



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Electrónica Industrial y Automática

Diseño de una Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo Conectada a Red.

Autor:

Ares Berciano, Víctor

Tutor:

Herrero de Lucas, Luís Carlos

Departamento de Tecnología

Electrónica

Valladolid, noviembre de 2023.

Agradecimientos

Me gustaría agradecer el apoyo recibido durante la realización de este proyecto y, en general, durante mi paso por el grado estudiado a mi familia, por haber estado conmigo tanto en los buenos como en los malos momentos.

Por otro lado, me gustaría agradecer a mi tutor del presente trabajo de fin de grado, Luis Carlos Herrero, por haber tenido paciencia conmigo y ayudarme en todos los aspectos en los que le he requerido, así como su esfuerzo por seguir el proceso del proyecto con detenimiento y darme su punto de vista siempre que así lo he necesitado.

Por último, agradecer a mi círculo de amistades por su apoyo incondicional durante la carrera y el desarrollo del trabajo de fin de grado.

Resumen

La demanda energética de un emplazamiento, con los altos costes de la electricidad hoy en día, puede suponer un problema para los usuarios que hacen frente a este desembolso económico. Asimismo, la inminente transición energética en la que se ve envuelta la sociedad, llama a tomar medidas modernas, ecológicas y eficientes, lo que nos lleva al uso de las energías renovables.

El presente proyecto muestra el desarrollo de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en la provincia de Sevilla. Este incluye aspectos eléctricos, mecánicos, electrónicos, normativa empleada, legislación vigente, etc.

Por otro lado, se harán estudios de ubicación y orientación de los módulos fotovoltaicos y se analizarán los diferentes equipos y materiales que se deben utilizar en una instalación de este tipo.

En conclusión, se realizará un análisis completo y detallado de todo lo que ha de saberse para llevar a cabo una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

Palabras clave: energías renovables, energía solar fotovoltaica, instalación fotovoltaica de autoconsumo, módulo fotovoltaico, conexión a red.

Abstract

The energy demand of a location, given the current high costs of electricity, can be a challenge for users facing this economic burden. Furthermore, the imminent energy transition that society is undergoing calls for the adoption of modern, ecological, and efficient measures, leading us towards the utilization of renewable energies.

The present project shows the development of a self-consumption photovoltaic installation in the province of Seville, Spain. This includes electrical, mechanical, and electronic aspects, as well as the regulations employed, current legislation, etc.

Additionally, studies will be conducted on the placement and orientation of photovoltaic modules, and an analysis of the various equipment and materials required for such an installation will be undertaken.

In conclusion, a comprehensive and detailed analysis will be conducted, covering all the necessary knowledge for the implementation of a self-consumption photovoltaic installation.

Keywords: renewable energies, photovoltaic solar energy, self-consumption photovoltaic installation, photovoltaic module, grid connection.

Índice

Agradecimientos.....	3
Resumen	5
Abstract.....	5
1. Memoria descriptiva	17
1.1. Antecedentes	17
1.1.1. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	18
1.1.2. Evolución de la energía solar fotovoltaica en los últimos años.....	20
1.2. Objetivos del proyecto	22
1.2.1. ¿Qué es una instalación fotovoltaica conectada a red?	22
1.3. Ubicación de la instalación	24
1.4. Tipos de energías renovables.....	27
1.4.1. Energía eólica.....	27
1.4.2. Biomasa	28
1.4.3. Biocarburantes.....	29
1.4.4. Energía geotérmica	30
1.4.5. Energía hidroeléctrica.....	31
1.4.6. Energía del mar	32
1.4.7. Energía solar	33
1.5. Introducción a la energía solar fotovoltaica	36
1.5.1. Efecto fotoeléctrico.....	36
1.5.2. Efecto fotovoltaico	40
1.5.3. Generación de corriente eléctrica	42
1.5.4. Célula solar	44
1.5.5. Panel fotovoltaico	46
1.6. Orientación de los módulos fotovoltaicos	48
2. Estudio climatológico previo	51
2.1. Temperatura.....	51
2.2. Irradiancia solar	54
2.3. Nubosidad	57
2.3.1. Afección de sombras.....	57
2.3.2. Paneles fotovoltaicos <i>half-cell</i>	61

2.3.3.	Efecto de la nubosidad	63
3.	Normativa de aplicación.....	67
3.1.	Tramitación administrativa para el autoconsumo	69
4.	Estudio energético previo	73
4.1.	Necesidades de la planta fotovoltaica	76
5.	Memoria constructiva	78
5.1.	Material necesario para la instalación	78
5.1.1.	Módulo Fotovoltaico.....	79
5.1.2.	Inversor	88
5.1.3.	Estructura soporte	94
5.1.4.	Cableado	102
5.1.5.	Seguridad y protecciones	103
5.1.6.	Puesta a tierra.....	108
5.2.	Dimensionado de la instalación fotovoltaica	109
5.2.1.	Potencia a instalar	109
5.2.2.	Selección del inversor necesario	115
5.3.	Solución adoptada	129
5.3.1.	Paneles.....	129
5.3.2.	Inversor	132
5.3.3.	Estructura	137
5.3.4.	Cableado	139
5.3.5.	Protecciones eléctricas	150
5.3.6.	Equipos de monitorización y medición.....	155
6.	Presupuesto desglosado	161
	Capítulo 1: Suministro de equipos, estructura y resto de material	161
	Capítulo 2: Ejecución de obra	161
	Capítulo 3: Redacción de proyecto y trámites administrativos	161
	Capítulo 4: Dirección facultativa	161
	Capítulo 5: Sistemas de gestión	161
	Capítulo 6: Coordinador de seguridad y salud.....	162
	Mediciones y presupuesto	162
7.	Resumen y conclusiones	163
8.	Bibliografía.....	165

ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS	173
ANEXO II: ESQUEMA UNIFILAR	200
ANEXO III: DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS EN CUBIERTA.....	202
ANEXO IV: DISTRIBUCIÓN DE STRINGS	204
ANEXO V: RESULTADOS OBTENIDOS EN PVSYST	206

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: helioesfera.com.....	18
Ilustración 2. Instalación fotovoltaica híbrida. Fuente: alfaengenharia.net.br	18
Ilustración 3. Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: ecosostenibles.com ...	19
Ilustración 4. Esquema de instalación fotovoltaica de autoconsumo.	23
Ilustración 5. Ubicación desde Google Maps.	24
Ilustración 6. Satélite, Google Maps.	25
Ilustración 7. Imagen vía Google Earth.....	26
Ilustración 8. Esquema eólico. Fuente: Greenpeace.	27
Ilustración 9. Energía de la biomasa. Fuente: OVACEN.	28
Ilustración 10. Biodiesel. Fuente: Research Gate [14].....	29
Ilustración 11. Planta geotérmica. Fuente: Geotermia vertical [16].	30
Ilustración 12. Central hidroeléctrica. Fuente: Iberdrola [17].	31
Ilustración 13. Energía de las corrientes. Fuente Barrameda [19].	32
Ilustración 14. Funcionamiento de instalación solar térmica. Fuente: FoB Arquitectura.	33
Ilustración 15. Ejemplo de central termoeléctrica de torre central. Fuente: Xataka [22]	34
Ilustración 16. Esquema de planta solar fotovoltaica. Fuente: Iberdrola. [23]	35
Ilustración 17. Esquema del efecto fotoeléctrico. Fuente: Areatecnología.	37
Ilustración 18. Expulsión de un electrón del átomo que lo contiene. Fuente: Areatecnología.....	37
Ilustración 19. Par electrón-hueco. Fuente: Helioesfera.com [24].....	38
Ilustración 20. Irradiancia-Longitud de onda. Fuente: Wikipedia [25].....	39
Ilustración 21. Espectro visible. Fuente: Areaciencias.....	39
Ilustración 22. Espectro de radiación solar. Fuente: María Monte Rubio.	40
Ilustración 23. Silicio dopado con Antimonio (tipo N). Fuente: Hyperphysics.	41
Ilustración 24. Silicio dopado con Boro (tipo P). Fuente: Hyperphysics.....	42
Ilustración 25. Corriente de cortocircuito. Fuente: Helioesfera. [29].....	43
Ilustración 26. Diferencia de potencial a extremos de la carga. Fuente: Helioesfera. [29]	43
Ilustración 27. Célula fotoeléctrica. Fuente: Publico.es [31]	44
Ilustración 28. Circuito equivalente de la célula solar. Fuente: www.eii.uva.es.....	45
Ilustración 29. Esquema del módulo fotovoltaico. Fuente: eco-greenenergy.com [33] ..	47
Ilustración 30. Irradiación solar de la península. Fuente: Atersa [34]	48
Ilustración 31. Vista aérea del emplazamiento.	49
Ilustración 32. Variación incidencia solar. Fuente: mpptsolar [35]	50
Ilustración 33. Temperaturas máximas y mínimas. Fuente: Weather Spark.	51
Ilustración 34. Ficha técnica de un módulo FV. Parámetros eléctricos.	52
Ilustración 35. Horas de luz a lo largo del año. Fuente: Weather Spark.	53
Ilustración 36. Potencia - Voltaje. Fuente: Semantic Scholar.	54
Ilustración 37. Irradiancia solar en el emplazamiento. Fuente: Weather Spark.	55

Ilustración 38. Conexión de células solares.[36]	57
Ilustración 39. Polaridad de un diodo. [37]	58
Ilustración 40. Esquema eléctrico del módulo fotovoltaico. [38].....	58
Ilustración 41. Módulo dispuesto horizontalmente.	59
Ilustración 42. Módulo dispuesto verticalmente.....	60
Ilustración 43. División de strings dentro del módulo half-cell. Fuente: voltaconsolar.com.....	61
Ilustración 44. Subdivisiones del módulo half-cell.	62
Ilustración 45. Celda solar completa.	63
Ilustración 46. Celda half-cell.....	63
Ilustración 47. Día soleado en invierno. Fuente: cambio energético [40].....	64
Ilustración 48. Día nublado en invierno. Fuente: cambio energético	64
Ilustración 49. Día soleado de verano. Fuente: cambio energético	65
Ilustración 50. Día nublado de verano. Fuente: cambio energético	65
Ilustración 51. Grado de nubosidad. Fuente: Weather Spark.[43].....	66
Ilustración 52. Consumos mensuales del centro.	73
Ilustración 53. Desglose horario de tramos. [48]	74
Ilustración 54. Esquema de instalación fotovoltaica de autoconsumo sin vertido a red (sin excedentes).[50]	78
Ilustración 55. Panel monocristalino.	80
Ilustración 56. Panel policristalino. [53]	80
Ilustración 57. FT JA Solar 460 W. [55].....	82
Ilustración 58. Nave industrial.	83
Ilustración 59. Dimensiones de la nave.	84
Ilustración 60. Secadora de arroz.	85
Ilustración 61. Ficha técnica del panel JA Solar de 380 W.	86
Ilustración 62. Ficha técnica del panel JA Solar de 380 W.	87
Ilustración 63. Tipos de salida de un convertidor CC/CA. [57]	89
Ilustración 64. Convertidor CC/CA de Puente H. [57].....	89
Ilustración 65. Puente H con diodos. [57]	90
Ilustración 66. Inversor trifásico. Fuente: Huawei.....	91
Ilustración 67. CAD del perfil G1. Fuente: Sunfer.	94
Ilustración 68. Perfil G1. Fuente: Sunfer.....	94
Ilustración 69. Anclaje de pernos a cubierta. Fuente: Sunfer.....	95
Ilustración 70. Presores laterales y uniones intermedias. Fuente: Sunfer.....	95
Ilustración 71. Anclaje de fijaciones a los raíles.	96
Ilustración 72. Disposición final de paneles.	96
Ilustración 73. Colocación de perfiles S05.....	97
Ilustración 74. Disposición final de paneles. Fuente: Sunfer.	97
Ilustración 75. Triángulo de la estructura triangular. Fuente: Sunfer.	98
Ilustración 76. Numero de triángulos según la cantidad de módulos.....	99
Ilustración 77. Lastres para estructuras triangulares.	99
Ilustración 78. Desglose de lastres. Fuente: Sunfer [59]	100
Ilustración 79. Marquesina. Fuente: Sunfer.....	101

Ilustración 80. Tabla 2. ITC-BT 19. Fuente: Ministerio de Industria. [61]	103
Ilustración 81. Interruptor diferencial (monofásico). [63].....	105
Ilustración 82. Funcionamiento de un bimetalo en un interruptor automático. [64]....	106
Ilustración 83. Tabla 1 del RD 1699/2011.....	107
Ilustración 84. Proyección de polvo.....	111
Ilustración 85. Instalación de 217 paneles. Fuente: SolarEdge.	112
Ilustración 86. Datos introducidos en PVGIS. Fuente: PVGIS.	113
Ilustración 87. Producción de la planta simulada. Fuente: PVGIS.	113
Ilustración 88. Diseño propuesto. Fuente: PVGIS. Fuente: SolarEdge.....	114
Ilustración 89. PVGIS con 74,48 kWp. Fuente: PVGIS.....	114
Ilustración 90. Interruptor General Automático (IGA). Fuente: visita técnica previa. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.....	116
Ilustración 91. Magnetotérmico trifásico situado aguas abajo del IGA. Fuente: visita técnica. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.	117
Ilustración 92. Detalle del térmico. C50. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.....	118
Ilustración 93. Curva de eficiencia. Fuente: Huawei	121
Ilustración 94. Esquema interno. Fuente: Huawei.	121
Ilustración 95. Especificaciones técnicas del inversor de 60 kW. Fuente: Huawei.....	122
Ilustración 96. MPPTs del inversor elegido.....	123
Ilustración 97. Rangos a entrada del inversor. Fuente: Huawei.	123
Ilustración 98. Parámetros del panel de 380 W.....	124
Ilustración 99. Distribución de módulos. Elaboración propia.	126
Ilustración 100. Módulo de 380 W. Fuente: JA Solar.	129
Ilustración 101. Módulo de 380 W. Fuente: JA Solar.	130
Ilustración 102. solución adoptada. Fuente: SolarEdge, elaboración propia.....	130
Ilustración 103. Solución adoptada. Fuente: SolarEdge, elaboración propia.....	131
Ilustración 104. Huawei 60 KTL. Fuente: Huawei.	132
Ilustración 105. Conexiones del inversor.	133
Ilustración 106. Medidas de seguridad.	134
Ilustración 107. Caseta donde se ubicarán inversor y protecciones eléctricas.	135
Ilustración 108. Caseta del inversor. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.....	136
Ilustración 109. Estructura a utilizar. Fuente: Novotegra [77].....	137
Ilustración 110. Punto de anclaje a cubierta. Fuente: Novotegra.	137
Ilustración 111. Configuración de microrraíl transversal a caída de cubierta. [78]	138
Ilustración 112. Recorrido del string más largo.....	141
Ilustración 113. Tabla 12. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalaciones al aire en galerías ventiladas.....	144
Ilustración 114. Esquema de distribución tipo TT. Fuente: ITC-BT-08.	145
Ilustración 115. Relación entre las secciones de los conductores. Fuente: ITC-BT-18 .	145
Ilustración 116. Tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014).....	147

Ilustración 117. Sección para el tramo de corriente alterna. UNE-HD 60364-5-52: 2014.	148
Ilustración 118. Tabla 1. Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. Fuente: ITC-BT-07.....	149
Ilustración 119. Intensidad máxima admisible del conductor de CC. Fuente: ficha técnica. [85]	151
Ilustración 120. Descargadores de sobretensiones (SPD) dentro del inversor. Fuente: Huawei.....	152
Ilustración 121. SmartLogger 3000A [88]	156
Ilustración 122. Carlo Gavazzi EM530. [89]	157
Ilustración 123. Toroidales TA36P. [90]	157
Ilustración 124. Diagrama de conexión EM530. Colocación de transformadores toroidales para redes trifásicas con neutro. Fuente: Carlo Gavazzi.	158
Ilustración 125. Configuración UCS.	158
Ilustración 126. Ejemplo de planta de Fusion Solar de una instalación anónima. Fuente: Fusion Solar Web App.....	159

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Evolución de la potencia instalada en España. Fuente: UNEF.[1], [2], [3], [4] y [5].....</i>	20
Tabla 2. Radiación solar en el emplazamiento. Desglose mensual. PVSystem.....	55
Tabla 3. Desglose de consumos mensuales.....	75
Tabla 4. Top fabricantes en el mundo.[54]	81
Tabla 5. Comparativa de paneles de 380W.....	81
Tabla 6. Paneles de 460 W.	82
Tabla 7. Modelos de inversores. Fuente: Huawei.....	119
Tabla 8. Modelos de inversores. Fuente; Huawei, Solis, Fronius y Sungrow. [72, 73, 74, 75].....	127
Tabla 9. Distribución de strings en el Inversor.	133
Tabla 10. Leyenda de las conexiones del Inversor.	134
Tabla 11. Datos para sección mínima.	142
Tabla 12. Datos para sección mínima.	143

1. Memoria descriptiva

1.1. Antecedentes

A lo largo de la historia, uno de los principales objetivos de la ciencia y, por tanto, de la ingeniería ha sido el de la obtención de energía.

Si bien en sus comienzos la energía era algo tan “simple” como el fuego, la historia enseña lo complejo que es su obtención, pasando por la máquina de vapor, el petróleo, gas, electricidad y llegando hasta el funcionamiento del átomo y la energía nuclear.

El principal problema de la energía, como decía, es que su obtención no es fácil y, en la mayoría de los casos, deja residuos y contaminación en el medioambiente.

Por otro lado, las principales fuentes de obtención de energía que, tradicionalmente, han sido el carbón, el petróleo, etc. Están a punto de agotarse. Cada vez se encuentran menos yacimientos contenedores de petróleo y, en la mayoría de estos, solo se encuentra petróleo de baja calidad, que necesita de un largo y exhaustivo proceso de refinamiento.

Es por ello por lo que se ha iniciado, desde hace ya unos años, el movimiento de la “Transición Energética”, que promueve el uso de recursos “renovables” para la obtención de energía.

Por tanto, se ha visto necesario el desarrollo de tecnologías que permitan la obtención de energía más limpia, que no genere residuos y que sea “ilimitada”.

Este “movimiento” de la ciencia, el mencionado movimiento de la Transición Energética es precisamente el que engloba el presente proyecto, que se centra en el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

El sector de las energías renovables al que pertenece este proyecto, por tanto, es el de la energía solar fotovoltaica. Un campo que, a lo largo de los últimos años, ha experimentado uno de los mayores índices de expansión en cuanto a la demanda que existe.

1.1.1. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Existen, hoy en día, diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas:

- **Instalación fotovoltaica aislada:** permiten el suministro energético en aquellas viviendas o naves donde no existe acceso a la red eléctrica, no se tiene un contrato con la compañía de electricidad o bien se desea la desconexión de esta por propia voluntad. Estas instalaciones cuentan con reguladores de carga, baterías e inversores aislados. Se muestra en la ilustración 1.

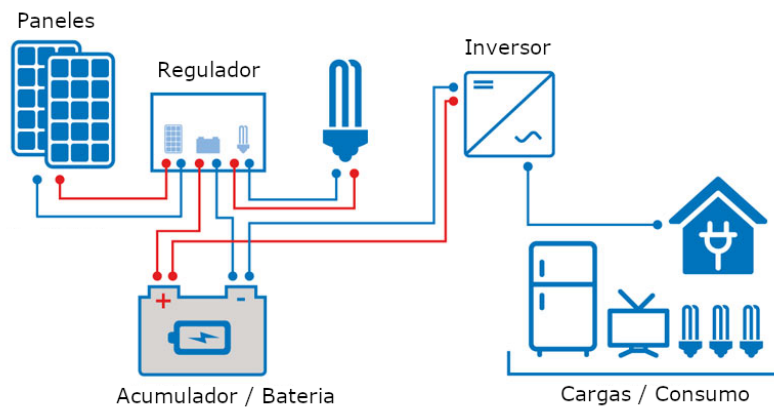


Ilustración 1. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: helioesfera.com

- **Instalación fotovoltaica híbrida:** cuentan, entre otros elementos, con un inversor híbrido que es capaz de funcionar con o sin baterías. Estas instalaciones son muy recomendables en viviendas conectadas a la red eléctrica que durante las horas de sol se haga uso de la producción de los paneles solares y durante la noche o con condiciones climatológicas adversas se alimenten los consumos de la red eléctrica o las baterías (ilustración 2).



Ilustración 2. Instalación fotovoltaica híbrida. Fuente: alfaengenharia.net.br

- **Instalación fotovoltaica conectada a red:** también denominadas de autoconsumo directo, un kit de conexión a red es aquel que está preparado para ser instalado en viviendas, naves o cualquier infraestructura donde existe suministro de la compañía eléctrica. El objetivo es reducir el consumo de energía de la red y ahorrar en la factura de electricidad gracias a la producción que pueden aportar las placas solares (ilustración 3).

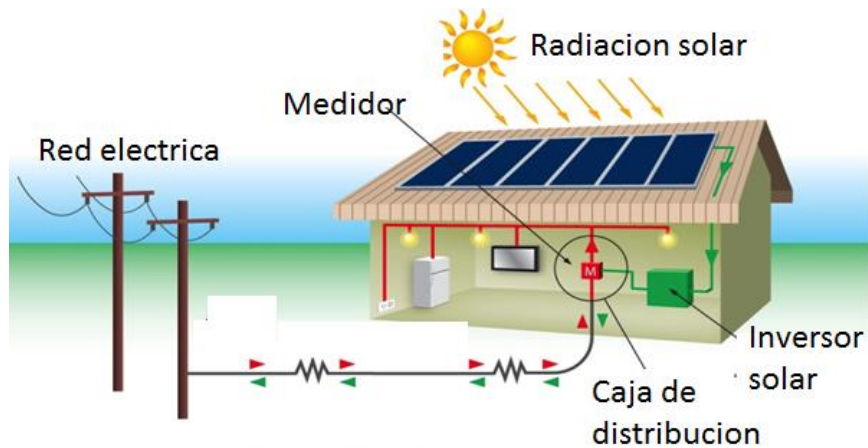


Ilustración 3. Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: ecosostenibles.com

La tipología escogida para este proyecto, debido a las condiciones y casuística particular del cliente, es una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red, en la que no se hará vertido de excedentes. Todo ello se explicará con más detenimiento en los apartados sucesivos de la memoria. Una pequeña ilustración de una instalación fotovoltaica conectada a red sin vertido de excedentes se puede observar en el apartado 5.1. “Material necesario para la instalación”, de esta misma memoria.

1.1.2. Evolución de la energía solar fotovoltaica en los últimos años

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica en España ha experimentado una evolución sin precedentes. La demanda se ha incrementado exponencialmente y cada vez se contempla más el uso de esta energía a todos los efectos, ya sea residencial o industrial, incluso combinándola con otras tecnologías, como son la aerotermia, geotermia, o energía solar térmica, que producen calefacción y calientan el agua de las viviendas.

A continuación, se detallan algunos de los hitos más destacados:

- **El crecimiento de la capacidad instalada:** España ha experimentado un crecimiento significativo de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en los últimos años. En la tabla 1 se muestran los datos de la Asociación Empresarial Fotovoltaica (UNEF), donde se puede apreciar la enorme evolución de la fotovoltaica:

Tabla 1. Evolución de la potencia instalada en España. Fuente: UNEF.[1], [2], [3], [4] y [5]

Año	MW Instalados Huertos Solares	MW Instalados Autoconsumo	MW Instalados Totales Anuales
2019	4201 MW	459 MW	4660 MW
2020	2812 MW	596 MW	3408 MW
2021	3487 MW	1203 MW	4690 MW
2022	3712 MW	2507 MW	6219 MW

El “boom” de la fotovoltaica comenzó en 2019 debido, principalmente, a que a finales de 2018 se produjo la desaparición del conocido “Impuesto al Sol”, instaurado tres años antes.

En 2020 la potencia instalada por medio de huertos solares (instalaciones fotovoltaicas exclusivas para la generación de electricidad, sin autoconsumo) fue mucho menor. Sin embargo, el autoconsumo sí creció con respecto al año anterior.

Algo similar ocurre en 2021, pero con un aumento notable en la potencia instalada para ambas tipologías de instalación.

