 877.097V \text{ (MPPT)}$$

$$V_{ocmax}(-3^{\circ}C) = 55.035 * 19 = 1045.665V \text{ (circuito abierto)}$$

Por lo que no se llega a superar los límites aceptables por el inversor (1000V para modo MPPT y 1100V para circuito abierto).

Debe recalarse que estos niveles de tensión serán los que se tengan en cuenta a la hora de dimensionar el cableado y protecciones de la instalación.

Dado que la potencia pico de la instalación son 700.64kW y que cada panel tiene una potencia de 580W, suponiendo que se forman strings de 19 paneles (lo que equivale a una potencia de 11.02kW por cada string) harán falta 63 strings de 19 paneles y otro de 11, en total 1208 módulos.

Cada inversor tiene capacidad de controlar como máximo 20 strings, sin embargo, para este caso se conectarán a cada unidad un total de 11 strings (121.22kW conectados a cada inversor). Esto se hace por no sobrecargar los inversores y cumpliéndose así la restricción indicada anteriormente en cuanto a la potencia del inversor:

$$P_{inversor} = 100kW > 96.976kW = 0.8 * P_{conectada}$$

En conclusión, se necesitará un total de 6 inversores de 100kW, de los cuales 5 de ellos tendrán 11 strings conectados y el restante 9 strings. La cadena de 11 paneles (6.38kW) no será conectada a este último inversor para que no suponga una diferencia mayor de carga para este inversor.

10. Cálculo de la producción

10.1. Referencia IDAE

Para cumplir con las especificaciones de proyecto en una instalación fotovoltaica es importante ser conocedor de los factores que reducen el rendimiento de la instalación, lo cual se traduce a una disminución de la potencia efectiva verdaderamente producida.

A continuación, se procede a explicar brevemente las diferentes causas que pueden provocar este suceso, para después realizar un cálculo obteniendo como resultado el total de pérdidas en la instalación.

10.1.1. Tipos de pérdidas

Pérdidas por temperatura

Debido a la naturaleza de los semiconductores utilizados en la fabricación de módulos fotovoltaicos, un aumento de la temperatura de trabajo va acompañado de un descenso de la energía producida.

Al aumentar la temperatura, aumenta la energía interna del material lo que comporta una mayor agitación de los átomos y una mayor frecuencia de recombinación de los pares electrón-hueco. Ambos fenómenos se traducen en una relación menor entre energía captada y energía producida por el total de los electrones.

Este tipo de pérdidas se calculan a partir de la temperatura de operación de la célula, obtenida a su vez de la temperatura ambiente de la zona y de la temperatura de normal de funcionamiento proporcionada por el fabricante, la expresión es la que sigue:

$$T_{cel} = T_{amb} + 1000 * \frac{T_{NOCT} - 20}{800}$$

Aquí:

T_{cel} : Temperatura de operación

T_{amb} : Temperatura ambiente

T_{NOCT} : Temperatura en condiciones NOCT

La condiciones NOCT (nominal operating cell temperature), son un estándar de medida definido para una irradiancia de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C, velocidad de viento 1 m/s y una distribución espectral AM1.5G.

Para la temperatura ambiente se tiene un valor diferente en cada mes del año, representando la media de temperatura durante las horas de sol. Esta información se extrae del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE en el cual se dispone la siguiente tabla:

Temperatura ambiente media durante las horas de sol, en °C. (Fuente: CENSOLAR).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO	
1	ÁLAVA	7	7	11	12	15	19	21	21	19	15	10	7	13,7
2	ALBACETE	6	8	11	13	17	22	26	26	22	16	11	7	15,4
3	ALICANTE	13	14	16	18	21	25	28	28	26	21	17	14	20,1
4	ALMERÍA	15	15	16	18	21	24	27	28	26	22	18	16	20,5
5	ASTURIAS	9	10	11	12	15	18	20	20	19	16	12	10	14,3
6	ÁVILA	4	5	8	11	14	18	22	22	18	13	8	5	12,3
7	BADAJOS	11	12	15	17	20	25	28	28	25	20	15	11	18,9
8	BALEARES	12	13	14	17	19	23	26	27	25	20	16	14	18,8
9	BARCELONA	11	12	14	17	20	24	26	26	24	20	16	12	18,5
10	BURGOS	5	6	9	11	14	18	21	21	18	13	9	5	12,5
11	CÁCERES	10	11	14	16	19	25	28	28	25	19	14	10	18,3
12	CÁDIZ	13	15	17	19	21	24	27	27	25	22	18	15	20,3
13	CANTABRIA	11	11	14	14	16	19	21	21	20	17	14	12	15,8
14	CASTELLÓN	13	13	15	17	20	24	26	27	25	21	16	13	19,2
15	CEUTA	15	15	16	17	19	23	25	26	24	21	18	16	19,6
16	CIUDAD REAL	7	9	12	15	18	23	28	27	20	17	11	8	16,3
17	CÓRDOBA	11	13	16	18	21	26	30	30	26	21	16	12	20
18	LA CORUÑA	12	12	14	14	16	19	20	21	20	17	14	12	15,9
19	CUENCA	5	6	9	12	15	20	24	23	20	14	9	6	13,6
20	GERONA	9	10	13	15	19	23	26	25	23	18	13	10	17
21	GRANADA	9	10	13	16	18	24	27	27	24	18	13	9	17,3
22	GUADALAJARA	7	8	12	14	18	22	26	26	22	16	10	8	15,8
23	GUIPÚZCOA	10	10	13	14	16	19	21	21	20	17	13	10	15,3
24	HUELVA	13	14	16	20	21	24	27	27	25	21	17	14	19,9
25	HUESCA	7	8	12	15	18	22	25	25	21	16	11	7	15,6
26	JAÉN	11	11	14	17	21	26	30	29	25	19	15	10	19
27	LEÓN	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6	13,3
28	LÉRIDA	7	10	14	15	21	24	27	27	23	18	11	8	17,1
29	LUGO	8	9	11	13	15	18	20	21	19	15	11	8	14
30	MADRID	6	8	11	13	18	23	28	26	21	15	11	7	15,6
31	MÁLAGA	15	15	17	19	21	25	27	28	26	22	18	15	20,7
32	MELILLA	15	15	16	18	21	25	27	28	26	22	18	16	20,6
33	MURCIA	12	12	15	17	21	25	28	28	25	20	16	12	19,3
34	NAVARRA	7	7	11	13	16	20	22	23	20	15	10	8	14,3
35	ORENSE	9	9	13	15	18	21	24	23	21	16	12	9	15,8
36	PALENCIA	5	7	10	13	16	20	23	23	20	14	9	6	13,8
37	LAS PALMAS	20	20	21	22	23	24	25	25	26	25	23	21	22,9
38	PONTEVEDRA	11	12	14	16	18	20	22	23	20	17	14	12	16,6
39	LA RIOJA	7	9	12	14	17	21	24	24	21	16	11	8	15,3
40	SALAMANCA	6	7	10	13	16	20	24	23	20	14	9	6	14
41	STA. C. DE TENERIFE	19	20	20	21	22	24	26	27	26	25	23	20	22,8
42	SEGOVIA	4	6	10	12	15	20	24	23	20	14	9	5	13,5
43	SEVILLA	11	13	14	17	21	25	29	29	24	20	16	12	19,3
44	SORIA	4	6	9	11	14	19	22	22	18	13	8	5	12,6
45	TARRAGONA	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12	17,9
46	TERUEL	5	6	9	12	16	20	23	24	19	14	9	6	13,6
47	TOLEDO	8	9	13	15	19	24	28	27	23	17	12	8	16,9
48	VALENCIA	12	13	15	17	20	23	26	27	24	20	16	13	18,8
49	VALLADOLID	4	6	9	12	17	21	24	23	18	13	8	4	13,3
50	VIZCAYA	10	11	12	13	16	20	22	22	20	16	13	10	15,4
51	ZAMORA	6	7	11	13	16	21	24	23	20	15	10	6	14,3
52	ZARAGOZA	8	10	13	16	19	23	26	26	23	17	12	9	16,8

Figura 7: Temperatura ambiente un día medio de cada mes. Fuente IDAE

Con esto y sabiendo que la temperatura de operación NOCT son 45°C se calcula el valor de la temperatura esperada de la célula para cada mes del año.

Las pérdidas de cualquier tipo van a ser designadas mediante la letra L (losses), y para el caso de pérdidas por temperatura se calculan como sigue:

$$L_{temp} = 0.0035 * (T_c - 25)$$

Pérdidas por cableado

En todo tipo de instalación en la que se haga uso de energía eléctrica se hace innegable la pérdida de potencia en el transporte de la electricidad, pues todos los materiales tienen resistencia al paso de electricidad, aunque sea un valor minúsculo.

El hecho de que el cable tenga resistencia al paso de electricidad radica en la naturaleza del conductor y el valor total de estas pérdidas depende tanto de la longitud como del calibre o sección del cable. A este fenómeno se le denomina ley de Joule y representa el calentamiento del conductor por el hecho de tener resistencia al paso de electricidad. Además, a mayor temperatura de cable mayor es la resistencia ofrecida por este.

Comúnmente, se suele elegir un valor de pérdidas en el cableado de 0.002 en tanto por uno, lo cual es suficiente para aproximar la estimación a el caso real.

Pérdidas por polvo

El polvo, la nieve y los excrementos de aves acumulados en la superficie de las células de los paneles comportan pérdidas por el hecho de no dejar pasar la radiación solar a través de la parte efectiva de los dispositivos.

Para este caso se suele escoger un valor aproximado de 3% de pérdidas.

Pérdidas en el inversor

Las pérdidas percibidas en el funcionamiento de un inversor en una instalación fotovoltaica engloban las debidas a la conmutación de transistores, las resistencias internas, las corrientes parasitarias (corrientes de Foucault), la histéresis en los núcleos magnéticos y el consumo de energía en componentes empleados en el control y enfriamiento.

El modelo seleccionado presenta una eficiencia máxima del 98.8% a partir de los 480V y del 98.6% entre los 380 y los 400V y suponiendo que este estará funcionando en modo MPPT la eficiencia aumentará. Sin embargo, para mantener una postura conservadora se asume como rendimiento del inversor un 95%, lo que equivale a unas pérdidas en el inversor del 5%.

Pérdidas por dispersión de parámetros

Aquí se evalúan las pérdidas asociadas a las variaciones inherentes en las características y rendimientos de los diferentes componentes del sistema.

Por ejemplo, al conectar varios paneles en serie la intensidad del string se ve limitada por la intensidad de salida del módulo con menor rendimiento instantáneo, lo cual limita la producción

A su vez, al realizar la conexión de varios strings en paralelo, la diferencia de voltajes entre las diferentes cadenas también supone un coeficiente de pérdidas que aminorará el rendimiento global del sistema.

A este tipo de pérdidas se le asocia un valor típico del 2%.

Pérdidas por errores en MPPT

Es sabido que para alcanzar el punto de máxima potencia en la producción de energía en paneles solares se utilizan algoritmos que convergen a un valor cada vez que cambian las condiciones de irradiancia sobre el panel.

Existen diferentes algoritmos, lo que explica que, ante unas condiciones cambiantes (por ejemplo, nubes intermitentes), unos alcancen el punto de convergencia en menos tiempo que otros. Esto implica evidentemente una serie de pérdidas que, sumadas a otro tipo de limitaciones en el hardware del inversor como pueden ser la resolución y la sensibilidad, resultan en un valor comúnmente del 1%.

Otras pérdidas

En este apartado se contabiliza el conjunto de pérdidas que no han sido expuestas anteriormente por el hecho de tener un menor impacto en la producción neta de energía. Aquí se puede hablar de fenómenos como la no ilimitada eficiencia del recubrimiento anti-reflectante, causando que parte de la luz incidente en el módulo sea reflejada o la absorción de energía por parte de los materiales de encapsulación de las células. También cabe mencionar aquí la pérdida de rendimiento en los módulos debida a la degeneración ocasionada por el uso regular.

Como suma de todos estos factores menores que merman el rendimiento de la instalación se estima un valor del 2% de pérdidas.

10.1.2. Calidad de la instalación

Se define PR (Performance Ratio) como el producto de los rendimientos asociados a cada tipo de pérdidas. Cabe recordar que debido a que la temperatura varía mes a mes, también lo hará el PR.

En la siguiente tabla se disponen las pérdidas asociadas a cada fenómeno, así como el rendimiento global de la instalación calculado para cada mes del año:

Mes	Tamb (°C)	Tcel (°C)	1-Ltemp	1-Lcabl	1-Lpolv	1-Linv	1-Ldisp	1-Lmppt	1-Lotr	PR
Enero	12	43,25	0,936125	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,818554
Febrero	13	44,25	0,932625	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,815493
Marzo	15	46,25	0,925625	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,809372
Abril	17	48,25	0,918625	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,803251
Mayo	20	51,25	0,908125	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,79407
Junio	23	54,25	0,897625	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,784889
Julio	26	57,25	0,887125	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,775708
Agosto	27	58,25	0,883625	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,772647
Septiembre	24	55,25	0,894125	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,781828
Octubre	20	51,25	0,908125	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,79407
Noviembre	16	47,25	0,922125	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,806312
Diciembre	13	44,25	0,932625	0,998	0,97	0,95	0,98	0,99	0,98	0,815493
Año	18,8									

Tabla 4: Valor de PR para cada mes

Por tanto, se tiene, como producción anual de la instalación:

Irradiación solar	Superficie horizontal		$\lambda = 39^\circ$ y $\beta=15^\circ$	Superficie inclinada		Factor global	
	MJ/m ² y día	kWh/m ² y día	Factor corrector	MJ/m ² y día	kWh/m ² y día	PR	Ep (kWh)
Enero	7,60	2,11	1,19	9,04	2,51	0,818554	44664,42479
Febrero	10,60	2,94	1,16	12,30	3,42	0,815493	54643,00732
Marzo	14,90	4,14	1,11	16,54	4,59	0,809372	80762,85651
Abril	18,10	5,03	1,07	19,37	5,38	0,803251	90829,62516
Mayo	20,60	5,72	1,03	21,22	5,89	0,794070	101652,3504
Junio	22,80	6,33	1,02	23,26	6,46	0,784889	106575,3745
Julio	23,80	6,61	1,03	24,51	6,81	0,775708	114727,1878
Agosto	20,70	5,75	1,07	22,15	6,15	0,772647	103249,8587
Septiembre	16,70	4,64	1,13	18,87	5,24	0,781828	86143,01375
Octubre	12,00	3,33	1,20	14,40	4,00	0,794070	68988,30454
Noviembre	8,70	2,42	1,24	10,79	3,00	0,806312	50787,59448
Diciembre	6,60	1,83	1,23	8,12	2,26	0,815493	39941,41514
Año	15,30	4,25	-	200,56	55,71	-	942965,013

Tabla 5: Producción anual con pérdidas

Donde la energía producida por mes (Ep) se calcula de la siguiente fórmula:

$$Ep = \frac{P_{pico} * G(\lambda, \beta) * N * PR}{G_{STC}}$$

Siendo:

P_{pico} : potencia pico de la instalación

$G(\lambda, \beta)$: irradiancia real en función de la orientación y latitud

N : número de días de cada mes

PR : Performance Ratio

G_{STC} : irradiancia en condiciones STC (1000W/m²)

Obteniéndose como producción anual un total de **942965,013 kWh**.

10.1.3. Emplazamiento

Pérdidas por orientación e inclinación

En el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE aparece un apartado para calcular las pérdidas de energía ocasionadas por la orientación de la nave y la inclinación de los módulos. Este dato ha de calcularse de manera independiente al resto de pérdidas si se quiere utilizar posteriormente

la herramienta PVGIS (utilizada en el siguiente punto), dado que uno de los datos de entrada para su uso es la orientación del lugar y la inclinación de los módulos.

A continuación, se muestra una imagen de la cubierta a utilizar extraída de la herramienta para la visualización de mapas de España del Instituto Geográfico Nacional (IGN), donde se han resaltado las zonas concretas destinadas a albergar el total de los módulos solares. Cabe resaltar que el área que aparece en la imagen no es exacta, sino una aproximación (existe el hecho de que el área tomada por la herramienta es horizontal mientras que las cubiertas tienen una cierta inclinación).



Ilustración 1: Lugar de emplazamiento. Fuente: Mapas del IGN

En este caso los 8 faldones de cubierta de nave industrial donde se dispondrán los captadores se tiene una orientación hacia el sur (azimut $\alpha=0^\circ$) y una inclinación de los paneles de $\beta=15^\circ$.



Ilustración 2: Inclinação de los faldones

Existe un límite de pérdidas por orientación e inclinación que deben cumplir una instalación, siendo este límite el que determina el rango de inclinaciones admitidas y la inclinación óptima. Para el caso general, ese valor es del 10% de pérdidas, para superposición es del 20% y para integración arquitectónica es del 40%.

Según el procedimiento dispuesto en el pliego del IDAE, una vez determinado el ángulo de azimut ($\alpha=0^\circ$) han de calcularse gráficamente las inclinaciones máxima y mínima haciendo uso de la figura dispuesta en dicho pliego, donde se hace cortar la recta que determina el azimut con los límites exteriores de la franja que corresponde a las pérdidas máximas.

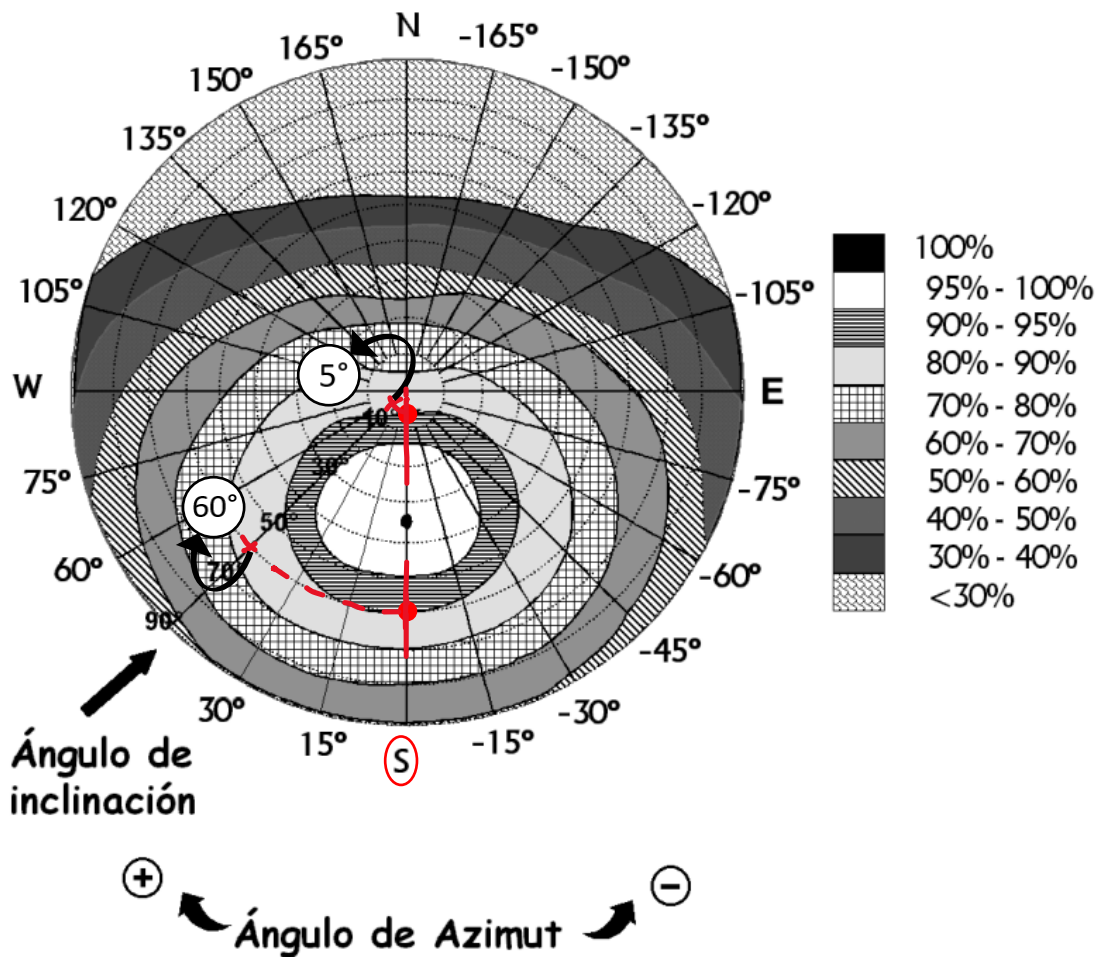


Ilustración 3: Límites aceptables de inclinación

Como se observa en este caso con el límite del 10% de pérdidas (es decir, se parte del cruce de la recta con azimut 0° "S" con el contorno exterior de la franja 90%-95%) se tiene una inclinación máxima y mínima de 60° y 5° respectivamente, sin embargo, este gráfico corresponde con una latitud $\lambda=41^\circ$.

Para ajustar el resultado a la latitud de emplazamiento $\lambda=39^\circ$ se utiliza la siguiente fórmula:

$$\beta_{max} = \beta_{max(\varphi=41^\circ)} - (41^\circ - \lambda)$$

$$\beta_{min} = \beta_{min(\varphi=41^\circ)} - (41^\circ - \lambda)$$

Obviamente, el límite inferior de β es 0°. Con esta corrección resulta un rango de inclinaciones admitidas de $3^\circ < \beta < 58^\circ$, comprobándose que la inclinación escogida ($\beta=15^\circ$) es adecuada.

Para calcular gráficamente las pérdidas se sitúa el punto que define las características del emplazamiento y se observa el valor de la franja en el que se ha situado el punto. En este caso se ha obtenido lo siguiente:

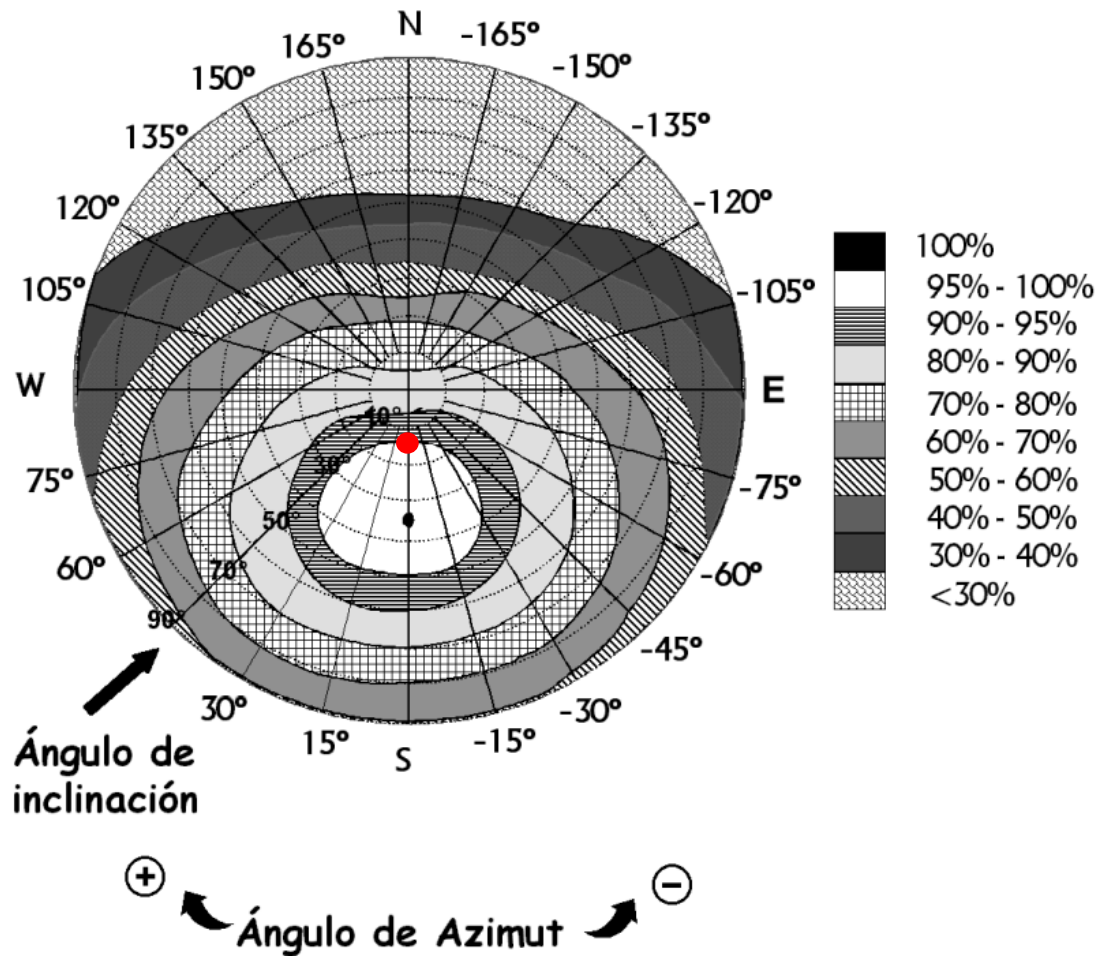


Figura 8: Pérdidas por orientación e inclinación

Se entiende, dado que la diferencia entre la latitud de referencia del gráfico y la real es muy pequeña, que el resultado corregido no varía en gran medida del obtenido sin corregir.

Por tanto, se obtienen unas pérdidas alrededor del 5% (parte de la franja 95%-100% más cercana a su límite inferior).