En cualquier caso, desde 2020 la potencia instalada, tanto en los denominados huertos solares, como en autoconsumos, se ha visto incrementada exponencialmente año tras año, y se prevé que lo siga haciendo en los próximos años.[6] y [7]

- **Reducción de los costos:** Hoy en día, en 2023, los costes generales de inversión para instalar nuevas plantas fotovoltaicas son, en comparación con los primeros años del “boom”, bastante mayores. En concreto, en 2022 los costes aumentaron un 4% y se prevé que en 2023 lo hagan entre un 15% y un 25%.

Esto se debe al aumento del precio del petróleo, el gas y el carbón, que contribuye a un aumento del coste de producción de materiales para las instalaciones fotovoltaicas. [8]

Sin embargo, una de las principales razones de la importante evolución inicial, que se seguirá arrastrando en los próximos años, fue precisamente el abaratamiento de los materiales con respecto a años previos a 2010.

Según la *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, en el periodo de 2010 a 2021, el coste nivelado medio ponderado global de la electricidad (LCOE) de los proyectos de energía solar fotovoltaica puestos en marcha disminuyó en más del 80%. [9]

Es debido a esta tendencia de reducción de costes, que se ha producido un crecimiento mayúsculo en la cantidad de potencia instalada. En consecuencia, se ha observado la gran eficiencia de este tipo de instalaciones y, por ello, a pesar del aumento de los precios, la demanda sigue incrementándose.

- **La reducción de las emisiones de CO₂:** La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia y renovable, por lo que su aumento ha permitido una reducción significativa de las emisiones de CO₂ en España. Según el informe de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) sobre el mix eléctrico español de 2022, la energía solar fotovoltaica evitó la emisión de 11,26 millones de toneladas de CO₂. [10]

1.2. Objetivos del proyecto

La redacción de este proyecto tiene como finalidad el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo SIN excedentes en una nave industrial situada en el municipio de Las Cabezas de San Juan, Sevilla (España).

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sin excedentes consisten en instalaciones en autoconsumo que, aunque están conectadas en la red interior del consumidor que enlaza con la red de distribución o transporte, no ceden en ningún momento energía a la red. Deben estar provistas de un sistema anti-vertido de acuerdo con la ITC-BT-40. El sistema anti-vertido (o vertido cero, cosa que se detalla en el apartado 5.1. de esta memoria) consta, básicamente, de un equipo de medición que, cuando detecta que la producción fotovoltaica supera la demanda de la vivienda, disminuye la inyección, haciendo que la energía sobrante se deseche.

Para ello se abarcarán los campos relacionados con la normativa vigente, el diseño de la instalación eléctrica y la electrónica de los equipos, así como el control y seguimiento de los sistemas presentes en ella.

Todo lo anteriormente mencionado se llevará a cabo teniendo en cuenta todas aquellas condiciones técnicas y de seguridad de la instalación para la ejecución de la planta solar ante los organismos competentes.

Con esta instalación se pretende reducir el consumo eléctrico del emplazamiento proveniente de la red eléctrica, contribuyendo, así, a la descarbonización (reducción de la producción de CO₂ y su emisión a la atmosfera) del mix energético actual.

1.2.1. ¿Qué es una instalación fotovoltaica conectada a red?

El objetivo de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red consiste en abastecer al interesado con toda la energía posible proveniente de la producción de los paneles solares.

Habitualmente, las instalaciones fotovoltaicas suelen acogerse a la modalidad de vertido a red, de manera que, si no se consume toda la energía generada, esta se vierte a la red eléctrica (con compensación por parte de la distribuidora, que “compra” este excedente). Sin embargo, esta instalación es del tipo “sin vertido”, esto quiere decir que no se vierte energía a la red eléctrica, de hecho, la instalación se configura para no producir más energía de la que se va a consumir en cada momento.

Si los módulos no son capaces de aportar la suficiente potencia demandada por el usuario, la instalación se conecta a la red eléctrica, evitando, así, que el emplazamiento se quede sin abastecimiento eléctrico.

Como se explicará en los apartados siguientes de esta memoria, los **paneles fotovoltaicos** son los encargados de transformar la radiación solar que reciben, por metro cuadrado, en energía eléctrica. Esta electricidad producida por las placas (corriente continua) no es directamente útil en las viviendas o industrias. Por tanto, todas las instalaciones fotovoltaicas cuentan con un convertidor de corriente continua a corriente alterna, también llamado **inversor**.

Estos elementos, junto con el resto de los materiales necesarios para trazar la instalación eléctrica (elementos de sujeción, cableado, protecciones, etc.), conforman lo que se conoce como instalación fotovoltaica de autoconsumo.

A modo esquemático, en la ilustración 4 se muestra el funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

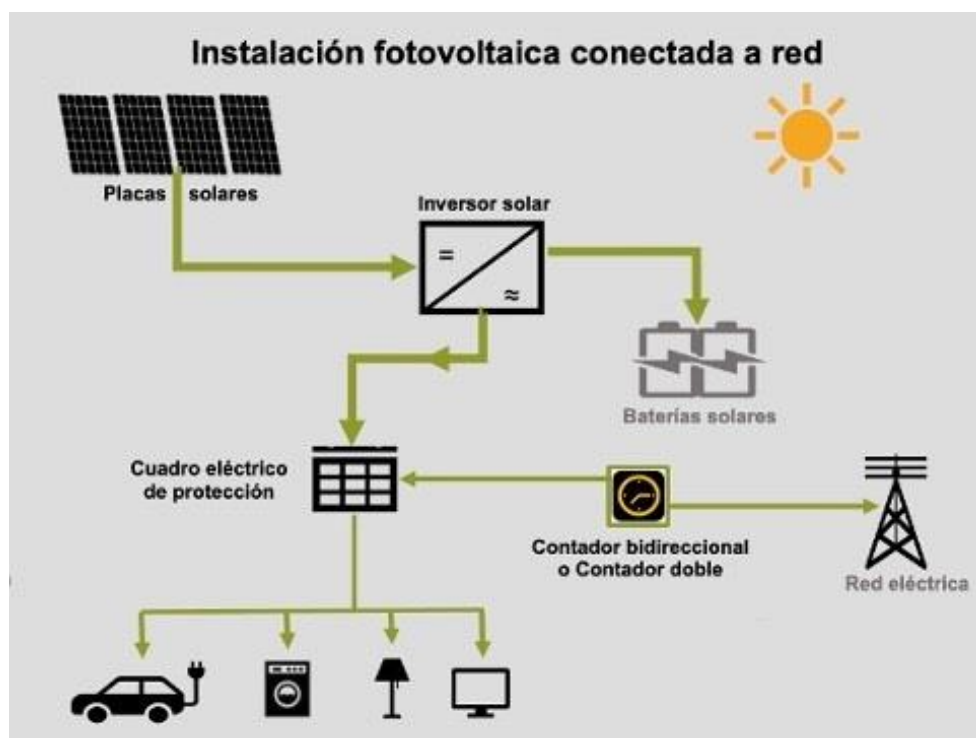


Ilustración 4. Esquema de instalación fotovoltaica de autoconsumo.

1.3. Ubicación de la instalación

La instalación se realizará en la provincia de Sevilla (España), tal como se muestra en la ilustración 5. En concreto, se llevará a cabo en una nave industrial de la zona de las marismas del Guadalquivir, en el municipio de Las Cabezas de San Juan.

Las coordenadas geográficas del emplazamiento son las siguientes:

- **Latitud:** 37,065722
- **Longitud:** -5,995639
- **Altitud:** Prácticamente a nivel del mar (≈ 1 m).

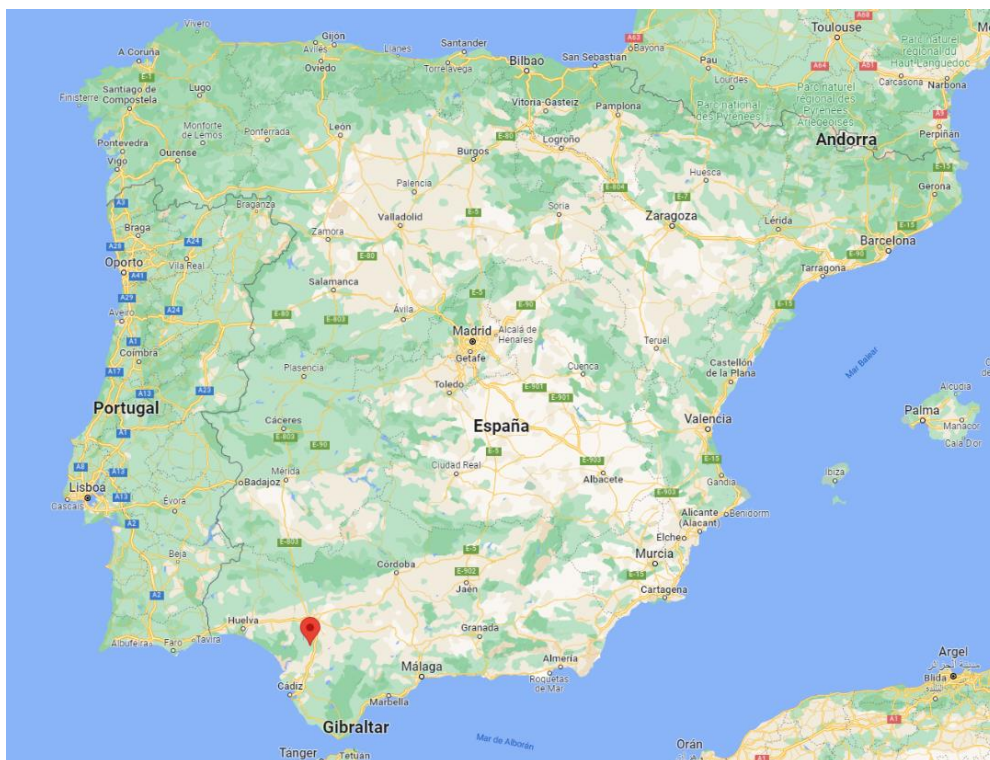


Ilustración 5. Ubicación desde Google Maps.

Para más detalle, en la ilustración 6 se adjunta una imagen vía satélite de la localización exacta.



Ilustración 6. Satélite, Google Maps.

En el rectángulo rojo se muestra la nave en la que se colocarán los módulos fotovoltaicos. Se trata de una nave destinada al secado y almacenamiento de arroz.

Las marismas son ecosistemas húmedos, o humedales, en los que crecen plantas herbáceas. Son terrenos que, frecuentemente, se encuentran inundados de agua, ya sea marina o proveniente del río.

Sin embargo, esta finca se encuentra fuera de la zona de riesgo de inundaciones. No está afectada por la zona de ámbito de ninguna administración territorial y se encuentra dentro del Plan General de Ordenación. Por tanto, a nivel administrativo es una zona óptima para la implantación de una instalación de estas características.

El promotor de esta instalación industrial es una empresa dedicada al cultivo, acondicionamiento y comercialización de arroz recogido dentro de la categoría de Arroz Variedad Marisma.

Por último, en la ilustración 7 se muestra una imagen de la zona que rodea el emplazamiento, las marismas descritas con anterioridad:

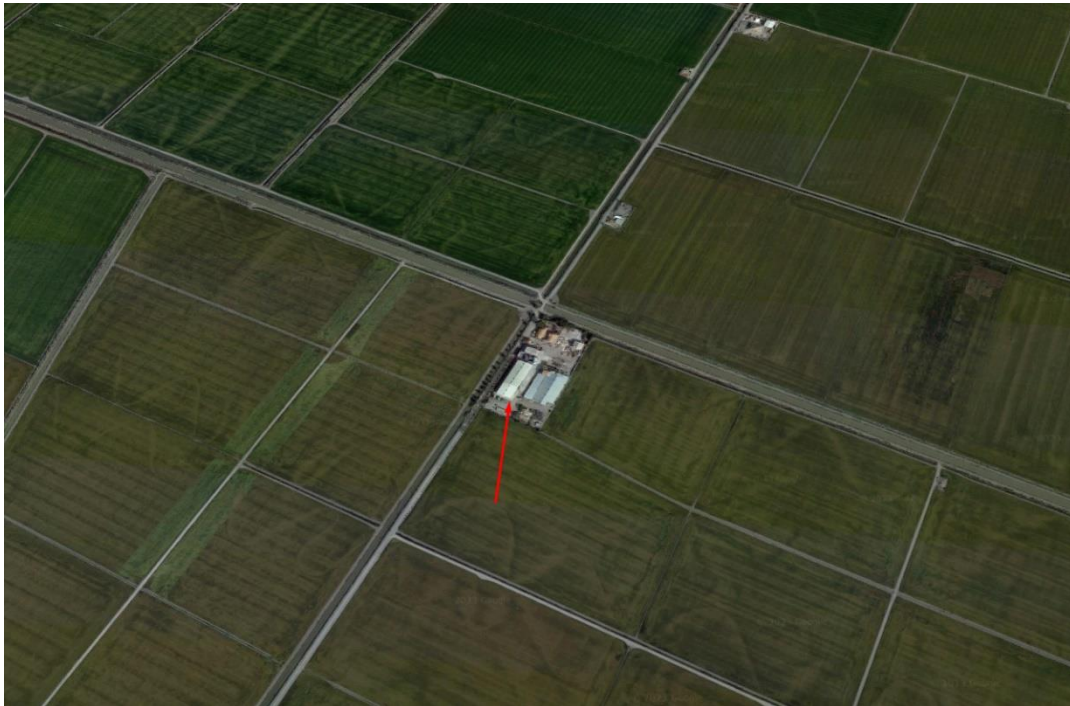


Ilustración 7. Imagen vía Google Earth.

1.4. Tipos de energías renovables

Tal como se ha explicado en el apartado de Antecedentes de esta memoria (apartado 1.1 de este documento), las energías renovables se presentan como un potente candidato en lo que a obtención de energía se refiere. El agotamiento de los recursos fósiles y el daño que producen al medioambiente han acelerado la necesidad de lo que se conoce como “Transición Energética”.

Pero, energías renovables hay muchas, algunas más eficientes que otras. A continuación, se da una breve presentación de las principales energías renovables que se usan hoy en día:

1.4.1. Energía eólica

Es la energía que se obtiene al transformar, por medio de un aerogenerador, la energía cinética de las corrientes y ráfagas de viento en energía eléctrica.

El aerogenerador se compone de un rotor que, cuando se acciona por la fuerza del viento, transforma la energía cinética en mecánica de giro. Tras el rotor, se encuentra un sistema de engranajes que multiplica la velocidad de giro, llegando a velocidades de 1500 revoluciones por minuto. La caja multiplicadora se une a un generador eléctrico que, por las altas revoluciones, genera electricidad, que se transfiere a la red. [11]

En la ilustración 8, se puede observar un esquema de una planta eólica.

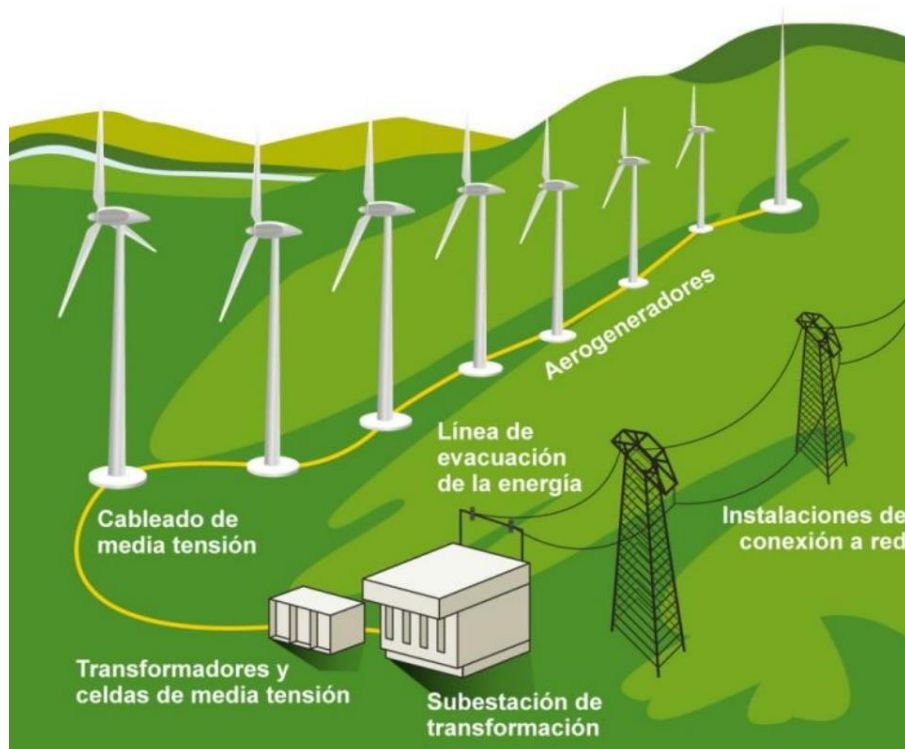


Ilustración 8. Esquema eólico. Fuente: Greenpeace.

1.4.2. Biomasa

Biomasa es toda aquella materia orgánica de origen vegetal o animal, fruto de los procesos biológicos del día a día, que se puede reutilizar para la obtención de energía.

Esta materia proviene de distintos tipos de actividades, por ejemplo: ganadería (excrementos de animales), agricultura (rastros, o residuos derivados), industria pesquera, forestal (residuos de limpieza de montes), industria general (aceites industriales), residuos de los propios seres humanos (basura), etc.

Por medio de la combustión de la materia orgánica, se tiene la capacidad de obtener energía, ya sea térmica, eléctrica o mecánica (en forma de biocombustibles, como el biodiesel y el bioetanol). [12]

En la ilustración 9, se observa el resumen de obtención de energía a través de la biomasa a modo esquemático.

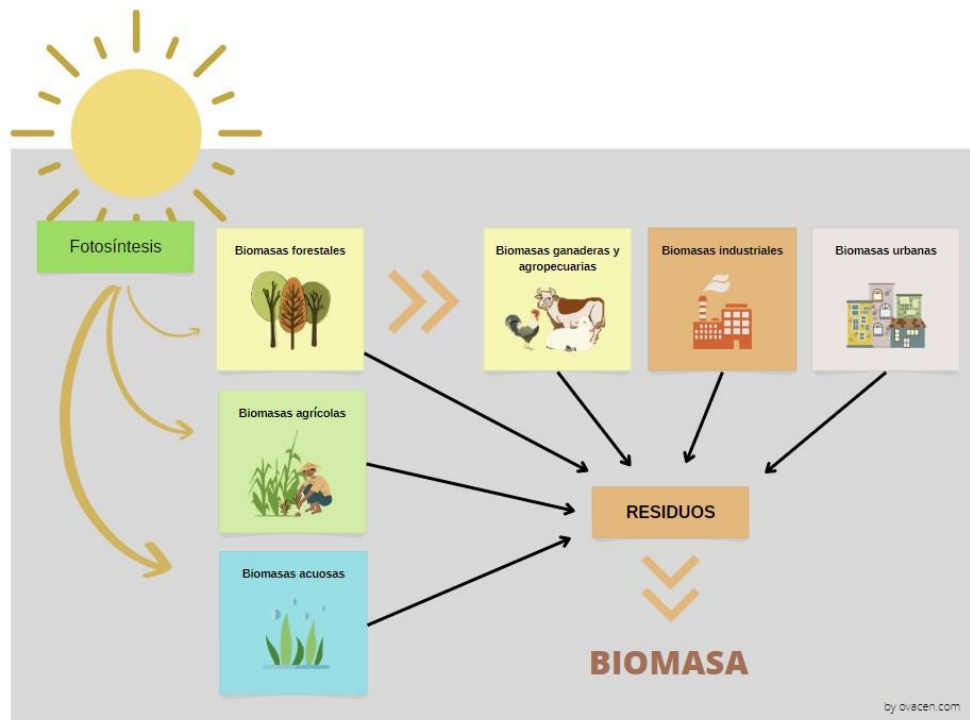


Ilustración 9. Energía de la biomasa. Fuente: OVACEN.

1.4.3. Biocarburantes

Están relacionados con la energía de la biomasa. Son aquellos combustibles de origen renovable que sustituyen a los combustibles tradicionales, como gasolina o gasóleo. Se pueden encontrar diferentes tipos de biocarburantes, siendo los más populares:

- **Biodiésel:** se componen de ésteres metílicos de ácidos grasos procedentes de los aceites vegetales o grasas animales (de ahí su relación con la biomasa). Se caracteriza por su elevada densidad energética y se puede utilizar en motores en estado puro o mezclándolo con gasoil, sin necesidad de modificar el vehículo portador.

- **Bioetanol:** etanol fruto de la fermentación de los azúcares presentes en la biomasa. Tienen un alto contenido energético. Se suelen utilizar como aditivo en motores de gasolina, o bien en mezcla directa con el combustible. [13]

En la imagen siguiente (ilustración 10) se muestra el proceso cíclico de producción de biodiesel:

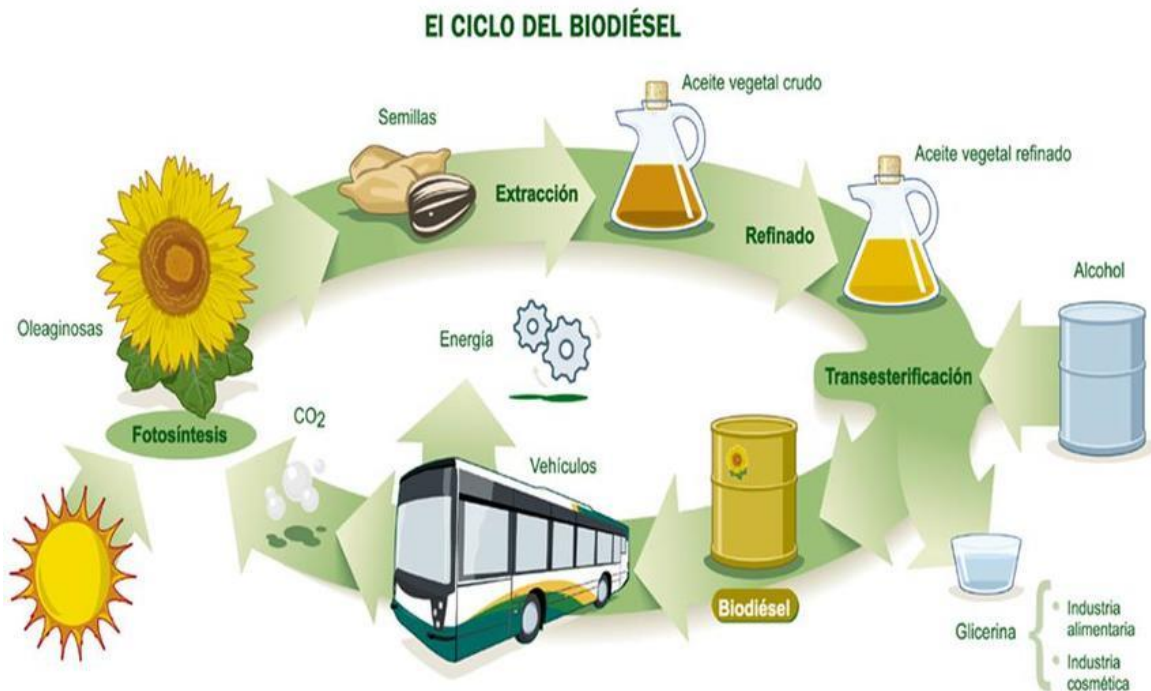


Ilustración 10. Biodiesel. Fuente: Research Gate [14].

1.4.4. Energía geotérmica

La energía geotérmica es aquella que se obtiene al aprovechar el calor del subsuelo terrestre. El calor proviene de los suelos, rocas y aguas subterráneas. En ocasiones (ideales), este calor se manifiesta en forma de géiseres, volcanes o fuentes termales.

Este calor se obtiene mediante perforaciones subterráneas de 10-15 centímetros de diámetro y profundidades entre 30 y 400 metros en línea recta.

Por estos conductos se introducen tuberías, llamadas sondas geotérmicas, que contienen agua o líquido anticongelante. Su función es que, al descender en las profundidades, se calienta y, accionado por una bomba, vuelve a subir, donde se trata mediante un sistema basado en intercambiadores de calor para recircular de nuevo el agua al subsuelo.

El fluido obtenido, caliente, en forma de vapor o agua, se lleva a una turbina conectada a un generador, que transforma la energía calorífica en electricidad. [15]

Existen sistemas de geotermia industriales, pero también los hay a pequeña escala, para accionar las bombas de calor de las viviendas.

A modo esquemático, en la imagen siguiente (ilustración 11) se muestra cómo funciona el proceso de generación eléctrica mediante el uso de la geotermia:

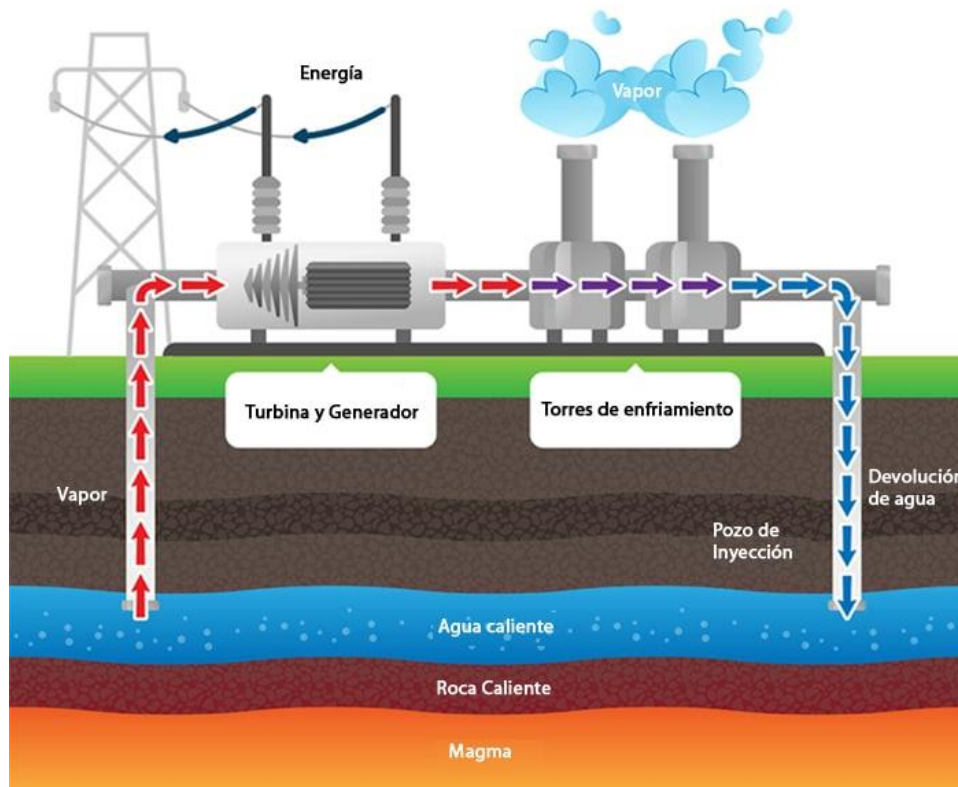


Ilustración 11. Planta geotérmica. Fuente: Geotermia vertical [16].

1.4.5. Energía hidroeléctrica

Es aquella que se obtiene aprovechando la fuerza o energía potencial del agua para generar electricidad.

Para su obtención es necesaria la construcción de centrales hidroeléctricas en lugares estratégicos, que son los embalses que disponen de presas de contención y almacenamiento de agua.

El agua de los embalses se recircula por unas entradas en la presa de manera descendente, de modo que el agua, que poseía energía potencial debido a la altura en la que se encontraba, comienza a ganar energía cinética.

Al llegar a las centrales, el agua, con mucha energía cinética, acciona las paletas de las turbinas, transformando toda la energía previa, en energía de rotación. La turbina se conecta a generadores que transforman esa energía en electricidad. Al mismo tiempo, el agua se recircula por el desagüe. [17]

Un esquema básico de obtención de energía hidráulica se puede observar en la ilustración 12:



Ilustración 12. Central hidroeléctrica. Fuente: Iberdrola [17].

1.4.6. Energía del mar

Es aquella obtenida a través de la transformación de fenómenos como olas, mareas y corrientes en energía eléctrica. Hay diferentes sistemas empleados para conseguir electricidad. Los más populares son:

- **Energía mareomotriz:** consiste en construir un dique en una zona estratégica y montar sobre él una central de producción, que aproveche las mareas, subidas y bajadas del nivel del mar, para generar electricidad. Tiene la ventaja de que es bidireccional, tanto en la subida como en la bajada del nivel se pueden producir grandes cantidades de energía.
- **Energía de las corrientes:** aprovecha las corrientes marinas para producir rotación en turbinas submarinas.
- **Energía undimotriz:** aprovecha el movimiento de las olas, fruto del rozamiento del aire con la superficie del agua. [18]

En la ilustración 13 se puede observar una planta de generación de energía por medio de las corrientes marítimas.

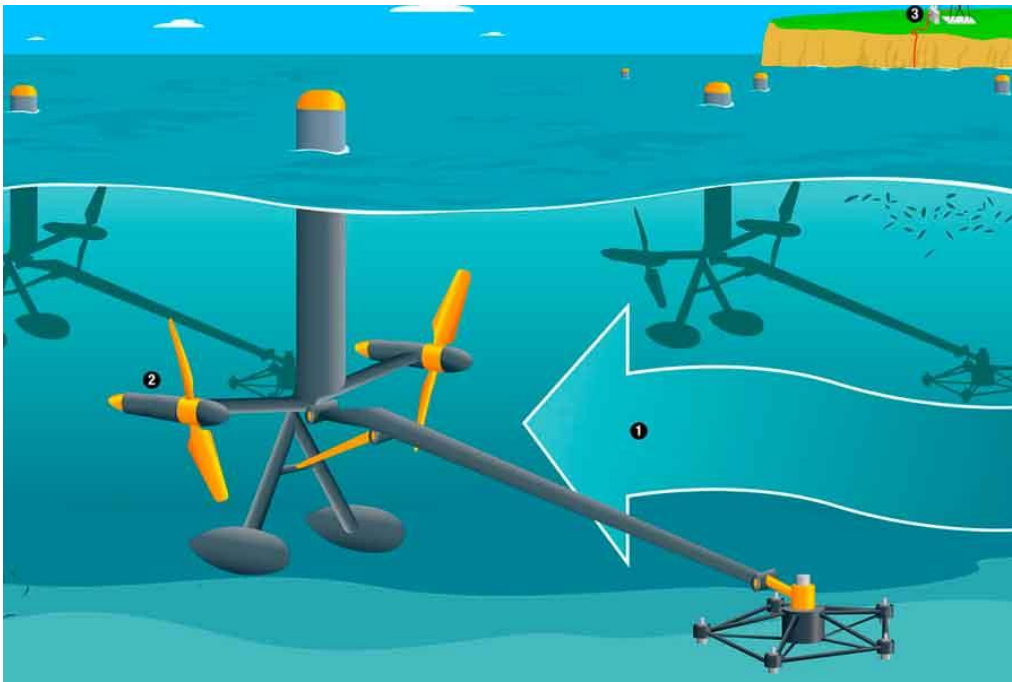


Ilustración 13. Energía de las corrientes. Fuente Barrameda [19].

1.4.7. Energía solar

Es la obtención de energía gracias al Sol (y sus propiedades) que, a su vez, es quien promueve el resto de las energías renovables vistas anteriormente en esta memoria.

La energía solar, dependiendo del sistema de aprovechamiento utilizado, puede ser de tres tipos:

- **Energía solar térmica:** trata de aprovechar la energía solar para almacenar calor, que en el futuro servirá para la climatización de edificaciones, producción de agua caliente o demás usos industriales.

Los equipos utilizados para este fin se llaman paneles solares térmicos, o “captadores”. Estos pueden ser planos o de tubos de vacío y su funcionamiento es simple: dentro de los paneles se encuentra una mezcla de agua con anticongelante que se calienta por la radiación solar y circula por un circuito primario.

El calor de este circuito se transfiere a un secundario donde se encuentra el agua del sistema que, al calentarse, está lista para ser utilizada para cualquier fin. [20]

Es importante destacar el elemento acumulador, que es quien realiza la función de intercambiador de calor para recircular el agua fría, de nuevo, a las placas térmicas.

A continuación, se muestra una imagen (ilustración 14) del funcionamiento esquemático de una instalación de aprovechamiento energético por medio de placas solares térmicas.

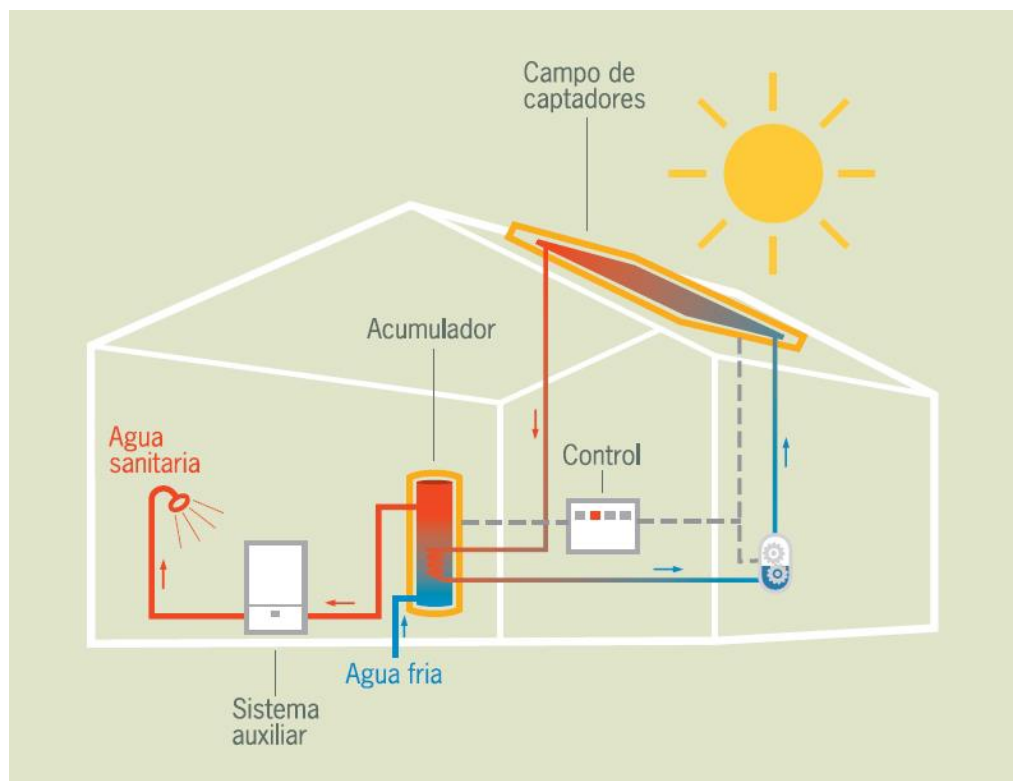


Ilustración 14. Funcionamiento de instalación solar térmica. Fuente: FoB Arquitectura.

- **Energía solar termoeléctrica:** consiste en el uso de lentes o espejos que concentran la radiación solar incidente en una superficie reducida. Esta concentración se traduce en altas temperaturas. Este calor se aprovecha y transfiere a un fluido que, pasando a través de una turbina acoplada a un generador eléctrico, produce electricidad. [21]

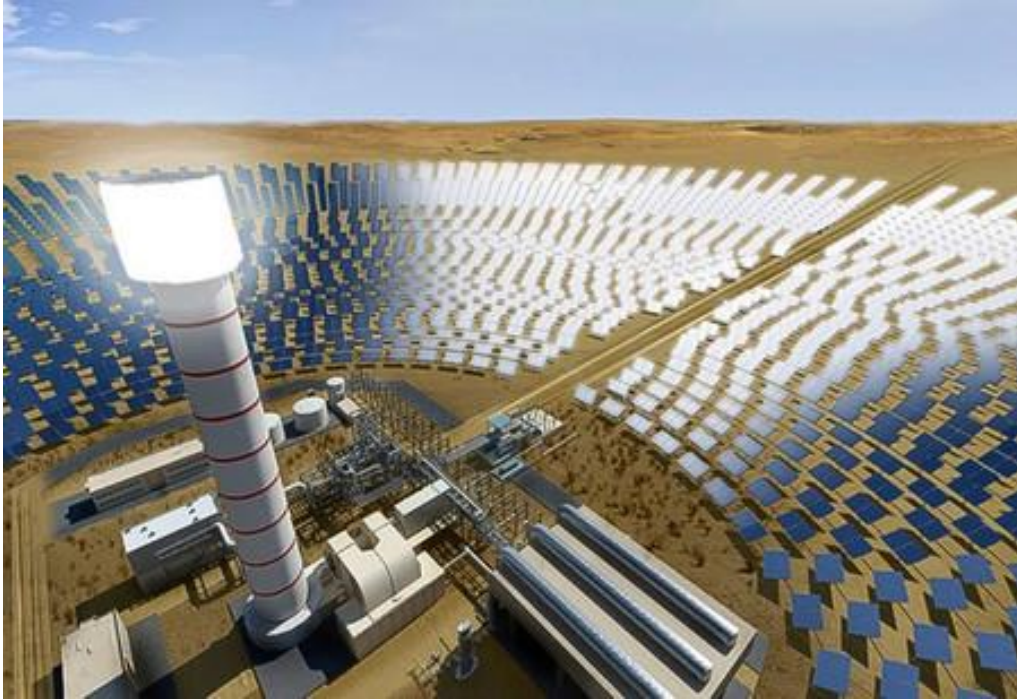


Ilustración 15. Ejemplo de central termoeléctrica de torre central. Fuente: Xataka [22]

En la ilustración 15, se puede observar una de las distintas tipologías existentes para producir esta energía termo solar. En este caso la instalación consiste en la colocación de miles de espejos repartidos alrededor de una torre central. Los heliostatos solares (espejos) apuntan a un punto situado en la torre, donde las temperaturas superan los 500 grados, de modo que se genera vapor que moverá la turbina para producir electricidad.

- **Energía solar fotovoltaica:** consiste en la obtención de electricidad por medio de paneles fotovoltaicos que emplean principios físicos para transformar la radiación del Sol en energía eléctrica para su uso doméstico o industrial.

Las instalaciones fotovoltaicas se componen de diferentes equipos muy variados. Más adelante se verán todos, se contrastarán los diferentes tipos y se analizará la utilidad específica de cada uno.

A continuación, se muestra, a nivel esquemático, el funcionamiento de una planta solar (ilustración 16):



Ilustración 16. Esquema de planta solar fotovoltaica. Fuente: Iberdrola. [23]

1.5. Introducción a la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica, como ya se conoce, es una forma de energía renovable que se obtiene a través de la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos. Esta tecnología ha experimentado un gran avance en las últimas décadas, y se ha convertido en una alternativa muy competitiva a las fuentes de energía convencionales.

Los paneles solares fotovoltaicos se componen de múltiples células interconectadas, que generan una corriente eléctrica continua que puede ser utilizada directamente o almacenada en baterías para su uso posterior. Esta energía puede ser utilizada para alimentar cualquier tipo de carga eléctrica, desde pequeños dispositivos hasta grandes instalaciones industriales.

El principio de funcionamiento de la tecnología fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico. Dos principios físicos distintos pero que están íntimamente relacionados.

1.5.1. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno físico que ocurre cuando se expone un material a la radiación electromagnética, como la luz, y los electrones en el material son liberados o expulsados de los átomos que los contienen.

Teniendo en cuenta que la electricidad es un simple movimiento o flujo de electrones, los electrones liberados en este proceso se convierten en corriente eléctrica.

Hay diversos materiales con los que se puede experimentar este efecto en la naturaleza. Estos materiales son todos metales, y se denominan “foto emisores”. De hecho, esta palabra proviene de la palabra “fotón”, que es el responsable de las manifestaciones cuánticas del fenómeno electromagnético entre las que se incluye la luz visible.

Se puede pensar, entonces, que este efecto puede ser una forma de generar energía eléctrica.

En realidad, la partícula que hace que se liberen electrones al chocar con los metales, son los fotones. Estos, son unas partículas sin masa, pero con mucha energía y, como se ha mencionado, forman parte de la luz (no solo la visible, también se encuentra en la luz ultravioleta, infrarroja, etc.).

En la ilustración 17 se muestra esquemáticamente lo anteriormente explicado.

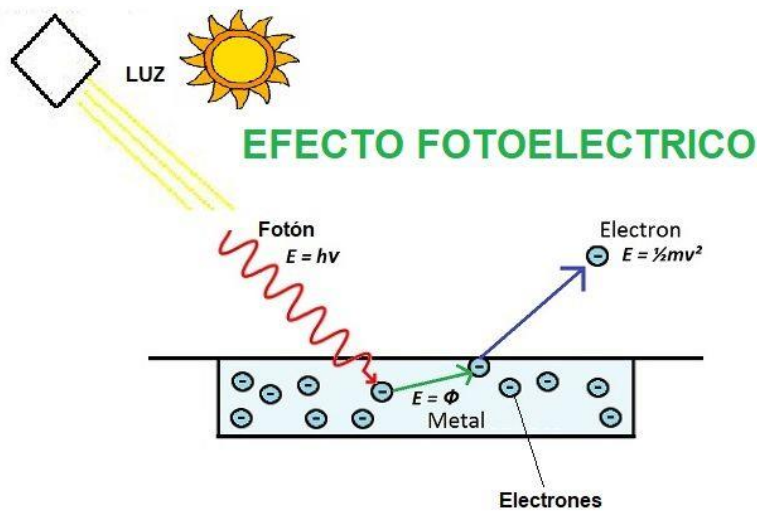


Ilustración 17. Esquema del efecto fotoeléctrico. Fuente: Areatecnología.

Los átomos se componen, por una parte, del núcleo, que tiene protones y neutrones. Por otra parte, se compone de electrones, que se sitúan alrededor del núcleo formando diferentes capas.

Estas capas son las conocidas como capas de energía. Cuanto más externa sea la capa, más energía tiene el electrón de dicha capa. Cada capa tiene un cupo de energía. Si en una capa, un electrón tiene más energía que la propia capa, entonces, se puede “escapar”.

De esta manera, cuando un fotón que incide sobre un metal foto emisor tiene suficiente energía, cede esta energía al electrón de la última capa y lo libera de la misma, haciendo que pierda la atracción al átomo que lo contiene. Este electrón “suelto”, puede quedar libre por el metal, o puede ser expulsado del mismo.

En la ilustración 18 se ve un esquema de la citada expulsión de electrones:

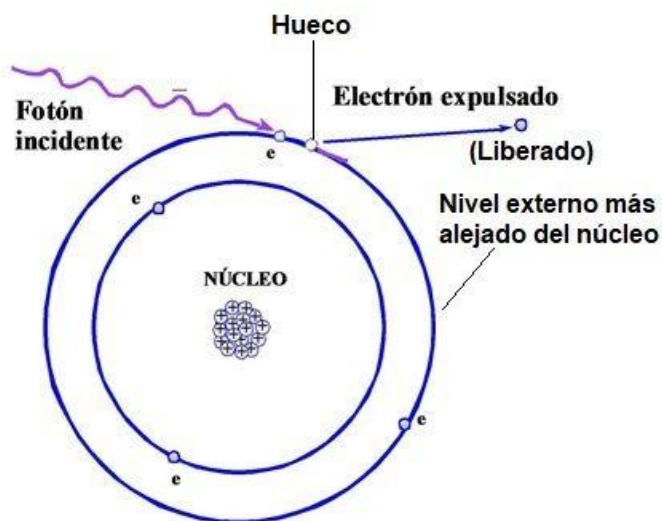


Ilustración 18. Expulsión de un electrón del átomo que lo contiene. Fuente: Areatecnología.

Es importante matizar que, los electrones en las capas más cercanas al núcleo tienen menos energía, pero tienen una atracción mucho mayor que los de las últimas capas. Por el contrario, los electrones de las últimas capas tienen mucha energía, sin embargo, no están tan unidos al núcleo y por ello “saltan” de su capa al verse energizados por el fotón.

Estos electrones “externos” se denominan electrones de valencia, y son los que pueden formar enlaces con otros átomos cercanos. De hecho, en los metales, los electrones de valencia siempre están unidos a otros electrones de otro átomo mediante enlaces covalentes.

Cuando un fotón expulsa un electrón de un átomo, lo que hace es dejar un hueco en el enlace previo, lo que se conoce como par electrón-hueco (ilustración 19). Estos huecos no quedan así por siempre, sino que se ocupan dado que los átomos se encuentran en una nube en constante movimiento. Estas ocupaciones posteriores de los huecos se denominan recombinación del par electrón-hueco.

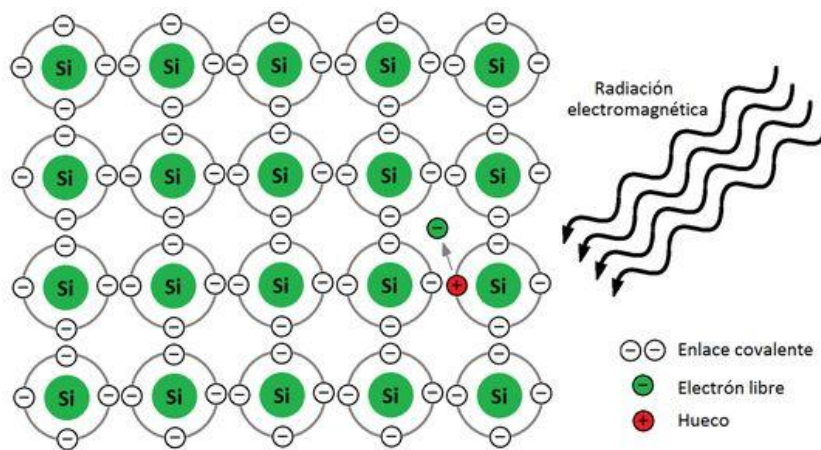


Ilustración 19. Par electrón-hueco. Fuente: Helioesfera.com [24].

Por otro lado, se tiene la “energía de enlace”, que es aquella necesaria para romper un enlace y generar lo que ya se conoce como par electrón-hueco. Esta energía es constante en cada material y se mide en electrón voltios. Por ejemplo, para el caso del Silicio, esta energía de enlace es de 1.12 eV (un eV es la energía cinética que adquiere un electrón cuando atraviesa un potencial de 1 Voltio).

Como ya se sabe, si un fotón tiene suficiente energía, este puede ser capaz de desplazar los electrones de un átomo. Pues bien, la **energía de un fotón depende directamente de la longitud de onda**, de la onda de luz a la que pertenece. **La luz, a su vez, puede tener diferentes longitudes de onda**, por tanto, **los fotones pueden tener diferentes energías**.

Siguiendo con el caso del Silicio. Experimentalmente, los fotones con longitud de onda superior a 1100 nm (nanómetros), tienen una energía inferior a 1.12 eV. Se deduce, por

tanto, que una longitud de onda grande induce en una energía menor, insuficiente para provocar y generar lo que ya se conoce como par electrón-hueco.

Por el contrario, los fotones con longitudes de onda menores tienen una energía mayor y, llegados a cierto punto, pueden conseguir, dependiendo del material, que aparezca el efecto fotoeléctrico.