Este resultado se puede verificar mediante la fórmula proporcionada en el pliego del IDAE:

$$L_{orient}(\%) = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$L_{orient}(\%) = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

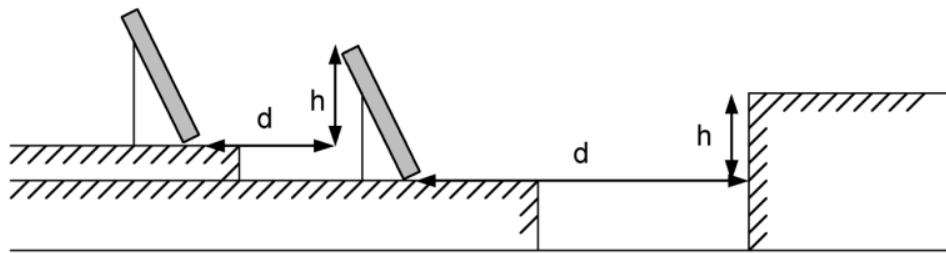
Obteniéndose como resultado el valor de $L_{orient}(\%) = 4.8\%$, bastante cercano a lo observado anteriormente. Por tanto, se establece un valor final para las pérdidas de este origen del 5%.

Pérdidas por sombras

En el pliego del IDAE se proporciona la información y recursos para el cálculo de pérdidas ocasionadas por sombras en base al perfil de obstáculos existentes en las inmediaciones de la instalación.

Se va a realizar a continuación el cálculo de una situación ficticia donde la instalación de los módulos se realiza de manera que estos tienen una inclinación de 30°, más favorable que la inclinación adoptada en el proyecto para el rendimiento.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura del IDAE, las filas de captadores solares deberán separarse una distancia d de un obstáculo de altura h tal que se garantice un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.



Calculamos primero el factor adimensional k , el cual se obtiene de la siguiente expresión:

$$k = \frac{1}{\tan (61^{\circ} - \lambda)}$$

Siendo λ la latitud del lugar,

$$k = \frac{1}{\tan (61^{\circ} - 39^{\circ})} = 2.4751$$

La altura de una fila de captadores vendrá determinada por el valor de la anchura del panel (1134mm) y la orientación de éste (30°). Sin embargo, se debe tener en cuenta que los paneles están dispuestos sobre una cubierta de inclinación de 15°, lo que hace que esta altura h se vea levemente reducida para el mismo tipo de panel.

Por tanto, se tiene en este caso, una altura h de valor igual a tantos metros, tal y como se observa en la siguiente ilustración:

Y finalmente, se obtiene la separación mínima entre filas de captadores como:

$$d = \frac{h}{k} = \frac{305.75}{2.4751} = 123.53 \text{ mm}$$

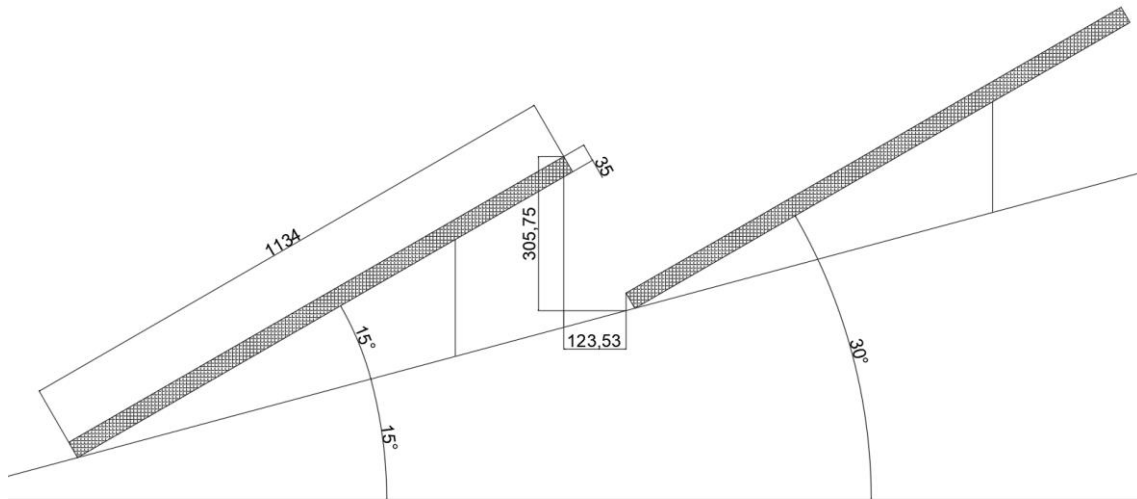


Ilustración 4: Disposición de módulos en cubierta (caso ficticio)

Cabe destacar que, en el caso de un lugar de emplazamiento con inclinación, este cálculo supone realizar varias iteraciones (aunque el resultado de la primera iteración ya es bastante aproximado) por el hecho de que, al variar la separación entre los módulos, la altura de cálculo también cambia.

Como se puede intuir, el área ocupada por cada panel viene determinada por sus dimensiones y por la inclinación de los paneles. Para la determinación de este valor se tendrán en cuenta los siguientes cálculos:

$$A_{ocupada} = 2278 * (1134 * \cos(15) + 35 * \cos(90 - 15)) = 2278 * 1104.42 = 2.5159m^2$$

Ahora, teniendo una separación con dirección igual al plano horizontal, entre los extremos de cada panel, de 123.53mm, se obtiene que la separación con dirección del plano de cubierta entre dos filas consecutivas de módulos es de 40.19mm, valor que se tendría en cuenta para definir el número de área ocupada de la cubierta por la instalación del total de módulos.

Por tanto, al total de área disponible en cubierta previamente establecido deberemos restarle la parte dedicada a la separación entre filas de captadores si se quiere obtener el área útil de la cubierta.

Se sabe que la dimensión que alberga el ancho de los paneles en cada una de las zonas destinadas a emplazamiento es de 10.35m. Por tanto, en cada faldón se podrán colocar un total de:

$$\frac{10.35}{1.134} = 9.12942 = 9 \text{ filas de captadores}$$

Lo que equivale a una longitud real ocupada de:

$$9 * 1.134 = 9.072m$$

Y añadiendo la porción destinada a la separación entre filas:

$$9.072 + 0.04019 * 9 = 9.43371m$$

Se concluye con que el máximo número de filas a instalar por faldón (en el caso de tener una inclinación de 30° para los paneles) es de 9.

Ahora para el caso real, en el que se tiene una inclinación igual a la de cubierta, no se presenta el fenómeno de sombra entre strings y, por tanto, no hay necesidad de establecer una separación mínima entre las diferentes cadenas. Obviamente se tiene de una superficie mayor para realizar la instalación de los módulos, sin embargo, la diferencia es tan pequeña que no alcanza para disponer una cadena adicional por faldón (se recuerda que todos los faldones cuentan con el mismo valor en anchura), por lo que disponer los equipos de manera más agrupada solamente repercutirá en un mayor espacio libre en cubierta. Este aspecto resulta positivo a la hora de realizar la instalación o en operaciones para los paneles como puede ser el mantenimiento.

10.1.4. Producción real y rendimientos

Definidos todos los condicionantes que suponen una merma de energía en la instalación se concluye, por medio de la siguiente tabla, el valor real de la producción anual:

Irradiación solar	Superficie horizontal		$\lambda = 39^\circ$ y $\beta=15^\circ$	Superficie inclinada		Factor global		Emplazamiento	
	MJ/m2 y día	kWh/m2 y día	Factor corrector	MJ/m2 y día	kWh/m2 y día	PR	Ep (kWh)	$1-L_{orient}$	Ep (kWh)
Enero	7,60	2,11	1,19	9,04	2,51	0,818554	44664,42479	0,95	42431,2
Febrero	10,60	2,94	1,16	12,30	3,42	0,815493	54643,00732	0,95	51910,86
Marzo	14,90	4,14	1,11	16,54	4,59	0,809372	80762,85651	0,95	76724,71
Abril	18,10	5,03	1,07	19,37	5,38	0,803251	90829,62516	0,95	86288,14
Mayo	20,60	5,72	1,03	21,22	5,89	0,794070	101652,3504	0,95	96569,73
Junio	22,80	6,33	1,02	23,26	6,46	0,784889	106575,3745	0,95	101246,6
Julio	23,80	6,61	1,03	24,51	6,81	0,775708	114727,1878	0,95	108990,8
Agosto	20,70	5,75	1,07	22,15	6,15	0,772647	103249,8587	0,95	98087,37
Septiembre	16,70	4,64	1,13	18,87	5,24	0,781828	86143,01375	0,95	81835,86
Octubre	12,00	3,33	1,20	14,40	4,00	0,794070	68988,30454	0,95	65538,89
Noviembre	8,70	2,42	1,24	10,79	3,00	0,806312	50787,59448	0,95	48248,21
Diciembre	6,60	1,83	1,23	8,12	2,26	0,815493	39941,41514	0,95	37944,34
Año	15,30	4,25	-	200,56	55,71	-	942965,013	-	895816,8

Tabla 6: Producción real anual

Por la que se obtiene una producción a lo largo de un año de **895816.8 kWh**, habiéndose tenido en cuenta las pérdidas por orientación e inclinación de los módulos solares.

Si no se contabiliza ningún tipo de pérdidas se obtienen los siguientes datos:

Irradiación solar	Superficie horizontal		$\lambda = 39^\circ$ y $\beta=15^\circ$	Superficie inclinada		Factor global		Emplazamiento	
	MJ/m2 y día	kWh/m2 y día	Factor corrector	MJ/m2 y día	kWh/m2 y día	PR	Ep (kWh)	1-L _{orient}	Ep (kWh)
Enero	7,60	2,11	1,19	9,04	2,51	1,000000	54565,06475	1	54565,06
Febrero	10,60	2,94	1,16	12,30	3,42	1,000000	67006,0957	1	67006,1
Marzo	14,90	4,14	1,11	16,54	4,59	1,000000	99784,56501	1	99784,57
Abril	18,10	5,03	1,07	19,37	5,38	1,000000	113077,4574	1	113077,5
Mayo	20,60	5,72	1,03	21,22	5,89	1,000000	128014,3237	1	128014,3
Junio	22,80	6,33	1,02	23,26	6,46	1,000000	135784,0321	1	135784
Julio	23,80	6,61	1,03	24,51	6,81	1,000000	147900,0439	1	147900
Agosto	20,70	5,75	1,07	22,15	6,15	1,000000	133631,3157	1	133631,3
Septiembre	16,70	4,64	1,13	18,87	5,24	1,000000	110181,4788	1	110181,5
Octubre	12,00	3,33	1,20	14,40	4,00	1,000000	86879,36007	1	86879,36
Noviembre	8,70	2,42	1,24	10,79	3,00	1,000000	62987,53605	1	62987,54
Diciembre	6,60	1,83	1,23	8,12	2,26	1,000000	48978,23924	1	48978,24
Año	15,30	4,25	-	200,56	55,71	-	1188789,513	-	1188790

Tabla 7: Producción sin pérdidas

Como se observa, la producción anual si no se tuvieran en cuenta las pérdidas es de **1.188.790,513 kWh**, teniéndose un rendimiento global de:

$$\eta_G = \frac{895816.8}{1188790.513} = 75.36\%$$

Siendo las pérdidas totales un **24.64%**.

Como se ha mencionado anteriormente, para el cálculo con referencia PVGIS es necesario calcular las pérdidas sin tener en cuenta la orientación e inclinación de los módulos, ya que esta información ya la asume la herramienta cuando indicamos los datos de entrada.

Este valor se obtiene a partir de la Tabla 5: Producción anual con pérdidas **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde se mostraba un valor de producción anual de **942965,013 kWh** sin haber contabilizado las pérdidas por orientación, dando como resultado el siguiente rendimiento:

$$\eta = \frac{942965,013}{1188790,513} = 79.32\%$$

Y, por tanto, un nivel de pérdidas del **20.68%**.

10.2. Referencia PVGIS

La herramienta PVGIS es una fuente de datos que proporciona información acerca de una instalación fotovoltaica situada en cualquier lugar del mundo y donde se pueden indicar las características deseadas de la instalación.

Introduciendo los datos necesarios para el cálculo (lugar geográfico del emplazamiento, orientación e inclinación de los módulos y nivel de pérdidas) se obtienen los siguientes resultados:

Monthly energy output from tracking PV system

(C) PVGIS, 2024

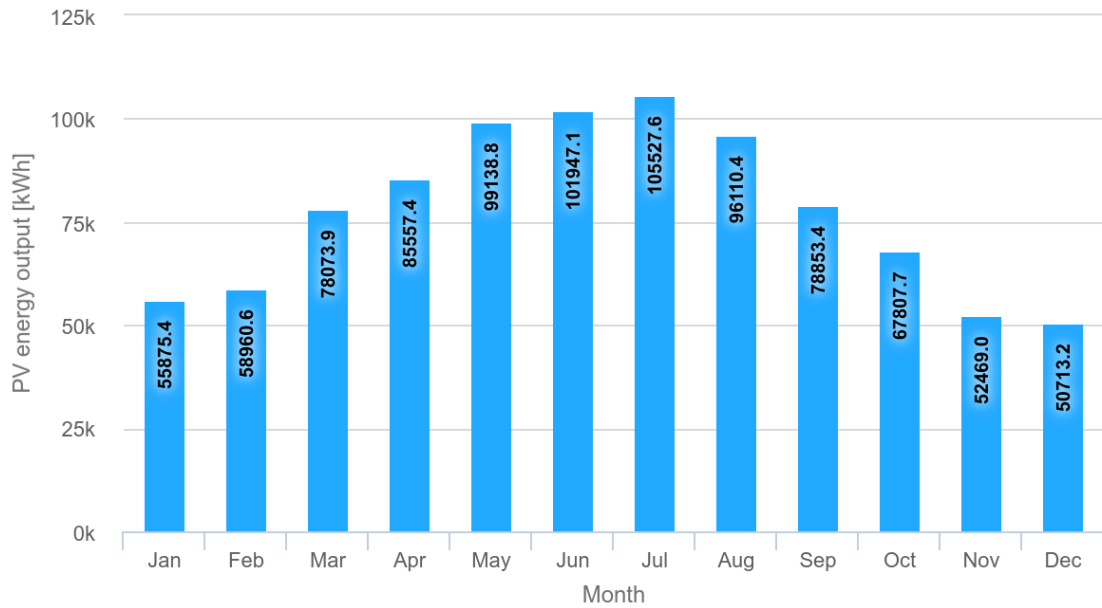


Figura 9: Producción mensual real PVGIS

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system

(C) PVGIS, 2024

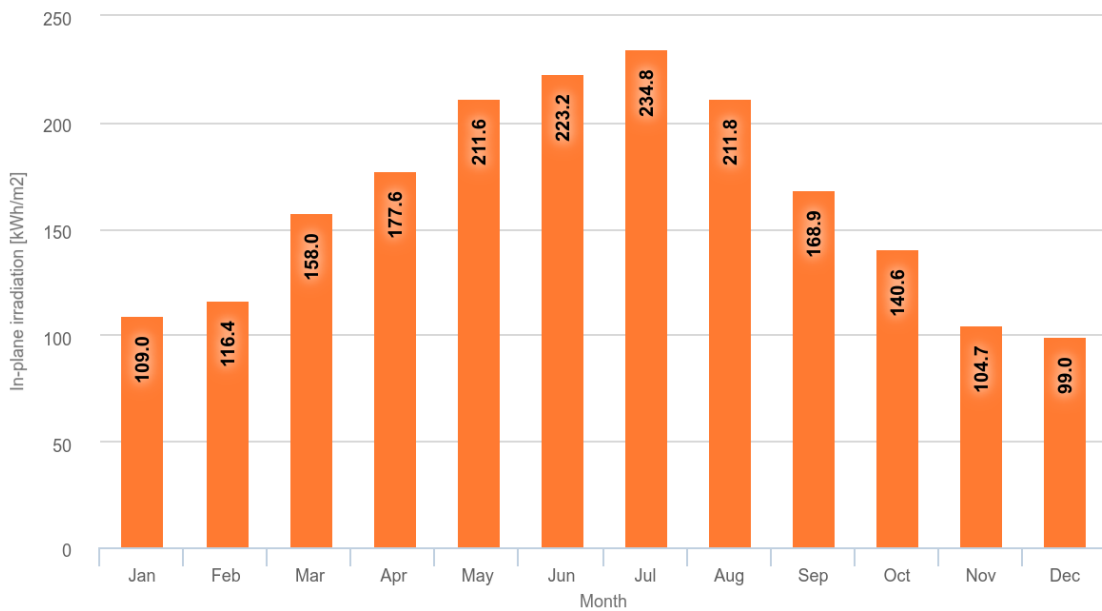


Figura 10: Irradiación mes a mes PVGIS:

Summary

Provided inputs :	
Location [Lat/Lon]:	38.938 , -0.445
Horizon:	calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	CRYSTALLINE SILLICON
PV installed [Wp]:	700.64
System loss [%]:	20.68
Simulation outputs :	
Slope angle [°]:	15
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	931034.47
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1955.7
Year-to-year variability [kWh]:	29383.05
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.93
Spectral effects [%]:	0.54
Temperature and low irradiance [%]:	-12.22
Total loss [%]:	-32.05

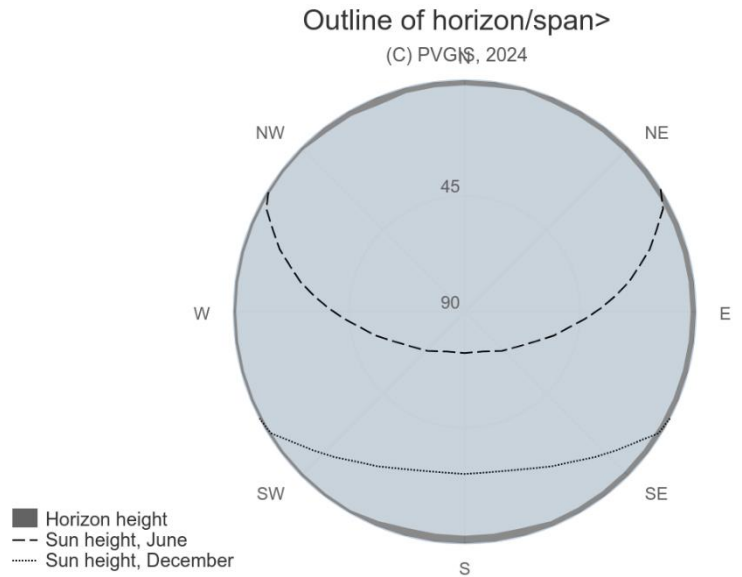


Figura 11: Resumen de datos y línea de horizonte

Por tanto, según la herramienta PVGIS se obtiene una producción anual real de **931034.47 kWh**, resultando levemente superior a la calculada con referencia IDAE.

El error relativo entre ambas será (primero referido a PVGIS y segundo referido a IDAE):

$$Error(\%) = \frac{931034.47 - 895816.8}{931034.47} * 100 = \frac{35217.67 \text{ kWh}}{931034.47 \text{ kWh}} * 100 = 3.78\%$$

$$Error(\%) = \frac{931034.47 - 895816.8}{895816.8} * 100 = \frac{35217.67 \text{ kWh}}{895816.8 \text{ kWh}} * 100 = 3.93\%$$

Se concluye que la diferencia es menor y se continúa el estudio con la opción conservadora, es decir, la que menos producción anual ofrece (referencia IDAE con producción de 895816.8 kWh al año).

11. Análisis de la factura después de la instalación

Como se ha comentado anteriormente en el apartado 6 *Análisis del consumo*, la tarifa correspondiente a la empresa donde va a realizarse la instalación es la 6.1A, donde, según el

artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, se diferencia entre los siguientes tipos de días:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas alta, media y baja serán (para la zona peninsular):

- Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.
- Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.
- Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.

Y los periodos tarifarios que se establecen son los siguientes:

- Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.
- Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.
- Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.
- Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.
- Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.
- Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:
 - 1.ª Ocho horas de los días tipo A.
 - 2.ª Ocho horas de los días tipo B.
 - 3.ª Ocho horas de los días tipo C.
 - 4.ª Veinticuatro horas de los días tipo D.

Los cuales han de ser interpretados a través de la tabla que contiene los horarios asociados a estos periodos:

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16 De 22 a 24	- -	- -	- -
3	-	De 9 a 15	-	-
4	- -	De 8 a 9 De 15 a 24	- -	- -
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Figura 12: Horarios de los periodos tarifarios

Organizando toda la información en una tabla, queda como sigue:

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Temporada
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	Alta
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	Alta
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	Media
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	Media
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	Baja
Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	Baja
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	Media
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	Baja
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	Baja
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	Media
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	Alta
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	Alta

Tabla 8: Periodos tarifarios entre semana

Siendo estos los periodos tarifarios aplicados a un día de lunes a viernes no festivo para la tarifa 6.1A en 2019. Para el resto de días se aplica el periodo 6 (valle).

La producción de energía por parte de las placas solares se corresponde con periodos punta y llano (según temporada) para días entre semana y a valle en fines de semana. A modo de simplificación, se considera que toda la reducción del consumo se realiza en el periodo de mayor duración en el rango donde existe radiación solar (P2 en temporada alta, P3 en temporada media y P5 en temporada baja).

El valor de la producción de cada mes se puede obtener directamente de la [Tabla 6: Producción real anual](#), y realizando los cálculos pertinentes, se tiene para el mes de Enero:

FACTURA ENERO 2019			
Energía activa	A facturar (kWh)	Precio (€/kWh)	Total (€)
P1	79307,00	0,076942	6102,039194
P2	109231,00	0,074274	8113,023294
P2 Generación	-42431,20	0,074274	-3151,535213
P3	0,00	0,071457	0
P4	0,00	0,071057	0
P5	0,00	0,068122	0
P6	91244,00	0,058548	5342,153712
Término de energía activa-Tarifa de acceso	A facturar (kWh)	Precio (€/kWh)	Total €
P1	79307,00	0,026674	2115,43
P2	109231,00	0,019921	2175,99
P2 Generación	-42431,20	0,019921	-845,27
P3	0,00	0,010615	0,00
P4	0,00	0,005283	0,00
P5	0,00	0,003411	0,00
P6	91244,00	0,002137	194,99
Término de potencia	A facturar (kW)	Precio (€/kWh)	Total €
P1	900,00	0,107231	2991,7449
P2	900,00	0,053662	1497,1698
P3	940,00	0,039272	1144,38608
P4	940,00	0,039272	1144,38608
P5	940,00	0,039272	1144,38608
P6	1100,00	0,017918	611,0038
Excesos de potencia	A facturar (kW)	Precio (€/kWh)	Total €
P1	34,00	1,4064	47,8176
P2	4,00	1,4064	2,8128
P3	0,00	1,4064	0
P4	0,00	1,4064	0
P5	0,00	1,4064	0
P6	0,00	0	0
Excesos de reactiva	A facturar (kVarh)	Precio (€/kWh)	Total €
P1	10460,69	0,041554	434,6835123
P2	7952,77	0,041554	330,4694046
P3	0,00	0,041554	0
P4	0,00	0,041554	0
P5	0,00	0,041554	0
P6	0,00	0	0

	Base imponible (€)		
Impuesto de electricidad	29395,68	5,113%	1502,91201
Alquiler equipos medida y control		2,137 €/dia	66,247
		Base imponible	30964,84
		IVA 21%	6502,61685
		Total factura	37467,46

Tabla 9: Factura enero 2019 con generación

Reduciéndose el importe total de 42550.85€ a 37467.46€ (unos 5083.39€) en este mes. Aplicando la generación a cada mes se obtiene la siguiente tabla de consumos:

MES factura	CONSUMO (kWh)									Suma	GASTO (€)						
	Desde	Hasta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Potencia		Energía	Reactiva	Imp. Elec.	Otros	Base	IVA	Total
ene-19	01/01/2019	31/01/2019	79.307,00	109.231,00	-42.431,20	0,00	0,00	0,00	146.106,80	8583,71	20046,82	765,15	1502,91	66,25	30964,84	6502,61685	37.467,46
feb-19	01/02/2019	28/02/2019	73.290,00	104.084,00	-51.910,86	0,00	0,00	0,00	125.463,14	7752,30	15833,43	0,00	1205,87	59,84	24851,43	5218,80016	30.070,23
mar-19	01/03/2019	31/03/2019	0,00	0,00	57.044,00	-57.044,00	115.752,00	0,00	115.752,00	8533,08	14457,46	226,80	1187,03	66,25	24470,61	5138,82728	29.609,43
abr-19	01/04/2019	30/04/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	161.830,00	-86.288,14	75.541,86	8267,70	10117,93	807,65	981,29	0,00	20174,57	4236,66042	24.411,23
may-19	01/05/2019	31/05/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	190.378,00	-96.569,73	93.808,27	8533,08	12669,29	697,58	1119,68	66,25	23085,87	4848,03246	27.933,90
jun-19	01/06/2019	30/06/2019	40.486,00	-40.486,00	36.165,00	36.973,00	46.167,00	0,00	119.305,00	8262,74	15644,42	0,00	1222,30	64,11	25193,57	5290,65009	30.484,22
jul-19	02/07/2019	31/07/2019	103.577,00	90.405,00	-90.405,00	0,00	0,00	0,00	103.577,00	8257,82	16765,82	0,00	1279,38	64,11	26367,12	5537,09601	31.904,22
ago-19	01/08/2019	31/08/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	101.748,00	101.748,00	8533,08	221,89	0,00	447,62	66,25	9268,83	1946,45467	11.215,29
sep-19	01/09/2019	30/09/2019	0,00	0,00	81.789,00	-81.789,00	92.597,00	0,00	92.597,00	8257,82	12319,76	0,00	1052,07	64,11	21693,76	4555,68886	26.249,45
oct-19	01/10/2019	31/10/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	182.823,00	-65.538,89	117.284,11	8533,08	14278,89	0,00	1166,31	66,25	24044,52	5049,34903	29.093,87
nov-19	01/11/2019	30/11/2019	0,00	0,00	52.025,00	-48.248,21	114.302,00	0,00	118.078,79	8257,82	14379,16	0,00	1157,36	64,11	23858,45	5010,27408	28.868,72
dic-19	01/12/2019	31/12/2019	49.307,00	67.871,00	-37.944,34	0,00	0,00	0,00	79.233,66	8533,08	11699,08	0,00	1034,41	66,25	21332,81	4479,88969	25.812,70
Sumas			345.967,00	331.105,00	4.331,60	-150.108,21	903.849,00	-146.648,77	1.288.495,61	100.305,28	158.433,94	2.497,17	13.356,22	713,76	275.306,38	57.814,34	333.120,72

Tabla 10: Tabla de consumos con generación

Con un importe anual final de 333.120,72€ en el caso que hubiera existido generación en el año 2019. Inicialmente se partía de la siguiente tabla de consumo (sin generación):

MES factura	CONSUMO (kWh)									Suma	GASTO (€)						
	Desde	Hasta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Potencia		Energía	Reactiva	Imp. Elec.	Otros	Base	IVA	Total
ene-19	01/01/2019	31/01/2019	79.307,00	109.231,00	0,00	0,00	0,00	0,00	188.538,00	8583,71	24043,63	765,15	1707,26	66,25	35165,99	7384,85874	42.550,85
feb-19	01/02/2019	28/02/2019	73.290,00	104.084,00	0,00	0,00	0,00	0,00	177.374,00	7752,30	20723,17	0,00	1455,86	59,84	29991,17	6298,14574	36.289,32
mar-19	01/03/2019	31/03/2019	0,00	0,00	57.044,00	0,00	115.752,00	0,00	172.796,00	8533,08	19139,17	226,80	1426,39	66,25	29991,68	6172,25346	35.563,94
abr-19	01/04/2019	30/04/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	161.830,00	0,00	161.830,00	8267,70	16290,38	807,65	1296,87	0,00	26662,60	5599,14639	32.261,75
may-19	01/05/2019	31/05/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	190.378,00	0,00	190.378,00	8533,08	19577,21	697,58	1472,86	66,25	30346,97	6372,86426	36.719,84
jun-19	01/06/2019	30/06/2019	40.486,00	0,00	36.165,00	36.973,00	46.167,00	0,00	159.791,00	8262,74	18639,42	0,00	1436,78	64,11	29609,05	6216,6398	35.819,69
jul-19	02/07/2019	31/07/2019	103.577,00	90.405,00	0,00	0,00	0,00	0,00	193.982,00	8257,82	25439,45	0,00	1722,84	64,11	35484,22	7451,68558	42.935,90
ago-19	01/08/2019	31/08/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	101.748,00	101.748,00	8533,08	6167,56	0,00	751,60	66,25	15181,48	3258,88064	18.777,36
sep-19	01/09/2019	30/09/2019	0,00	0,00	81.789,00	0,00	92.597,00	0,00	174.386,00	8257,82	19205,17	0,00	1404,10	64,11	28931,19	6075,55061	35.006,74
oct-19	01/10/2019	31/10/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	182.823,00	0,00	182.823,00	8533,08	19021,48	0,00	1408,78	66,25	29029,58	6096,21266	35.125,80
nov-19	01/11/2019	30/11/2019	0,00	0,00	52.025,00	0,00	114.302,00	0,00	166.327,00	8257,82	18440,94	0,00	1365,03	64,11	28127,89	5906,85695	34.034,75
dic-19	01/12/2019	31/12/2019	49.307,00	67.871,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117.178,00	8533,08	15544,80	0,00	1231,03	66,25	25375,15	5328,78102	30.703,93
Sumas			345.967,00	371.591,00	227.023,00	36.973,00	903.849,00	101.748,00	1.987.151,00	100.305,28	223.432,37	2.497,17	16.679,40	713,76	343.627,98	72.161,88	415.789,86

Tabla 11: Tabla de consumos sin generación

Con un importe anual de 415.789,86€, experimentándose así un ahorro anual de:

$$\text{Ahorro anual} = 415789.86 - 333120.72 = 82669.14€$$

12. Cableado y protecciones

A continuación, se realiza el desarrollo de cómo será el cableado y las protecciones necesarias en el circuito de continua (entre los generadores y los inversores) y en el de conexión al cuadro general de mando y protección (CGPM) de la instalación, teniendo en consideración la normativa vigente.

12.1. Circuito de corriente continua

Este circuito incluye el cableado que une en serie los módulos formando strings y la conexión de cada string a su correspondiente inversor (marca Huawei - modelo SUN2000-100KTL-M1, de 100kW). La instalación de los inversores se realizará de manera que se encuentren todos en el mismo lugar, respetando las distancias mínimas entre ellos según la información del fabricante para garantizar la correcta ventilación, aunque el dispositivo cuente con sistemas propios para la refrigeración. Con esta medida se espera un ahorro a la hora del diseño del cableado.

Haciendo uso de la infraestructura existente, se proyecta la instalación de todos los inversores bajo un tramo de cubierta que queda en voladizo en una de las naves de la parte trasera del

terreno. Así se garantiza la protección de estos dispositivos frente a condiciones climatológicas adversas y se prescinde de la construcción de una estructura destinada a este fin.

El tramo de mayor longitud dentro de este circuito alcanza los 222m. Todo el cableado de este circuito se va a realizar directamente sobre las estructuras y cerramientos de los edificios que abarcarán la instalación, aunque también se podría haber realizado bajo tubo.

Según la ITC-BT-20 apartado 2.2.2 (conductores aislados fijados directamente sobre las paredes) se establece que este tipo de instalaciones debe realizarse con cables cuyas tensiones asignadas mínimas han de ser 0.6/1kV provistos de aislamiento y cubierta. Sin embargo, dado que la tensión máxima de funcionamiento del circuito (en circuito abierto a -3°C) es de 1045.665V, estos cables deberán tener una tensión asignada de 1.5/1.5kV. Estos cables estarán fijados a las estructuras mediante el uso de bridas o abrazaderas dispuestas de manera que no se perjudique la estructura o cerramiento. Existe una distancia máxima entre fijaciones de 40cm para asegurar la rigidez del sistema cerramiento-conductor.

Cada uno de los módulos aporta una intensidad de máxima potencia (punto MPPT) de 13.48A (en condiciones STC), por lo que cada string proporcionará dicha intensidad por ser la conexión de módulos en serie. A cada inversor se conectará un total de 11 strings de 19 paneles cada uno controlando el inversor un total de 11 entradas (una por string) cada una de 13.48A, por lo que no se supera la corriente máxima por entrada MPPT del inversor (26A).

Cabe recalcar que uno de los inversores usará un menor número de entradas debido a que a él se le conectan 9 cadenas en lugar de 11.

El método de instalación según la norma UNE-HD 60364 es el C (instalación sobre bandejas de cables no perforadas):

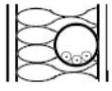

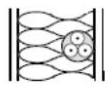






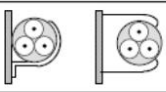


Elemento n°	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
1	 local	Conductores aislados o cables unipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A1
2	 local	Cables multipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A2
3	 local	Cable multipolar en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A1
4		Conductores aislados o cables unipolares en tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B1
5		Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B2
6 7	 	Conductores aislados o cables unipolares en canales (incluyendo canales de múltiples compartimentos) sobre una pared de madera o mampostería: – en recorrido horizontal ^b – en recorrido vertical ^{b, c}	B1
8 9	 	Cable multipolar en canales (incluyendo canales de múltiples compartimentos) sobre una pared de madera o mampostería: – en recorrido horizontal ^b – en recorrido vertical ^{b, c}	En estudio ^d (El método B2 puede utilizarse)
20		Cables unipolares o multipolares: – fijados sobre una pared de madera o mampostería o separados de la pared menos de 0,3 veces el diámetro del cable ^c	C
21		Cables unipolares o multipolares: – fijados directamente bajo un techo de madera o mampostería	C, con elemento 3 de la tabla B.52.17
22		Cables unipolares o multipolares: – separados del techo	En estudio. El método E puede utilizarse.

Figura 13: Método de instalación de cableado en continua

En dicha norma se proporcionan valores de intensidad admisible para cada sección de cable teniendo una temperatura ambiente de 30°C. Dado el caso es conveniente suponer una temperatura ambiente superior (al menos 40°C), por lo que se utiliza la tabla B.52.14 para obtener el coeficiente corrector a aplicar a un cable unipolar con aislamiento de polietileno reticulado XLPE:

Temperatura ambiente ^a °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral ^b	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

^a Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Figura 14: Factores de corrección para temperaturas ambientes distintas a 30°C

Con el factor corrector obtenido de 0.91 se calcula la intensidad admisible que debe tener el cable para una temperatura ambiente de 30°C:

$$I_{adm}(30^{\circ}C) > \frac{13.48A}{0.91} = 14.82A$$

Además, para cumplir lo establecido en la ITC-BT-40 apartado 5, la intensidad para la cual se deben dimensionar los cables de conexión no debe ser inferior al 125% de la intensidad máxima del generador, por lo que se tiene:

$$I_{dim} = 1.25 * 14.82A = 18.525A$$

Consultando la tabla C.52.1 se escoge una sección de conductor de 10mm², el cual admite una intensidad máxima de 80A. Se podría haber elegido una sección menor, ya que la intensidad admisible para estos calibres es mayor a la máxima que va a ser transportada, sin embargo, se ha elegido una ampliamente superior para disminuir el riesgo de sobrecarga y conseguir que la caída de tensión cumpla las especificaciones del reglamento.

La intensidad admisible en el conductor seleccionado es, por tanto:

$$I_{adm} = 80A > 14.82A$$

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
		3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
A1		3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE								
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE				
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE			
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Tamaño (mm ²) Cobre													
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-	
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-	
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-	
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-	
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-	
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-	
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161	
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200	
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242	
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310	
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377	
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437	
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504	
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575	
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679	
Aluminio													
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-	
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-	
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-	
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-	
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	-	
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121	
35	-	-	-	86	90	96	103	112	120	126	135	150	
50	-	-	-	104	110	117	125	136	146	154	164	184	
70	-	-	-	133	140	150	160	174	187	198	211	237	
95	-	-	-	161	170	183	195	211	227	241	257	289	
120	-	-	-	186	197	212	226	245	263	280	300	337	
150	-	-	-	-	226	245	261	283	304	324	346	389	
185	-	-	-	-	256	280	298	323	347	371	397	447	
240	-	-	-	-	300	330	352	382	409	439	470	530	

Figura 15: Corrientes admisibles para conductores de aluminio y cobre según tipo de instalación

Se realizan ahora las comprobaciones de diseño y protección del circuito:

Protección contra sobrecargas

Para proteger la integridad de los módulos fotovoltaicos y el inversor se instalará un fusible gPV de 25A y tensión de funcionamiento de 1200V en cada string, debido a que la corriente máxima admisible por los paneles es de 30A, la intensidad máxima que admite el inversor por cada cadena es de 26A y la tensión MPPT de la cadena será de 877.097V. Dado que la intensidad que soportan los conductores es muy superior a la transportada durante el funcionamiento normal, es muy poco probable que sufran daños por sobrecargas.

Según la ITC-BT-22 apartado 1.1b, deberá instalarse en el origen de cada circuito una protección contra cortocircuitos con capacidad de cortar la intensidad que pueda presentarse en el punto de conexión, es por ello por lo que el fusible de 24A se instalará en el origen del circuito de continua, es decir, junto al inversor.

Se instalarán dos fusibles por cadena, uno para el polo negativo y otro para el positivo. Dicha configuración (un fusible para cada polo) no es exigida por el reglamento, aunque sí aconsejable, como también lo es colocar un interruptor para desconectar cada una de las ramas del circuito.

Caída de tensión admisible

Según la ITC-BT-40 apartado 5, la caída de tensión máxima admisible entre el generador y el punto de conexión con la instalación interior (inversor) debe ser no superior al 1.5%. La caída de tensión de un cable unipolar de 6mm² se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta U(\%) = \frac{2 * R * I}{U} * 100 = 2 * \frac{L}{S * C} * \frac{I}{U} * 100$$

Donde:

R = resistencia ofrecida por el material conductor

I = corriente del circuito

U = tensión del circuito

L = longitud total del conductor

S = sección del conductor

C = conductividad del conductor

En este caso se utiliza un conductor de cobre, cuya conductividad es de 58 m/Ω·mm² a una temperatura de 20°C. A modo de obtener una mayor precisión, se calcula a continuación la conductividad del cobre a 40°C:

$$\rho_{CuT} = \rho_{Cu20} * (1 + \alpha_{Cu} * (T - 20)) = \frac{1}{58} * (1 + 0.00393 * (40 - 20))$$

$$\rho_{Cu40} = \frac{1}{53.77} \Omega \cdot mm^2/m$$

Y sabiendo que la conductividad es la inversa de la resistividad:

$$C_{Cu40} = \frac{1}{\rho_{Cu40}} = 53.77 \text{ m}/\Omega \cdot mm^2$$

Por tanto, la caída de tensión:

$$\Delta U(\%) = 2 * \frac{222}{10 * 53.77} * \frac{13.48}{19 * 43.03} * 100 = 1.36\%$$

Se obtiene una caída de tensión de 1.36% inferior a la máxima exigida por el reglamento.

Protección contra cortocircuitos

La intensidad máxima que se dará en el circuito de los 19 paneles en serie es la intensidad de cortocircuito indicada por el fabricante para el caso más desfavorable de temperatura esperable, siendo en Valencia una temperatura de 50°C, tal y como se calculó anteriormente:

$$I_{scmax} (50^{\circ}C) = 14.36 + 14.36 * (50 - 25) * \frac{0.046}{100} = 14.525 \text{ A}$$

La corriente máxima de cortocircuito es inferior a la tensión máxima que admite el conductor (80A), el inversor (30A) y los paneles fotovoltaicos (26A), por tanto, con las elecciones realizadas hasta ahora el circuito estará protegido frente a cortocircuitos.

Además, el poder de corte (P_c) de los fusibles es de 10kA, suficiente para una protección efectiva en caso de cortocircuito:

$$P_c = 10000A > 14.525A = I_{scmax}$$

Tensión de utilización

El fusible seleccionado tiene una tensión de utilización de 1200V superior a la máxima esperada en el circuito de continua, que corresponde a la tensión de circuito abierto a una temperatura de $-3^{\circ}C$:

$$V_{ocmax} (-3^{\circ}C) = 55.035 * 19 = 1045.665V$$

$$V_F = 1200V > 1045.665V = V_{ocmax}$$

Por tanto, se asegura un correcto funcionamiento del fusible en caso de fallo para cualquier situación.

Cable de compensación

El cable compensador será igual al cable polar, pero con aislamiento de color negro en lugar de rojo.

Toma de tierra y conductor de protección

Según el apartado 5.9.3 del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, todas las masas de un sistema fotovoltaico, ya sea en la parte de continua o en la de alterna, estarán conectadas a una única toma de tierra, debiendo ser esta independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Según la Tabla 2 del ITC-BT-18 el tamaño del conductor de protección, que en este caso será el mismo que el de tierra, debe ser:

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

Figura 16: Sección del conductor de protección

Debido a que la sección del conductor de fase es menor a $16mm^2$, la del conductor de protección deberá tener al menos la misma sección, es decir, $10mm^2$.

Protección frente a contactos directos e indirectos

Se garantiza la protección de contactos directos mediante la utilización de aislamiento en los cables del circuito y cajas de conexión cerradas.

La protección contra contactos indirectos queda cubierta mediante el uso de paneles fotovoltaicos y cables de la clase II según se indica en la GUÍA-BT-24 apartado 4.2. Se recomienda el uso de cables especiales para sistemas fotovoltaicos, aunque el reglamento no exige su uso.

En el caso que se estudia se utilizarán cables con designación H1Z2Z2-K, con características adecuadas para una instalación fotovoltaica.

Protección contra sobretensiones

Para hacer frente a un posible fallo por sobretensión en el circuito, se dispondrá un protector de sobretensiones que derivará la corriente hacia la toma de tierra de la instalación, según lo indicado en la GUÍA-BT-40 apartado 7, la cual hace referencia a la ITC-BT-23. Es recomendable la instalación de este dispositivo capaz de controlar sobretensiones transitorias provocadas por una descarga eléctrica sobre los conductores del circuito.

Tal y como se explica en la GUÍA-BT-23, el circuito queda protegido ante este tipo de situaciones mediante la instalación de un dispositivo de Tipo 2, el cual quedará instalado junto al inversor (origen del circuito de continua), y, debido a que la tensión máxima de trabajo de la instalación son 1045.665V (en circuito abierto a -3°C), se elige un SPD de 1200V.

Conclusión

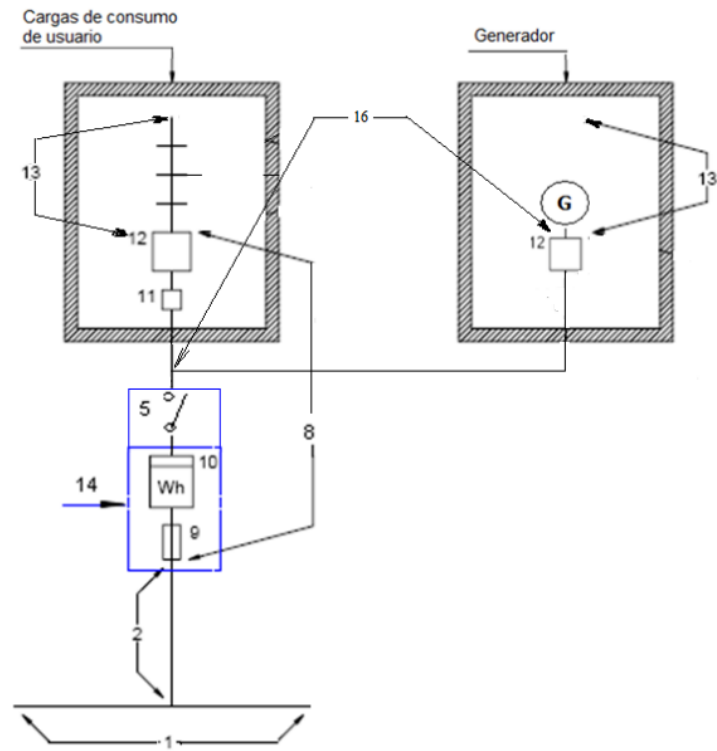
Se resumen todas las protecciones necesarias en el circuito de continua mediante la siguiente tabla:

Cableado circuito de continua	H1Z2Z2-K 2x10mm ² (Rojo para el polar y negro para el compensador)
Toma de tierra/conductor de protección	H1Z2Z2-K 1x10mm ²
Tipología de la instalación	Tipo C, según norma UNE-HD 60364
Fusible	Tipo gPV 25A 1200V (P _c =10kA), junto al inversor (uno por polo)
SPD	Protector de sobretensiones transitorias cc Tipo 2, junto al inversor

12.2. Circuito de corriente alterna

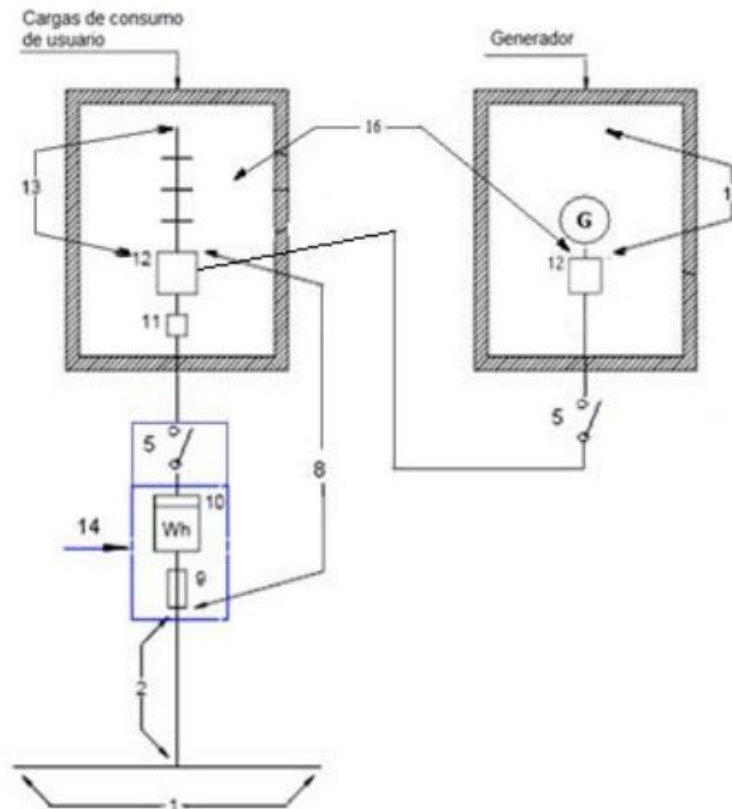
En este apartado se detallan las características que tendrán las protecciones dentro del circuito de alterna, situado en el interior de las instalaciones del abonado y que concurre desde los inversores hasta el CGPM.

Para elegir el tipo de instalación que se llevará a cabo, se recurre a las alternativas dispuestas en el apartado 4.3 de la GUÍA-BT-40. Dentro de esta guía se presentan varios esquemas de instalación que dependen de diversas características. En este caso, la medida de la energía que transcurre el circuito será bidireccional, lo que corresponde a los esquemas 7 y 8 de esta misma guía. El esquema 7 muestra una instalación cuya generación se conecta aguas abajo del CGPM, y el esquema 8 muestra otra alternativa conectando la generación directamente al CGPM, que es la configuración que se va a seguir en este proyecto.



Esquema 7

Figura 17: Generador conectado aguas abajo del CGPM



Esquema 8

Figura 18: Generador conectado directamente al CGPM

Se elige esta última configuración para aislar la generación del resto de cargas del circuito.

El tramo que se pretende dimensionar tiene una longitud total de 16m, y dado que el consumo va a ser trifásico, la conexión entre cada uno de los inversores y el cuadro general de protección y mando también lo será, es decir, se dispondrán 3 conductores para las fases, uno para el neutro y otro que será el de protección.

A continuación, calculamos la intensidad de los cables de conexión, sabiendo que los inversores son de 100kW y que el factor de potencia es 1 por ausencia de motores:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\phi} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 144.34A$$

Estos cables deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la calculada, según la ITC-BT-40 apartado 5:

$$I_{mayorada} = 1.25 * I = 1.25 * 144.34 = 180.425A$$

Y aplicando el coeficiente de corrección para temperatura ambiente de 40°C:

$$I_{dim} = \frac{I_{mayorada}}{0.91} = 198.27A$$

El método de instalación será el B1 (conductores unipolares en tubo sobre pared) con aislamiento de PVC, según norma UNE-HD 60364:

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE			
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE					
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tamaño (mm²) Cobre												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	-
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	-	-	-	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	-	-	-	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	-	-	-	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	-	-	-	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	-	-	-	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	-	-	-	-	226	245	261	283	304	324	346	389
185	-	-	-	-	256	280	298	323	347	371	397	447
240	-	-	-	-	300	330	352	382	409	439	470	530

Se escogen por tanto cables con designación RZ1-K de tensión asignada 0.6/1kV de sección de 95mm². A continuación se recogen las condiciones de diseño para la protección del circuito de alterna.

Protección contra sobrecargas

Se elige un PIA de 200A para proteger al conductor, el cual tiene una intensidad máxima admisible de 207A, por lo que se cumple:

$$198.27A < I_p = 200A < I_{adm} = 207A$$

Se instalará un dispositivo de estas características junto al inversor y otro en el CGPM, por lo que el tramo AC queda protegido frente a fallo por sobrecarga.

Caída de tensión admisible

La caída de tensión que se experimentará en este tramo será:

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{S * C * U^2} * 100 = \frac{100000 * 16}{95 * 53.77 * 400^2} * 100 = 0.2\% < 1.5\%$$

Se obtiene como resultado que la caída de tensión está dentro del límite establecido por el reglamento (1.5%).

Protección contra cortocircuitos

Debido a que la potencia de la red es superior a la del inversor, un cortocircuito será alimentado por la red, donde la menor corriente de cortocircuito en el tramo de estudio se dará en el punto más alejado, es decir, junto al inversor. Para una correcta protección frente a cortocircuito, este fallo debe ser detectado y neutralizado por el PIA que se encuentra instalado en el CGPM.

Según el anexo III de la guía de aplicación del reglamento, ha de considerarse el origen del cortocircuito el lugar desde donde puede provenir mayor potencia, es decir, la CGP.

Considerando que la derivación individual desde la CGP al CGPM es de 50mm² y tiene una longitud de 30m se obtiene que la menor corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc} = \frac{0.8 * U_F}{L * R} = \frac{0.8 * 230}{30 * \frac{2}{53.77 * 50} + 16 * \frac{2}{53.77 * 95}} = 6437.67A$$

Por tanto, se asegura el disparo del PIA ante un cortocircuito alimentado desde la red, ya que se cumple la siguiente condición:

$$10 * I_p = 2000A < 6437.67A = I_{cc}$$

Para saber si el dispositivo de protección tiene el suficiente poder de corte, la intensidad de cortocircuito se calcula para el lugar donde estará instalado el PIA, es decir, en el CGPM:

$$I_{cc} = \frac{0.8 * 230}{30 * \frac{2}{53.77 * 50}} = 8244.74A$$

Por tanto, se escogen ambos PIA de 200A con un poder de corte de 10kA.

Con estos dispositivos queda garantizada la protección del tramo AC frente a cortocircuitos.

Cable de neutro

Se escoge una sección del neutro de sección igual a la de las fases (95mm²) con la misma designación que los conductores de fase.