A continuación, se muestra una imagen en la que se detalla la irradiancia de los fotones dependiendo de su longitud de onda (imagen 20):

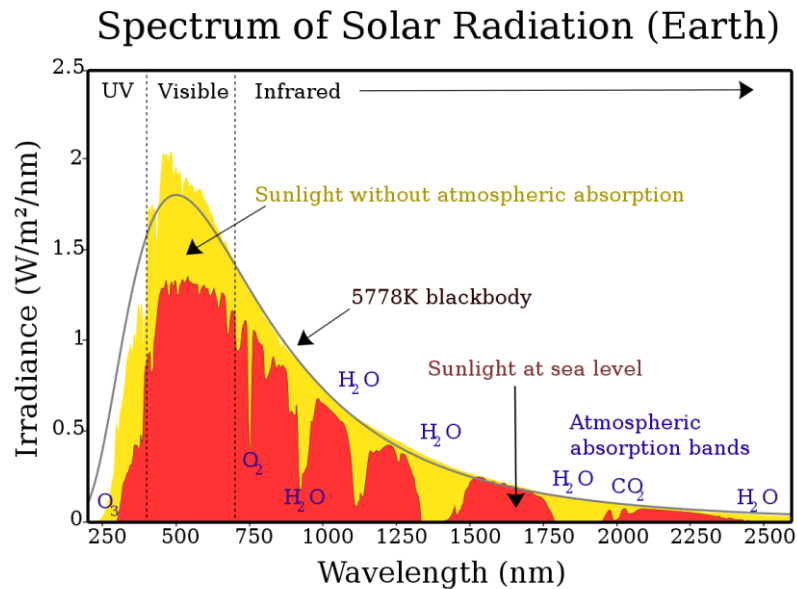


Ilustración 20. Irradiancia-Longitud de onda. Fuente: Wikipedia [25]

La imagen anterior está íntimamente relacionada con el conocido espectro visible, que es el rango de longitudes de onda que, por naturaleza, el ojo humano es capaz de percibir. A modo únicamente ilustrativo, se muestra una imagen del mencionado espectro (ilustración 21):

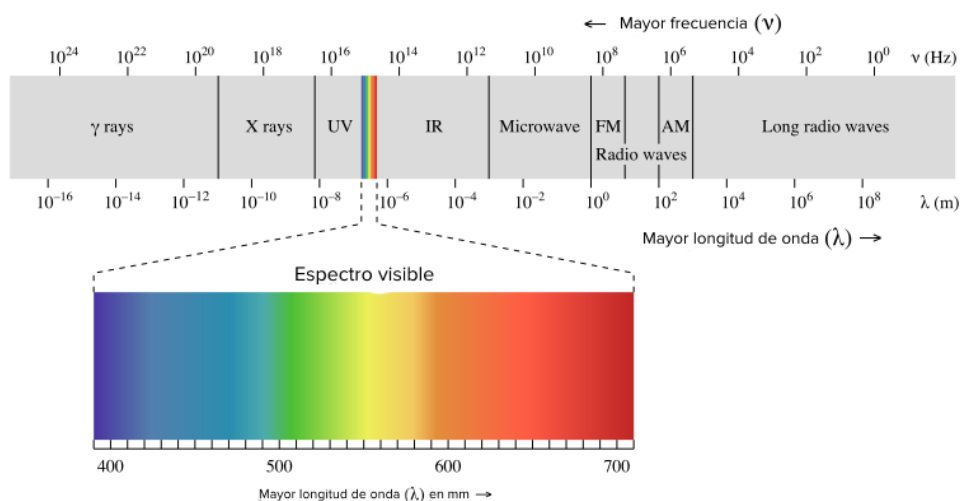


Ilustración 21. Espectro visible. Fuente: Areaciencias.

Un matiz importante es que el Sol emite energía en forma de radiación de onda corta y compone la franja del espectro desde la banda ultravioleta hasta la infrarroja cercana, es decir, aproximadamente desde 200 nm a 3000 nm. En la ilustración 22 se muestra un desglose de la radiación de la luz solar. [26]

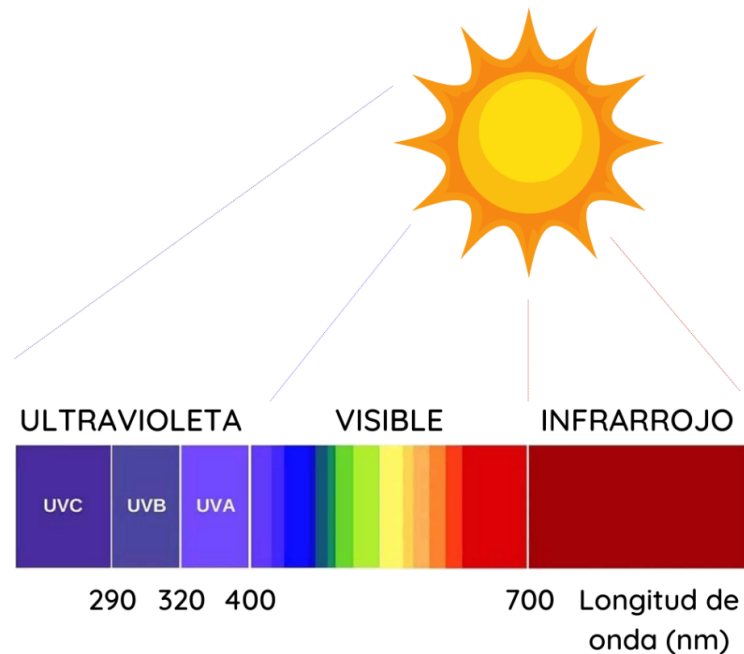


Ilustración 22. Espectro de radiación solar. Fuente: María Monte Rubio.

El descubrimiento e investigación del efecto fotoeléctrico supuso un gran avance en la comprensión a nivel cuántico de los electrones y la luz. Afectó de manera directa al desarrollo de la actual idea de la dualidad onda-partícula que terminó por explicar la “energía luminosa”. [27]

Este efecto, por todo lo explicado anteriormente, se postula como la base de la energía solar fotovoltaica, que es lo que interesa en la presente memoria. De hecho, una de las principales aplicaciones del efecto fotoeléctrico, es el efecto fotovoltaico, que explico a continuación.

1.5.2. Efecto fotovoltaico

A menudo confundido con el efecto fotoeléctrico, el efecto fotovoltaico es una aplicación del anterior. Mediante el efecto fotoeléctrico se generan electrones libres (cargas) en la superficie de un material. Mediante el fotovoltaico, se produce corriente eléctrica utilizando estos electrones libres. Por definición, el efecto fotoeléctrico es “el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando sobre el incide la radiación electromagnética”.

Se diferencia entre dos tipos de cargas: los electrones libres son cargas negativas. Por contra, los huecos son cargas positivas. Cuando se genera un flujo entre ambas (como se conoce, por acción de los fotones generando pares electrón-hueco), se obtiene un campo eléctrico y el material (Silicio, por ejemplo), pasará de ser semiconductor a conductor y se habrá convertido en un pequeño generador eléctrico.

Para entender cómo se produce este fenómeno a nivel atómico se debe acudir a la teoría de semiconductores: semiconductores extrínsecos tipo N, semiconductores extrínsecos tipo P y unión entre ambos.

- **Semiconductor extrínseco tipo N:** se produce al dopar/introducir impurezas en la estructura (cristalina) del Silicio. Estas impurezas no son más que elementos con cinco electrones de valencia en la última capa. Estos elementos pueden ser Fósforo (P), Antimonio (Sb) o Arsénico (As). Para el caso mostrado en la ilustración 23, el átomo de Antimonio crea cuatro enlaces covalentes, quedando un electrón libre, fuera de su órbita. Con cada átomo de Antimonio queda un electrón libre, aumentando la conductividad eléctrica del material. El nombre de semiconductor tipo N viene de la carga negativa de los electrones sueltos.

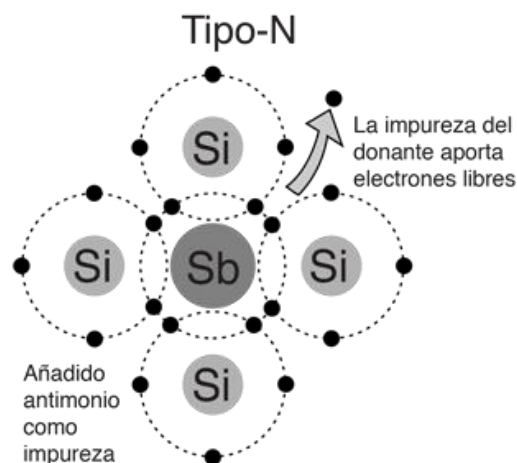


Ilustración 23. Silicio dopado con Antimonio (tipo N). Fuente: Hyperphysics.

- **Semiconductor extrínseco tipo P:** de forma análoga al tipo N, en los semiconductores tipo P también se introduce una impureza, pero en este caso son átomos como Boro (B), Galio (Ga) o Indio (In), que tienen tres electrones de valencia. De esta manera, en vez de quedar electrones libres, cuando se forman los enlaces covalentes, quedan huecos de electrones sin asociar. Es decir, por cada átomo de Boro se crean tres enlaces covalentes y queda un átomo de Silicio sin enlazar. Estos huecos, como ya se ha mencionado, poseen carga positiva, de ahí el nombre de "tipo P" (imagen 24).

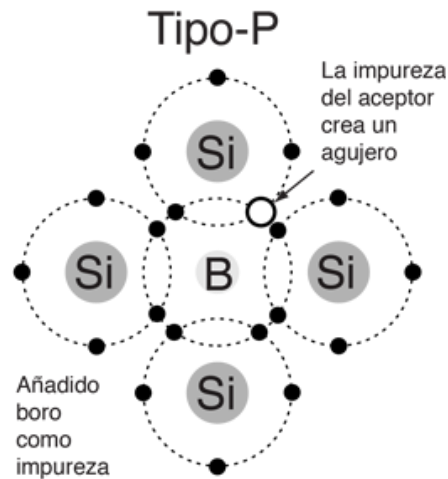


Ilustración 24. Silicio dopado con Boro (tipo P). Fuente: Hyperphysics.

- **Unión del semiconductor P con el N (conjunto PN):** se trata de unir los dos semiconductores descritos (unión física de los dos materiales). De esta manera se consigue que haya una difusión de electrones de la zona de alta concentración de electrones, la zona N, a la zona de baja concentración, la zona P. Lo mismo ocurre con los huecos, que pasan de la zona P a la N. En este movimiento de cargas se produce, en la zona de unión, una neutralización debido a la combinación de cargas positivas y negativas.

Llegados a este punto, aparece una tensión entre ambas zonas, llamada barrera de potencial, que impide que continúe el flujo de cargas, ya que las cargas de la zona N repelen a las de la zona P, y viceversa.

1.5.3. Generación de corriente eléctrica

Cuando se ha producido la unión del conjunto PN, el material ya está preparado para la generación eléctrica. Lo único que hay que hacer es exponer dicho conjunto por la zona N a la radiación electromagnética. De esta manera la energía de los fotones se transmitirá a los electrones, rompiendo los enlaces, quedando los electrones libres, aumentando la carga negativa de la zona N y, por consiguiente, aumentando la diferencia de potencial entre ambas zonas.

A medida que aumenta la radiación incidente, también lo hará la diferencia de potencial. Si, en este momento, se produce un cortocircuito, es decir, se unen sin resistencia intermedia la zona N y P, los electrones fluirán de la zona N a la P en lo que se conoce como corriente de cortocircuito (**short circuit current**). En la ilustración 25 se muestra este flujo.

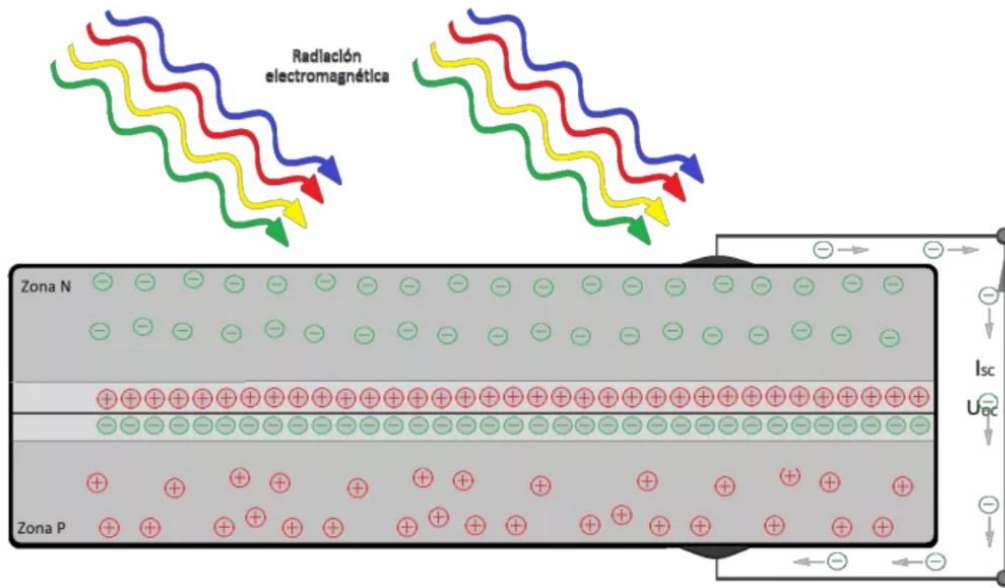


Ilustración 25. Corriente de cortocircuito. Fuente: Helioesfera. [29]

Conectando una carga de por medio aparecerá, a extremos de esta, una diferencia de potencial debido a la corriente que circula por el “circuito”. Así, se estará consumiendo parte de la energía de la radiación electromagnética que incide sobre el material.

En la ilustración siguiente (imagen 26) se muestra un esquema del funcionamiento del conjunto PN una vez se somete a la radiación y se le coloca una carga que consuma la electricidad producida. [28]

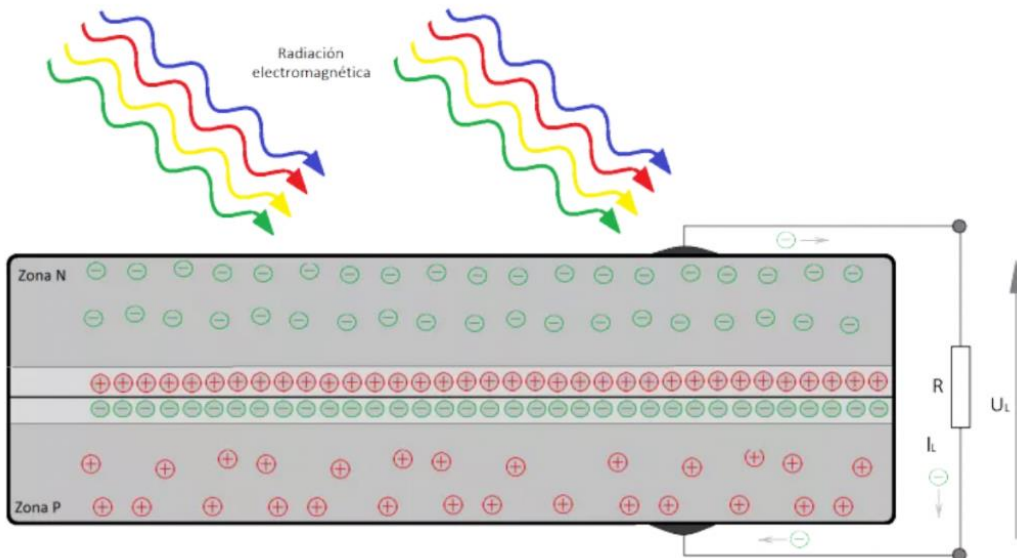


Ilustración 26. Diferencia de potencial a extremos de la carga. Fuente: Helioesfera. [29]

Se concluye, por tanto, diciendo que efecto fotoeléctrico y fotovoltaico no son lo mismo, pero que están sumamente relacionados, hasta el punto de que no puede existir el

efecto fotovoltaico, si no lo hace previamente el fotoeléctrico, aunque si podría darse la situación inversa.

Además, para que aparezca el efecto fotovoltaico es necesario preparar una estructura molecular tipo PN, así como existir una radiación electromagnética incidente sobre dicho material.

1.5.4. Célula solar

La célula solar, o célula fotovoltaica, es un dispositivo capaz de convertir la radiación que proviene del Sol en energía eléctrica. Se basa en los efectos fotoeléctrico y fotovoltaico, ya explicados con anterioridad y se postula como el elemento principal de los módulos fotovoltaicos.

A día de hoy, la mayoría de las células solares en el mercado son de Silicio mono o policristalino, aunque cada vez se dan más avances con células fabricadas con otros materiales, como Teluro de Cadmio o Diseleniuro de Indio-Cobre, cada uno con características diferentes.

El principio de funcionamiento de la célula, que ya se ha explicado, consiste en conectar la célula (que esté recibiendo radiación) a una carga, de modo que se produzca una diferencia de potencial a extremos de esta, y circule la corriente eléctrica. Esto ya se conoce como efecto fotovoltaico, y es producido en consecuencia del efecto fotoeléctrico.

En la ilustración 27 se observa un pequeño esquema de funcionamiento de la célula fotovoltaica cuando esta está recibiendo radiación y además tiene una carga conectada. [30]

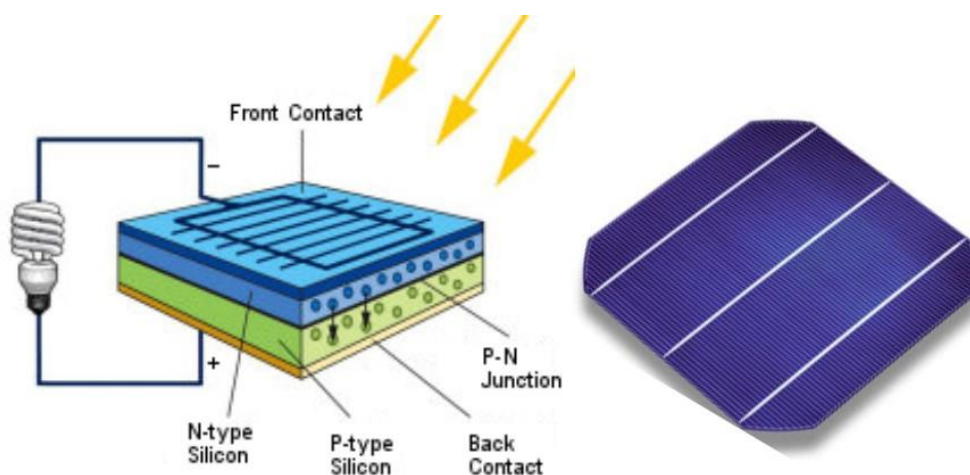


Ilustración 27. Célula fotoeléctrica. Fuente: Publico.es [31]

Dado que ya se ha entrado en términos de generación de energía, es conveniente explicar una serie de parámetros que se verán a lo largo de toda la memoria.

- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** es el máximo valor de tensión a extremos de la célula. Se da cuando la célula no está conectada a ninguna carga, es decir, cuando $I=0$ y la tensión en la región de generación es máxima.

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** se define como el máximo valor de corriente (en la región de generación) que circula por una célula fotovoltaica. Se da cuando la célula está en cortocircuito (ilustración 25).

- **Punto de máxima potencia:** es el producto del valor de la tensión máxima (V_m) y la intensidad máxima (I_m), para los que la potencia entregada a la carga es máxima.

Como es evidente, la célula solar se ve directamente afectada por el grado de radiación que recibe, de modo que, en situación de sombra, no se genera diferencia de potencial, ya que no llegan fotones para poner en marcha el proceso.

Pero, la radiación no es el único factor importante. Más adelante se verá con detalle el efecto de la irradiancia, la temperatura, la meteorología, etc.

Para terminar, se incluye una imagen del circuito equivalente de una célula solar (ilustración 28):

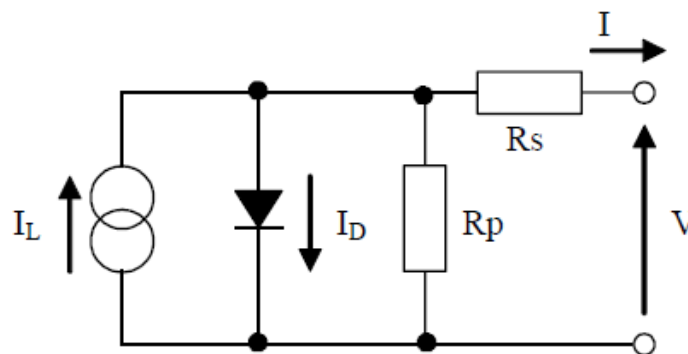


Ilustración 28. Circuito equivalente de la célula solar. Fuente: www.eii.uva.es

La resistencia en serie equivale a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, a la resistencia de las propias capas semiconductoras y a la resistencia de los dedos metálicos que constituyen la rejilla o malla de metalización frontal.

Por otro lado, la resistencia en paralelo debe su origen a la existencia de fugas de corriente proporcionales a la tensión (estas se suelen caracterizar con una resistencia en paralelo). La resistencia en paralelo tiene su mayor influencia en las regiones de bajas tensiones, donde la corriente que circula por el diodo del circuito equivalente es muy pequeña.

1.5.5. Panel fotovoltaico

Finalmente, se llega al producto final, el módulo o panel fotovoltaico, el resultado de combinar las células solares en serie (en el apartado de afección de sombras, 2.3, se detalla este aspecto con mayor detenimiento).

Se podría decir que, dentro de una instalación fotovoltaica, los módulos fotovoltaicos son el elemento más importante y, dentro de estos, la parte más importante es la célula solar. El resto de los elementos que forman parte del panel tienen la función de proteger y dar firmeza, funcionalidad y el aspecto característico del conjunto.

A continuación, se da una breve descripción de los elementos que componen un panel solar.

- **Cubierta frontal:** protege al panel de las condiciones climáticas y los agentes atmosféricos. Normalmente se utiliza vidrio templado con bajo contenido de hierro, ya que da buena protección contra impactos y presenta una buena transmisión de la radiación solar. Es importante disponer de cristal de buena calidad, que no reduzca mucho la eficiencia del panel.

- **Capas encapsuladas:** encargadas de proteger las células y sus contactos. Compuestas de EVA (etil-vinil-acetileno), proporcionan una buena transmisión de la radiación solar, y evitan la degradación frente a radiación ultravioleta.

El EVA es un polímero termoplástico. actúa como aislante térmico, es transparente y deja pasar los rayos solares directamente a la célula solar. A mayores, aporta aislamiento contra aire y humedad y cohesión al conjunto ya que rellena el volumen que existe entre el encapsulado anterior y posterior, amortiguando vibraciones y micro impactos internos.

Como inconvenientes de la EVA se encuentra su excesiva plasticidad, alto grado de adherencia al polvo y baja vida útil, que condiciona al conjunto del módulo.

- **Marco de apoyo:** normalmente fabricado en aluminio. Aporta robustez mecánica al conjunto. Debe ser resistente a las condiciones climáticas y favorecer la disipación de calor.

El marco permite su inserción a la perfilería y tornillería que se ancla a las cubiertas o a los sistemas de anclaje que se usen en cada caso.

- **Protección posterior:** se fabrica con acrílicos, Tedlar o EVA y su principal función es la de proteger contra agentes atmosféricos, haciendo el panel de barrera contra la

humedad. Suele ser de color blanco, ya que favorece la reflexión de la luz en las células, aumentando su rendimiento.

- **Caja de conexiones eléctricas:** cada célula produce electricidad. Las corrientes eléctricas producidas se conducen a esta caja de conexiones, donde se unifican. De esta caja salen dos cables (rojo/negro) con una diferencia de potencial entre ellos. La caja de conexiones da continuidad al circuito.

En ocasiones, los módulos vienen preparados con conexión a toma de tierra, la cual debe utilizarse sobre todo en instalaciones de potencia elevada.

- **Diodo de protección:** impide que se formen sobrecargas producidas por sombras parciales en la superficie del módulo fotovoltaico.

- **Célula solar:** semiconductor capaz de generar electricidad a partir de la radiación solar. Ya se ha estudiado con anterioridad. [32]

En la ilustración 29 se muestra un pequeño desglose de los componentes del módulo fotovoltaico:

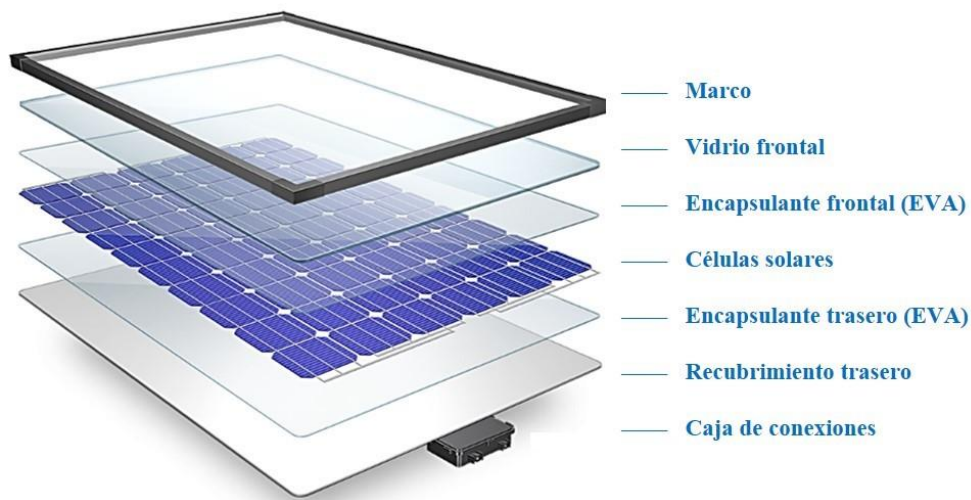


Ilustración 29. Esquema del módulo fotovoltaico. Fuente: eco-greenenergy.com [33]

En el apartado 5.1.1. de esta memoria se hace un análisis a fondo sobre los paneles fotovoltaicos.