Toma de tierra y conductor de protección

Según se ha visto para el tramo de DC, se tiene la siguiente tabla para determinar la sección del conductor de protección en función de la sección de los conductores de fase:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Figura 19: Sección conductor de protección tramo AC

Como la sección de los conductores de fase es superior a 35mm², la sección del conductor de protección será como mínimo la mitad. Por tanto, se escoge una sección de 50mm² para el cable de protección.

Tal y como se indicó para el tramo DC, la toma de tierra será la misma para el tramo DC que para el de AC.

Tubo de protección

En la ITC-BT-21 apartado 1.2.2 se indica que para el método de instalación escogido para este tramo (instalación bajo tubo sobre pared), el diámetro exterior deberá ser el indicado por la siguiente tabla:

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

Figura 20: Diámetro exterior tubo tramo AC

Como tenemos una sección de cable de 95mm² y una configuración de 5 conductores, el diámetro exterior de cada tubo será de 75mm.

Además, en la misma instrucción se indican las propiedades que deberá tener el material del tubo a instalar, en este caso, es una configuración de tubo flexible, que según la tabla 3 de la ITC-BT-21 se designa mediante el código siguiente:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura 21: Características de los tubos de protección

Por tanto, el código de los tubos será 2221 y no propagador de la llama, además de las características que se muestran en la tabla.

Protección frente a contactos directos e indirectos

La protección frente a contactos directos queda garantizada por el uso de aislamiento en los cables y cajas de conexión cerradas.

Para hacer frente a los contactos indirectos se hará uso de un interruptor diferencial de al menos la intensidad nominal del PIA instalado en el CGPM, es decir, al menos de 200A.

Se escoge un interruptor de caja moldeada de 200A con sensibilidad de 30mA tipo B.

Protección contra sobretensiones

El reglamento electrotécnico de baja tensión exige, mediante la ITC-BT-40 apartado 7: Protecciones, colocar un dispositivo de protección contra sobretensiones conectado entre fase y neutro que actúe antes de 0.5 segundos a partir de que la tensión alcance el 110% de su valor asignado.

Adquiriendo las recomendaciones establecidas en la GUÍA-BT-23 apartado 4, se decide instalar un dispositivo Tipo 2, el cual garantiza la protección frente a sobretensiones transitorias. En esta recomendación también se indica que este dispositivo debe ir instalado lo más cerca posible del origen de la instalación interior, es decir, en el cuadro de distribución principal.

Las características de las cuales dispone los dispositivos de distintos tipos quedan dispuestas mediante la siguiente tabla extraída de la guía de utilización mencionada:

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta - Alta	Media - Alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja - Media	Media - Alta	Muy alta
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas	

Figura 22: Tipos de dispositivos de protección frente a fallo por sobretensión

Cabe destacar que existen interruptores automáticos con el protector de sobretensiones incorporado, sin embargo, se ha decidido instalar únicamente un protector de sobretensiones

de 200A junto al interruptor general automático (IGA) para garantizar la protección de toda la instalación.

Conclusión

Se dan por concluidas las protecciones del tramo de corriente alterna y se presenta la siguiente tabla a modo de resumen:

Cableado circuito de alterna	RZ1-K 3x95mm ² de 0.6/1kV de tensión asignada
Conductor de protección	RZ1-K 1x50mm ² de 0.6/1kV de tensión asignada
Neutro	RZ1-K 1x95mm ² de 0.6/1kV de tensión asignada
Tubo de protección	$\Phi_{ext}=75\text{mm}$ 2221 no propagador de llama
Tipología de la instalación	Método B1 (instalación bajo tubo a empotrar en pared)
Protección contra sobrecargas	PIA 4x200A, 10kA junto al inversor; PIA 4x200A, 10kA en el CGPM
Protección frente a contactos indirectos	DIF de caja moldeada, 200A, 30mA, tipo B
Protección frente a sobretensiones	Tipo 2, en el CGPM

El esquema unifilar de las protecciones de ambos tramos es el que aparece en la página siguiente:

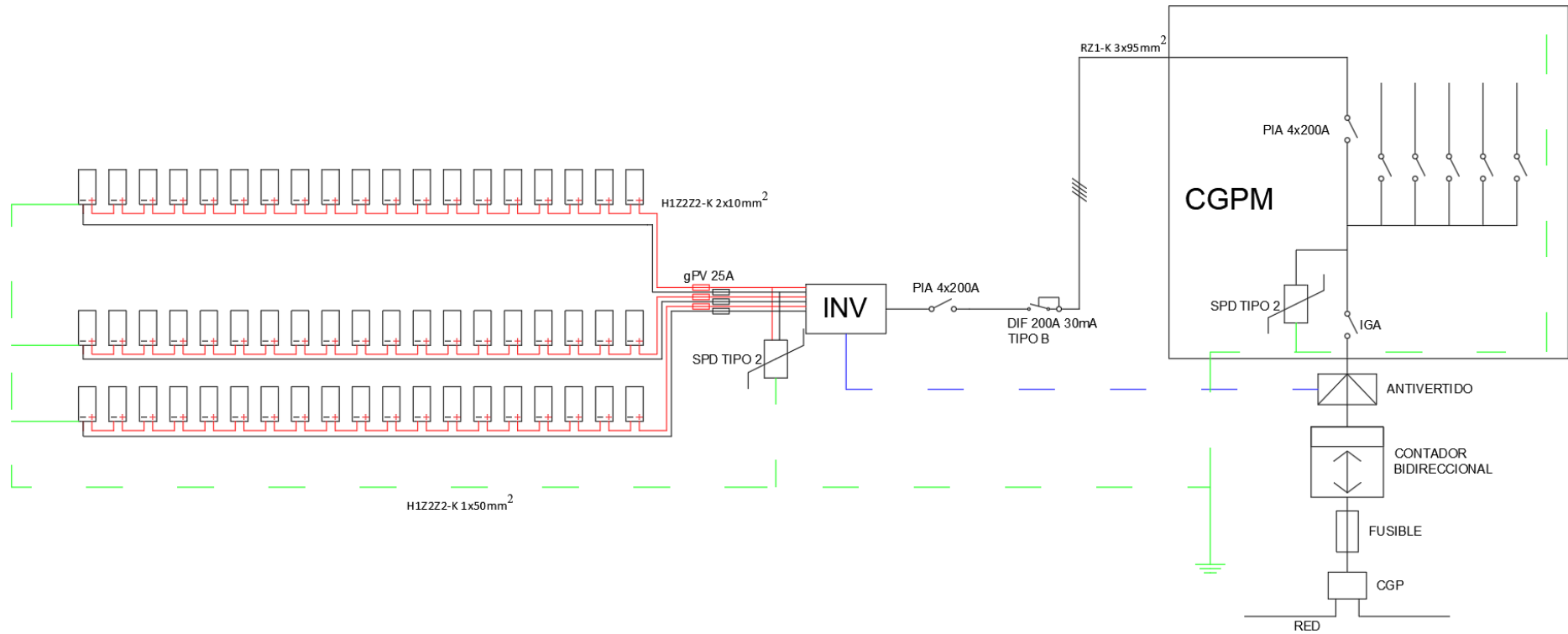


Ilustración 5: Esquema unifilar

Cabe destacar que en la ilustración aparecen únicamente 3 strings de paneles unidos a un único inversor por simplicidad. En la realidad existen un total de 11 strings para cada inversor y un total de 6 inversores, tal y como aparece representado en el CGPM (representado en el interior de la caja).

13. Equipo anti-vertido

Debido a que la instalación fotovoltaica está proyectada para funcionar sin excedentes, es necesario disponer de un sistema anti-vertido que garantice la no inyección de energía a la red desde el sistema de generación. Este sistema se comunica directamente con el inversor instalado para que, al detectar el paso de energía por parte de la generación en dirección a la red, este regule la potencia de la generación.

En el mercado existen inversores con este sistema incorporado, sin embargo, el inversor seleccionado (**HUAWEI SUN2000-100KTL-M1**) no dispone de equipo anti-vertido, por lo que será necesario colocarlo aparte.

El equipo escogido para que desempeñe la función de anti-vertido es el **Huawei Smart Power Sensor DDSU666-H**.



Ilustración 6: Equipo anti-vertido

Y será instalado según el siguiente esquema:

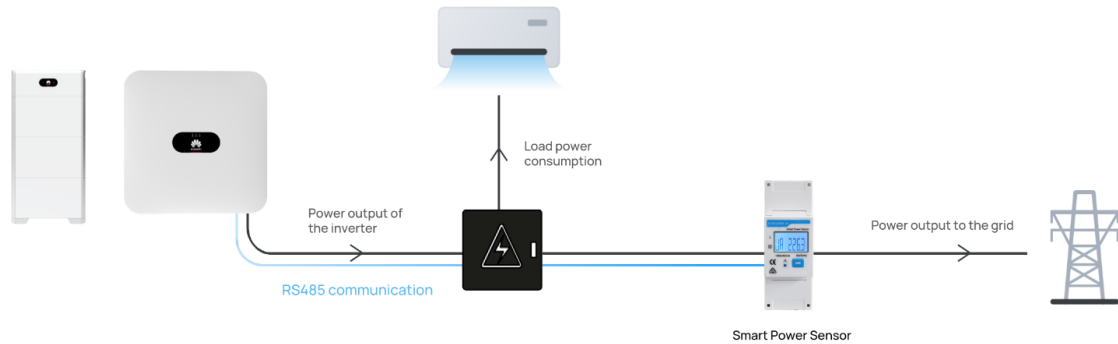


Figura 23: Esquema de control de potencia del inversor para anti-vertido

14. La medida. Contador

Según el artículo 7 del RD 1110/2007, a la instalación de consumo del abonado le corresponde un punto de medida tipo 2, debido a que la potencia contratada (900kW) es superior a 450kW e inferior a 10MW.

Sabiendo esto y consultando el RD244/2019, artículo 10, apartado 2, se observa que los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo (independientemente de si es con o sin generación de excedentes) se deberá instalar en el sistema un equipo de medida bidireccional, o en su caso, un equipo de medida en cada uno de los puntos de frontera.

En este caso se instalará un contador bidireccional, aunque se haya instalado un equipo anti-vertido que impida el paso de energía en dirección a la red. Cabe mencionar que este dispositivo suele contratarse con la compañía distribuidora en régimen de alquiler, por lo que no aparecerá en el presupuesto de la instalación.



Ilustración 7: Contador bidireccional tipo 2

15. Presupuesto

El presupuesto final de la instalación, donde se ha incluido la mano de obra, es el que se muestra a continuación:

PRESUPUESTO					
		Descripción			
1	Ud.	Módulo fotovoltaico JA Solar modelo JAM72D40 580 GB 1500V			
		Comentario	Medición	Precio	Importe
		Módulos fotovoltaicos	1208		
		Suma	1208	145,00 €	175.160,00 €
2	Ud.	Inversor trifásico HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 de 100kW			
		Comentario	Medición	Precio	Importe
		Inversor	6		
		Suma	6	5.433,60 €	32.601,60 €
3	Ud.	Cableado de circuito de corriente continua, conductores unipolares aislados H1Z2Z2-K 2x10mm2			
		Comentario	Medición	Precio	Importe
		Conexión entre módulos e inversores	1		
		Suma	1	3.472,08 €	3.472,08 €
4	Ud.	Cableado de circuito de corriente alterna, conductores unipolares aislados RZ1-K 3x95mm2			
		Comentario	Medición	Precio	Importe
		Conexión entre inversores y CGPM	1		
		Suma	1	1.220,00 €	1.220,00 €
5	Ud.	Conductores unipolares aislados H1Z2Z2-K 1x50mm2			
		Comentario	Medición	Precio	Importe
		Conductor de tierra	1		
		Suma	1	4.724,00 €	4.724,00 €
6	Ud.	Protecciones y equipo anti-vertido			
		Comentarios	Medición	Precio	Importe
		Cuadro de inversor	1	310,00 €	310,00 €
		Fusible gPV 25A	128	1,50 €	192,00 €
		SPD Tipo 2 CC	6	150,00 €	900,00 €
		Modificaciones en CGPM	1	70,00 €	70,00 €
		PIA 200A	36	400,00 €	14.400,00 €
		Diferencial 200A, 30mA, tipo B	6	6.500,00 €	39.000,00 €
		Equipo anti-vertido	1	240,00 €	240,00 €
		Suma			55.112,00 €
		TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL			272.289,68 €

Ilustración 8: Presupuesto de ejecución material

Se obtiene, tras sumar cada una de las entradas del presupuesto, un valor de la inversión inicial de 272.289,68€ (doscientos setenta y dos mil doscientos ochenta y nueve euros con sesenta y ocho céntimos).

16. Análisis económico

16.1. Medidas de evaluación financiera

Disponiendo de la información del presupuesto, se procede a realizar el análisis económico de la instalación para autoconsumo sin excedentes. Se tienen los siguientes datos de partida:

Ahorro Anual: 82.669,14 € + IVA = 100.029,66€

Inversión Inicial: 272.289,68 € + IVA = 329.470,51€

Por tanto, se calcula a través de estos datos el periodo de retorno:

$$\text{Periodo de retorno} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro anual}}$$

$$\text{Periodo de retorno} = \frac{329.470,51€}{100.029,66€} = 3,29 \text{ años}$$

El proyecto recuperará su inversión inicial en un periodo de 3.29 años.

A continuación, se calculan las medidas de evaluación financiera VAN (valor actual neto) y TIR (tasa interna de retorno) asumiendo una tasa de descuento del 6% (valor habitual en proyectos de instalaciones en energías renovables) y una vida útil de la instalación de 25 años.

El VAN es una medida que determina el valor presente de los flujos de caja futuros generados por el proyecto, descontados a una tasa de descuento específica. La fórmula para calcularlo es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Ahorro anual}}{(1+r)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Siendo:

r: La tasa de descuento

n: La vida útil de la instalación

Por tanto:

$$VAN = \sum_{t=1}^{25} \frac{100.029,66€}{(1+0.06)^t} - 329.470,51€ = 955,538.88€$$

Se obtiene un resultado de **955,538.88€**. Un VAN positivo demuestra la rentabilidad del ejercicio, por lo que en este caso el proyecto será rentable según muestra este indicador.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la siguiente fórmula:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Ahorro anual}}{(1+TIR)^t} - \text{Inversión inicial}$$

O lo que es lo mismo, el TIR es equivalente a la tasa de retorno que da como resultado un VAN nulo a lo largo de la vida útil del proyecto.

Sustituyendo términos se obtiene:

$$0 = \sum_{t=1}^{25} \frac{100.029,66\text{€}}{(1 + TIR)^t} - 329.470,51\text{€}$$

Evidentemente, este cálculo es iterativo si se quiere hacer manualmente, por ello se pueden utilizar métodos de cálculo financiero o herramientas informáticas como Excel.

Finalmente, se obtiene una TIR de **31.5%**, que, debido a que es mayor a la tasa de descuento supuesta inicialmente (6%), demuestra el atractivo financiero del proyecto.

16.2. Estudio de sensibilidad

El periodo durante el cual la instalación va a estar en funcionamiento es extenso, por lo que es razonable esperar fluctuaciones del precio de la energía activa que influyan directamente en la rentabilidad del proyecto a largo plazo. Por ello, es importante realizar un estudio de la sensibilidad que nos ayude a conocer el riesgo asumido al materializar el proyecto y los efectos que pueden surgir a raíz de una variación notable del escenario de precios.

Los precios para la energía activa que se han utilizado para el desarrollo de este proyecto son los correspondientes al año 2019 y a continuación se muestran tabulados:

Primer semestre										
Energía Eléctrica		Término de energía		Término de potencia		Excesos de potencia		Excesos de reactiva		
Periodo	€/kWh	Periodo	€/kWh	Periodo	€/kW-d	€/kW-año	Periodo	€/kW	Periodo	€/kVarh
P1	0,076942	P1	0,026674	P1	0,107231	39,13932	P1	1,4064	P1	0,041554
P2	0,074274	P2	0,019921	P2	0,053662	19,58663	P2	1,4064	P2	0,041554
P3	0,071457	P3	0,010615	P3	0,039272	14,33428	P3	1,4064	P3	0,041554
P4	0,071057	P4	0,005283	P4	0,039272	14,33428	P4	1,4064	P4	0,041554
P5	0,068122	P5	0,003411	P5	0,039272	14,33428	P5	1,4064	P5	0,041554
P6	0,058548	P6	0,002137	P6	0,017918	6,54007	P6	0	P6	0
Precios reales para 2019										
Segundo semestre										
Energía Eléctrica		Término de energía		Término de potencia		Excesos de potencia		Excesos de reactiva		
Periodo	€/kWh	Periodo	€/kWh	Periodo	€/kW-d	€/kW-año	Periodo	€/kW	Periodo	€/kVarh
P1	0,078505	P1	0,026674	P1	0,107231	39,13932	P1	1,4064	P1	0,041554
P2	0,076021	P2	0,019921	P2	0,053662	19,58663	P2	1,4064	P2	0,041554
P3	0,07357	P3	0,010615	P3	0,039272	14,33428	P3	1,4064	P3	0,041554
P4	0,072171	P4	0,005283	P4	0,039272	14,33428	P4	1,4064	P4	0,041554
P5	0,068952	P5	0,003411	P5	0,039272	14,33428	P5	1,4064	P5	0,041554
P6	0,058479	P6	0,002137	P6	0,017918	6,54007	P6	0	P6	0

Tabla 12: Precios reales 2019

Se analizan ahora dos situaciones: una donde se calcula la reducción de la factura adoptando unos precios que ascienden un 2% cada año durante toda la vida útil del proyecto (25 años)

obteniéndose un aumento total del 50% (situación optimista) y otra donde los precios han descendido un total de un 25%, lo que correspondería a un descenso del 1% al año (situación pesimista). Los precios supuestos en cada situación no varían cada año, sino que se calcula el ahorro anual con unos precios equivalentes a cada escalón durante los 25 años de vida útil. Se modifican los precios tanto de la energía en sí como de los peajes y cargos asociados al transporte y distribución.

Con estas condiciones, se procede a mostrar los precios de la situación optimista:

Primer semestre										
Energía Eléctrica		Término de energía		Término de potencia			Excesos de potencia		Excesos de reactiva	
Periodo	€/kWh	Periodo	€/kWh	Periodo	€/kW-d	€/kW-año	Periodo	€/kW	Periodo	€/kVarh
P1	0,115413	P1	0,040011	P1	0,160847	58,70897	P1	1,4064	P1	0,041554
P2	0,111411	P2	0,029882	P2	0,080493	29,37995	P2	1,4064	P2	0,041554
P3	0,107186	P3	0,015923	P3	0,058908	21,50142	P3	1,4064	P3	0,041554
P4	0,106586	P4	0,007925	P4	0,058908	21,50142	P4	1,4064	P4	0,041554
P5	0,102183	P5	0,005117	P5	0,058908	21,50142	P5	1,4064	P5	0,041554
P6	0,087822	P6	0,003206	P6	0,026877	9,810105	P6	0	P6	0
Situación optimista										
Segundo semestre										
Energía Eléctrica		Término de energía		Término de potencia			Excesos de potencia		Excesos de reactiva	
Periodo	€/kWh	Periodo	€/kWh	Periodo	€/kW-d	€/kW-año	Periodo	€/kW	Periodo	€/kVarh
P1	0,117758	P1	0,040011	P1	0,160847	58,70897	P1	1,4064	P1	0,041554
P2	0,114032	P2	0,029882	P2	0,080493	29,37995	P2	1,4064	P2	0,041554
P3	0,110355	P3	0,015923	P3	0,058908	21,50142	P3	1,4064	P3	0,041554
P4	0,108257	P4	0,007925	P4	0,058908	21,50142	P4	1,4064	P4	0,041554
P5	0,103428	P5	0,005117	P5	0,058908	21,50142	P5	1,4064	P5	0,041554
P6	0,087719	P6	0,003206	P6	0,026877	9,810105	P6	0	P6	0

Tabla 13: Precios situación optimista

Y para la situación pesimista:

Primer semestre										
Energía Eléctrica		Término de energía		Término de potencia			Excesos de potencia		Excesos de reactiva	
Periodo	€/kWh	Periodo	€/kWh	Periodo	€/kW-d	€/kW-año	Periodo	€/kW	Periodo	€/kVarh
P1	0,057707	P1	0,020006	P1	0,080423	29,35449	P1	1,4064	P1	0,041554
P2	0,055706	P2	0,014941	P2	0,040247	14,68997	P2	1,4064	P2	0,041554
P3	0,053593	P3	0,007961	P3	0,029454	10,75071	P3	1,4064	P3	0,041554
P4	0,053293	P4	0,003962	P4	0,029454	10,75071	P4	1,4064	P4	0,041554
P5	0,051092	P5	0,002558	P5	0,029454	10,75071	P5	1,4064	P5	0,041554
P6	0,043911	P6	0,001603	P6	0,013439	4,905053	P6	0	P6	0
Situación pesimista										
Segundo semestre										
Energía Eléctrica		Término de energía		Término de potencia			Excesos de potencia		Excesos de reactiva	
Periodo	€/kWh	Periodo	€/kWh	Periodo	€/kW-d	€/kW-año	Periodo	€/kW	Periodo	€/kVarh
P1	0,058879	P1	0,020006	P1	0,080423	29,35449	P1	1,4064	P1	0,041554
P2	0,057016	P2	0,014941	P2	0,040247	14,68997	P2	1,4064	P2	0,041554
P3	0,055178	P3	0,007961	P3	0,029454	10,75071	P3	1,4064	P3	0,041554
P4	0,054128	P4	0,003962	P4	0,029454	10,75071	P4	1,4064	P4	0,041554
P5	0,051714	P5	0,002558	P5	0,029454	10,75071	P5	1,4064	P5	0,041554
P6	0,043859	P6	0,001603	P6	0,013439	4,905053	P6	0	P6	0

Tabla 14: Precios situación pesimista

Hay que destacar que los precios del término de potencia también se ha supuesto que aumenten y disminuyan correspondientemente a los casos optimista y pesimista, con esto lo que se ha

conseguido es estabilizar en pequeña medida el efecto de considerar variaciones en los precios, haciendo ambos casos algo más realistas. En cambio, los costes de exceder los límites de potencias activas y reactivas se han supuesto iguales a los originales.

Así, con ayuda de una hoja Excel se obtienen los datos de partida para el cálculo de las nuevas medidas de evaluación financiera son los que siguen (IVA incluido en todos los casos):

Situación optimista:

Importe anual sin generación: 621.594,69€

Ahorro anual: 124.004,06 €

Situación pesimista:

Importe anual sin generación: 312.887,44 €

Ahorro anual: 62.002,03 €

Y realizando los cálculos pertinentes se obtienen las medidas de evaluación financiera ficticias:

	Situación inicial	Situación optimista	Situación pesimista
Periodo de retorno	3,29 años	2,66 años	5,31 años
VAN	955,538.88€	1.255.717,55 €	463,123.52 €
TIR	31.5%	37,62%	18,55%

Como era de esperar, la situación optimista favorece a los indicadores de rentabilidad. Esto ocurre debido a que, al aumentar los precios de la energía activa, también lo hace la reducción del importe a pagar en la factura, lo que, en proporción, se convierte en un fomento de la rentabilidad del ejercicio. De manera similar, aunque opuesta, ocurre con el caso pesimista, donde aumenta el periodo de retorno, y disminuyen el VAN y la TIR.

Para finalizar el estudio de sensibilidad, se propone una situación (también ficticia) donde el VAN se vuelve nulo. En este caso, se llega a la conclusión de que si el ahorro anual fuera de **25.782,97 €**, el VAN sería cero y la TIR descendería hasta el 6%, para lo cual tendría que experimentarse un descenso del 68,75% en los precios de la energía activa, representado este valor el límite inferior para que la inversión sea rentable.

Evidentemente, esta situación es muy poco probable que suceda en los años venideros, por lo que el análisis de sensibilidad de precios concluye que la inversión para el proyecto es rentable con alto grado de seguridad.

17. Anexos

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 4.0

Mono

580W n-type Bifacial Double Glass
High Efficiency Mono Module
JAM72D40 555-580/GB/150(V Series)

and gapless
r, lower LID,



Higher power generation
better LCOE



n-type with very Lower LID



Better weak illumination response



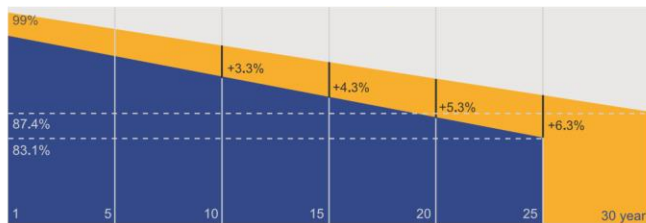
Better Temperature Coefficient

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

1% 1st-year Degradation

0.4% Annual Degradation
Over 30 years



■ n-type Bifacial Double Glass Module
Linear Performance Warranty

■ Standard Module Linear
Performance Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



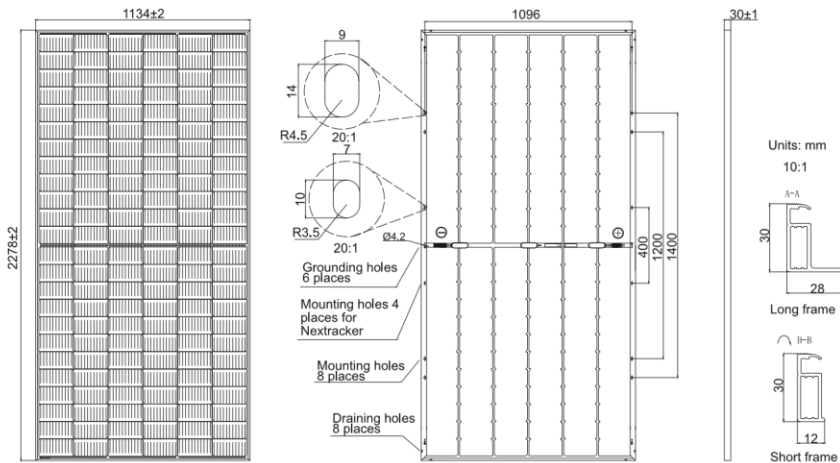
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.
Shanghai JA Solar Technology Co., Ltd.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.2kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Stäubli MC4-EVO2A/MC4-EVO2 QC Solar QC 4.10-351
Cable Length (Including Connector)	Portrait:200mm(+)/300mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40-555/GB/1500V	JAM72D40-560/GB/1500V	JAM72D40-565/GB/1500V	JAM72D40-570/GB/1500V	JAM72D40-575/GB/1500V	JAM72D40-580/GB/1500V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	555	560	565	570	575	580
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.55	50.70	50.85	51.00	51.15	51.30
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.24	42.40	42.55	42.70	42.85	43.03
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.02	14.09	14.16	14.23	14.30	14.36
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.14	13.21	13.28	13.35	13.42	13.48
Module Efficiency [%]	21.5	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.046%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.300%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. Measurement tolerance at STC: Pmax ±3%, Voc ±3% and Isc ±4%.

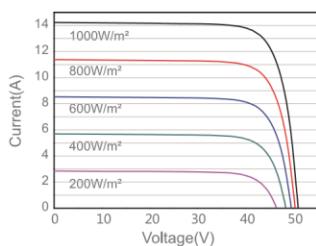
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

OPERATING CONDITIONS

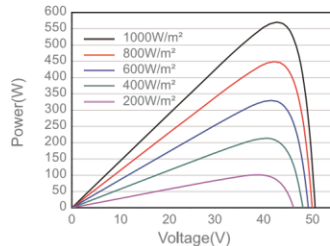
TYPE	JAM72D40-555/GB/1500V	JAM72D40-560/GB/1500V	JAM72D40-565/GB/1500V	JAM72D40-570/GB/1500V	JAM72D40-575/GB/1500V	JAM72D40-580/GB/1500V		
Rated Max Power(Pmax) [W]	599	605	610	616	621	626	Maximum System Voltage	1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.58	50.73	50.88	51.03	51.16	51.30	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.24	42.39	42.55	42.70	42.86	43.02	Maximum Series Fuse Rating	30A
Short Circuit Current(Isc) [A]	15.14	15.22	15.29	15.37	15.44	15.51	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	3600Pa, 1.5 1600Pa, 1.5
Max Power Current(Imp) [A]	14.19	14.27	14.34	14.42	14.49	14.56	NOCT	45±2°C
Irradiation Ratio (rear/front)	10%						Bifaciality**	80%±10%
*For NextTracker Installations, Maximum Static Load Please Take Compatibility Approve Letter Between JA Solar And NextTracker For Reference							Fire Safety Class	Class C
**Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front								

CHARACTERISTICS

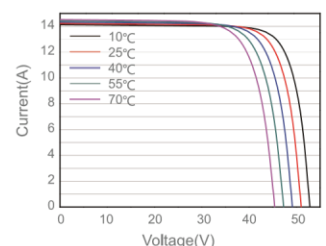
Current-Voltage Curve JAM72D40-570/GB/1500V



Power-Voltage Curve JAM72D40-570/GB/1500V



Current-Voltage Curve JAM72D40-570/GB/1500V



SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



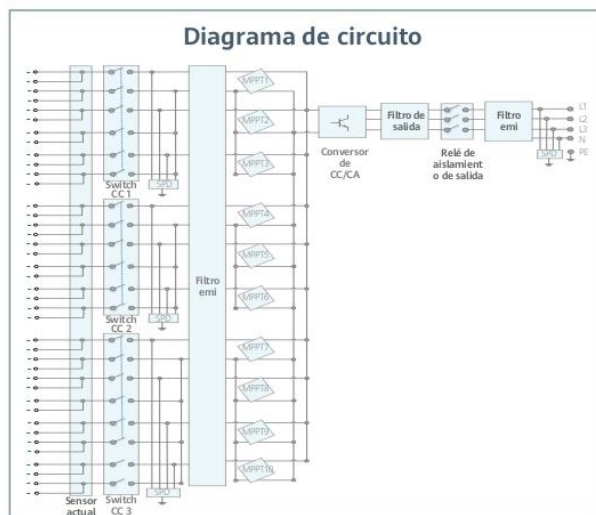
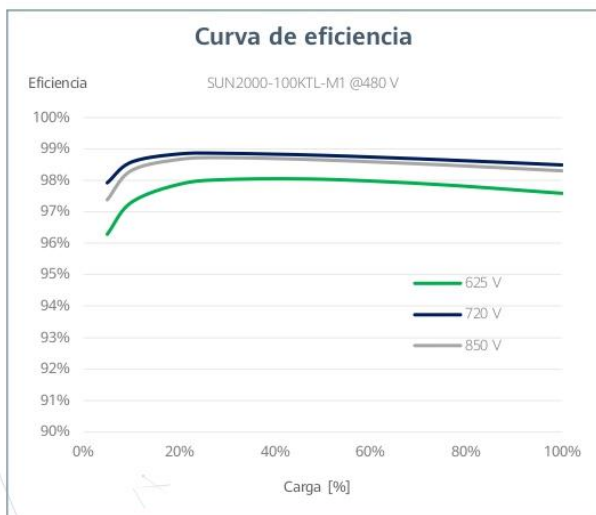
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	20
Cantidad máxima de entradas por MPPT	10
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Versión No.:02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/



HORUS
PHOTOVOLTAIC
PROTECTION



**PROTECTING
THE WORLD**

FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

gPV CILINDRICOS

fusibles

CIL 10x85



10x38

14x51

10x85

10/14x85

22x65

10x85

TENSIÓN ASIGNADA

1500V DC
1200V DC

CORRIENTE ASIGNADA

2A...16A
20A | 25A

PODER DE CORTE

30kA
10kA

NORMAS

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19



Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos gPV 10x85 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.500V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

- Talla 10x85 1500V DC 2A a 16A
- Talla 10x85 1200V DC 20A y 25A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos.

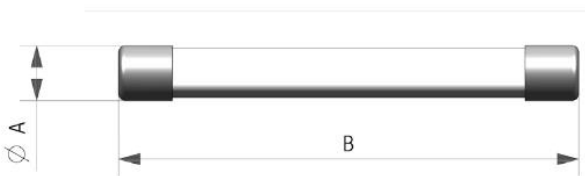
Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para estos fusibles recomendamos la utilización de **bases portafusibles PML**

UL Listed (File E355019).



Dimensiones



A	B
10,3	85

Peso 14,5gr

Referencias

U (V DC)	I _n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Unl./CAJA
1500	2	492202 (U _L)	10/50/1000
	4	492205 (U _L)	10/50/1000
	6	492210 (U _L)	10/50/1000
	8	492215 (U _L)	10/50/1000
	10	492220 (U _L)	10/50/1000
	12	492225 (U _L)	10/50/1000
	15	492229 (U _L)	10/50/1000
	16	492230 (U _L)	10/50/1000
1200	20	492235	10/50/1000
	25	492240	10/50/1000

Datos técnicos

Tensión asignada	1500V DC 1200V DC
Corriente asignada	1500V DC → 2A...16A 1200V DC → 20A 25A
Poder de corte asignado	1500V DC → 30kA 1200V DC → 10kA
Categoría de utilización	gPV
Corriente mínima de interrupción	1,35·I _n
Corriente de no fusión	1,13·I _n
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

Normas

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19
RoHS Compliant



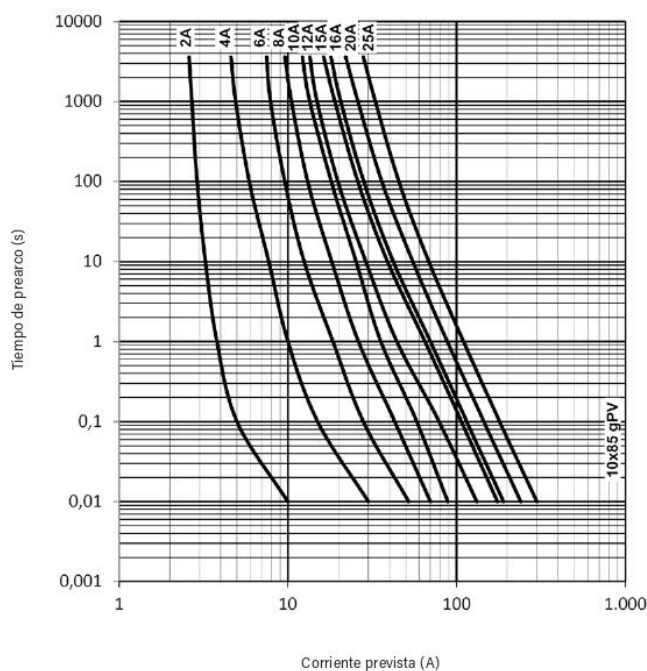
Certificaciones



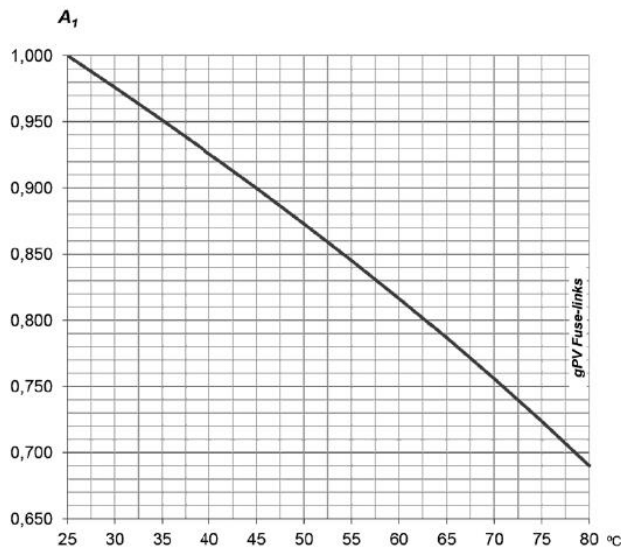
Potencias disipadas

I _n	I _t PREARCO	I _t TOTAL	POTENCIA DISIPADA 0,7 · I _n	POTENCIA DISIPADA I _n
(A)	(A ² S)	(A ² S)	(W)	(W)
2	0,8	1,1	1,28	3,2
4	13	17	1,16	2,9
6	65	84	1,04	2,6
8	175	225	1,13	2,8
10	44	72	1,36	3,4
12	78	129	1,56	3,9
15	121	201	1,79	4,5
16	175	290	1,92	4,8
20	242	478	2,04	5,1
25	545	1075	2,20	5,5

Características t-I



Coeficiente de reducción por temperatura ambiente



ta (°C)	A1
25	1,00
30	0,98
35	0,95
40	0,93
45	0,90
50	0,87
55	0,84
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

Guía de selección y aplicación

En las centrales fotovoltaicas, se dan unas condiciones de instalación y de funcionamiento que deben ser consideradas a la hora de seleccionar el fusible adecuado para la protección.

Estos fusibles suelen ir montados en el interior de cajas estancas, donde se alcanzan temperaturas ambiente elevadas. Esto obliga a reducir la corriente máxima a través de los fusibles ya que en caso contrario podría producirse la fusión prematura de los mismos. Para evitarlo, se deben aplicar unos coeficientes de reducción.

Por otro lado, los ciclos día/noche y el paso de nubes hacen que la corriente varíe continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión. Para evitar un posible envejecimiento prematuro que provoca la fusión intempestiva, debemos aplicar un coeficiente de seguridad (DF Electric recomienda un valor de 0,80 para este tipo de aplicaciones).

Teniendo presentes estas consideraciones, podemos seleccionar el fusible más adecuado.

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV ($V_{OC\ STC}$)
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%) para tener en cuenta el incremento de la tensión de vacío a temperaturas muy bajas.

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC}(\text{fusible}) \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1,2$$

La tensión de circuito abierto de los módulos $V_{OC\ STC}$ es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = Standard Test Condition) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente (A_1).
- Factor de corrección por variación de la corriente (A_2).

La intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Factor de corrección recomendado por variación de la corriente (A_2): 0,80.

La temperatura ambiente en el interior de las cajas donde se alojan las protecciones puede alcanzar fácilmente valores de 40° C ó 45° C (para climas tropicales hay que considerar valores más elevados).

Se debe aplicar un factor de corrección (A_1) en función de la temperatura ambiente.

Con las consideraciones anteriores, la corriente asignada del fusible debe ser:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{A_1 \cdot A_2}$$

Como ejemplo, si consideramos una temperatura ambiente máxima de 45° C, el calibre a utilizar sería:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{0,90 \cdot 0,80} \geq I_{SC\ STC} \cdot 1,4$$



PROTECTING THE WORLD

OFICINA CENTRAL Y FÁBRICA

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

VENTAS INTERNACIONAL

Tel. +34 93 475 08 64
Fax +34 93 480 07 75
export@dfelectric.es

VENTAS NACIONAL

Tel. 93 475 08 64
Fax 93 480 07 76
comercial@dfelectric.es



dfelectric.es



De acuerdo a la directiva de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (WEEE) el material eléctrico no debe formar parte de los residuos habituales. Este símbolo alerta a los usuarios de que estos productos deben reciclarse según la normativa local medioambiental de eliminación de residuos.



El logotipo "experto electrotécnico" marcado sobre los productos incluidos en la presente ficha técnica indica que la instalación de estos productos debe ser realizada por personal experto con conocimientos especializados.



Para evitar riesgo eléctrico, realice la instalación sin tensión.



Advertencias de seguridad
Captura el siguiente código QR y lee atentamente nuestro aviso de seguridad antes de instalar nuestros productos.



Los datos reflejados en esta ficha técnica están sujetos a la correcta instalación del producto de acuerdo con las instrucciones del fabricante, normas y reglamentos de instalación y conforme a las reglas profesionales, debidamente mantenido y utilizado en las aplicaciones para las que está previsto.

Los productos descritos en este documento han sido diseñados, desarrollados y ensayados de acuerdo a una normativa específica. Se consideran componentes que son integrados formando parte de una instalación, máquina o equipo. La garantía y responsabilidad del correcto funcionamiento general del conjunto corresponde al fabricante de la instalación, máquina o equipo.

DF ELECTRIC no puede garantizar las características de una instalación, máquina o equipo que ha sido diseñado por un tercero. Una vez que se ha seleccionado un producto, el usuario debe comprobar que es apropiado para su aplicación, mediante las verificaciones y/o ensayos que considere oportunos.

DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor automático Compact NSX200 CC PV - TM-D - 200 A - 4P

LV438201

Principal

Gama	ComPact
Nombre del producto	ComPacT NSX DC nueva generación
Gama de producto	ComPacT NSX100 ... 250 DC nueva generación
Nombre abreviado del equipo	NSX200 DC PV
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Función	Para corriente > 0,1 A
Number of poles	4P
descripción de polos protegidos	4t
posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	200 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	1000 V corriente continua
Tipo de red	Corriente continua
poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	10 kA Icu en 1000 V corriente continua acorde a En > 50 A
unidad de control	TM-D
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1000 V corriente continua acorde a En > 50 A
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a En > 50 A
Durabilidad mecánica	10000 ciclos
Durabilidad eléctrica	1500 ciclos en 1000 V In
Soporte de montaje	Placa posterior
conexión superior	Frontal
conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	35 mm

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

Tipo de protección	L : for protección contra sobrecarga (térmica) I : for protección contra cortocircuitos (magnética)
calibre de la unidad de disparo	250 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type Ir	Fijo
protección contra fugas a tierra	Sin
Width (W)	140 mm
Height (H)	161 mm
Depth (D)	186 mm
Peso del producto	2,8 kg

Entorno

Normas	HB2
Certificaciones de producto	CCC generador Marina
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 conforming to IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 conforming to IEC 62262
Temperatura ambiente de operación	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
humedad relativa	0...95 %
altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	13,8 cm
Paquete 1 Ancho	14,5 cm
Paquete 1 Longitud	19,0 cm
Paquete 1 Peso	2,613 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S04
Número de unidades en el paquete 2	9
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	40,0 cm
Paquete 2 Longitud	60,0 cm
Paquete 2 Peso	24,283 kg

DPX³ 250

Product description

1 CIRCUIT BREAKER FRONT PANEL

■ TM (thermal-magnetic)

Ex. : Cat.No 4 202 15 (In = 100 A).

Test button



Magnetic setting (Ir) Thermal setting(Ir)

■ TM with electronic earth leakage module

Ex. : Cat No 4 202 28 (In = 200 A).



Earth leakage
module window

Dielectric
disconnection

■ Electronic and electronic with measurement

Ex. : Cat.No 4 203 05 (In = 100 A).



■ Electronic with earth leakage module and electronic with earth leakage module and measurement

Ex. : Cat.No 4 204 22 (In = 40 A).



■ MS (magnetic only)

Ex. : Cat.No 4 207 22 (In = 100 A).



2 TRIP-FREE SWITCH FRONT PANEL



The switch handles on the trip-free switches are grey to differentiate them from the circuit breakers, which have black handles.

3 POSITION OF SWITCH HANDLE (ON - TRIPPED - OFF)



Closed (ON).



Tripped.



Open (OFF).

4 RESIDUAL CURRENT TRIP INDICATOR

A residual current fault is signalled by the visual indicator, which changes state from black to yellow :



Closed (ON)



Tripped (Residual current fault)



The trigger is also recorded in the intervention history accessible from the screen.

5 RESET

After tripping, the circuit breaker must be reset by setting it to «OFF» position (0).

6 OUVERTURE FACE AVANT

The front panel is opened in the same way as for DPX³ 160 MCCBs. Simply remove the 2 screws at the top of the panel and tilt it forwards (after putting the product in the «OFF» or «Tripped» position).

This allows you to insert electrical accessories (auxiliary contact, fault contact and releases).



DPX³ 250

7 SETTINGS AT 40° C & 50°C

DPX ³ 250								
	THERMAL PROTECTION AGAINST OVERLOADS		MAGNETIC PROTECTION AGAINST SHORT-CIRCUITS		PROTECTION AGAINST EARTH FAULTS		RESIDUAL CURRENT PROTECTION	
Thermal magnetic	Ir Setting 0,8 or 1 xIn	-	Ii Setting 5 or 10 xIn	-	-	-	-	-
Thermal magnetic with e.l.c.b.	Ir Setting 0,8 or 1 xIn	-	Ii Setting 5 or 10 xIn	-	-	-	Setting 0,03 or 0,3 or 1 or 3 A	Setting 0 or 0,3 or 1 or 3 sec
Electronic	Ir Setting (by steps of 1 A) 0,4 to 1 xIn	tr Setting (memory ON or memory OFF) 3 or 5 or 10 or 15 sec.	Isd Setting 1,5 or 2 or 2,5 or 3 or 4 or 5 or 6 or 7 or 8 or 9 or 10 xIr	Itd Setting (I _n -k or not) 0 or 0,1 or 0,2 or 0,3 or 0,4 or 0,5 sec.	-	-	-	-
Electronic with e.l.c.b.	Ir Setting (by steps of 1 A) 0,4 to 1 xIn	tr Setting (memory ON or memory OFF) 3 or 5 or 10 or 15 sec.	Isd Setting 1,5 or 2 or 2,5 or 3 or 4 or 5 or 6 or 7 or 8 or 9 or 10 xIr	Itd Setting (I _n -k or not) 0 or 0,1 or 0,2 or 0,3 or 0,4 or 0,5 sec.	-	-	Setting 0,03 or 0,3 or 1 or 3 A	Setting 0 or 0,3 or 1 or 3 A sec
Electronique 5g	Ir Setting (by steps of 1 A) 0,4 to 1 xIn	tr Setting (memory ON or memory OFF) 3 or 5 or 10 or 15 sec.	Isd Setting 1,5 or 2 or 2,5 or 3 or 4 or 5 or 6 or 7 or 8 or 9 or 10 xIr	Itd Setting (I _n -k or not) 0 or 0,1 or 0,2 or 0,3 or 0,4 or 0,5 sec.	Ig Setting OFF or 0,2 or 0,3 or 0,4 or 0,5 or 0,6 or 0,7 or 0,8 or 1 xIn	Ig Setting 0,1 or 0,2 or 0,3 or 0,4 or 0,5 or 1 sec	-	-
Magnetic only	-	-	Isd Setting 800 A to 2500 A	-	-	-	-	-
AB	Ir Setting 60 or 70 or 80 or 90 or 100 or 110 or 120 or 130 A 140 or 150 or 160 or 170 or 180 or 190 or 200 or 220 or 240 A	tr Setting (memory ON or memory OFF) 3 or 5 or 10 or 15 sec.	Isd fixed 600 A	Itd fixed 0 sec.	-	-	-	-
AB with e.l.c.b.	Ir Setting 60 or 70 or 80 or 90 or 100 or 110 or 120 or 130 A 140 or 150 or 160 or 170 or 180 or 190 or 200 or 220 or 240 A	tr Setting (memory ON or memory OFF) 3 or 5 or 10 or 15 sec.	Isd fixed 600 A	Itd fixed 0 sec.	-	-	Setting 0,03 or 0,3 or 1 or 3 A	Setting 0 or 0,3 or 1 or 3 sec

18. Relación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Respetar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en proyectos de ingeniería es importante porque ayuda a crear soluciones que beneficien tanto a las personas como al planeta. Los ODS guían a los profesionales a hacer proyectos más responsables con el medio ambiente, reducir desigualdades, y mejorar la calidad de vida de las comunidades. Al seguir estos objetivos, los proyectos no solo se vuelven más sostenibles y justos, sino que también cumplen con estándares internacionales y ayudan a construir un futuro mejor para todos. Los objetivos que se tratan con mayor importancia al realizar este proyecto son los siguientes:

ODS 7 (Energía sostenible y no contaminante): La esencia misma del proyecto es generar energía limpia y sostenible. Al proporcionar 700.64kW de energía solar, se está ofreciendo una fuente de energía renovable que reduce la dependencia de los combustibles fósiles y promueve la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles en la industria.

ODS 9 (Industria, innovación e infraestructuras): La construcción y operación de una instalación fotovoltaica es un ejemplo de innovación en infraestructura. No solo se está utilizando tecnología avanzada para la generación de energía, sino que también se está contribuyendo al desarrollo industrial sostenible en la organización.

ODS 12 (Producción y consumo responsables): Al generar energía a partir de fuentes renovables, el proyecto promueve un modelo de producción energética responsable. Al realizar la instalación de generación de energía de esta índole, se está incentivando un consumo más sostenible y responsable en la comunidad.

ODS 13 (Acción por el clima): Uno de los mayores beneficios de una instalación fotovoltaica es su contribución a la lucha contra el cambio climático. Al generar energía sin emisiones de carbono, se está reduciendo directamente la cantidad de gases de efecto invernadero liberados a la atmósfera, lo que es esencial para combatir el calentamiento global.