1.6. Orientación de los módulos fotovoltaicos

Una vez conocido el funcionamiento interno de los paneles y, antes de entrar en el apartado de climatología, es importante analizar cómo se deben colocar los paneles estudiados de manera que den la mayor producción posible y se aprovechen las horas de sol del día.

En España, la mejor zona para instalar los paneles son la zona central y sur de la península, dado que son las zonas donde los niveles de radiación solar promedio son mayores.

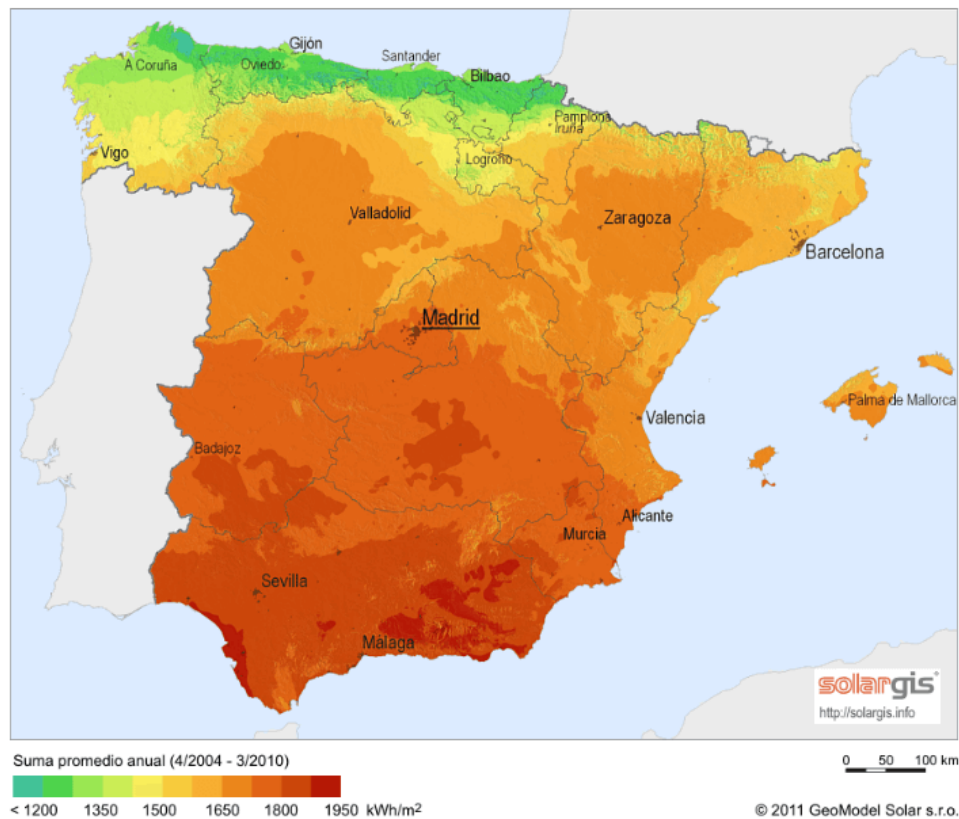


Ilustración 30. Irradiación solar de la península. Fuente: Atersa [34]

En la ilustración 30 se puede observar un mapa de la radiación recibida en la Península Ibérica. La instalación que se proyecta en esta memoria se encuentra en Sevilla, una de las zonas con mayor irradiación recibida de España.

En general, para cualquier instalación que se realice en España, la mayor captación solar anual se consigue con una orientación al sur, 180°, o lo que es lo mismo, un azimut de 0° (el azimut es la orientación de un punto con respecto al sur, en puntos cardinales).

En ocasiones, no es posible conseguir esta orientación ideal, dado que muchas instalaciones se realizan en edificaciones existentes, que no siempre se orientan al sur estricto. Por tanto, es importante hacer una valoración de todas las posibilidades que existen, y analizar la casuística de cada instalación, para sacarle el máximo partido a la misma.

En cuanto a la inclinación, depende de la posición de la instalación de paneles con respecto al ecuador o, lo que es lo mismo, la latitud de la instalación.

Por norma general, se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular cuál es la mejor orientación según la zona en la que se encuentren los paneles: [34]

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + (0,69 * \text{Latitud}) \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde β es la orientación óptima de los paneles. En el caso de la instalación, recordando, del apartado 1.3 de esta memoria, que la latitud es de 37,065722 (redondeado a 37,07).

Por tanto, la orientación ideal de las placas sería:

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + (0,69 * 37,07) = 29,28^\circ \quad (\text{Ec. 2})$$

Sin embargo, como se mencionó antes, en ocasiones no es posible conseguir dicha inclinación. En este caso, la cubierta de la nave industrial ronda los 15°.

Lo mismo ocurre con la orientación, que no es la óptima dado que la cubierta tiene un azimut de -62,3°, es decir, una orientación sureste tal como se ve en la ilustración 31.

Esto no quiere decir que las palcas no vayan a tener una buena producción, sino que no conseguirán llegar a su máxima potencia, lo que se puede traducir de un 1% a un 3% de pérdidas debidas a la orientación.



Ilustración 31. Vista aérea del emplazamiento.

Para concluir este apartado, en la ilustración 32 se muestra cómo varía la incidencia solar según la estación del año.

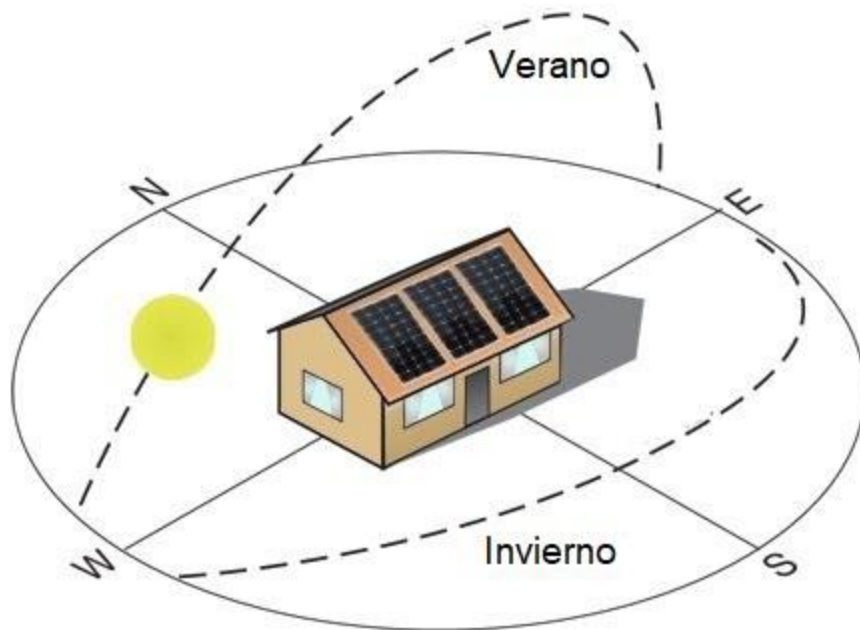


Ilustración 32. Variación incidencia solar. Fuente: mptsolar [35]

Es por ello por lo que, dependiendo de la estación del año, se debe dar una inclinación u otra a los paneles. Como ya se conoce, esto no es trabajo fácil, pero en caso de poder determinar cuándo es el mayor consumo del centro, se podrá jugar con esta inclinación para obtener el máximo ahorro y la máxima producción posible.

Por norma general, se debe restar 15° a la latitud para una inclinación óptima en verano, y sumar 15° para el caso de invierno. [34]

2. Estudio climatológico previo

Los módulos fotovoltaicos son equipos que se ven directamente afectados por las condiciones meteorológicas. Entre ellos, se verá el efecto de la temperatura, irradiancia, sombras por nubosidad y el efecto de las precipitaciones.

En Las Cabezas de San Juan, los veranos son relativamente cortos, muy cálidos y áridos. En cuanto a los inviernos, no son excesivamente fríos, y recogen temporadas de nubosidad parcial.

A lo largo del año, las temperaturas en este municipio varían entre los 5° C y los 35° C, raramente cayendo por debajo de 1° C y superando los 39° C.

2.1. Temperatura

Para determinar cuándo serán más eficientes los módulos fotovoltaicos, en primer lugar, se deben estudiar las temperaturas máximas y mínimas de la zona.

Es importante matizar, antes de entrar en detalle, que los paneles funcionan mejor cuando el clima es fresco, dado que estos tienen una caída porcentual de eficiencia por grado centígrado.

En la ilustración 33 se muestra la variación de temperatura en Las Cabezas de San Juan un año promedio:

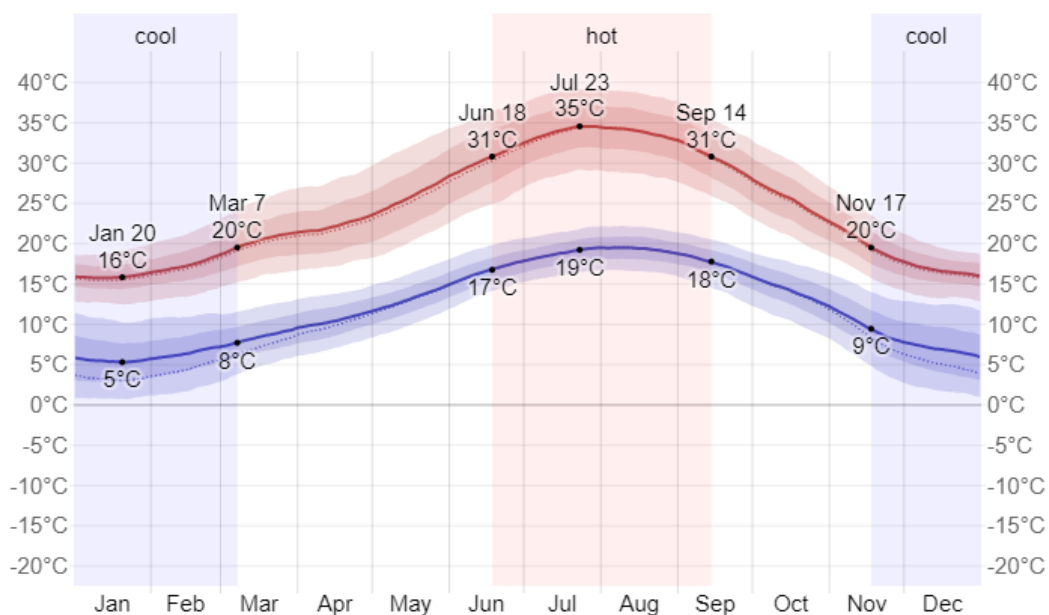


Ilustración 33. Temperaturas máximas y mínimas. Fuente: Weather Spark.

Como es de esperar, en verano las temperaturas son muy altas. El sur de España es el terreno más árido del territorio español y las temperaturas son elevadas.

Como se comentaba anteriormente, los paneles se llevan muy bien con la luz del sol, pero no con las altas temperaturas. Llegados a este punto, es frecuente formular la siguiente pregunta: **¿cuándo es la mejor época para la producción fotovoltaica?**

Es lógico pensar que, si las altas temperaturas disminuyen la eficiencia, el verano no es la mejor época, pero, en verano los días son más largos, la incidencia es mayor, así como la irradiancia.

Por otro lado, en verano los días son soleados y apenas hay nubosidad. Es por ello que, en verano, aunque se pierda cierta eficiencia por temperaturas elevadas, es el momento en el que mayor partido se le puede sacar a la instalación fotovoltaica.

Ahora, **¿cuál es la pérdida porcentual de eficiencia por grado centígrado?** Este es un término que ya se ha comentado. Si se mira la ficha técnica de los módulos, en los apartados eléctricos se encontrarán datos específicos correspondientes a la tensión y corriente de los módulos y también la eficiencia de los mismos, así como su degradación porcentual por temperatura. **Más adelante se hará un estudio de las posibles elecciones de módulos que existen en el mercado.**

La ilustración 34 muestra una ficha técnica genérica, en la que se pueden apreciar los parámetros descritos:

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC				
TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	365	370	375	380
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.13	41.30	41.45	41.62
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	33.96	34.23	34.50	34.77
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93
Module Efficiency [%]	19,6	19,9	20,2	20,4
Power Tolerance				0~+5W
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})				+0.044%/°C
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})				-0.272%/°C
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})				-0.350%/°C
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G			

Ilustración 34. Ficha técnica de un módulo FV. Parámetros eléctricos.

De la imagen anterior, obtenida de la ficha técnica del fabricante, se extrae el valor de la pérdida de eficiencia porcentual referida a la potencia del módulo con respecto a la temperatura ambiental. Este valor es de:

$$\text{Temperature Coefficient of Pmax} = -0.350 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \quad (\text{Ec. 3})$$

Todos los valores que se observan en la tabla, y en toda la ficha técnica, se estiman en condiciones estándar, o STC. Esto es, temperatura de 25° C y 1000 W/m² de irradiancia solar.

Por tanto, si la temperatura estándar son 25° C, cuando la temperatura en Sevilla sea de 35° C, la pérdida de eficiencia será de:

$$-0.35 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * (35^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -3.5\% \quad (\text{Ec. 4})$$

Se producirá una pérdida efectiva de potencia del 3.5% con respecto al rendimiento del módulo.

A pesar de ello, el verano sigue siendo el momento idóneo para la producción fotovoltaica debido a que los días son notablemente más largos.

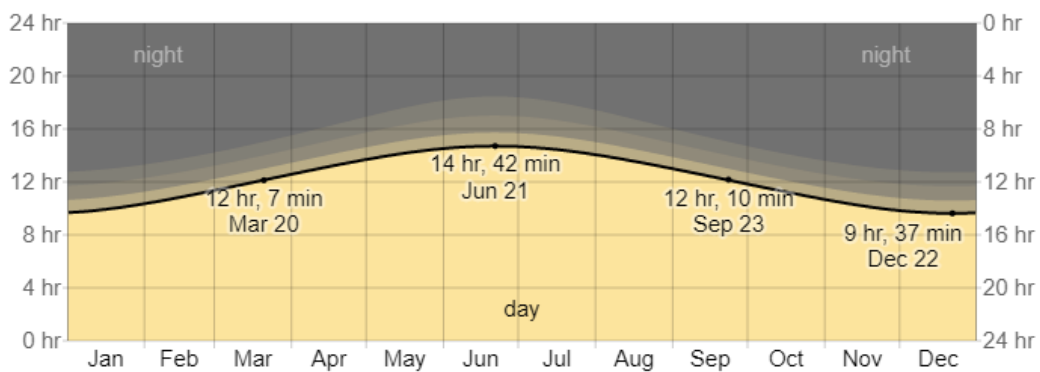


Ilustración 35. Horas de luz a lo largo del año. Fuente: Weather Spark.

Como se puede observar en la ilustración 35, comparando un día cualquiera de junio, con respecto a uno de diciembre, se obtienen alrededor de 5 horas más de luz, lo que va a brindar una producción muy alta (siempre y cuando sea un día soleado, lo cual es común en verano, y en esta zona).

2.2. Irradiancia solar

El objetivo de este apartado es verificar lo descrito en el punto anterior, es decir, que la mejor época para la producción fotovoltaica es el verano.

De nuevo, se entra en el dilema de temperatura frente a eficiencia. Los paneles están pensados para trabajar en su máximo esplendor cuando la temperatura ronda los 25 °C y la irradiancia es de 1000 W/m².

En la ilustración 36 se muestra la curva de rendimiento de una célula solar, fijando la irradiancia a un ideal de 1000 W/m²:

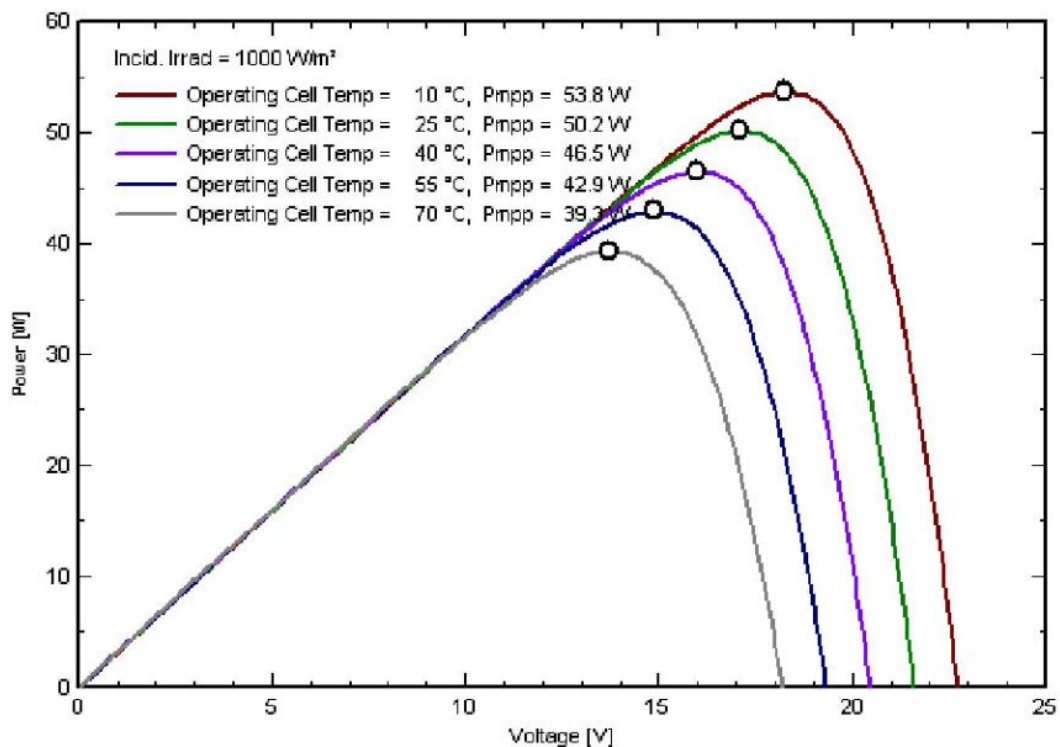


Ilustración 36. Potencia - Voltaje. Fuente: Semantic Scholar.

Como se puede comprobar, incluso a unos 10 °C, la potencia producida por la célula es aún mayor que a 25 °C, estándar de temperatura ambiente.

Sin embargo, por la naturaleza del medioambiente, las temperaturas bajas se asocian al invierno, cuando los días son más cortos.

En la ilustración 37, se muestra la irradiancia solar de días específicos en Las Cabezas de San Juan a lo largo del año:

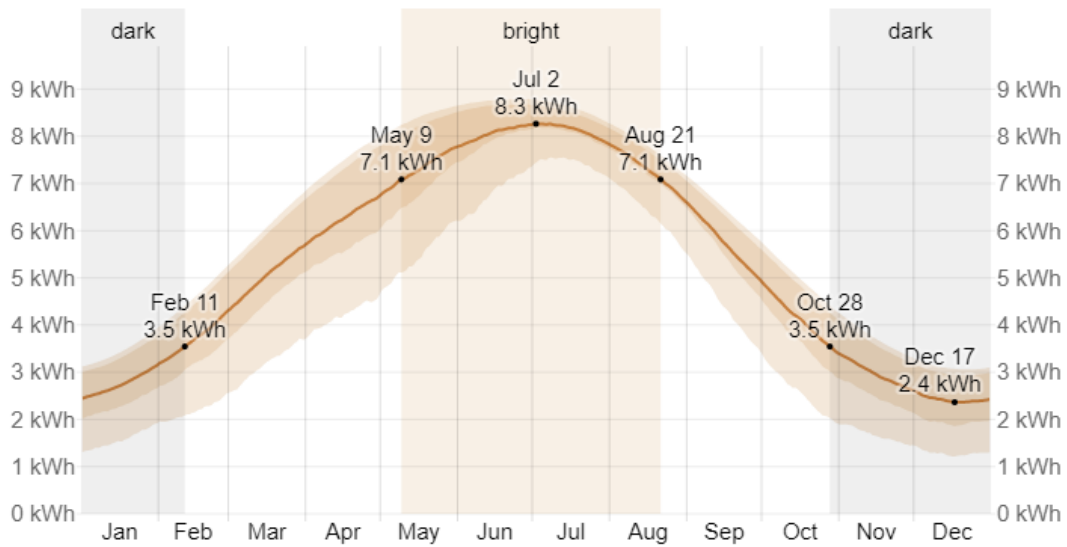


Ilustración 37. Irradiancia solar en el emplazamiento. Fuente: Weather Spark.

Como es de esperar, en los meses de mayo a agosto se recibe la mayor cantidad de radiación solar. Si a esto se le añade que, justo en estos meses los días son más largos, se puede afirmar que la mayor producción fotovoltaica se consigue en esta franja.

Para entrar en detalle, se accede al software PVSyst. Con él, se podrá indagar en la radiación solar desglosada en cada mes del año, viendo la radiación total de cada uno. Se observa en la tabla 2:

Tabla 2. Radiación solar en el emplazamiento. Desglose mensual. PVSyst.

Mes	Radiación (kWh/m ²)
Enero	86.2
Febrero	116.9
Marzo	147.5
Abril	186.5
Mayo	234.6
Junio	225.6
Julio	247.6
Agosto	227.5
Septiembre	176.9
Octubre	118.4
Noviembre	86.4
Diciembre	84.6
Total	1938.6

Los datos coinciden con los de la ilustración 37, observando un gran salto en la radiación solar en los meses de mayo, junio, julio y agosto. Hay que matizar que esta es la radiación horizontal sobre el suelo. En una instalación fotovoltaica, lo común es inclinar los paneles y orientarlos de manera que la luz del sol incida perpendicularmente en las celdas, aumentando y potenciando la radiación recibida.

Haciendo un balance y cotejando los datos de la ilustración 35, con los de las dos imágenes anteriores, se comprueba que, para un correcto estudio de una instalación fotovoltaica, no solo hay que fijarse en las temperaturas a las que los paneles serán más eficientes, sino también los meses del año en los que se recibe mayor radiación solar debido a un inminente aumento en las horas de luz diarias, es decir, en verano.

2.3. Nubosidad

Ya se ha hablado sobre la temperatura y radiación solar, de cómo estos parámetros afectan a la producción nominal de los módulos fotovoltaicos y también se ha determinado que, en verano, por diversos motivos, la producción fotovoltaica es mayor que en el resto del año.

Otro aspecto importante de las instalaciones fotovoltaicas y que, a menudo se queda en segundo plano, es la afección de las sombras por nubosidad. Las nubes son elementos meteorológicos que no se puede modificar a antojo, y que afectan directamente a la potencia producida de las placas fotovoltaicas.

En las fichas técnicas de los módulos no se contempla un factor de caída de eficiencia porcentual debido a las sombras. Sin embargo, se puede entender que la eficiencia se ve notablemente reducida si existen sombras en la zona de instalación de los paneles.

2.3.1. Afección de sombras

Antes de hacer un estudio del efecto de las sombras, se debe explicar cómo afecta realmente la sombra, de cualquier tipo, a la producción de los paneles.

Con anterioridad, se ha analizado el funcionamiento de las células solares y la composición de los paneles fotovoltaicos, pero, es importante conocer cómo funciona un panel y cómo se asocian las células entre sí.

Dentro de un panel solar, las células se conectan en serie, una detrás de otra, como si formaran una red de tubería, como se muestra en la ilustración 38.

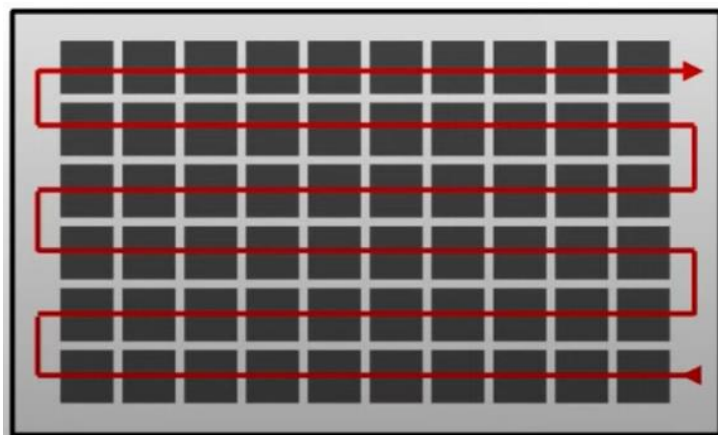


Ilustración 38. Conexión de células solares.[36]

Con esta disposición, se comprende que la tensión total del panel es la suma de las tensiones de todas las células y la corriente de salida es igual a la corriente de una de las células, o de la célula de menor intensidad.