Se muestran tabulado el impacto que tendrá el proyecto en cada uno de los ODS:

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No Proced e
ODS 1. Fin de la pobreza.			■	
ODS 2. Hambre cero.				■
ODS 3. Salud y bienestar.		■		
ODS 4. Educación de calidad.				■
ODS 5. Igualdad de género.				
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	■			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.		■		
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.	■			
ODS 10. Reducción de las desigualdades.			■	
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.		■		
ODS 12. Producción y consumo responsables.	■			
ODS 13. Acción por el clima.	■			
ODS 14. Vida submarina.				■
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.		■		
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.			■	
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.		■		

Tabla 15: Medición del impacto del proyecto en referencia a los ODS

19. Bibliografía

- Apuntes de la asignatura de Proyectos GITI
- Apuntes de la asignatura de Tecnología Eléctrica GITI
- Apuntes de la asignatura de Tecnología Electrónica GITI
- Apuntes de la asignatura de Tecnología Energética GITI
- Apuntes de la asignatura de Tecnología del Medio Ambiente GITI
- Libro *Instalación solar fotovoltaica en autoconsumo. Caso práctico: centro deportivo (Salvador Cucó Pardillos, 2024)*
- Inversor solar HUAWEI SUN2000-100KTL-M1
<https://elalmacenfotovoltaico.com/es/inversor-conexion-a-red/658-huawei-sun2000-100ktl-m1.html>
- Módulo fotovoltaico JAM72D40 555-580 GB 1500V
<https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/56654>

- Fusible gPV 25A 1200V
<https://www.dfelectric.es/es/productos/fusibles-cilindricos-gpv/10x85-fusible-cilindrico-gpv/>
- PIA de 200A
<https://www.se.com/es/es/product/LV438201/interruptor-autom%C3%A1tico-compact-nsx200-cc-pv-tmd-200-a-4p/>
- Diferencial de 200A 30mA Tipo B
https://www.legrand.es/productos/automatico-mccb-dpx3-250-magnetotermico-diferencial-4p-icu-50ka400-v-in-200a-420288?category_id=148276
- Células solares CdTe
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024823001101>
- Células solares CIGS
<https://www.britannica.com/technology/CIGS-solar-cell>
- Células solares silicio cristalino
<https://www.nature.com/articles/s41578-022-00423-2>
- Ventajas de la energía solar
<https://solarbloc.es/ventajas-energia-solar-frente-combustible/>
- Descripción de tarifa 6.1 A
<https://atlas-energia.com/blog/guia-tarifa-61a/>
- Descripción del inversor
<https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/#Tipos-de-inversores-fotovoltaicos>
- Explicación de los tipos de pérdidas
https://sumsol.com/xipblog/post/97_perdidas-sistemas-fotovoltaicos-fuentes?page_type=post
- Qué es el *derating* en instalaciones fotovoltaicas
<https://www.diegodiazlopez.com/post/que-es-derating>
- Qué son los grados de protección IP
https://es.wikipedia.org/wiki/Grado_de_protecci%C3%B3n_IP

Estudio de seguridad y salud

Índice

1. Introducción	85
1.1. Normativa aplicable	85
1.2. Descripción de los trabajos	85
1.3. Señalización de seguridad y salud en los trabajos	86
1.3.1. Introducción	86
1.3.2. Medidas obligatorias	86
1.4. Utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo	87
1.4.1. Introducción	87
1.4.2. Medidas obligatorias	87
1.4.3. Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo	88
1.4.4. Disposiciones mínimas aplicables a los equipos de trabajo móviles	89
1.4.5. Disposiciones mínimas a los equipos de trabajo para elevación de cargas	89
1.4.6. Disposiciones mínimas aplicables a la maquinaria herramienta	90
1.5. Utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual	90
1.5.1. Introducción	91
1.5.2. Medidas obligatorias	91
1.5.3. Protectores en la cabeza	91
1.5.4. Protectores en mano y brazos	91
1.5.5. Protectores del cuerpo	91
1.5.6. Protectores de pies y piernas	92
1.5.7. Equipos adicionales de protección para trabajos en la proximidad de las instalaciones eléctricas de alta tensión	92
1.6. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras	92
1.6.1. Introducción	92
1.6.2. Riesgos más frecuentes	93
1.6.3. Medidas preventivas	93
1.7. Procedimientos de trabajo en instalaciones eléctricas	95
1.7.1. Consideraciones generales	95
1.7.2. Trabajos en ausencia de tensión	95
1.7.3. Reposición de la tensión	98
1.7.4. Reposición de fusibles	98
1.7.5. Trabajos en tensión	98
1.7.6. Reposición de fusibles	100

1.7.7. Trabajos en proximidad	100
1.7.8. Preparación del trabajo	100
1.7.9. Realización del trabajo	101
1.7.10. Zona de peligro y zona de proximidad en trabajos en tensión	101
1.7.11. Acceso a recintos de servicio y envolventes de material eléctrico	101
1.7.12. Formación	102
1.7.13. Actuación en caso de accidente	102

1. Introducción

En cumplimiento del R.D. 1627/1997 sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se elabora el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud, cuyo objeto es precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra e identificar los riesgos laborales evitables y no evitables y las medidas técnicas conducentes a la eliminación o prevención de dichos riesgos; así como servir de base para la elaboración posterior por el contratista de un Plan de Seguridad y Salud.

1.1. Normativa aplicable

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).

1.2. Descripción de los trabajos

La obra objeto del presente EBSS consiste en la adecuada realización de una instalación solar fotovoltaica en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, con una potencia pico 700.64kW. La presencia de trabajadores en la misma no será mayor de 10 personas simultáneamente.

Para la realización de los trabajos se tendrán en cuenta las medidas de seguridad incluidas en los siguientes apartados:

- Señalización de seguridad y salud.
- Utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.
- Procedimientos de trabajo en instalaciones eléctricas
- Utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.

1.3. Señalización de seguridad y salud en los trabajos

1.3.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determinan las garantías y responsabilidades precisas para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los posibles riesgos.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que en los lugares de trabajo exista una adecuada señalización de seguridad y salud, siempre que los riesgos no puedan evitarse o limitarse suficientemente a través de medios técnicos de protección colectiva.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1.997 establece las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y de salud en el trabajo, entendiéndose como tales aquellas señalizaciones que referidas a un objeto, actividad o situación determinada, proporcionen una indicación o una obligación relativa a la seguridad o la salud en el trabajo mediante una señal en forma de panel, un color, una señal luminosa o acústica, una comunicación verbal o una señal gestual.

1.3.2. Medidas obligatorias

La elección del tipo de señal y del número y emplazamiento de las señales o dispositivos de señalización a utilizar en cada caso se realizará de forma que la señalización resulte lo más eficaz posible, teniendo en cuenta:

- Las características de la señal.
- Los riesgos, elementos o circunstancias que hayan de señalizarse.
- La extensión de la zona a cubrir.
- El número de trabajadores afectados.

Para la señalización de desniveles, obstáculos u otros elementos que originen riesgo de caída de personas, choques o golpes, así como para la señalización de riesgo eléctrico, presencia de materias inflamables, tóxicas, corrosivas o riesgo biológico, podrá optarse por una señal de advertencia de forma triangular, con un pictograma característico de color negro sobre fondo amarillo y bordes negros. La señalización dirigida a alertar a los trabajadores o a terceros de la aparición de una situación de peligro y de la consiguiente y urgente necesidad de actuar de una forma determinada o de evacuar la zona de peligro, se realizará mediante una señal luminosa, una señal acústica o una comunicación verbal. Los medios y dispositivos de señalización deberán ser limpiados, mantenidos y verificados regularmente.

1.4. Utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo

1.4.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que de la presencia o utilización de los equipos de trabajo puestos a disposición de los trabajadores en la empresa o centro de trabajo no se deriven riesgos para la seguridad o salud de estos.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, entendiéndose como tales cualquier máquina, aparato, instrumento o instalación utilizado en el trabajo.

1.4.2. Medidas obligatorias

El empresario adoptará las medidas necesarias para que los equipos de trabajo que se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse y convenientemente adaptados al mismo, de forma que garanticen la seguridad y la salud de los trabajadores al utilizar dichos equipos.

Deberá utilizar únicamente equipos que satisfagan cualquier disposición legal o reglamentaria que les sea de aplicación.

Para la elección de los equipos de trabajo el empresario deberá tener en cuenta los siguientes factores:

- Las condiciones y características específicas del trabajo a desarrollar.
- Los riesgos existentes para la seguridad y salud de los trabajadores en el lugar de trabajo.
- En su caso, las adaptaciones necesarias para su utilización por trabajadores discapacitados.

Adoptará las medidas necesarias para que, mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en unas condiciones adecuadas. Todas las operaciones de mantenimiento, ajuste, desbloqueo, revisión o reparación de los equipos de trabajo se realizará tras haber parado o desconectado el equipo. Estas operaciones deberán ser encomendadas al personal especialmente capacitado para ello.

El empresario deberá garantizar que los trabajadores reciban una formación e información adecuadas a los riesgos derivados de los equipos de trabajo. La información, suministrada preferentemente por escrito, deberá contener, como mínimo, las indicaciones relativas a:

- Las condiciones y forma correcta de utilización de los equipos de trabajo, teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, así como las situaciones o formas de utilización anormales y peligrosas que puedan preverse.
- Las conclusiones que, en su caso, se puedan obtener de la experiencia adquirida en la utilización de los equipos de trabajo.

1.4.3. Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo

Los órganos de accionamiento de un equipo de trabajo que tengan alguna incidencia en la seguridad deberán ser claramente visibles e identificables y no deberán acarrear riesgos como consecuencia de una manipulación involuntaria.

Cada equipo de trabajo deberá estar provisto de un órgano de accionamiento que permita su parada total en condiciones de seguridad.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo de caída de objetos o de proyecciones deberá estar provisto de dispositivos de protección adecuados a dichos riesgos.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo por emanación de gases, vapores o líquidos o por emisión de polvo deberá estar provisto de dispositivos adecuados de captación o extracción cerca de la fuente emisora correspondiente.

Si fuera necesario para la seguridad o la salud de los trabajadores, los equipos de trabajo y sus elementos deberán estabilizarse por fijación o por otros medios.

Cuando los elementos móviles de un equipo de trabajo puedan entrañar riesgo de accidente por contacto mecánico, deberán ir equipados con resguardos o dispositivos que impidan el acceso a las zonas peligrosas.

Las zonas y puntos de trabajo o mantenimiento de un equipo de trabajo deberán estar adecuadamente iluminadas en función de las tareas que deban realizarse.

Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de los trabajadores.

Todo equipo de trabajo deberá ser adecuado para proteger a los trabajadores expuestos contra el riesgo de contacto directo o indirecto de la electricidad y los que entrañen riesgo por ruido, vibraciones o radiaciones deberá disponer de las protecciones o dispositivos adecuados para limitar, en la medida de lo posible, la generación y propagación de estos agentes físicos.

Las herramientas manuales deberán estar construidas con materiales resistentes y la unión entre sus elementos deberá ser firme, de manera que se eviten las roturas o proyecciones de estos. La utilización de todos estos equipos no podrá realizarse en contradicción con las instrucciones facilitadas por el fabricante, comprobándose antes del iniciar la tarea que todas sus protecciones y condiciones de uso son las adecuadas.

Deberán tomarse las medidas necesarias para evitar el atrapamiento del cabello, ropas de trabajo u otros objetos del trabajador, evitando, en cualquier caso, someter a los equipos a sobrecargas, sobrepresiones, velocidades o tensiones excesivas.

1.4.4. Disposiciones mínimas aplicables a los equipos de trabajo móviles

Los equipos con trabajadores transportados deberán evitar el contacto de éstos con ruedas y orugas y el aprisionamiento por las mismas. Para ello dispondrán de una estructura de protección que impida que el equipo de trabajo incline más de un cuarto de vuelta o una estructura que garantice un espacio suficiente alrededor de los trabajadores transportados cuando el equipo pueda inclinarse más de un cuarto de vuelta. No se requerirán estas estructuras de protección cuando el equipo de trabajo se encuentre estabilizado durante su empleo.

Las carretillas elevadoras deberán estar acondicionadas mediante la instalación de una cabina para el conductor, una estructura que impida que la carretilla vuelque, una estructura que garantice que, en caso de vuelco, quede espacio suficiente para el trabajador entre el suelo y determinadas partes de dicha carretilla y una estructura que mantenga al trabajador sobre el asiento de conducción en buenas condiciones.

Los equipos de trabajo automotores deberán contar con dispositivos de frenado y parada, con dispositivos para garantizar una visibilidad adecuada y con una señalización acústica de advertencia. En cualquier caso, su conducción estará reservada a los trabajadores que hayan recibido una información específica.

1.4.5. Disposiciones mínimas a los equipos de trabajo para elevación de cargas

Deberán estar instalados firmemente, teniendo presente la carga que deban levantar y las tensiones inducidas en los puntos de suspensión o de fijación. En cualquier caso, los aparatos de izar estarán equipados con limitador del recorrido del carro y de los ganchos, los motores eléctricos estarán provistos de limitadores de altura y del peso, los ganchos de sujeción serán de acero con "pestillos de seguridad" y los carriles para desplazamiento estarán limitados a una distancia de 1 m de su término mediante topes de seguridad de final de carrera eléctricos.

Deberá figurar claramente la carga nominal.

Deberán instalarse de modo que se reduzca el riesgo de que la carga caiga en picado, se suelte o se desvíe involuntariamente de forma peligrosa. En cualquier caso, se evitará la presencia de trabajadores bajo las cargas suspendidas. Caso de ir equipadas con cabinas para trabajadores deberá evitarse la caída de éstas, su aplastamiento o choque.

Los trabajos de izado, transporte y descenso de cargas suspendidas, quedarán interrumpidos bajo régimen de vientos superiores a los 60 km/h.

1.4.6. Disposiciones mínimas aplicables a la maquinaria herramienta

Las máquinas-herramientas estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento y sus motores eléctricos estarán protegidos por la carcasa.

Las que tengan capacidad de corte tendrán el disco protegido mediante una carcasa antiproyecciones.

Las que se utilicen en ambientes inflamables o explosivos estarán protegidas mediante carcasas antideflagrantes. Se prohíbe la utilización de máquinas accionadas mediante combustibles líquidos en lugares cerrados o de ventilación insuficiente. Se prohíbe trabajar sobre lugares encharcados, para evitar los riesgos de caídas y eléctricos.

Para todas las tareas se dispondrá una iluminación adecuada, en torno a 100 lux.

En prevención de los riesgos por inhalación de polvo, se utilizarán en vía húmeda las herramientas que lo produzcan.

Las mesas de sierra circular, cortadoras de material cerámico y sierras de disco manual no se ubicarán a distancias inferiores a tres metros del borde de los forjados, con la excepción de los que estén claramente protegidos (redes o barandillas, petos de remate, etc). Bajo ningún concepto se retirará la protección del disco de corte, utilizándose en todo momento gafas de seguridad antiproyección de partículas. Como normal general, se deberán extraer los clavos o partes metálicas hincadas en el elemento a cortar.

Con las pistolas fija-clavos no se realizarán disparos inclinados, se deberá verificar que no hay nadie al otro lado del objeto sobre el que se dispara, se evitará clavar sobre fábricas de ladrillo hueco y se asegurará el equilibrio de la persona antes de efectuar el disparo.

Para la utilización de los taladros portátiles y rozadoras eléctricas se elegirán siempre las brocas y discos adecuados al material a taladrar, se evitará realizar taladros en una sola maniobra y taladros o rozaduras inclinadas a pulso y se tratará no recalentar las brocas y discos.

En las tareas de soldadura por arco eléctrico se utilizará yelmo del soldar o pantalla de mano, no se mirará directamente al arco voltaico, no se tocarán las piezas recientemente soldadas, se soldará en un lugar ventilado, se verificará la inexistencia de personas en el entorno vertical de puesto de trabajo, no se dejará directamente la pinza en el suelo o sobre la perfilera, se escogerá el electrodo adecuada para el cordón a ejecutar y se suspenderán los trabajos de soldadura con vientos superiores a 60 km/h y a la intemperie con régimen de lluvias.

En la soldadura oxiacetilénica (oxicorte) no se mezclarán botellas de gases distintos, éstas se transportarán sobre bateas enjauladas en posición vertical y atadas, no se ubicarán al sol ni en posición inclinada y los mecheros estarán dotados de válvulas antirretroceso de la llama. Si se desprenden pinturas se trabajará con mascarilla protectora y se hará al aire libre o en un local ventilado.

1.5. Utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual

1.5.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

Así son las normas de desarrollo reglamentario las que deben fijar las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre ellas se encuentran las destinadas a garantizar la utilización por los trabajadores en el trabajo de equipos de protección individual que los protejan adecuadamente de aquellos riesgos para su salud o su seguridad que no puedan evitarse o limitarse suficientemente mediante la utilización de medios de protección colectiva o la adopción de medidas de organización en el trabajo.

1.5.2. Medidas obligatorias

Hará obligatorio el uso de los equipos de protección individual que a continuación se desarrollan, siempre que esté presente el riesgo que determina su uso.

1.5.3. Protectores en la cabeza

- Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados para baja tensión, con el fin de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos.
- Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección. - Gafas de montura universal contra impactos y antipolvo.
- Mascarilla antipolvo con filtros protectores.
- Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica.

1.5.4. Protectores en mano y brazos

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón.
- Guantes dieléctricos para B.T.
- Guantes de soldador.
- Muñequeras.
- Mango aislante de protección en las herramientas.

1.5.5. Protectores del cuerpo

- Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas.
- Traje impermeable de trabajo.
- Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A.

- Fajas y cinturones antivibraciones.
- Pértiga de B.T.
- Banqueta aislante clase I para maniobra de B.T.
- Linterna individual de situación.
- Comprobador de tensión

1.5.6. Protectores de pies y piernas

- Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas.
- Botas dieléctricas para B.T.
- Botas de protección impermeables.
- Polainas de soldador.
- Rodilleras.

1.5.7. Equipos adicionales de protección para trabajos en la proximidad de las instalaciones eléctricas de alta tensión

- Casco de protección aislante clase E-AT.
- Guantes aislantes clase IV.
- Banqueta aislante de maniobra clase II-B o alfombra aislante para A.T. - Pértiga detectora de tensión (salvamento y maniobra).
- Traje de protección de menos de 3 kg, bien ajustado al cuerpo y sin piezas descubiertas eléctricamente conductoras de la electricidad.
- Gafas de protección.
- Insuflador boca a boca.
- Tierra auxiliar.
- Esquema unifilar
- Placa de primeros auxilios.
- Placas de peligro de muerte y E.T.

1.6. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras

1.6.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y la salud en las obras de construcción.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, entendiéndose cualquier obra, pública o privada, en la que se efectúen trabajos de construcción o ingeniería civil.

1.6.2. Riesgos más frecuentes

- Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.
- Relleno de tierras.
- Encofrados.
- Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.
- Trabajos de manipulación del hormigón.
- Montaje de estructura metálica
- Montaje de prefabricados.
- Albañilería.
- Instalación eléctrica definitiva y provisional de obra.
- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc).
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles.
- Los derivados de los trabajos pulverulentos.
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc).
- Desprendimientos por mal apilado de la madera, planchas metálicas.

1.6.3. Medidas preventivas

Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos (vuelco, atropello, colisión, caída en altura, corriente eléctrica, peligro de incendio, materiales inflamables, prohibido fumar, etc), así como las medidas preventivas previstas (uso obligatorio del casco, uso obligatorio de las botas de seguridad, uso obligatorio de guantes, uso obligatorio de cinturón de seguridad, etc).

Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles (ferralla, perfilería metálica, piezas prefabricadas, material eléctrico, etc).

Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad.

El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras. El transporte de elementos pesados se hará sobre carretilla de mano y así evitar sobreesfuerzos.

Los andamios sobre borriquetas, para trabajos en altura, tendrán siempre plataformas de trabajo de anchura no inferior a 60 cm (3 tablones trabados entre sí), prohibiéndose la formación de andamios mediante bidones, cajas de materiales, bañeras, etc.

Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

La distribución de máquinas, equipos y materiales en los locales de trabajo será la adecuada, delimitando las zonas de operación y paso, los espacios destinados a puestos de trabajo, las separaciones entre máquinas y equipos, etc.

El área de trabajo estará al alcance normal de la mano, sin necesidad de ejecutar movimientos forzados.

Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo están en posición inestable.

Se evitarán las distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo.

Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad.

Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes.

Se debe seleccionar la herramienta correcta para el trabajo a realizar, manteniéndola en buen estado y uso correcto de ésta. Después de realizar las tareas, se guardarán en lugar seguro.

La iluminación para desarrollar los oficios convenientemente oscilará en torno a los 100 lux.

Es conveniente que los vestidos estén configurados en varias capas al comprender entre ellas cantidades de aire que mejoran el aislamiento al frío. Empleo de guantes, botas y orejeras. Se resguardará al trabajador de vientos mediante apantallamientos y se evitará que la ropa de trabajo se empape de líquidos evaporables.

Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación de aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada.

Vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes.

Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de

corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada a las condiciones de humedad y resistencia de tierra de la instalación provisional).

Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello.

1.7. Procedimientos de trabajo en instalaciones eléctricas

1.7.1. Consideraciones generales

Todo trabajo en una instalación eléctrica, o en su proximidad, que conlleve un riesgo eléctrico deberá efectuarse sin tensión, salvo en los siguientes casos.

Podrán realizarse con la instalación en tensión:

- Las operaciones elementales, tales como conectar y desconectar, en instalaciones de baja tensión con material eléctrico concebido para su utilización inmediata y sin riesgos por parte del público en general. En cualquier caso, estas operaciones deberán realizarse por el procedimiento normal previsto por el fabricante y previa verificación del buen estado del material manipulado.
- Los trabajos en instalaciones con tensiones de seguridad, siempre que no exista posibilidad de confusión en la identificación de las mismas y que las intensidades de un posible cortocircuito no supongan riesgos de quemadura. En caso contrario, el procedimiento de trabajo establecido deberá asegurar la correcta identificación de la instalación y evitar los cortocircuitos cuando no sea posible proteger al trabajador frente a los mismos.

También podrán realizarse con la instalación en tensión:

- Las maniobras, mediciones, ensayos y verificaciones cuya naturaleza así lo exija, tales como por ejemplo la apertura y cierre de interruptores o seccionadores, la medición de una intensidad, la realización de ensayos de aislamiento eléctrico, o la comprobación de la concordancia de fases.
- Los trabajos en, o en proximidad de instalaciones cuyas condiciones de explotación o de continuidad del suministro así lo requieran.

Salvo en estos casos la realización de trabajos en tensión deberá ajustarse a los requisitos generales establecidos en el apartado de trabajos en tensión.

1.7.2. Trabajos en ausencia de tensión

Las operaciones y maniobras para dejar sin tensión una instalación, antes de iniciar el «trabajo sin tensión», y la reposición de la tensión, al finalizarlo, las realizarán trabajadores autorizados que, en el caso de instalaciones de alta tensión, deberán ser trabajadores cualificados.

Una vez identificados la zona y los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo, y salvo que existan razones esenciales para hacerlo de otra forma, se seguirá el proceso que se describe a continuación, que se desarrolla secuencialmente en cinco etapas:

- Desconectar
- Prevenir cualquier posible realimentación
- Verificar ausencia de tensión
- Poner a tierra y en cortocircuito
- Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Hasta que no se hayan completado las cinco etapas no podrá autorizarse el inicio del trabajo sin tensión y se considerará en tensión la parte de la instalación afectada

Para establecer la señalización de seguridad indicada en la quinta etapa podrá considerarse que la instalación está sin tensión si se han completado las cuatro etapas anteriores y no pueden invadirse zonas de peligro de elementos próximos en tensión.

1. Desconectar

La parte de la instalación en la que se va a realizar el trabajo debe aislarse de todas las fuentes de alimentación. El aislamiento estará constituido por una distancia en aire, o la interposición de un aislante, suficientes para garantizar eléctricamente dicho aislamiento.

Los condensadores u otros elementos de la instalación que mantengan tensión después de la desconexión deberán descargarse mediante dispositivos adecuados.

2. Prevenir de cualquier posible realimentación

Los dispositivos de maniobra utilizados para desconectar la instalación deben asegurarse contra cualquier posible reconexión, preferentemente por bloqueo del mecanismo de maniobra, y deberá colocarse, cuando sea necesario, una señalización para prohibir la maniobra. En ausencia de bloqueo mecánico, se adoptarán medidas de protección equivalentes. Cuando se utilicen dispositivos telemandados deberá impedirse la maniobra errónea de los mismos desde el telemando.

Cuando sea necesaria una fuente de energía auxiliar para maniobrar un dispositivo de corte, ésta deberá desactivarse o deberá actuarse en los elementos de la instalación de forma que la separación entre el dispositivo y la fuente quede asegurada

3. Verificar ausencia de tensión

La ausencia de tensión deberá verificarse en todos los elementos activos de la instalación eléctrica en, o lo más cerca posible, de la zona de trabajo. En el caso de alta tensión, el correcto funcionamiento de los dispositivos de verificación de ausencia de tensión deberá comprobarse antes y después de dicha verificación.

Para verificar la ausencia de tensión en cables o conductores aislados que puedan confundirse con otros existentes en la zona de trabajo, se utilizarán dispositivos que

actúen directamente en los conductores (pincha-cables o similares), o se emplearán otros métodos, siguiéndose un procedimiento que asegure, en cualquier caso, la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico.

Los dispositivos telemandados utilizados para verificar que una instalación está sin tensión serán de accionamiento seguro y su posición en el telemando deberá estar claramente indicada.

4. Poner a tierra y en cortocircuito

Las partes de la instalación donde se vaya a trabajar deben ponerse a tierra y en cortocircuito:

- En las instalaciones de alta tensión.
- En las instalaciones de baja tensión que, por inducción, o por otras razones, puedan ponerse accidentalmente en tensión.

Los equipos o dispositivos de puesta a tierra y en cortocircuito deben conectarse en primer lugar a la toma de tierra y a continuación a los elementos a poner a tierra, y deben ser visibles desde la zona de trabajo. Si esto último no fuera posible, las conexiones de puesta a tierra deben colocarse tan cerca de la zona de trabajo como se pueda.

Si en el curso del trabajo los conductores deben cortarse o conectarse y existe el peligro de que aparezcan diferencias de potencial en la instalación, deberán tomarse medidas de protección, tales como efectuar puentes o puestas a tierra en la zona de trabajo, antes de proceder al corte o conexión de estos conductores.

Los conductores utilizados para efectuar la puesta a tierra, el cortocircuito y, en su caso, el puente, deberán ser adecuados y tener la sección suficiente para la corriente de cortocircuito de la instalación en la que se colocan.

Se tomarán precauciones para asegurar que las puestas a tierra permanezcan correctamente conectadas durante el tiempo en que se realiza el trabajo. Cuando tengan que desconectarse para realizar mediciones o ensayos, se adoptarán medidas preventivas apropiadas adicionales.

Los dispositivos telemandados utilizados para la puesta a tierra y en cortocircuito de una instalación serán de accionamiento seguro y su posición en el telemando estará claramente indicada.

5. Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Si hay elementos de una instalación próximos a la zona de trabajo que tengan que permanecer en tensión, deberán adoptarse medidas de protección adicionales, que se aplicarán antes de iniciar el trabajo (trabajos en proximidad o trabajos en tensión).

1.7.3. Reposición de la tensión

La reposición de la tensión sólo comenzará, una vez finalizado el trabajo, después de que se hayan retirado todos los trabajadores que no resulten indispensables y que se hayan recogido de la zona de trabajo las herramientas y equipos utilizados.

El proceso de reposición de la tensión comprenderá:

- La retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.
- La retirada, si la hubiera, de la puesta a tierra y en cortocircuito.
- El desbloqueo y/o la retirada de la señalización de los dispositivos de corte.
- El cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Desde el momento en que se suprima una de las medidas inicialmente adoptadas para realizar el trabajo sin tensión en condiciones de seguridad, se considerará en tensión la parte de la instalación afectada.

1.7.4. Reposición de fusibles

- No será necesaria la puesta a tierra y en cortocircuito cuando los dispositivos de desconexión a ambos lados del fusible estén a la vista del trabajador, el corte sea visible o el dispositivo proporcione garantías de seguridad equivalentes, y no exista posibilidad de cierre intempestivo.
- Cuando los fusibles estén conectados directamente al primario de un transformador, será suficiente con la puesta a tierra y en cortocircuito del lado de alta tensión, entre los fusibles y el transformador.

1.7.5. Trabajos en tensión

Los trabajos en tensión deberán ser realizados por trabajadores cualificados. Los trabajos en lugares donde la comunicación sea difícil, deberán realizarse estando presentes, al menos, dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios.

Los equipos y materiales utilizados deberán asegurar la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico, garantizando, en particular, que el trabajador no pueda contactar accidentalmente con cualquier otro elemento a potencial distinto al suyo.

- Los accesorios aislantes (pantallas, cubiertas, vainas, etc.) para el recubrimiento de partes activas o masas.
- Los útiles aislantes o aislados (herramientas, pinzas, puntas de prueba, etc.).
- Las pértigas aislantes.
- Los dispositivos aislantes o aislados (banquetas, alfombras, plataformas de trabajo, etc.).
- Los equipos de protección individual frente a riesgos eléctricos (guantes, gafas, cascos, etc.).

Los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se elegirán, de teniendo en cuenta las características del trabajo y de los trabajadores y, en particular, la tensión de servicio. Se utilizarán, mantendrán y revisarán siguiendo las instrucciones de su fabricante.

En cualquier caso, los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se ajustarán a la normativa específica que les sea de aplicación.

Los trabajadores deberán disponer de un apoyo sólido y estable, que les permita tener las manos libres, y de una iluminación que les permita realizar su trabajo en condiciones de visibilidad adecuadas. Los trabajadores no llevarán objetos conductores, tales como pulseras, relojes, cadenas o cierres de cremallera metálicos que puedan contactar accidentalmente con elementos en tensión.

La zona de trabajo deberá señalizarse y/o delimitarse adecuadamente, siempre que exista la posibilidad de que otros trabajadores o personas ajenas penetren en dicha zona y accedan a elementos en tensión.

Las medidas preventivas para la realización de trabajos al aire libre deberán tener en cuenta las posibles condiciones ambientales desfavorables, de forma que el trabajador quede protegido en todo momento; los trabajos se prohibirán o suspenderán en caso de tormenta, lluvia o viento fuertes, nevadas, o cualquier otra condición ambiental desfavorable que dificulte la visibilidad, o la manipulación de las herramientas. Los trabajos en instalaciones interiores directamente conectadas a líneas aéreas eléctricas deberán interrumpirse en caso de tormenta.

El trabajo se efectuará bajo la dirección y vigilancia de un jefe de trabajo, que será el trabajador cualificado que asume la responsabilidad directa del mismo; si la amplitud de la zona de trabajo no le permitiera una vigilancia adecuada, deberá requerir la ayuda de otro trabajador cualificado.

El jefe de trabajo se comunicará con el responsable de la instalación donde se realiza el trabajo, a fin de adecuar las condiciones de la instalación a las exigencias del trabajo.

Los trabajadores cualificados deberán ser autorizados por escrito por el empresario para realizar el tipo de trabajo que vaya a desarrollarse, tras comprobar su capacidad para hacerlo correctamente, de acuerdo con el procedimiento establecido, el cual deberá definirse por escrito e incluir la secuencia de las operaciones a realizar, indicando, en cada caso:

- Las medidas de seguridad que deben adoptarse.
- El material y medios de protección a utilizar y, si es preciso, las instrucciones para su uso y para la verificación de su buen estado.
- Las circunstancias que pudieran exigir la interrupción del trabajo.

La autorización tendrá que renovarse, tras una nueva comprobación de la capacidad del trabajador para seguir correctamente el procedimiento de trabajo establecido, cuando éste cambie significativamente, o cuando el trabajador haya dejado de realizar el tipo de trabajo en cuestión durante un período de tiempo superior a un año.

La autorización deberá retirarse cuando se observe que el trabajador incumple las normas de seguridad, o cuando la vigilancia de la salud ponga de manifiesto que el estado o la situación transitoria del trabajador no se adecuan a las exigencias psicofísicas requeridas por el tipo de trabajo a desarrollar.

1.7.6. Reposición de fusibles

En instalaciones de baja tensión, no será necesario que la reposición de fusibles la efectúe un trabajador cualificado, pudiendo realizarla un trabajador autorizado, cuando la maniobra del dispositivo portafusible conlleve la desconexión del fusible y el material de aquél ofrezca una protección completa contra los contactos directos y los efectos de un posible arco eléctrico.

En instalaciones de alta tensión, no será necesario cumplir lo dispuesto en la parte B de este anexo cuando la maniobra del dispositivo portafusible se realice a distancia, utilizando pértigas que garanticen un adecuado nivel de aislamiento y se tomen medidas de protección frente a los efectos de un posible cortocircuito o contacto eléctrico directo.

1.7.7. Trabajos en proximidad

En todo trabajo en proximidad de elementos en tensión, el trabajador deberá permanecer fuera de la zona de peligro y lo más alejado de ella que el trabajo permita.

1.7.8. Preparación del trabajo

Antes de iniciar el trabajo en proximidad de elementos en tensión, un trabajador autorizado, en el caso de trabajos en baja tensión, o un trabajador cualificado, en el caso de trabajos en alta tensión, determinará la viabilidad del trabajo, teniendo en cuenta lo dispuesto en el párrafo anterior y las restantes disposiciones del presente anexo.

De ser el trabajo viable, deberán adoptarse las medidas de seguridad necesarias para reducir al mínimo posible:

- El número de elementos en tensión.
- Las zonas de peligro de los elementos que permanezcan en tensión, mediante la colocación de pantallas, barreras, envolventes o protectores aislantes cuyas características (mecánicas y eléctricas) y forma de instalación garanticen su eficacia protectora.

Si, a pesar de las medidas adoptadas, siguen existiendo elementos en tensión cuyas zonas de peligro son accesibles, se deberá:

- Delimitar la zona de trabajo respecto a las zonas de peligro; la delimitación será eficaz respecto a cada zona de peligro y se efectuará con el material adecuado.
- Informar a los trabajadores directa o indirectamente implicados, de los riesgos existentes, la situación de los elementos en tensión, los límites de la zona de trabajo y cuantas precauciones y medidas de seguridad deban adoptar para no invadir la zona de peligro, comunicándoles, además, la necesidad de que ellos, a su vez, informen sobre cualquier circunstancia que muestre la insuficiencia de las medidas adoptadas.

1.7.9. Realización del trabajo

Cuando las medidas adoptadas anteriormente no sean suficientes para proteger a los trabajadores frente al riesgo eléctrico, los trabajos serán realizados, una vez tomadas las medidas de delimitación e información indicadas en el apartado anterior, por trabajadores autorizados, o bajo la vigilancia de uno de éstos.

En el desempeño de su función de vigilancia, los trabajadores autorizados deberán velar por el cumplimiento de las medidas de seguridad y controlar, en particular, el movimiento de los trabajadores y objetos en la zona de trabajo, teniendo en cuenta sus características, sus posibles desplazamientos accidentales y cualquier otra circunstancia que pudiera alterar las condiciones en que se ha basado la planificación del trabajo. La vigilancia no será exigible cuando los trabajos se realicen fuera de la zona de proximidad o en instalaciones de baja tensión.

1.7.10. Zona de peligro y zona de proximidad en trabajos en tensión

Se definen lo que se considera zona de trabajo en tensión y zona de proximidad:

Zona de peligro o zona de trabajos en tensión: espacio alrededor de los elementos en tensión en el que la presencia de un trabajador desprotegido supone un riesgo grave e inminente de que se produzca un arco eléctrico, o un contacto directo con el elemento en tensión, teniendo en cuenta los gestos o movimientos normales que puede efectuar el trabajador sin desplazarse.

Zona de proximidad: espacio delimitado alrededor de la zona de peligro, desde la que el trabajador puede invadir accidentalmente esta última. Donde no se interponga una barrera física que garantice la protección frente al riesgo eléctrico.

Trabajo en proximidad: trabajo durante el cual el trabajador entra, o puede entrar, en la zona de proximidad, sin entrar en la zona de peligro, bien sea con una parte de su cuerpo, o con las herramientas, equipos, dispositivos o materiales que manipula.

1.7.11. Acceso a recintos de servicio y envolventes de material eléctrico

El acceso a recintos independientes destinados al servicio eléctrico o a la realización de pruebas o ensayos eléctricos (centrales, subestaciones, centros de transformación, salas de control o laboratorios), estará restringido a los trabajadores autorizados, o a personal, bajo la vigilancia continuada de éstos, que haya sido previamente informado de los riesgos existentes y las precauciones a tomar.

Las puertas de estos recintos deberán señalizarse indicando la prohibición de entrada al personal no autorizado. Cuando en el recinto no haya personal de servicio, las puertas deberán permanecer cerradas de forma que se impida la entrada del personal no autorizado.

La apertura de celdas, armarios y demás envolventes de material eléctrico estará restringida a trabajadores autorizados.

El acceso a los recintos y la apertura de las envolventes por parte de los trabajadores autorizados solo podrá realizarse, en el caso de que el empresario para el que estos trabajan y el titular de la instalación no sean una misma persona, con el conocimiento y permiso de este último.

1.7.12. Formación

Toda persona que se incorpore a la obra deberá ser informada individual o colectivamente de:

- Riesgos generales de la obra.
- Riesgos específicos.
- Medidas preventivas para evitar los riesgos.
- Normas de Seguridad de obligado cumplimiento.
- Material de protección a utilizar.

1.7.13. Actuación en caso de accidente

Los primeros auxilios deberán poder prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello. Asimismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, de los trabajadores accidentados o afectados por una indisposición repentina.

En todos los lugares en los que las condiciones de trabajo lo requieran se deberá disponer también de material de primeros auxilios, debidamente señalizado y de fácil acceso.

Una señalización claramente visible deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio local de urgencia. La obra objeto del presente EBSS consiste en la adecuada realización de una Línea Aérea de Alta Tensión para cumplimiento de las condiciones de avifauna.

Los trabajos a realizar en la línea consisten solo en el forrado de elementos de maniobra, cables, puentes, grapas y auto válvulas.

Estudio de gestión de residuos

Índice

1. Estudio de gestión de residuos	105
1.1. Antecedentes	105
1.2. Estimación de la cantidad de residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra	105
1.3. Medidas de prevención de residuos en la obra	106
1.4. Medidas para la separación de los residuos en obra	107
1.5. Prescripciones del pliego de condiciones técnicas particulares del proyecto	107

1. Estudio de gestión de residuos

1.1. Antecedentes

Se prescribe el presente Estudio de Gestión de Residuos, como anejo al presente proyecto, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el RD 105/2008, del 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

El presente estudio se basa en la información técnica por él proporcionada. Su objeto es servir de referencia para que el Constructor redacte y presente al Promotor un Plan de Gestión de Residuos en el que se detalle la forma en que la empresa constructora llevará a cabo las obligaciones que le incumben en relación con los residuos de construcción y demolición que se produzcan en la obra, en cumplimiento del articulado del citado Real Decreto.

Dicho Plan de Gestión de Residuos, una vez aprobado por la Dirección Facultativa y aceptado por el Promotor, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

1.2. Estimación de la cantidad de residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra

En la siguiente tabla se indican las cantidades de residuos de construcción de la instalación solar fotovoltaica. Los residuos están codificados con arreglo a la lista europea de residuos (LER) publicada por la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero.

Código de los residuos (LER)
15 Residuos de envases
15 01 01 Envases de papel y cartón
17 Residuos de construcción y demolición
17 02 01 Madera
17 02 03 Plástico

Tabla 16: Código de los residuos

En la siguiente tabla se muestra el volumen estimado de residuos generado:

Estimación del volumen de residuos	
Residuos considerados	Volumen estimado (m3)
Palés	21
Cartón	10,5
Embalajes de plástico	10,5

Tabla 17: Estimación del volumen de residuos generados

Estos residuos pertenecen a embalajes de módulos fotovoltaicos e inversores. Una vez finalizada la obra se depositaron en los contenedores situados en las inmediaciones del edificio.

El aluminio se servirá en obra ya cortado y dimensionado para prevenir la generación de residuos.

Los envases de polímero cumplirán la normativa europea de residuos no peligrosos y serán depositados en los contenedores de plástico.

1.3. Medidas de prevención de residuos en la obra

En la lista anterior puede apreciarse que los residuos que se generarán en la obra son de naturaleza no pétreo (Cartón y plástico).

Estos residuos pertenecen a los embalajes de los módulos fotovoltaicos y los inversores que una vez finalizada la obra se depositan en los contenedores establecidos a tal efecto para cada uno de ellos.

La estructura es de aluminio y se sirve en obra cortado a medida para prevenir futuros residuos.

No hay obra civil.

El montaje de la estructura se realiza cumpliendo con la normativa vigente y en concreto, con el Real Decreto 396/2006 que permite que se realicen determinados trabajos sin que sea necesario que la empresa esté inscrita en el RERA, ni tenga que presentar un plan de trabajo ni hacer vigilancia específica de la salud, eximiéndolo además de otros deberes documentales.

Para darse tales exenciones se deben cumplir tres condiciones comunes:

Tratarse de exposiciones esporádicas, sólo durante el perforado.

La intensidad de estas exposiciones debe ser baja puesto que el proceso se hace con humectación previa e incluso durante el taladrado, consiguiendo una afectación del entorno va a ser mínima o inapreciable.

Además, el trabajo se realiza durante horas en las que no haya personal de la empresa, con una limpieza posterior y una contención limitada al punto de taladrado.

Y además los trabajos también consisten en la encapsulación y sellado para evitar las goteras sin que, en ningún caso, implique riesgo de liberación de fibras.

Por consiguiente, el montaje se realiza cumpliendo con las medidas idóneas de prevención (técnicas, organizativas y de higiene personal y protección); además, los trabajadores disponen de toda la formación y equipos exigidos legalmente, así como la información necesaria y especificada en el RD mencionado.

Los envases de Polímero que se utiliza como producto de sellado de las perforaciones en la cubierta para atornillar la estructura de aluminio, cumplen la normativa europea de producto no peligrosos y son depositados en los contenedores de plástico habilitados a tal fin.

En este sentido, el Constructor se encargará de almacenar separadamente estos residuos y, en su caso, especificará en los contratos con los subcontratistas la obligación que éstos contraen de retirar de la obra todos los residuos y envases generados por su actividad, así como de responsabilizarse de su gestión posterior.

1.4. Medidas para la separación de los residuos en obra

Dado que las cantidades de residuos de construcción estimadas para la obra objeto del presente proyecto son inferiores a las asignadas a las fracciones indicadas en el punto 5 del artículo 5 del RD 105/2008, no será obligatorio separar los residuos por fracciones.

1.5. Prescripciones del pliego de condiciones técnicas particulares del proyecto

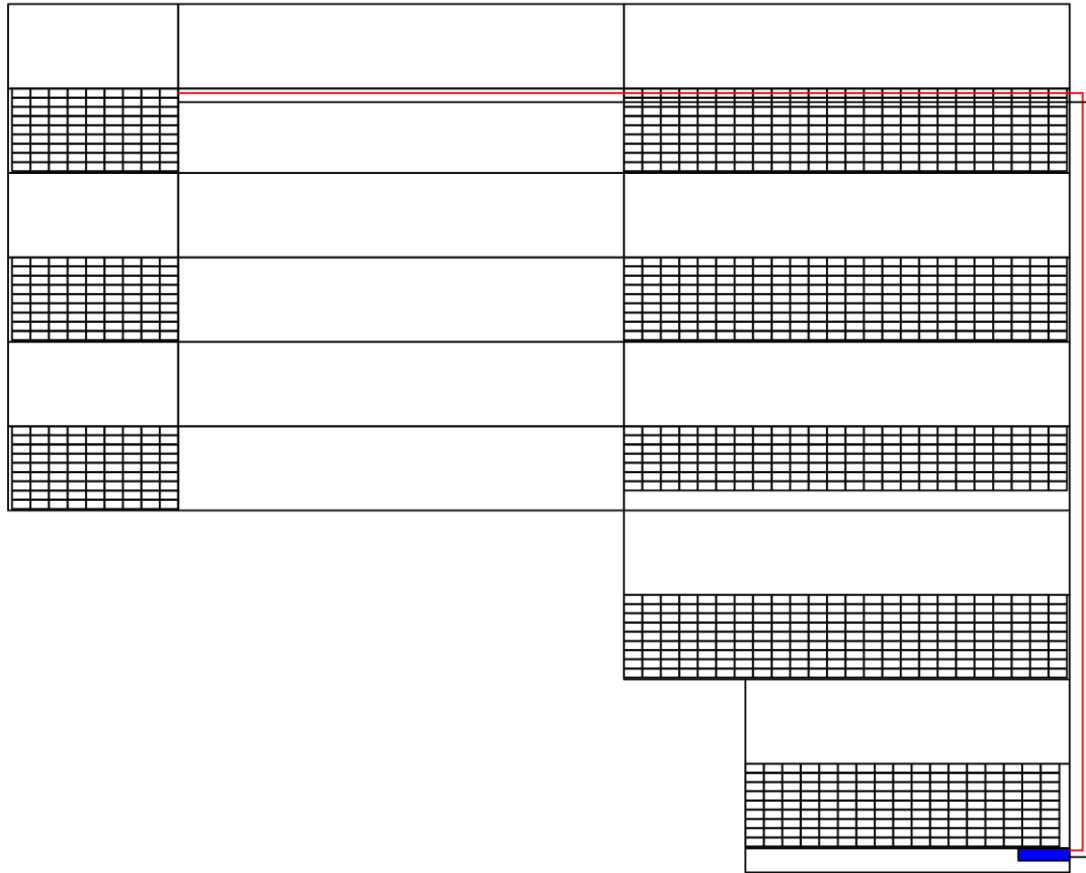
Se atenderán los criterios municipales establecidos (ordenanzas, condicionados de la licencia de obras), especialmente si obligan a la separación en origen de determinadas materias objeto de reciclaje o deposición. En este último caso se deberá asegurar, por parte del contratista, la realización de una evaluación económica de las condiciones en las que es viable esta operación.

Y también, considerar las posibilidades reales de llevarla a cabo: que la obra o construcción lo permita y que se disponga de plantas de reciclaje o gestores adecuados.

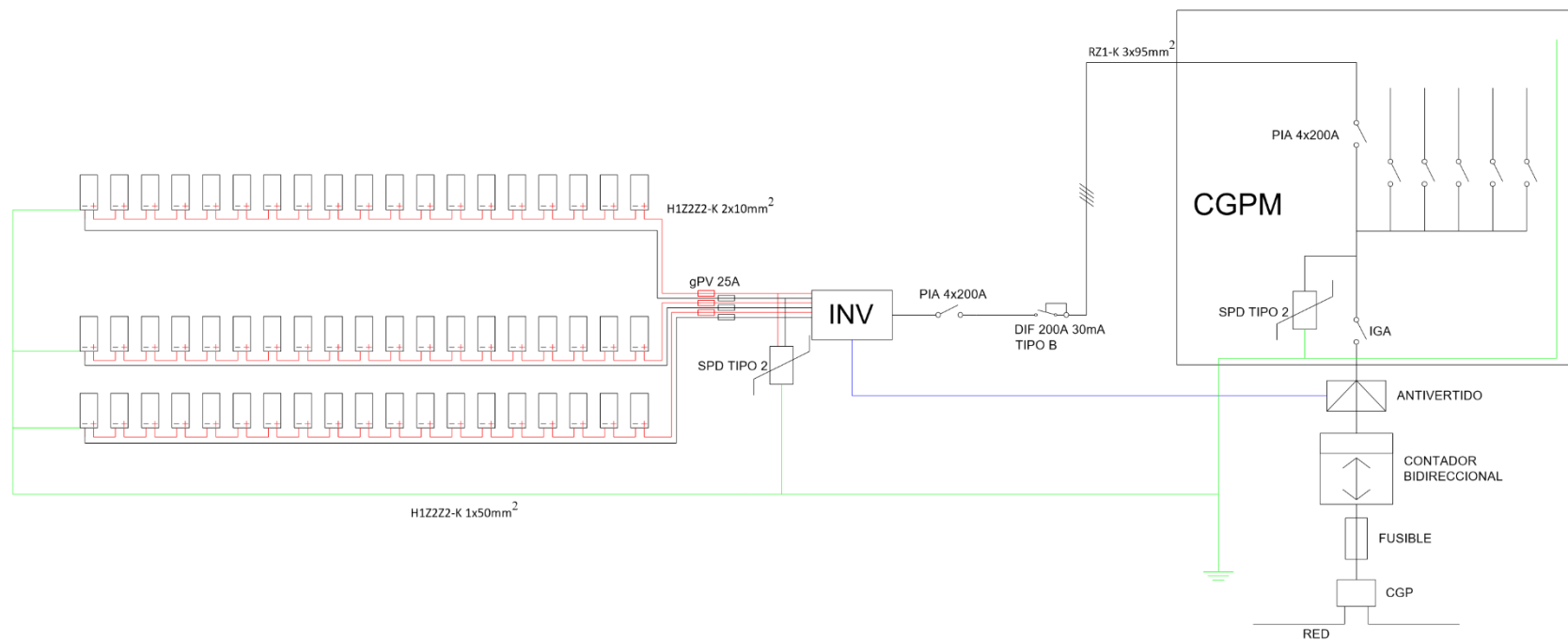
Planos



TÍTULO: Situación del emplazamiento	Nº Plano: 01/03
Autor: Francisco Soler Cuenca	Fecha: 29/07/2024
Proyecto: ISFV en autoconsumo	Escala: S/E
Organización: ETSII UPV	



TÍTULO: Distribución en cubierta	Nº Plano: 02/03
Autor: Francisco Soler Cuenca	Fecha: 29/07/2024
Proyecto: ISFV en autoconsumo	Escala: 1:750
Organización: ETSII UPV	



TÍTULO: Esquema unifilar	Nº Plano: 03/03
Autor: Francisco Soler Cuenca	Fecha: 29/07/2024
Proyecto: ISFV en autoconsumo	Escala:
Organización: ETSII UPV	S/E

Pliego de condiciones técnicas

Índice

1. Condiciones generales facultativas	114
1.1. Condiciones generales.....	115
1.2. Prescripciones generales relativas a los trabajos a los materiales y a los medios auxiliares	115
1.3. Recepción de las instalaciones	116
2. Especificaciones de materiales y equipos	117
2.1. Objeto y campo de aplicación	117
2.2. Condiciones generales.....	117
2.2.1. Equipamiento	117
2.2.2. Materiales.....	117
3. Especificaciones de ejecución	121
3.1. Objeto.....	121
3.2. Campo de aplicación	121
3.3. Condiciones generales.....	122
3.3.1. Normas generales de ejecución	122
3.3.2. Permisos y autorizaciones	122
3.3.3. Pruebas.....	123
4. Especificaciones del montaje mecánico	125
4.1. Objeto.....	125
4.2. Prescripciones generales del montaje de baja tensión	125
4.3. Prescripciones de ejecución de líneas eléctricas.....	126
4.3.1. Cruces, paralelismos e interferencias con otros servicios.....	126
4.3.2. Prescripciones del montaje de la estructura soporte de los módulos solares.....	128
4.4. Especificaciones de uso y mantenimiento	128
4.4.1. Módulos fotovoltaicos.....	128
4.4.2. Inversor.....	128
4.4.3. Armarios de conexión.....	129
4.4.4. Puesta a tierra	129

1. Condiciones generales facultativas

1.1. Condiciones generales

La ejecución material de las instalaciones descritas será con arreglo al proyecto, a las normas técnicas en el utilizadas y a las reglas de la buena construcción e ingeniería.

Deberá el técnico o constructor asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando los suministros o prefabricados que no cuenten con la garantía o documento de idoneidad requeridos por las normas de aplicación

Los materiales suministrados serán facilitados con antelación suficiente para el cumplimiento de su cometido.

Antes de comenzar las instalaciones, el constructor consignara por escrito que la documentación aportada es suficiente para la comprensión de la obra contratada, en caso contrario, deberá solicitar las aclaraciones correspondientes a los respectivos técnicos.

Se acordará el tiempo de realización de la obra, mediante documento escrito entre ambas partes contratadas, al igual que la cantidad de personas especializadas en la ejecución de las instalaciones, comprobando la capacidad de realización de trabajo por parte de los distintos operarios.

El jefe de obra deberá estar presente durante la jornada legal de trabajo.

La parte contratista tendrá derecho y obligación de requerir del técnico competente, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

Si el técnico competente, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios de la perturbación.

1.2. Prescripciones generales relativas a los trabajos a los materiales y a los medios auxiliares

El constructor dará los trabajos en el plazo acordado por la contrata y el promotor. Se desarrollarán en la forma necesaria para que dentro de los periodos parciales aprobados queden ejecutados los trabajos correspondientes y en consecuencia la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el contrato.

La determinación del orden de los trabajos será facultad de la contrata, salvo aquellos casos en que por circunstancias de orden técnico se estime conveniente alterar el orden.

Si por causa de fuerza mayor o independiente a la voluntad del constructor, éste no pudiera comenzar el trabajo en cuestión, tuviera que suspenderlo o no le fuera posible terminar en los

plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del jefe de obra.

El contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de las obras estipuladas alegando como causa la carencia de planos y ordenes de la dirección facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se lo hubiesen proporcionado.

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al proyecto, o a las modificaciones de este que previamente hayan sido aprobadas y a las ordenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entreguen las personas que hayan realizado el proyecto, dentro de las limitaciones presupuestarias.