Este último matiz es muy importante, pues es la base de la reducción de producción debida a sombras sobre el módulo.

Continuando con la analogía de la red de tuberías, cuando una sombra afecta a una de las células, esta se vería “taponada”, no produciría y estaría bloqueando el resto de la “tubería”. Es por esto que un estudio exhaustivo de las sombras existentes es muy importante, ya que una instalación sombreada puede ver su producción reducida hasta llegar a cero.

Para evitar la afeción tan drástica de las sombras, desde hace años los módulos incorporan una tecnología que, a priori es muy sencilla, pero es muy eficaz. Se trata de utilizar **diodos bypass**.

Un diodo es un componente electrónico que dispone de dos terminales, con dos polaridades, positiva y negativa, como se muestra en la ilustración 39:

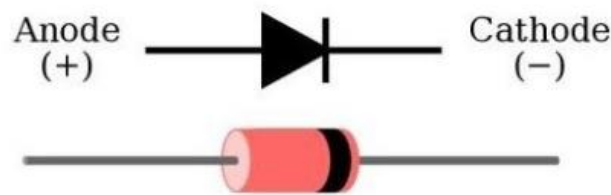


Ilustración 39. Polaridad de un diodo. [37]

El funcionamiento del diodo es similar al de una válvula: permite el paso de corriente eléctrica en una única dirección, bloqueando el paso de esta en sentido contrario. El flujo de corriente circula de ánodo a cátodo, de positivo a negativo.

Los diodos se colocan en la caja de conexiones eléctricas del módulo fotovoltaico, tal como se puede apreciar en la ilustración 40:

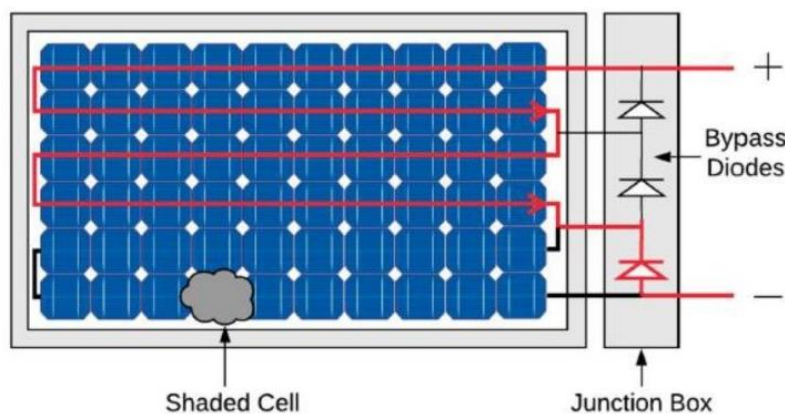


Ilustración 40. Esquema eléctrico del módulo fotovoltaico. [38]

La caja de conexiones, o *junction box*, es, como su nombre indica, un recinto cerrado que alberga una o más conexiones de cableado.

El objetivo del diodo es que, si en el camino del flujo de la corriente, una de las células deja de producir porque le está afectando una sombra, la producción solo se reduce al ámbito de aplicación de ese diodo.

Para el caso de la ilustración 40, existiendo tres diodos bypass, si las sombras afectan a una célula o a una columna de células, la producción disminuiría un 33%, pero gracias al diodo, el flujo de corriente “saltaría” este tramo sombreado y retomaría la conexión en la siguiente columna de células, que sí que están produciendo corriente eléctrica.

Por otro lado, es importante diferenciar cómo afectan las sombras dependiendo de la orientación del módulo. Generalmente, los paneles se colocan, o bien verticales, u horizontales. La orientación del módulo depende siempre de las posibilidades que permita la cubierta o terreno, ya sea por inclinación, espacio, sombras o todas las anteriores.

En la ilustración 41, se observa un módulo colocado horizontalmente sobre el plano del dibujo. En esta disposición, se supone que hay sombras por delante del módulo. Estas sombras no llegan a cubrir todo el panel, sino que afectan a la parte inferior del mismo:



Ilustración 41. Módulo dispuesto horizontalmente.

Aquí es donde verdaderamente se aprecia la importancia de los diodos. Como se explicaba anteriormente, en este panel existen tres diodos bypass, y la sombra afecta a la parte inferior, por tanto, hay una columna de células que no está produciendo, porque no les llegan fotones a las células solares.

El hecho de que esta columna no produzca condiciona a la producción del 33% del módulo, es decir, afecta a todas las células que haya conectadas en serie hasta llegar al

primer diodo bypass, que lo que va a lograr es que, a pesar de que haya varias células sin producción, el resto de las células sí produzcan.

Así, en el módulo de la ilustración 41, la producción del panel sería de un 67%, aproximadamente.

Si se rota el panel, manteniendo las condiciones de sombras de la ilustración 41, y se coloca de manera vertical, se obtiene lo siguiente (ilustración 42):

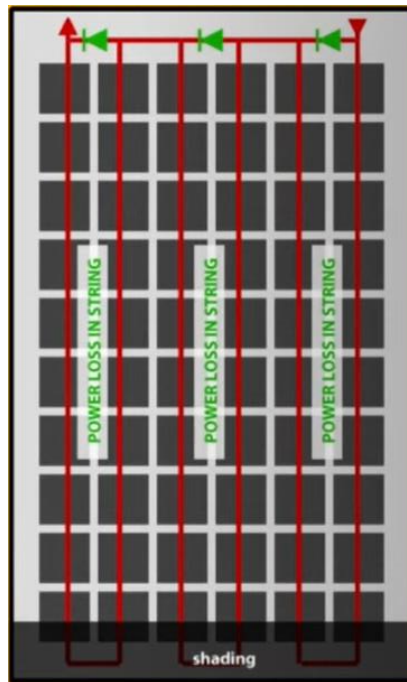


Ilustración 42. Módulo dispuesto verticalmente.

En el caso de la ilustración anterior, la situación cambia totalmente, pues la sombra “tapa” todas las sub-asociaciones de células y no hay forma de que los diodos bypass consigan un flujo continuo de carga. Este es el caso más desfavorable, ya que la producción de este módulo sería prácticamente **cero**.

2.3.2. Paneles fotovoltaicos *half-cell*

Hoy en día, existen tecnologías ya incorporadas en los módulos que se complementan con los diodos bypass y que permiten reducir notablemente el impacto de las sombras. Se trata de la tecnología de **células partidas, o *half-cell***. [39]

Un módulo de células partidas es, esencialmente, aquel formado por células de silicio cristalino, las cuales han sido “partidas” en dos mitades iguales, y se han colocado en la cubierta posterior del módulo con una configuración serie-paralelo distinta a la de los módulos tradicionales.

En la ilustración 39, donde se explicó el funcionamiento de los diodos bypass, se explicó cómo el panel se divide en tres sub-strings, de modo que cada diodo gestiona el paso de corriente a pesar de que haya sombras.

En el caso de los módulos *half-cell* ya no hay tres sub-strings, sino que hay 6. El módulo está dividido en dos, y cada una de las mitades tiene 3 strings. Se muestra en la ilustración 43.

120 Half Cut. Cell Wiring & Diodes

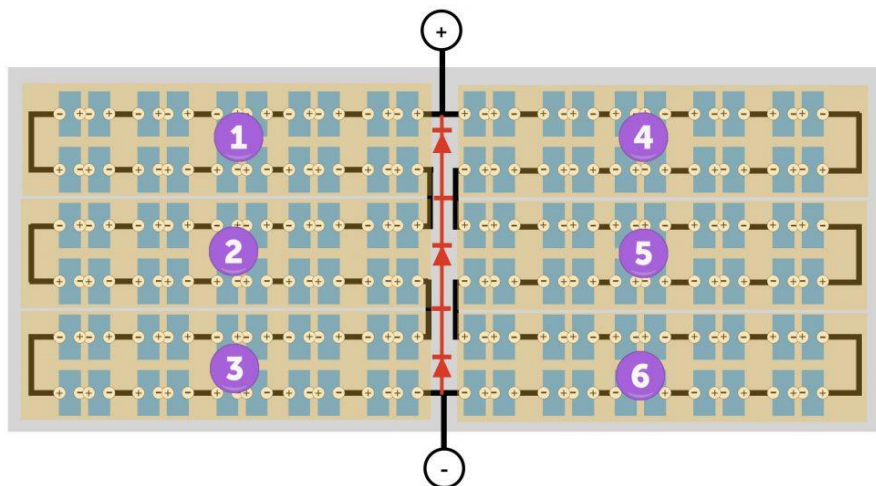


Ilustración 43. División de strings dentro del módulo *half-cell*. Fuente: voltaconsolar.com

De este modo, la producción se divide en dos, teniendo la producción total como la suma de la producida, independientemente, por cada mitad.

Esta tecnología incorpora grandes cambios y ventajas con respecto a los módulos anteriores.

Por ejemplo, la corriente de cada célula se reduce a la mitad y, con ella, se reduce también la resistencia térmica, lo que se traduce en un aumento de la potencia de salida del módulo, es decir, da una producción sensiblemente mayor. [40]

En cualquier caso, lo más importante de estos módulos es que, al contar con dos series de strings conectados internamente (en dos cajas de conexiones eléctricas independiente) la producción se divide en dos mitades. De esta manera, las sombras puntuales que afecten únicamente a una de las partes del módulo se ven mitigadas, evitando que afecten a la producción total del panel. En la ilustración 44 se muestra la distribución del panel *half-cell*:

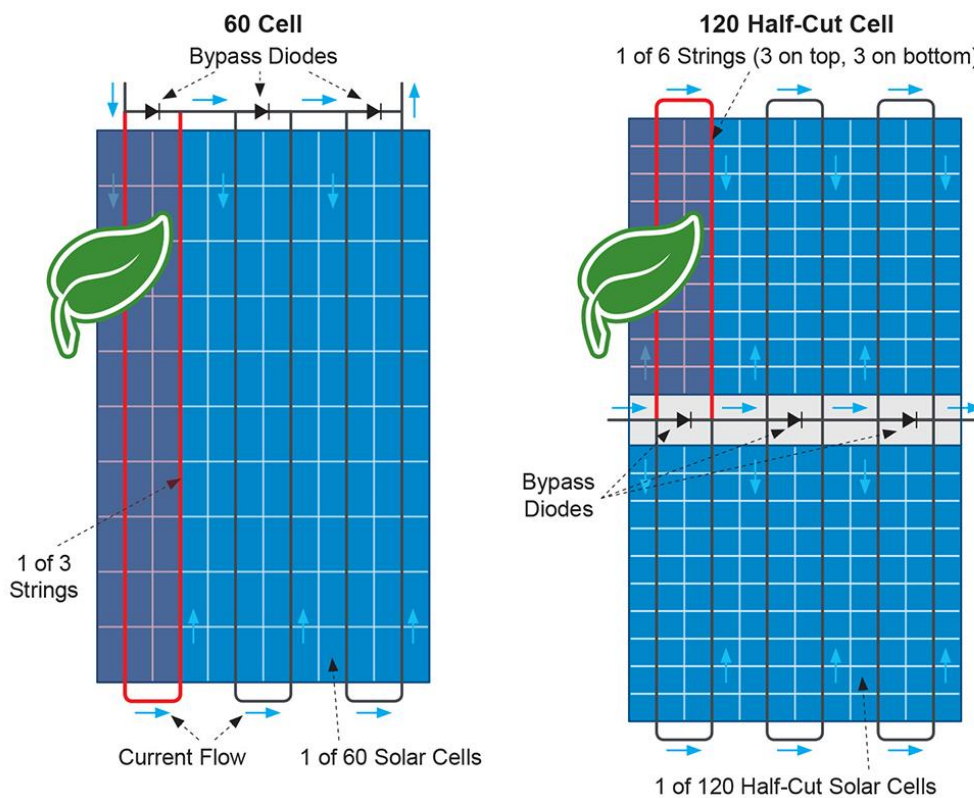


Ilustración 44. Subdivisiones del módulo *half-cell*.

Como se puede apreciar en la imagen anterior. La distribución de células *half-cell* permite que una sombra parcial afecte únicamente a uno de los seis strings en los que se divide el módulo, de manera que, en lugar de reducir, en el caso de la imagen, un 33% la producción, únicamente se reduciría en un 16-17%, aproximadamente.

La tecnología *half-cell* se empezó a introducir en los módulos comerciales entre 2018 y 2019, y marcó un hito en la eficiencia y producción de los paneles fotovoltaicos, haciéndolos más atractivos a nivel comercial y fomentando aún más la instalación de plantas solares a todos los niveles.

En la ilustración 45 y 46 se muestran fotografías del aspecto visual de las celdas solares completas y las *half-cell*: [41]

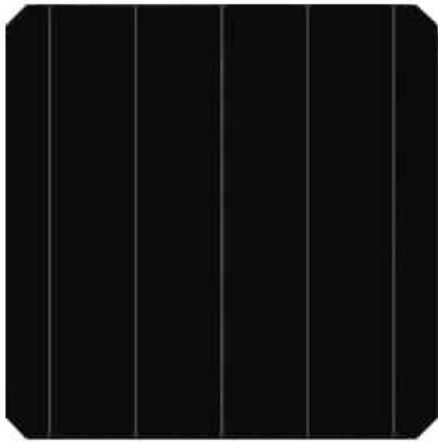


Ilustración 45. Celda solar completa.

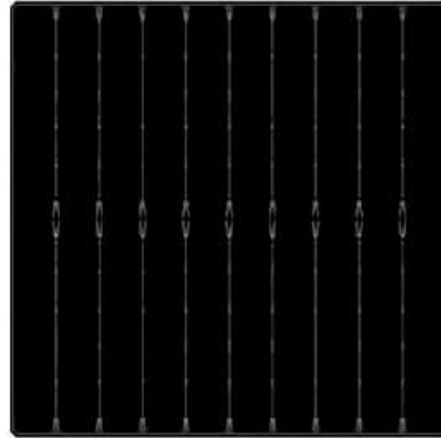


Ilustración 46. Celda half-cell.

En conclusión, se puede decir que en el estudio de una planta fotovoltaica es esencial valorar las posibles sombras que se puedan proyectar sobre la zona de instalación de paneles, ya sea por vegetación u obstáculos de la propia cubierta o terreno (pilares, antenas, chimeneas, etc.).

Aunque se verá con más detenimiento en apartados posteriores de esta memoria, la instalación en la nave industrial objeto de este proyecto no tiene problemas de sombras, ya que es la cubierta de una nave alta, sin obstáculos en la misma o en sus alrededores, es ideal para la instalación de paneles.

2.3.3. Efecto de la nubosidad

Una vez entendido el efecto de las sombras, ya se puede indagar en el impacto de las nubes en la instalación de Las Cabezas de San Juan.

Las nubes son agentes meteorológicos incontrolables por el ser humano y afectan directamente en la producción de las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, es importante diferenciar el tipo de nube presente, siendo la nube baja, densa y con alto grado de opacidad la que más va a afectar a la producción.

Hay que matizar que, aunque haya nubes, los paneles siguen funcionando. Recordando lo explicado anteriormente, las nubes se asocian a días más fríos, al invierno, sin embargo, como ya se conoce, los módulos funcionan con la radiación solar, no con el calor del Sol.

Efectivamente, las nubes limitan la radiación directa del Sol, pero no impiden totalmente que la luz llegue a las placas. La energía que absorben los paneles proviene tanto de la luz visible, como de una amplia gama de diferentes longitudes de onda. Muchas de estas

son capaces de penetrar las capas de nube. A esto se le conoce como radiación difusa, y se produce cuando los rayos solares no inciden directamente en los módulos, sino que deben atravesar las nubes o la niebla.

De esta manera, siempre que haya luminosidad, las placas fotovoltaicas producirán energía.

Tomando valores de instalaciones reales, se puede comprobar que las nubes, dependiendo de su espesor, pueden disminuir entre un 5% (para nubes ligeras, prácticamente traslucidas) y un 90% (para aquellas densas, bajas y opacas), aproximadamente.

Como es de esperar, estas pérdidas serán más significativas en invierno, cuando los días son más cortos y hay menos horas de luz. [42]

Estos valores se pueden comprobar tomando las siguientes imágenes, que hacen referencia a una instalación industrial en el sur de España.

A continuación (ilustraciones 47 y 48) se observan los datos de un día soleado y nublado en invierno, respectivamente:

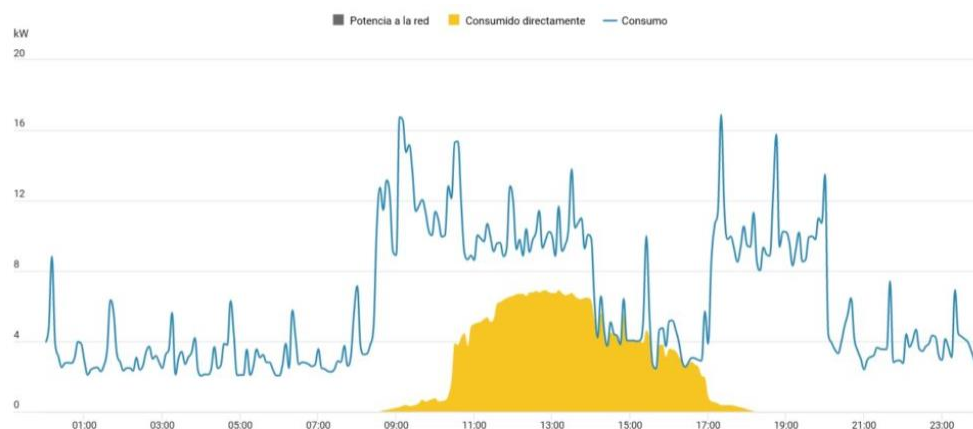


Ilustración 47. Día soleado en invierno. Fuente: cambio energético [40]

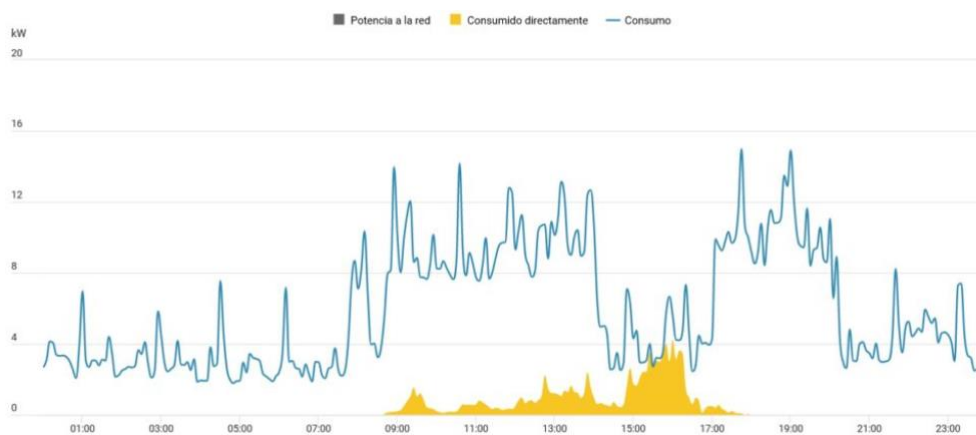


Ilustración 48. Día nublado en invierno. Fuente: cambio energético

Se observa que en un día soleado la producción (representado en amarillo en las gráficas) es mucho mayor que en un día nublado. En la imagen 47 se aprecia como la suma total de producción en un día soleado llega a aproximadamente 33 kWh, mientras que, en un día nublado del mismo mes, la producción cae hasta los 9kWh, lo que supone una pérdida del 70%, aunque esta pérdida puede llegar, como ya se ha comentado, a casi el 90%.

Por otro lado, se muestran las mismas gráficas, pero para días de verano (ilustraciones 49 y 50):

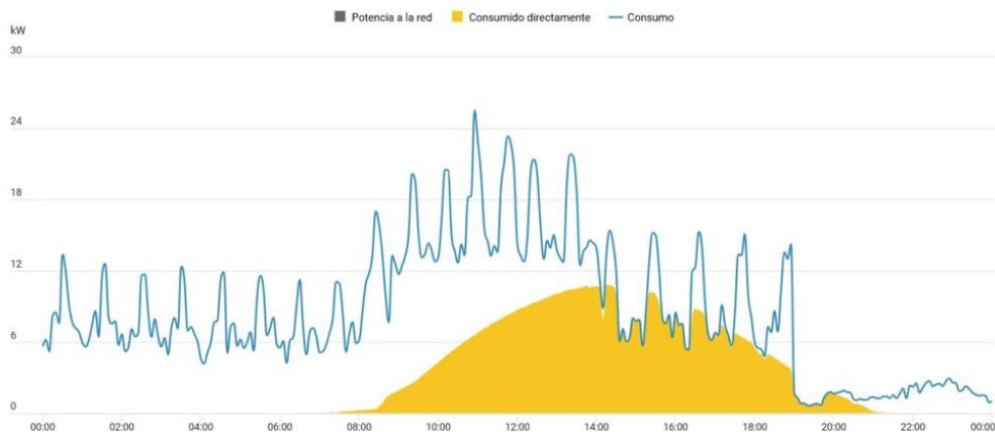


Ilustración 49. Día soleado de verano. Fuente: cambio energético

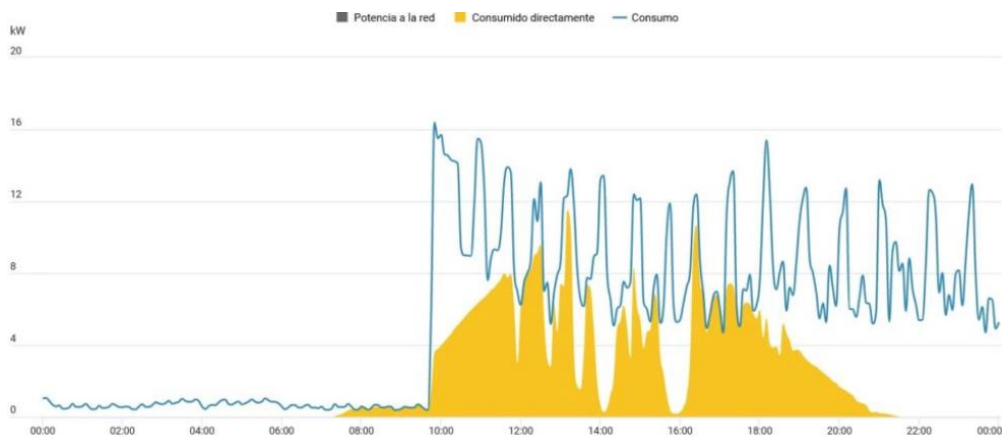


Ilustración 50. Día nublado de verano. Fuente: cambio energético

Se comprueba que en verano la producción aumenta notablemente, debido al mayor número de horas de sol. En un día soleado, la producción alcanza los 75 kWh y, en un día nublado, desciende a 52 kWh, lo que supone una pérdida del 30%. [42]

No hace falta entrar en más detalles para comprobar que la mayor producción (que no eficiencia, dado que ya se ha visto que la temperatura afecta negativamente a los paneles) se da en verano, cuando los días son más largos, hay más horas de sol y predominan los cielos despejados.

Para el caso concreto de la instalación de este proyecto, el porcentaje medio de cielo cubierto por nubes en el municipio de Las Cabezas de San Juan experimenta cambios significativos a lo largo del año.

Durante los meses de verano, la mayor parte de los días el cielo está completamente despejado, superando siempre el 70% de días soleados, llegando incluso al 94% en Julio.

El resto del año, estos porcentajes bajan sensiblemente. Los meses más nublados son octubre, noviembre, diciembre y enero.

A continuación, en la ilustración 51, se muestra un desglose porcentual de los meses y su grado de claridad:

Fraction	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Cloudier	41%	40%	38%	37%	33%	21%	<u>8%</u>	14%	31%	43%	43%	<u>44%</u>
Clearer	59%	60%	62%	63%	67%	79%	<u>92%</u>	86%	69%	57%	57%	<u>56%</u>

Ilustración 51. Grado de nubosidad. Fuente: Weather Spark.[43]

Si bien es cierto que en los meses que no es verano, el grado de nubosidad aumenta, en la imagen anterior se observa que en ningún caso la claridad baja del 55%. Por todo ello, se puede considerar que la ubicación de la instalación es ideal, dado que durante todo el año es mayoritario el número de días soleados o parcialmente nublados.

La producción disminuirá, como es evidente, en aquellos días, esporádicos, en los que haya gran condensación de nubes, sin embargo, la gran mayoría de los días, la producción será muy buena.

3. Normativa de aplicación

Se detalla, a continuación, la normativa legal vigente de aplicación en el momento de la edición de este documento [44]:

- **Ley 24/2013 (RD 1995/2000), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.**

Con esta ley se pretende la regulación del sector eléctrico con el objetivo de garantizar un consumo eléctrico de acuerdo con las necesidades de los consumidores, teniendo, para ello, en cuenta, la seguridad, calidad, eficiencia, etc. De entre las actividades sujetas a esta ley, se encuentra la de generación y suministro eléctrico, que es precisamente el objetivo de la instalación fotovoltaica.

- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.**

Dicho reglamento especifica las condiciones técnicas y garantías que debe reunir una instalación eléctrica conectada a suministro dentro de los límites establecidos para baja tensión, con el objetivo de velar por la seguridad de los usuarios y equipos que la rodean.

- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.**

Establece el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico (transporte, distribución, comercialización, etc.)

- **Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.**

Este real decreto trata de establecer la metodología de retribución económica para aquellas entidades (sociedades mercantiles, sociedades cooperativas o usuarios) que desarrollan la actividad de distribución energía eléctrica para garantizar la adecuada prestación de dicho servicio y se establecen los criterios económicos de los pagos a realizar a estas entidades.

- **Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.**

Mediante este real decreto se establecen los procedimientos de evaluación y los requisitos de protección relativos a la compatibilidad electromagnética de los equipos, sistemas e instalaciones. Se pretende, por medio de este decreto, el funcionamiento del mercado interior de la Unión Europea.

- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.**

Establece un sistema de medida homogéneo y efectivo del tránsito de energía entre las distintas actividades eléctricas conocidas. Es decir, establece los derechos y obligaciones de los sujetos en relación con la medición del suministro y el control de calidad de este.

- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables cogeneración y residuos. (más de 100kwp)**

Regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Entre todas las actividades que engloba, la de producción de energía solar para la producción y suministro eléctrico se encuentra en el subgrupo b.1.1.

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

Mediante el cual se instauró el conocido “Impuesto al Sol”, lo que supuso un retroceso en la expansión de la tecnología solar fotovoltaica en España. A pesar de que este impuesto se derogó con posterioridad, aún se siguen aplicando ciertos aspectos de este RD.

- **Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.**

Mediante este RDL se derogaba casi en su totalidad lo expuesto en el RD 900/2015, incluyendo el polémico Impuesto al Sol.

- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.**

Desarrolla normativamente el RDL 15/2018.

- **Real Decreto 614/2001, de 8 de junio sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente a riesgo eléctrico.**

Se trata de un RD que actúa en el marco de la Prevención de Riesgos Laborales. Establece las disposiciones mínimas de seguridad para la protección de los trabajadores frente al riesgo eléctrico en lugares de trabajo. Incluye especificaciones técnicas.

- **Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.**

Establece las condiciones técnicas y garantías de seguridad a que se han de someter las instalaciones eléctricas de alta tensión, con el objetivo de proteger las personas y bienes que rodeen una instalación, protegiendo su integridad, así como conseguir energía eléctrica de calidad.

Favorece, adicionalmente, que desde la fase de proyecto se facilite la adaptación de la instalación a previsibles aumentos de carga.

- **Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.**

Se trata de un RD que motiva la producción de electricidad por medio de fuentes renovables.

- **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.**

Se establecen los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud y obtención de los permisos de acceso y conexión a un punto de la red eléctrica por parte de productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares de almacenamiento. Marco legal para llevar a cabo estas actividades.

3.1. Tramitación administrativa para el autoconsumo

Es por medio del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Dependiendo de la comunidad autónoma y el municipio, y dependiendo también del tipo de instalación fotovoltaica (ya sea con o sin excedentes) y su potencia nominal, es necesario aportar a las administraciones competentes una documentación técnica específica.

Antes de comenzar a realizar los trámites, es necesario comprobar que se cumple la normativa anteriormente expuesta, ya que se aplica a nivel estatal. Una vez se cumple la normativa, se pueden comenzar los trámites.

Según la Guía de Tramitación del Autoconsumo del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), los pasos a seguir a nivel administrativo para realizar una instalación fotovoltaica son los siguientes: [45]

- **Diseño de la instalación**

Depende del tipo de conexión a red y de la potencia de la instalación. En este caso la potencia es superior a 10 kW, pero inferior a 100 kW, por lo que se podría acoger a la modalidad de compensación de excedentes (aunque no lo hace, ya que es una instalación con anti vertido). La conexión se realiza en baja tensión (BT).

Al ser superior a 10 kW, es necesario elaborar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente. En el proyecto deberá aparecer toda la información y documentación técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, materiales utilizados, garantías, necesidades de mantenimiento etc.

Así mismo es necesario que la empresa instaladora habilitada incluya el cálculo del consumo eléctrico que puedan tener los servicios auxiliares de la instalación y el porcentaje que estos servicios auxiliares representan respecto de la energía neta generada por la instalación, puesto que en caso de ser inferiores al 1% de la energía generada en cómputo anual se considerarán despreciables.

- **Permisos de acceso y conexión y Aales o garantías. Solicitud CAU**

Las instalaciones en autoconsumo SIN excedentes de cualquier potencia quedarán exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión. Por ese motivo, este tipo de instalaciones también quedan eximidas de presentar los aales y garantías para la conexión.

Al no cederse energía a la red de distribución, la potencia de la instalación de generación no queda limitada por la potencia máxima admisible de la acometida a la que se conecta.

Sin embargo, la empresa instaladora habilitada debe solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU) que identificará de forma única el autoconsumo. Estará formado por el CUPS, con 22 caracteres, seguido del código A y tres ceros. El instalador podrá componer el CAU siguiendo esta pauta (CUPS+A000) para completar el certificado de la instalación.

El número CUPS o Código Unificado del Punto de Suministro es la combinación alfanumérica que **identifica cada suministro de luz o gas** de manera unívoca. [46]

- **Autorizaciones ambientales y de utilidad pública**

Por lo general, instalaciones de autoconsumo de menos de 100 kW acogidas al régimen de SIN excedentes no deben requerir tramites de impacto ambiental o similares, salvo que se encuentren bajo alguna figura de protección.

- **Autorización administrativa previa y de construcción**

Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia no superior a 100 kW conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 kV (es decir en BT), ya sea de distribución o a la red interior de un consumidor, quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción.

- **Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)**

Por lo general, existen dos procedimientos principales a la hora de obtener los permisos de obra en un ayuntamiento. En primer lugar, está la declaración responsable, un procedimiento aplicable siempre que una instalación de generación eléctrica no supere los 100 kW nominales. Por encima de esta cifra, es obligatorio solicitar una licencia de obra.

La declaración responsable es un procedimiento generalizado para casi todo tipo de obras menores. Su principal objetivo es agilizar aquellas obras que se consideran menores que, en este caso, es una instalación fotovoltaica.

Como la instalación objeto de estudio de esta memoria no supera los 100 kW (como se verá más adelante), se puede emplear la modalidad de declaración responsable, aunque es posible, también, obtener el acuerdo del ayuntamiento por medio de una solicitud de licencia de obra menor.

Todo ello se puede encontrar en la normativa del Ayuntamiento de Las Cabezas de San Juan y en la sede electrónica del mismo, donde se pueden realizar, telemáticamente, todos los trámites necesarios.

La documentación exigida por el ayuntamiento para el procedimiento seguido es la siguiente:

- Modelo de declaración responsable/licencia de obras menores debidamente cumplimentado.
- Proyecto técnico que recoja y explique, exhaustivamente, las obras a acometer en la nave industrial. Este proyecto debe ir visado por un colegio profesional.
- Mandato de representación (junto con DNI, poderes, etc.) en caso de realizar el procedimiento por medio de representante.
- Declaración responsable firmada por el técnico competente.
- Certificado de dirección de obra y coordinación de seguridad y salud firmada por el técnico competente.
- Plan de seguridad y salud visado por colegio profesional.
- Certificado de seguridad estructural firmado por técnico donde se certifique que la instalación a realizar no disminuye la integridad de la nave afectada.
- Nota simple de la finca objeto de las obras.
- Justificante de pago de la tasa por licencias urbanísticas, según presupuesto.

- Justificante de pago del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras, según presupuesto.

Una vez presentada toda esta documentación y esperado cierto plazo, el ayuntamiento emite un informe favorable, concediendo la licencia de obra y permitiendo, así, comenzar las obras proyectadas.

4. Estudio energético previo

Antes de seleccionar el número de paneles necesarios, potencia de estos, composición, tipo de inversor, cantidades de cableado y demás equipos necesarios, primero se debe hacer un pequeño análisis de las necesidades de la planta, esto es, la demanda energética de la nave industrial que es objeto de estudio en este proyecto.

La mejor herramienta para conocer las necesidades de un emplazamiento consiste en estudiar las facturas de la luz, dado que estas reflejan con todo detalle el consumo, si este es en horas punta, llano o valle, y se desglosan por potencia en diferentes franjas, y por meses.

En este caso, se dispone de las facturas del último año. Los consumos totales mensuales se resumen en la siguiente gráfica (ilustración 52).

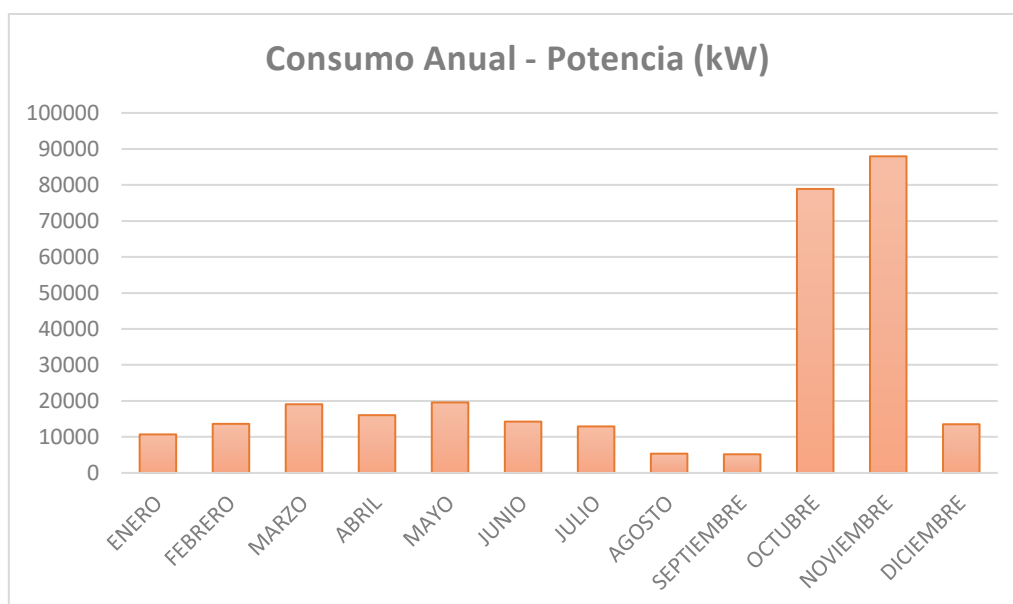


Ilustración 52. Consumos mensuales del centro.

A modo esquemático se puede ver un avance de los consumos de la nave industrial. Como se puede observar no es un tipo de consumo común, como podría ser el de una vivienda, sino que se trata del consumo apropiado de una empresa dedicada al sector del cultivo y procesado de arroz.

Durante los primeros meses del año, enero y febrero, que es cuando comienza el llamado “ciclo del arroz”, se vacían los campos de agua (ya se conoce que las marismas son humedales) y se ara el fango, que está mezclado con paja restante de ciclos de años anteriores.

En marzo y abril, se deja “descansar” al terreno, que se va secando poco a poco bajo el sol.

En mayo se vuelve a llenar el campo de agua y se aran los terrenos, dejándolos preparados para la siembra.

A principios de junio se siembra todo el arroz, que crece hasta mediados/finales de agosto, cuando se dejan se secar de nuevo los campos.

La recoleta del arroz comienza en septiembre. Este, se deja secar y, posteriormente, se clasifican los granos y se pelan.

Aquí es donde empieza el proceso industrial. Es el momento en que se prepara el grano para su comercialización. En la primera fase se limpia, seca y vuelve a limpiarse el grano. En una cámara desecadora se separa la cascara de cada grano, uno por uno. Tras esto, los granos se blanquean, limpian y seleccionan.

Por último, se pulen los granos, se clasifican y, finalmente, se empaquetan para su comercialización. [47]

A modo de resumen, los meses donde el consumo es mayor, corresponde al periodo de industrialización del grano de arroz, su procesado y preparado para comercialización. Estos meses son octubre y noviembre y, como se puede comprobar, los datos de la gráfica 1 concuerdan con lo anteriormente explicado.

También se dispone del desglose de consumos en cada mes, dependiendo de los tramos horarios. En España existen tres tramos en los que se dividen los precios de la luz: Punta (P1), Llano (P2) y Valle (P3), siendo el tramo P1 el más caro y P3 el más barato. En la ilustración 53 se puede observar la división:

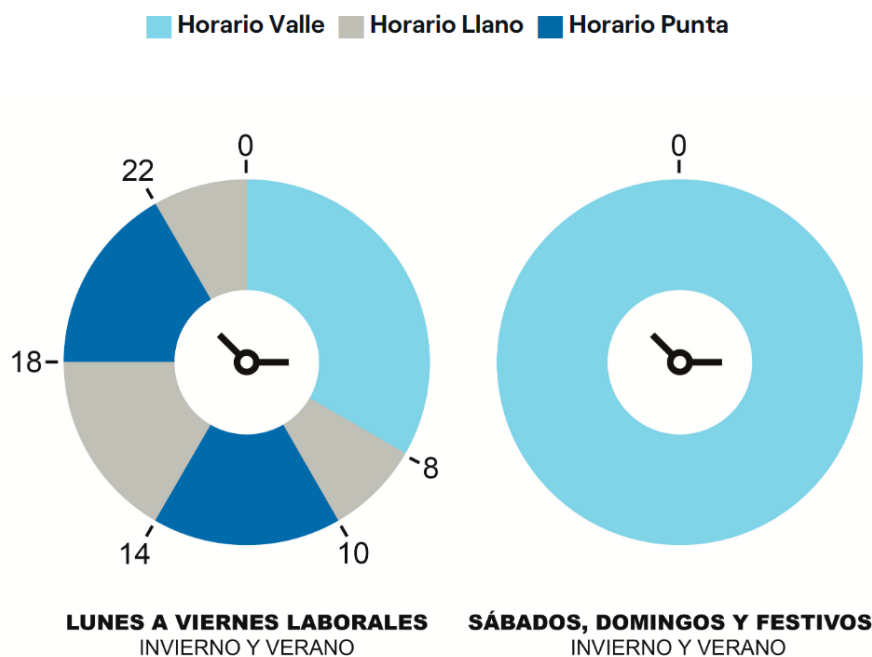


Ilustración 53. Desglose horario de tramos. [48]

Conocidos los horarios energéticos, a continuación, se muestra el desglose de consumos mensuales desglosado en los tres tramos existentes, así como el consumo total mensual y anual (tabla 3):

Tabla 3. Desglose de consumos mensuales.

MES	POTENCIA KW			
	P1 PUNTA	P2 LLANO	P3 VALLE	TOTAL
ENERO	1596	5995	3108	10699
FEBRERO	1107	9731	2791	13629
MARZO	3312	11520	4237	19069
ABRIL	6490	5573	3978	16041
MAYO	6737	7390	5451	19578
JUNIO	5993	4618	3639	14250
JULIO	5579	3925	3409	12913
AGOSTO	1034	1845	2464	5343
SEPTIEMBRE	998	1893	2280	5171
OCTUBRE	13752	29784	35355	78891
NOVIEMBRE	16818	33579	37548	87945
DICIEMBRE	2335	6194	4989	13518
TOTAL ANUAL	297047			

Debido a los periodos que marca el “ciclo del arroz”, los meses de industrialización, octubre y noviembre, suponen más de la mitad del consumo anual de la empresa. En concreto, un 56,16%.

Aunque se sostiene durante casi todo el año, durante estos meses, el mayor consumo se realiza en horas llano y valle. Sin embargo, el desembolso en horas punta supone un coste muy grande, dado que el precio es mayor que en el resto de las franjas.

La tarifa contratada de esta empresa es la Tarifa 3.1 A. Se trata de una tarifa de luz de media o alta tensión destinadas a empresas o emplazamientos industriales con un consumo elevado en alta tensión, es decir, una tensión entre 1 kV y 36 kV y una potencia inferior a 450 kW anuales. En este caso la potencia anual ronda los 300 kW. [49]

4.1. Necesidades de la planta fotovoltaica

Es importante matizar que, en una instalación fotovoltaica, los cálculos para el dimensionado de la misma se hacen tomando valores medios de los consumos mensuales, y no horarios, lo que sería ideal. A mayores, el sistema debe sobredimensionarse en cierta manera, dado que los propios equipos (paneles, inversor, cableado, etc.) arrastran pérdidas que hacen que la planta solar no sea eficaz al 100%.

En relación con esto, si bien es cierto que la mayor parte de la demanda energética se produce durante el día, cuando se desarrollan las jornadas laborales, los prediseños se llevan a cabo dando por hecho que todo el consumo eléctrico debe ser satisfecho con la producción de las placas, lo cual no es posible a no ser que se cuente con sistemas de acumulación, como baterías, ya que, cuando cae la noche, la producción es cero.

Por otro lado, cada caso es un mundo y, en este concreto, hay un despunte notable en los consumos de la empresa que, como ya se ha comentado, se da en los meses de octubre y noviembre.

Este despunte añade un punto de dificultad al dimensionado de la planta, pues no hay un consumo regular, como lo puede haber en una vivienda residencial de uso habitual, o un edificio de oficinas corriente.

Llegados a este punto, se considera que lo más razonable es instalar una potencia que genere electricidad satisfaciendo una media de demanda energética.

Esto quiere decir que lo ideal no es instalar un número de placas que produzcan tanta electricidad como para satisfacer toda la demanda de octubre o noviembre (dado que se estaría generando un excedente grandísimo y totalmente desaprovechado en el resto de los meses, ni tampoco un número que simplemente satisfaga los meses de menor consumo, como son agosto y septiembre, cuando la demanda es anormalmente baja, dado que es periodo de vacaciones y poco uso de las instalaciones.

Por tanto, lo que se recomienda en este caso es interpolar los datos de los consumos de octubre y noviembre y hacer una media regularizada del consumo anual de la empresa. En resumen, se hace la media de los consumos mensuales sin tener en cuenta estos dos meses de alta demanda.

La media sobre el resto de 10 meses, según lo indicado en la tabla 3, da un total de **13021,10 kW/mes**. Con esta media, llevándolo al cómputo anual, sale una demanda anual de **156253,20 kW/año**.

Este no es un dato completamente exacto y, como se ha dicho es el resultado de una extrapolación de todos los consumos anuales, pero es una aproximación fiable de cara a realizar los cálculos necesarios.

Por tanto, la producción de las placas debe rondar esta cifra, aunque siempre puede ser algo menor, o mayor, dependiendo de la disponibilidad de espacio y otros factores, como la propia decisión de quien contrata los servicios.

Una vez conocida la cantidad de energía que deberían producir, aproximadamente, los paneles fotovoltaicos, se llega a la conclusión de que, en este caso concreto, el objetivo es el de suplir la mayor cantidad de la demanda del emplazamiento, sin obtener, por ello, demasiado excedente. Esto se debe a que, como ya se ha comentado anteriormente, esta instalación se llevará a cabo configurando el anti vertido, de manera que todo excedente producido, se perderá.

Dado que, ya sea por sombras en la zona de instalación u otros factores externos, no siempre se puede llegar a la producción deseada, es necesario hacer hincapié en la necesidad de analizar la instalación exhaustivamente, pues supone un desembolso importante y, para amortizarlo, se debe tratar de conseguir la mayor potencia posible y, a la vez, respetar la integridad estructural, el impacto ambiental y tratar de que los paneles se integren con el entorno y con la zona de instalación.

5. Memoria constructiva

Hasta ahora, se ha analizado la situación actual de la fotovoltaica en España, se ha estudiado el funcionamiento interno de los paneles a nivel eléctrico, se ha revisado la normativa, se ha dado una revisión general a la localización de esta instalación y se ha estudiado la demanda de energía del emplazamiento.

Ha llegado el momento de concretar cómo se realizará a nivel mecánico y eléctrico la instalación en sí. Para ello, en este apartado se analizarán los materiales necesarios para acometer una instalación de esta envergadura y satisfacer las necesidades de la empresa.

Conocidos los requisitos de la planta solar, se verán los equipos necesarios, se cotejarán las diferentes opciones y seleccionarán los que más se adecuan al proyecto para obtener la mejor producción eléctrica.

5.1. Material necesario para la instalación

Como ya se ha mencionado, existen instalaciones con y sin vertido a red. Esta, en concreto, es sin vertido, lo que quiere decir que los excedentes de la planta solar no serán vertidos a la red eléctrica y, por tanto, la instalación será un “mero” autoconsumo. Es decir, en esta planta solar el único beneficiario de la generación eléctrica es la nave industrial a la que se conectarán los paneles.

Los materiales necesarios para acometer una instalación fotovoltaica se pueden esquematizar tal como se indica en la imagen siguiente (ilustración 54)

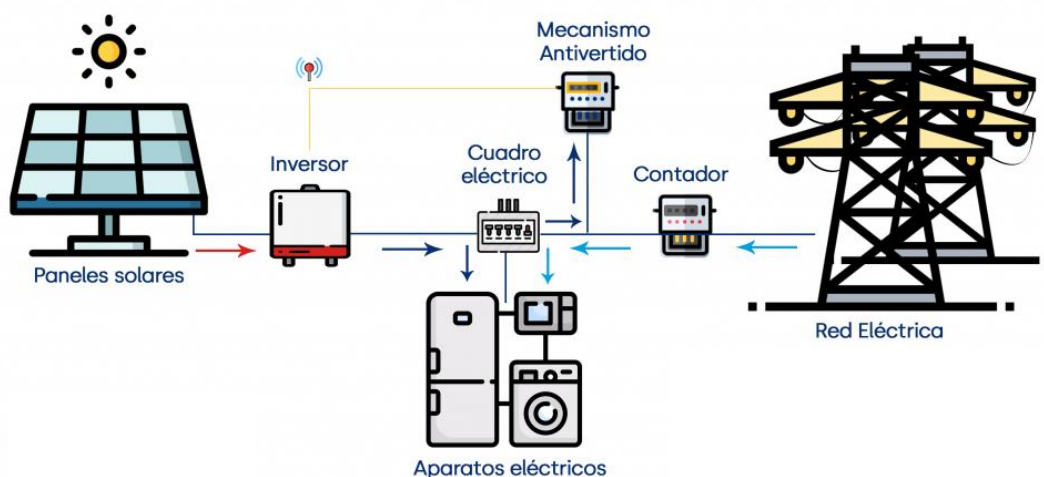


Ilustración 54. Esquema de instalación fotovoltaica de autoconsumo sin vertido a red (sin excedentes).[50]

Como se puede comprobar en la imagen anterior, la red eléctrica solo aporta electricidad al emplazamiento, el cual no cede nada de energía a la red dado que se configura con el conocido sistema de anti vertido:

El sistema anti vertido consiste en un equipo de medición (que se detallará más adelante) que analiza la producción de la planta, así como el consumo eléctrico del centro, de forma que, si la producción solar supera en algún momento la demanda eléctrica, este sistema de inyección cero disminuye automáticamente la producción solar para evitar la producción de más kW, que en este caso serían excedentes, e impedir su vertido a la red eléctrica común. [51]

A modo de resumen, se detallan, por orden de aparición los materiales necesarios:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor.
- Estructura soporte.
- Cableado.
- Seguridad y protecciones.
- Puesta a tierra.

5.1.1. Módulo Fotovoltaico

Protagonista de las instalaciones fotovoltaicas y principal elemento de la misma. Como ya se ha explicado con anterioridad, el módulo fotovoltaico se encarga de recibir la radiación solar y convertirla en un flujo de corriente eléctrica.