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación de las instalaciones se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidas.

El constructor empleará los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las “condiciones generales y particulares de índole técnico” del pliego de condiciones, y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo también con lo especificado en dicho documento. Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción de las obras, es responsable de la ejecución del técnico y jefe de obra en caso de detectar estos vicios o defectos en los trabajos efectuados en los materiales instalados, podrán disponer que las partes defectuosas sean demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata.

Todo ensayo que no haya obtenido un resultado satisfactorio o que no ofrezca la suficiente garantía podrá comenzarse de nuevo a cargo de este.

El constructor deberá mantener limpia las obras y sus alrededores, en cuanto se refiere a materiales sobrantes. Los materiales nunca deberán ocupar la zona de tránsito de peatones debiéndose guardar las correspondientes medidas de seguridad.

1.3. Recepción de las instalaciones

Al terminar el plazo de garantía en el contrato o en su defecto a los seis meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista levantándose

el acta correspondiente, por duplicado (si las obras son conformes), que quedará firmada por el director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

Una vez realizada la recepción definitiva de la obra, cesará la obligación del Contratista de reparar a su cargo aquellos desperfectos inherentes a la normal conservación de los edificios, quedándose solo todas las responsabilidades que pudieran alcanzarle por vicios de la construcción.

2. Especificaciones de materiales y equipos

2.1. Objeto y campo de aplicación

El objeto de este pliego es determinar los requisitos generales mínimos que deben cumplir los materiales y equipos que se utilizaran en el desarrollo de la obra.

El presente Pliego de Condiciones será de aplicación en las distintas fases de montaje de la instalación eléctrica de baja tensión objeto del presente proyecto.

No se podrá adoptar ninguna disposición diferente de las precisadas en este Pliego de Condiciones sin notificarlo previamente al Técnico competente.

2.2. Condiciones generales

2.2.1. Equipamiento

Para realizar las distintas operaciones que conforman los trabajos de instalación de la planta fotovoltaica deberán usarse las tecnologías que sean de aplicación en cada material por medio del empleo de útiles y máquinas específicas, manipuladas por personal adiestrado para su uso y, en su caso, con documentación que acredite su capacidad, a fin de conseguir el mejor aprovechamiento de los materiales y el máximo de seguridad para las personas y las cosas.

2.2.2. Materiales

Todos los materiales utilizados, deberán ser de las calidades específicas en los documentos técnicos que hayan servido de base a la licitación.

La totalidad de los materiales a instalar en la planta fotovoltaica, deberán ir acompañados de los certificados que acrediten que el material cumple con la reglamentación vigente y las normas que sean de aplicación en cada caso.

El almacenamiento de los materiales deberá ejecutarse según las especificaciones propias de cada material, con el objeto de conseguir que permanezcan sus características propias durante todo el tiempo, evitando con ello que se produzcan deterioros que los dejen inservibles, tales como apoyo en superficies inadecuadas, exceso de cargas por alturas de apilado excesivas, etc.

Tanto en el momento de la entrega del material al equipo instalador como en la recepción del material sobrante de obra, deberán realizarse las inspecciones precisas que garanticen que el tránsito del material es el consignado en los documentos pertinentes y que se encuentra en perfecto estado para su uso inmediato.

El contratista será el responsable de la mala calidad del material utilizado en la instalación o de un montaje inadecuado, sin que pudiera declinar dicha responsabilidad en los suministradores o fabricantes de los materiales o materias primas.

No se utilizarán materiales que no hayan sido previamente admitidos por la Dirección Técnica. Cuando se efectuó cualquier variación sobre los especificados en el proyecto. Este control previo no constituirá la recepción definitiva, ya que serán susceptibles de rechazo si aun después de colocados no cumplieren las condiciones exigidas, debiendo entonces ser reemplazados por el contratista por otros que si cumplan las condiciones requeridas.

Conductores activos

Todos los materiales empleados aún los no relacionados en el presente proyecto, deberán ser de primera calidad.

Antes de su instalación, el Contratista presentará al Técnico Director de las Obras muestras y relaciones de marcas de todos los materiales a emplear y no se podrá instalar material alguno sin que previamente haya sido aceptado.

Este control previo no constituye su recepción definitiva, pudiendo ser rechazado por la Dirección de la Obra aún después de colocados sino cumplieren las condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones.

Empalmes: Cuando sea necesario el uso de empalmes, se elegirán los que correspondan a las características del cable y que, estando autorizado por la Empresa suministradora, sean recomendados por el fabricante, atendiéndose a las instrucciones de montaje dadas por el mismo.

Tubos protectores: En las canalizaciones subterráneas se colocarán tubos aislantes flexibles no propagadores de la llama, con un grado de protección 7 contra los daños mecánicos.

Cajas terminales: Son válidas las consideraciones hechas para los empalmes, escogiendo el tipo intemperie o interior según corresponda.

Los conductores eléctricos de baja tensión serán de cobre electrolítico con aislamiento del tipo indicado en el proyecto, con una tensión de aislamiento de 1000 Voltios.

Los conductores serán en todo caso, los que se especifiquen en el Proyecto en cuanto a propiedades mecánicas, físicas y sección de los mismos según se indica en el documento planos, en los planos referidos a los Esquemas Unifilares de los cuadros y subcuadros, conforme a las normas del REBT del Ministerio de Industria.

Todos los cables serán homologados conforme a las normas UNE que les sean de aplicación.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores con empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión, o mediante bridas de conexión. Siempre deberán realizarse en el interior de cajas de empalme o de derivación debidamente instaladas.

Conductores de protección

Los conductores de protección serán del mismo material e igual nivel de aislamiento que los conductores activos.

Cuando los conductores activos de la instalación circulen por el interior de conductos o cubiertas protectoras, éstas alojarán también a los conductores de protección.

Identificación de los conductores

La identificación de los conductores en el tendido se efectuará, siempre que se posible, por los colores que presenten sus aislamientos:

- Conductores de fase: NEGRO – MARRRÓN – GRIS.
- Conductor de neutro: AZUL CLARO.
- Conductor de protección: AMARILLO Y VERDE (Bicolor).

En el caso de no ser posible seguir este criterio, como sucederá en el caso de utilizar cables tri/tetrapolares bajo una misma cubierta, se procederá a su marcado o etiquetado para su distinción.

Aparatos de mando y maniobra

Todos los mecanismos de interruptores y cortacircuitos serán de materiales aislantes, incombustibles y no propagadores de la llama.

Todos los interruptores serán de corte unipolar debiendo resistir 10.000 maniobras de apertura y cierre con su carga nominal y a la tensión de trabajo, sin presentar desgaste excesivo o avería.

Aparatos de protección

Las características de los aparatos destinados a la protección de equipos y personas tales como magnetotérmicos y diferenciales, deberán cumplir inexcusablemente las características exigidas, sin que se pudieran variar éstas bajo ningún concepto, para no alterar las propiedades de selectividad o filiación de la instalación.

Los interruptores de control de potencia, serán del tipo magnetotérmico, con CURVA de retardo de corte unipolar, de los calibres adecuados a las potencias a contratar y que se expresen en la memoria y planos.

Los interruptores diferenciales, serán de corte unipolar, de 300 ma de sensibilidad.

Tanto los interruptores magnetotérmicos como los diferenciales, serán de marcas y tipos homologados por el Ministerio de Industria y Energía y por la Compañía Suministradora de energía.

Cuadros de montaje

Los interruptores de control de potencia y diferenciales de circuitos secundarios, así como su inversor correspondiente, se alojarán en armarios destinados al tal fin, de dimensiones suficientes para alojar los mecanismos indicados en los esquemas unifilares, dejando previstos una fila libre para alojar futuras ampliaciones, siendo el cableado mediante conductor instalado en canal de PVC.

El cuadro general con cerradura con llave, siendo su cableado mediante pletina de cobre y uniones a los interruptores mediante terminales.

Todos los cuadros dispondrán de letreros de indicación de circuitos, los cuales serán de tipo serigrafiado, y pegado al armario con material consistente.

Se dispondrán los elementos sobre ellos de la forma de más sencilla instalación y posterior accesibilidad, sin que para ello se tenga que variar las características de ningún componente de los utilizados en el proyecto.

Las entradas y salidas de los tubos protectores se realizarán por medio de taladros en la parte inferior o en el fondo, asegurando la estanqueidad en caso necesario por medio de prensaestopas adecuados.

Las puertas protectoras, en los cuadros que sean necesarias, serán transparentes u opacas previa autorización del Director Técnico de Obra, para poder detectar fácilmente los defectos o realizar lecturas del inversor sin tener que acceder al cuadro.

Circuitos de tierra en Baja Tensión

Los circuitos de puesta a tierra de la instalación cumplirán de forma detallada la ITC-BT-18 sobre Instalaciones de Puesta a Tierra, así como las especificaciones que pudiera ordenar el Director técnico de la Obra.

Por toda la instalación y junto con los conductores activos, se llevarán un conductor de tierra de iguales características de aislamiento y tensión nominal que aquellos, pero con color de identificación amarillo-verde.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación no sometidas a tensión (cuadros de maniobra, masas de receptores etc.)

Las secciones del conductor de tierra, en líneas generales y derivaciones, se indican en los correspondientes planos y corresponden a las normas que se especifican en el punto **toma de tierra**.

Todos los elementos metálicos estarán conectados a la red general de toma de tierra del edificio.

Arena

La arena que se utilice para la protección de los elementos que queden enterrados en la zanja, poseerá las características de limpieza, disgregación, aspereza, crujiente al tacto. Estará exenta de sustancias orgánicas, arcillas o partículas terrosas, y en todo caso será necesario, previamente su utilización, la aprobación de la Dirección de Obra.

Inversores de corriente

Los inversores encargados de transformar la corriente continua procedente de los módulos solares en corriente alterna para su evacuación serán de la marca HUAWEI SUN2000-100KTL-M2, y cumplirán la normativa de la Comunidad Europea (marcado CE).

Para su montaje se seguirán las indicaciones marcadas por el fabricante.

Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos solares será de aluminio, que asegura un mínimo mantenimiento y una mayor resistencia a las inclemencias meteorológicas, y cumplirán con el Código Técnico de la Edificación.

Para su montaje se seguirán las especificaciones marcadas por el fabricante.

3. Especificaciones de ejecución

3.1. Objeto

El objeto de este pliego es determinar los requisitos generales mínimos de diseño, proyecto y construcción para la instalación de la planta solar fotovoltaica en su parte de baja tensión.

Así mismo servirá como documento técnico en las relaciones que se establecen entre la compañía que acomete la ejecución de las obras pertinentes y la propiedad.

3.2. Campo de aplicación

El presente Pliego de Condiciones será de aplicación en las distintas fases de realización de la instalación eléctrica de baja tensión de la planta solar fotovoltaica.

No se podrá adoptar ninguna disposición diferente de las precisadas en este Pliego de Condiciones sin notificarlo previamente a la Dirección Técnica.

3.3. Condiciones generales

3.3.1. Normas generales de ejecución

La instalación será realizada por personal competente, utilizando los medios técnicos actuales para este tipo de trabajo, procurando la mejor ejecución, en cuanto a calidad y estética se refieren, y siempre cumpliendo con las especificaciones de los fabricantes de los equipos a instalar: seguidores solares, módulos fotovoltaicos, inversiones de corriente, etc.

El pelado de los conductores se hará de forma que no se dañe la superficie de estos.

Las derivaciones de conductores se harán siempre en el interior de cajas de empalme o derivación. La conexión entre conductores se hará mediante bornes de conexión, no permitiéndose más de tres conductores por cada borne.

No se utilizará el mismo conductor de neutro para varios circuitos.

Todo conductor debe poder seccionarse en cualquier punto de la instalación en que derive, debiéndose proteger cualquier disminución de sección por interruptor automático o cortacircuitos fusible, que se instalaran siempre en el conductor de fase.

Los empalmes y conexiones de conductores se realizarán cuidadosamente y con buena unión mecánica, para evitar que la elevación de la temperatura en los mismos no sea superior a la que se pueda originar en los conductores estén en servicio.

Se procurará repartir la carga entre las distintas fases y circuitos, de forma que no se originen desequilibrios en la red. Los receptores que se instalen, deberán presentar un factor de potencia superior a 0,85 en funcionamiento nominal para evitar sobredimensionamientos y calentamientos en la instalación.

Se evitará en los posibles, todo cruce de conducciones con cañerías de agua, gas, vapor, teléfono etc. Si fuese necesario efectuar alguno de estos cruces, se dispondrá un aislamiento supletorio.

Esta absolutamente prohibido utilizar cañerías de agua como neutro o tierra de instalación.

Los conductores y enchufes, no deberán producir arcos eléctricos en conexión o desconexión. Los cortacircuitos fusibles serán tales que, permitan sustituir los cartuchos sin riesgo alguno y estos deberán proyectar material al fundirse.

Todos los c.c. estarán perfectamente localizados y accesibles, y nunca en el interior de cajas de derivación o bajo elementos decorativos.

En la ejecución de la toma de tierra, se evitará codos o aristas pronunciadas, debiendo ser los cambios de dirección de conductores, lo menos bruscos posibles.

3.3.2. Permisos y autorizaciones

Este apartado estará formado por los distintos permisos y autorizaciones que sean necesarios para la realización de la obra, otorgados por aquellos Organismo Públicos o Privados que tengan jurisdicción sobre la zona en que se realicen los trabajos.

Sera por cuenta de la propiedad la obtención de estos permisos, correspondiendo al contratista, encargado de la realización de la obra, la obtención de las condiciones de señalización requeridas por parte de los servicios municipales y, si hubiera lugar, de otros Organismos para el inicio y ejecución de las obras.

3.3.3. Pruebas

El director técnico de la instalación, podrá establecer cuantas pruebas y ensayos crea convenientes con los materiales utilizados, al objeto de comprobar su calidad, debiendo ser sustituidos los que a su juicio no reúnan las condiciones del proyecto, por mala calidad de los materiales o de ejecución de la instalación.

Serán por cuenta del Contratista los gastos originados por estos conceptos hasta un máximo del 1% del Presupuesto de Ejecución Material. Esta partida se considera incluida en los Gastos Generales.

A la finalización de la instalación, se procurará a las siguientes comprobaciones:

Zanjas

Se efectuará una cata por cada 50m, o fracción de zanja, comprobándose que se ha ejecutado de acuerdo con el proyecto, pudiéndose rechazar la totalidad de la partida si en la inspección se encontraran defectos de ejecución o en los materiales.

Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica

La instalación presentara una resistencia de aislamiento por lo menos igual a $1.000 \times U$ ohmios, siendo U la tensión máxima de servicio, expresada en voltios, con un mínimo de 250.000 ohmios, esto se refiere a una instalación de la que el conjunto de canalizaciones y para cualquier número de conductores, no exceda de 1.000m.

En el caso de superar esta longitud, si es posible se ira seccionando por desconexión a retirar de fusibles en módulos de 100m o fracción. Cuando no sea posible el fraccionamiento de la instalación, se admite que el valor de la resistencia de aislamiento de toda la instalación sea, con relación al mínimo que le corresponda, inversamente proporcional a la longitud total de las canalizaciones.

El aislamiento se medirá con relación a tierra y entre conductores, mediante la aplicación de una tensión continúa suministrada por un generador, que proporciones un vacío, una tensión comprendida entre 500 y 1.000 V y como mínimo 250 V, con una carga externa de 100.000 ohmios.

Durante la medida, los conductores, incluyendo el neutro, estarán aislados de tierra, así como la red de suministro de energía. Si las masas de los receptores están unidas al neutro, se suprimirán estas conexiones durante la medida, restableciéndose una vez terminada esta.

La medida de aislamiento con relación a tierra, se efectuará uniendo a esta el polo positivo del generador y dejando, en principio, todos los aparatos de utilización conectados, asegurándose que no existe falta de continuidad eléctrica en la parte de la instalación que se verifica, los aparatos de interrupción se pondrán en posición de cerrado y los cortacircuitos instalados como un servicio normal.

Todos los conductores se conectarán entre sí, incluyendo el neutro, en el origen de la instalación y a este punto se conectará el polo negativo del generador.

La medida de aislamiento entre conductores se efectuará después de haber desconectado todos los aparatos de utilización, quedando los interruptores y cortacircuitos en la misma posición que la señalada anteriormente para la medida de aislamiento con relación a tierra.

Las medidas de aislamiento se efectuarán sucesivamente entre los conductores tomados dos a dos, comprendiendo el conductor neutro.

Por lo que respecta a la rigidez dieléctrica de una instalación, ha de ser tal que, desconectados los aparatos de utilización, resista durante 1 minuto una prueba de tensión de $2 U + 1.000 V$ a frecuencia industrial, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, y con un mínimo de 1.500 V. Este ensayo se realizará para cada uno de los conductores, incluyendo el neutro, con relación a tierra y entre conductores.

Durante este ensayo los aparatos de interrupción se pondrán en la posición de cerrado y los cortacircuitos instalados como en servicio normal.

Este ensayo no se realizará en instalaciones correspondientes a locales que presenten riesgo de incendio o explosión.

Funcionamiento de los interruptores diferenciales

- Puesta la instalación en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición de cerrado.
- Puesta la instalación en tensión, comprobar la sensibilidad y el tiempo de disparo del diferencial mediante un tester debidamente calibrado.
- Número de controles: uno por cada interruptor diferencial.
- Condición de no aceptación: no desconecta el interruptor diferencial o su tiempo de disparo es superior al valor permitido.

Funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos

- Abierto el pequeño interruptor automático, conectar mediante un puente de la fase y el neutro en el punto más alejado de la instalación.
- Número de controles. Uno por cada interruptor diferencial.

- Condición de no aceptación: no actúa el pequeño interruptor automático o el fusible de seguridad, según corresponda, en un espacio de tiempo superior a 2 segundos.

Empalmes

Se comprobará que las conexiones de los conductores y de los diversos materiales están realizadas en forma que los contactos sean seguros, de duración y no se calienten anormalmente.

Medida de tierra

Se comprobará y medirá la resistencia de las tomas de tierra observando si está dentro de la tolerancia que fija el vigente Reglamento Electrotécnico.

4. Especificaciones del montaje mecánico

4.1. Objeto

Esta especificación tiene por objeto definir los detalles que se deberán tener en cuenta a la hora de realizar la instalación de la planta solar.

4.2. Prescripciones generales del montaje de baja tensión

Para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrán en cuenta las prescripciones generales siguientes:

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de la estructura soporte.
- Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.
- Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se precise una unión estanca.
- Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los especificados por el fabricante conforme a UNE-EN 50.086 -2-2.
- Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocarlos y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 40 metros. El número de curvas en ángulo situadas entre dos registros consecutivos no será

superior a 3. Los conductores se alojarán normalmente en los tubos después de colocados éstos.

- Los registros podrán estar destinadas únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.
- Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante y no propagador de la llama: Si son metálicas estarán protegidas contra la corrosión. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será al menos igual al diámetro del tubo mayor más un 50% del mismo, con un mínimo de 40 mm. Su diámetro o lado interior mínimo será de 60 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas o racores adecuados.
- En ningún caso se permitirá la unión de conductores como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizados bornes de conexión montados individualmente o construyendo bloques o regletas de conexión; puede permitirse, asimismo, la utilización de bridas de conexión. El retorcimiento o arrollamiento de conductores no se refiere aquellos casos en los que se utilice cualquier dispositivo conector que asegure una correcta unión entre los conductores, aunque se produzca un retorcimiento parcial de los mismos y con la posibilidad de que puedan desmontarse fácilmente. Los bornes de conexión para uso doméstico o análogo serán conformes a lo establecido en la correspondiente parte de la norma UNE-EN 60.998.
- Durante la instalación de los conductores para que su aislamiento no pueda ser dañado por su roce con los bordes libres de los tubos, los extremos de éstos, cuando sean metálicos y penetren en una caja de conexión o aparato, estarán provistos de boquillas con bordes redondeados o dispositivos equivalentes, o bien los bordes estarán convenientemente redondeados.
- En los tubos metálicos sin aislamiento interior, se tendrá en cuenta las posibilidades de que se produzcan condensaciones de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de los tubos mediante el sistema adecuado, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" de la que uno de los brazos no se emplea.
- Los tubos metálicos que sean accesibles deben ponerse a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada. En el caso de utilizar tubos metálicos flexibles, es necesario que la distancia entre dos puestas a tierra consecutivas de los tubos no exceda de 10 metros.
- No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.
- Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en la ITC- BT-20.

4.3. Prescripciones de ejecución de líneas eléctricas

4.3.1. Cruces, paralelismos e interferencias con otros servicios

Se harán cruces de una canalización en los casos siguientes:

- Para el cruce de calles, caminos o carreteras con tráfico rodado.
- En las entradas de carruajes o garajes públicos.
- En los lugares en donde por diversas causas no debe dejarse tiempo la zanja abierta.
- En los sitios en donde esto se crea necesario por indicación del Proyecto o del Supervisor de Obra.

Estos cruces serán siempre rectos y en general, perpendiculares a la dirección de la calzada.

Sobresaldrán de la acera, hacia el interior, unos 20 cm, del bordillo.

El diámetro de los tubos de protección estará comprendido entre 15 y 20 cm, según sea el tipo de cruce elegido. Su colocación y la sección mínima de hormigonado responderán a lo indicado en los planos de detalle adjuntos. Estarán recibidos con cemento y hormigonados en toda su longitud.

Cuando por imposibilidades de hacer la zanja a la profundidad citada los cables estén situados a menos de la profundidad indicada, tanto en baja tensión como en media tensión, se dispondrán en vez de tubos de fibrocemento o PVC, tubos metálicos o de resistencia análoga para el paso de cable por esa zona, previa conformidad del Supervisor de Obra.

Los tubos vacíos, ya sea mientras se ejecuta la canalización o que al terminarse la misma se queda de reserva, deberán taparse con rasilla y yeso, dejando en su interior un alambre galvanizado para guiar posteriormente los cables en su tendido.

Los materiales a utilizar en los cruces normales serán de las siguientes calidades y condiciones:

- Los tubos serán de fibrocemento o PVC provenientes de fábricas de garantía, siendo el diámetro que se señala en estas normas el correspondiente al interior del tubo y su longitud la más apropiada para el cruce de que se trate.
- Los tubos que se colocaran de modo que en sus empalmes la boca hembra esté situada antes que la boca macho siguiendo la dirección del tendido probable del cable, con objeto de no dañar a éste en la citada operación.
- Se avisará a la empresa propietaria de los mismos. El encargado de la obra, tomará las medidas necesarias, en el caso de que estos servicios queden al aire, para sujetarlos con seguridad de forma que no sufran ningún deterioro. Y en el caso que haya que desplazarlos, para poder ejecutar los trabajos, se hará siempre de acuerdo con la empresa propietaria de esas canalizaciones.
- Se establecerán los nuevos cables de forma que no se entrecrucen con los servicios establecidos, guardando en todo caso las distancias que determina el Reglamento vigente.

Cuando en una misma zanja se coloquen cables de M.T. y B.T. cada uno de ellos deberá situarse a la profundidad que corresponda y llevará su correspondiente protección de arena.

La distancia que se recomienda guardar en la proyección vertical entre eje de ambas bandas debe ser superior a 20cm.

Los cruces en este caso, cuando los haya, se realizarán de acuerdo con lo indicado en el documento "planos".

La separación mínima entre ejes de cables multipolares o mazos de cables unipolares, componentes del mismo circuito, deberá ser de 0.20 m. para cables de M.T. y B.T. y la separación entre los ejes de los cables extremos y la pared de la zanja de 0.10 m., por tanto, la anchura de la zanja se hará con arreglo a estas distancias mínimas y de acuerdo con lo indicado en plano adjunto cuando, además, haya que colocar tubos.

El tendido de dos líneas paralelas entre dos puntos, debe realizarse de modo que los cables no se crucen en ningún punto de su recorrido.

4.3.2. Prescripciones del montaje de la estructura soporte de los módulos solares

El montaje de la estructura soporte de los módulos solares se regirá por la documentación técnica facilitada por el fabricante de los equipos.

4.4. Especificaciones de uso y mantenimiento

4.4.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos requieren muy escaso mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector.

El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica del panel. La periodicidad del proceso depende, lógicamente, de la intensidad del ensuciamiento. En el caso de depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos instalando pequeñas antenas elásticas en la parte alta del panel, impidiendo a aquellas que se posen. La operación de limpieza consiste simplemente en el lavado de los módulos con agua y algún detergente no abrasivo. Esta operación se tiene que realizar a primeras horas de la mañana, cuando el modulo esta frio. No es recomendable en ningún caso utilizar mangueras a presión.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas y de la estanqueidad del panel.
- Revisión de los prensaestopas de la caja de conexión.

4.4.2. Inversor

El mantenimiento del inversor no difiere especialmente de las operaciones normales en equipo electrónicos. Las averías en condiciones normales de funcionamiento son pocos frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:

- Observación visual general del estado y funcionamiento del inversor.
- Comprobación del cableado y conexionado de los componentes.
- Observación del funcionamiento de los indicadores ópticos.

- Limpieza de la acumulación de polvo que se pueda producir en el conducto de ventilación.

4.4.3. Armarios de conexión

- Se observará la estanqueidad de los armarios y prensaestopas.
- Cableado general del armario.
- Apriete de bornas y detección de cables con elevada temperatura.
- Señalización de cables en buen estado.
- Comprobación de las protecciones (varistores, fusibles, magnetotérmicos, diferenciales, seccionadores, diodos, etc.)

4.4.4. Puesta a tierra

Cada dos años y en la época en la cual el terreno esté más seco, se medirá la resistencia de la tierra y se comprobará que no sobrepasa el valor prefijado en el proyecto.