Existe un amplio abanico de posibilidades a la hora de seleccionar un panel fotovoltaico, dependiendo de su composición y estructura molecular, potencia, eficiencia, etc.

Se debe diferenciar, en primer lugar, entre dos tipos de paneles de Silicio, puesto que son los más comunes, fácilmente accesibles en el mercado y los que dan la mejor relación calidad-precio. Según el tipo de asociación del Silicio:

- **Panel solar de Silicio monocristalino:**

En primer lugar, he de decir que no hay un panel mejor que otro, sino con diferentes características, entre las cuales se debe encontrar la que mejor se ajuste a las necesidades.

El panel solar monocristalino está compuesto por células de un único cristal de Silicio. Para ello, se le da forma cilíndrica a un cristal de Silicio (llamado Ingot) y, posteriormente se corta en finas laminas con las que se forma, en primer lugar, las obleas (no son conductoras) y, finalmente las células (ya son conductoras).

Las principales ventajas de los paneles monocristalinos son su eficiencia y rendimiento, es decir, con la misma cantidad de luz solar, son los que más electricidad generan. Además, ofrecen una gran resistencia a sombra y viento (menos pérdidas), son más duraderos y requieren menos mantenimiento. [52]

En la ilustración 55 se puede ver la apariencia de un panel monocristalino:



Ilustración 55. Panel monocristalino.

- **Panel solar de Silicio policristalino:**

A diferencia del monocristalino, el panel policristalino está formado por células con múltiples partículas de Silicio cristalizadas. En este caso para crear las obleas se funden varios fragmentos de Silicio, en lugar de solo uno.

La principal ventaja frente a los monocristalinos es que son más baratos que los últimos, sin embargo, tienen una menor eficiencia y tienen una menor capacidad de generación.

Hoy en día, la mayoría de los fabricantes producen paneles monocristalinos, quedando los policristalinos sin continuidad. En la imagen 56 se observa la apariencia del módulo policristalino:

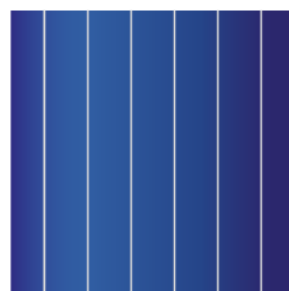


Ilustración 56. Panel policristalino. [53]

Por todo lo mencionado anteriormente, valorando que en esta instalación **prima la generación de electricidad**, la eficiencia y el soporte de fabricante, se ha optado por utilizar **módulos fotovoltaicos monocristalinos**.

5.1.1.1. Oferta de paneles en el mercado

Ahora, una vez conocida la arquitectura de los paneles a utilizar, se encuentra una grandísima oferta de paneles monocristalinos, de diversas marcas. Entre las marcas más conocidas están: JA Solar, LONGi Green Energy Technology, Hyundai, Risen Energy, Jinko Solar, Canadian Solar, etc. A continuación, se muestra la tabla 4 con los principales fabricantes de paneles solares a nivel global:

Tabla 4. Top fabricantes en el mundo.[54]

Top 10 fabricantes a nivel global	
Rango	Fabricante
1	LONGi
2	Jinko Solar
3	JA Solar
4	Canadian Solar
5	Risen
6	Q-Cells
7	Trina Solar
8	First Solar
9	TaleSun
10	EGing PV

Cada una de estas marcas producen paneles de diversas potencias, ya sean en el rango de 300, 400, 500 o incluso mayor potencia.

Por tanto, en una instalación fotovoltaica se cuentan con innumerables equipos diferentes, tantos, que puede ser abrumador. Al final, lo importante es elegir la marca que mayor fiabilidad y prestaciones ofrezca, manteniendo un precio al nivel del mercado.

En esta memoria se va a analizar diferentes marcas y diferentes potencias. En concreto, las marcas JA Solar, Longi y Jinko (las tres empresas más grandes actualmente), en sus potencias ofertadas de 380 y 460 W.

En primer lugar, se analizan las principales características de los módulos de 380 W (se observa en la tabla 5):

Tabla 5. Comparativa de paneles de 380W.

Características	JA Solar JAM60S20-380/MR	LONGi LR6-72PH 380M	Jinko JKM380M-72
Potencia nominal (Pmax)	380 Wp	380 Wp	380 Wp
Voltaje de circuito abierto (Voc)	41,62 V	48,70 V	48,90 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,47 A	9,99 A	9,75 A
Voltaje nominal (Vmp)	34,77 V	39,80 V	40,50 V
Intensidad nominal (Imp)	10,93 A	9,55 A	9,39 A
Eficiencia del módulo	20,40 %	19,60 %	19,16 %
Dimensiones (L x W x H)	1769x1052x35 mm	1956x991x40 mm	1979x1002x40 mm
Precio (IVA incluido)	157,96 €	174,90 €	203,00 €

A la hora de seleccionar el panel ideal, se debe atender a los parámetros eléctricos de cada uno, pues determinan y condicionan los materiales que se tendrán que utilizar en la instalación y dan una estimación de cómo van a funcionar una vez instalados.

Para el dimensionado final, se analizará cuál es el módulo que ofrece las mejores prestaciones, por un importe más pequeño y ocupando el mínimo espacio posible.

Es importante matizar que todas las características que aparecen en las fichas técnicas de los fabricantes, las medidas y parámetros eléctricos se realizan siguiendo las condiciones estándar de medida (STC), es decir, bajo un supuesto de 25° Centígrados de temperatura y 1000 W/m² de irradiancia sobre el plano de captación. Como es lógico, estos valores no se consiguen siempre, y dependen de la meteorología de cada zona, la cual ya se ha estudiado en apartados anteriores.

5.1.1.2. Elección de paneles

Habiendo hecho el estudio de los mejores paneles existentes en el mercado, se procede a elegir cuál es el candidato para la instalación de este proyecto.

Ya se ha mostrado en ocasiones anteriores, pero para la elección de los paneles, se vuelve a insertar una imagen geográfica de la nave industrial, objeto de este proyecto (ilustración 58):

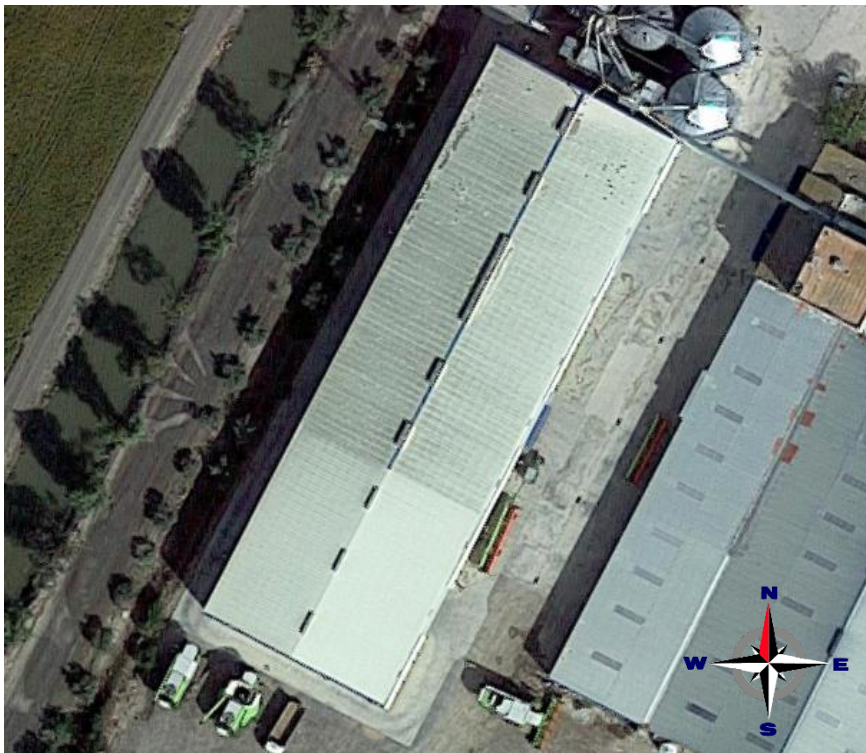


Ilustración 58. Nave industrial.

Se trata de una cubierta a dos aguas de chapa. Tiene dos orientaciones, noroeste y sureste y, en este punto de la memoria, tras haber hecho estudios del funcionamiento de los paneles solares, independientemente de marcas o potencias, se puede determinar, a simple vista, que la mejor zona para colocar los paneles es la zona sureste, pues es la zona que mayor incidencia solar va a recibir a lo largo del año.

En primer lugar, hay que conocer las dimensiones de la zona de instalación. La nave industrial del proyecto tiene las siguientes medidas (imagen 59):

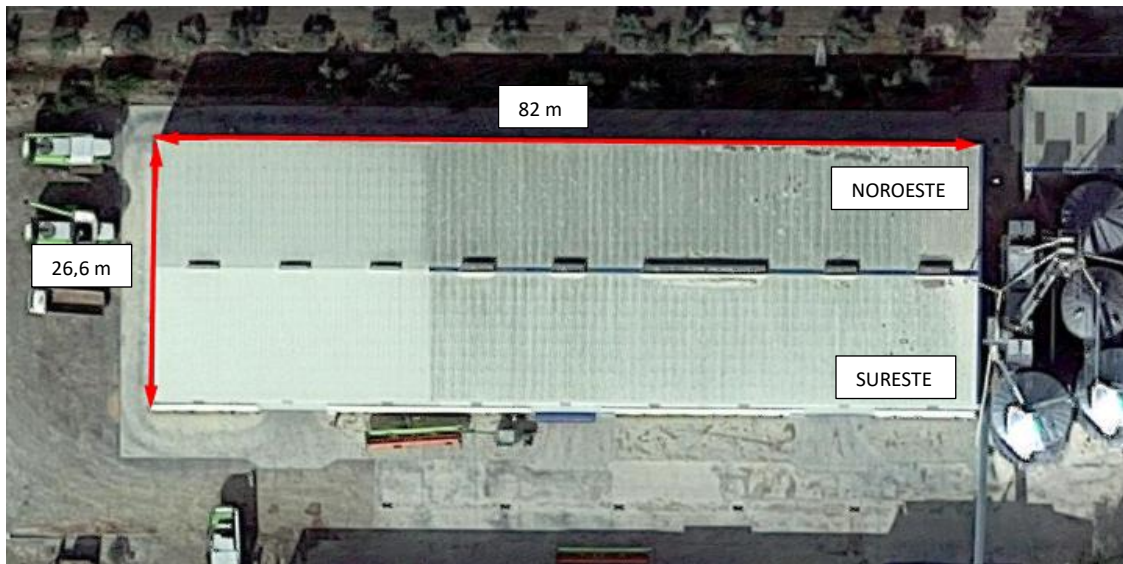


Ilustración 59. Dimensiones de la nave.

Con unas dimensiones de 82 metros de largo, y 26,6 metros de ancho, se cuenta con una cubierta de 2181.20 metros cuadrados (m^2), que se quedan en la mitad, dado que los paneles solo se van a ubicar en la zona sureste.

Por tanto, la zona de instalación cuenta con la mitad de superficie (puesto que es una nave simétrica), es decir, **1.090,60 m^2** .

En segundo lugar, es necesario revisar la casuística de cada emplazamiento. Con una simple imagen no se puede saber con detalle cual es el mejor lugar para instalar. Por eso, se hace hincapié en la importancia de observar la zona.

Tras un análisis del emplazamiento, se observa que, en la zona norte de la nave, se encuentran unas secadoras de arroz, tal como se muestra en la imagen siguiente (ilustración 60):



Ilustración 60. Secadora de arroz.

La secadora seca el arroz insuflando aire previamente calentado a través de los granos. Al pasar por estos, el aire los calienta, por lo que deben ser enfriados antes de almacenarlos. Por ello las secadoras también cuentan por lo general con un sector de enfriado, usando para ello aire a temperatura de ambiente.

De todo esto se extrae que la secadora trabaja con aire, por lo que genera mucho polvo que, indudablemente afecta a las zonas anexas. Entre ellas, se encuentra la nave donde se desea instalar los paneles.

Por todo ello, es necesario dejar un margen de seguridad entre las placas y la zona de secado, pues los módulos fotovoltaicos, si se llenan de polvo, igual que si cae nieve, están sucios o hay una nubosidad alta, dejan de producir energía, tal como se ha estudiado en apartados previos.

Este hecho, reduce considerablemente el espacio destinado a la instalación de paneles, lo cual es un factor importante, dado que hay paneles de muy diversos tamaños, como ya se ha comprobado en las tablas comparativas (tabla 5 y 6 de este apartado). Se deberá escoger un panel que, manteniendo buena eficiencia, ofrezca una buena potencia pico en un espacio más reducido de lo contemplado a priori.

En tercer y último lugar, se debe atender a la eficiencia, características eléctricas y, sobre todo, al precio de los paneles fotovoltaicos. En las tablas comparativas mencionadas, se hace un desglose de las principales características eléctricas de cada panel, así como de sus dimensiones y precio, siendo estos muy variados.

Atendiendo a lo expuesto anteriormente, dado que son los paneles más pequeños, que mantienen una buena relación calidad-precio, y por ser unos paneles de una eficiencia muy alta, los módulos seleccionados para acometer esta instalación industrial son los paneles JA Solar JAM60S20-380/MR.

Con unas dimensiones de al menos 20 cm de altura menos con respecto a sus análogos, mantienen una eficiencia superior al 20% y, por encima de todo, se pueden obtener a un precio mucho inferior.

Se convierten, así, en el candidato perfecto para esta instalación, sobre todo por el tamaño ya que, como ya se ha mencionado anteriormente, se debe dejar un margen de seguridad para que el polvo de la secadora no afecte a los paneles.

A continuación, se incluyen imágenes de sus características completas, extraídas de su ficha técnica, aportada por el fabricante (ilustraciones 61 y 62):

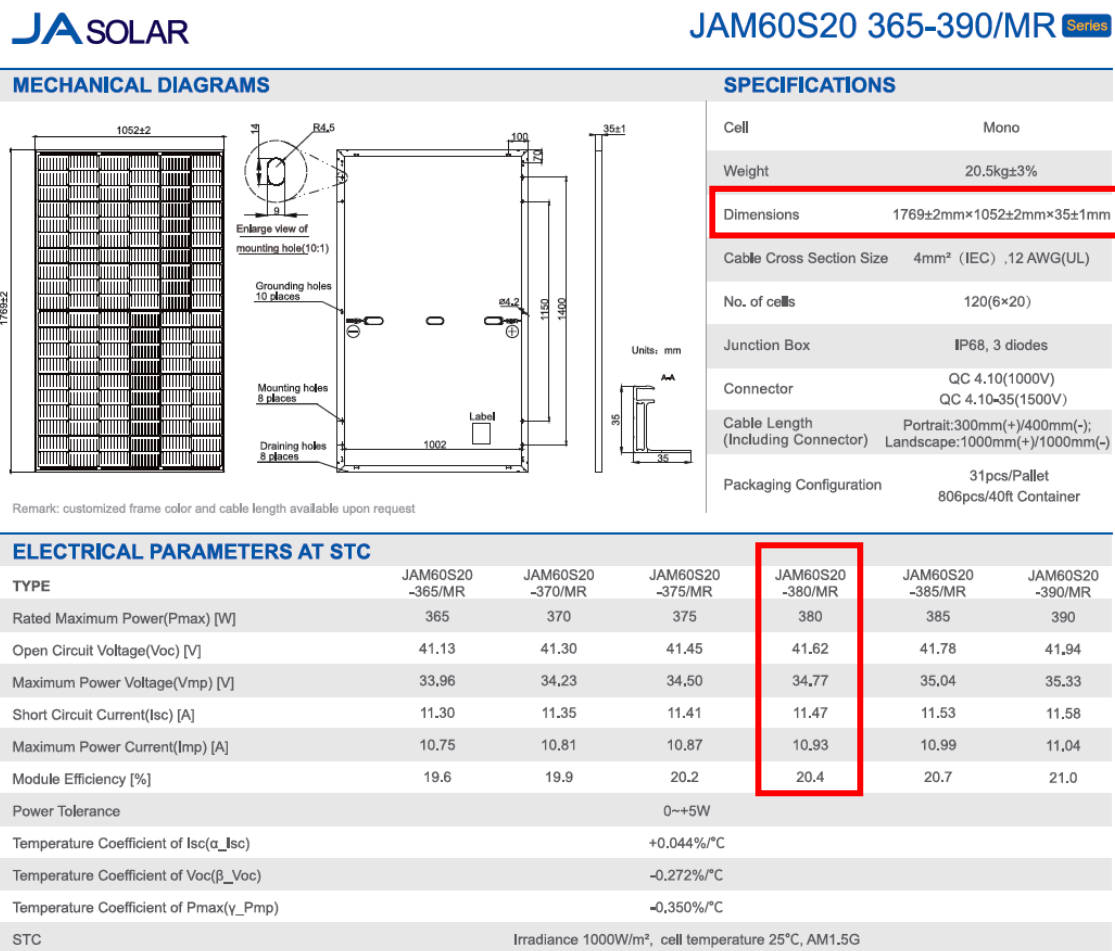
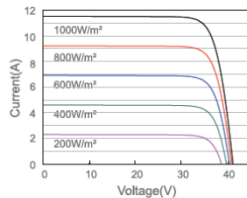


Ilustración 61. Ficha técnica del panel JA Solar de 380 W.

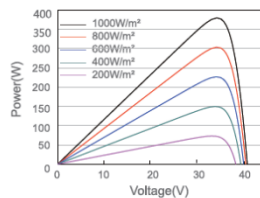
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT							OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM60S20-365/MR	JAM60S20-370/MR	JAM60S20-375/MR	JAM60S20-380/MR	JAM60S20-385/MR	JAM60S20-390/MR		
Rated Max Power(Pmax) [W]	276	280	284	287	291	295	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38.41	38.65	38.89	39.14	39.38	39.63	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32.05	32.30	32.55	32.72	32.96	33.20	Maximum Series Fuse Rating	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35	9.40	Maximum Static Load,Front	5400Pa (112 lb/ft²)
Max Power Current(Imp) [A]	8.61	8.66	8.71	8.78	8.83	8.88	Maximum Static Load,Back	2400Pa (50 lb/ft²)
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR

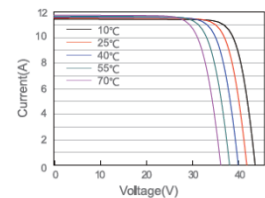


Ilustración 62. Ficha técnica del panel JA Solar de 380 W.

Es importante matizar que, aunque la selección en este caso ha sido la de los paneles JA Solar de 380 W, existen múltiples opciones en el mercado, como ya se ha visto. Se trata de buscar la opción que más se ajuste a necesidades y que no despunte en el precio. Hay muchas opciones válidas a la hora de hacer una instalación fotovoltaica, pero, al final, hay que decantarse por unos u otros equipos.

5.1.2. Inversor

Elemento imprescindible para poder satisfacer la demanda eléctrica de un emplazamiento. El inversor es el encargado de transformar la corriente continua que producen los paneles, en corriente alterna, que alimenta el cuadro general de cada vivienda, edificio, etc.

Entrando en una definición más técnica, el inversor, o convertidor de potencia DC/AC, se encarga, por conmutación del voltaje DC (corriente continua) de entrada en una secuencia determinada, de generar una tensión AC (corriente alterna) de salida de magnitud, frecuencia y fase controlables.

La conmutación que se realiza internamente en los inversores se efectúa con la ayuda de semiconductores de potencia que, por norma general, solo funcionan en dos modos:

- Modo de corte (OFF)
- Modo de saturación (ON)

Debido a que solo existen dos modos, la señal alterna que se obtiene a la salida del inversor es una señal cuadrada. Esta, puede convertirse en sinusoidal mediante el uso de filtros de potencia. [56]

El proceso de filtrado de armónicos reduce, en cierta medida, el rendimiento del equipo, por ello, el objetivo es construir un inversor que consiga señales de salida en las cuales los armónicos que aparezcan (es inevitable) sean de pequeño valor. Para ello, es necesario aumentar la frecuencia de conmutación de los semiconductores y filtrar adecuadamente la señal obtenida.

A la entrada de un inversor, midiendo la tensión con un osciloscopio, se puede observar cómo permanece siempre en su punto más alto, y tiene forma de línea recta, es decir, es una entrada de tensión en una sola dirección, corriente continua.

Sin embargo, si se observa la salida, se ve un patrón de onda en el que la tensión varía entre su punto mayor y menor, en periodos simétricos. Esto se debe a que la corriente viaja en un sentido de ida y vuelta, es decir, corriente alterna.

Convertir un voltaje de corriente continua en una onda sinusoidal es una tarea complicada. El enfoque habitual pasa por cortar (pulsar) la onda, para convertirla en una onda cuadrada y, posteriormente, aplicar un filtro para que se parezca lo máximo posible a una senoide.

La calidad del inversor depende de la salida que consigan. Así se diferencian en tres tipos:

- Inversor de onda cuadrada.
- Inversor de onda sinusoidal modificada.
- Inversor de onda sinusoidal pura.

Los inversores de onda sinusoidal pura son los más caros, porque son los que mejor resultado dan. En la imagen 63 se pueden observar las salidas de los diferentes inversores descritos:

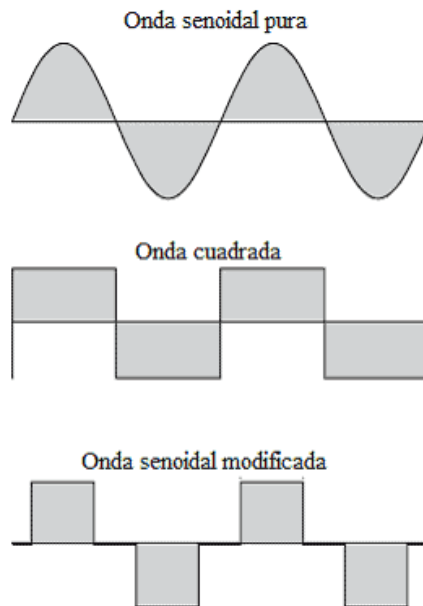


Ilustración 63. Tipos de salida de un convertidor CC/CA. [57]

La forma más sencilla de que una carga experimente corriente alterna es mediante un inversor en lo que se conoce como "Puente H" (ilustración 64). Consiste en pares de interruptores que se abren y cierran alternativamente (por ejemplo, interruptores 1 y 4 abiertos y 2 y 3 cerrados, y viceversa), de manera que, en cada caso, se obtiene una tensión de salida igual a la tensión de entrada pero que varía entre su valor positivo (+Vin) y negativo (-Vin).

De esta forma se consigue una onda cuadrada, que al producir cambios tan bruscos puede dañar los equipos, por lo que es necesario suavizar esas ondas mediante filtros.

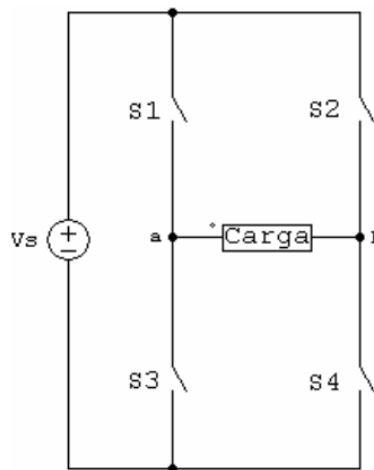


Ilustración 64. Convertidor CC/CA de Puente H. [57]

Aquí entra en juego un concepto muy importante en electrónica de potencia, la conmutación. La conmutación es el momento de “corte”, el momento en el que la corriente cambia su sentido.

Evidentemente este proceso no es inmediato. Normalmente, dependiendo del país, la frecuencia de conmutación es de 50 o 60 Hz, lo que quiere decir que cada segundo, se invierte el sentido de la corriente 50 o 60 veces.

Para lograr esta velocidad de conmutación, se emplean semiconductores de potencia y componentes electrónicos, como diodos, IGBTs, MOSFET, etc.

En el caso de un inversor con IGBTs, estos se conectan a un controlador y están emparejados. El controlador les manda una señal a cada pareja para que sepan cuando tienen que abrirse o cerrarse, en cada caso.

Los IGBTs funcionan como interruptores; ante la aparición de una señal en su puerta, se abren, y cuando esta desaparece, se cierran. Para no provocar corto circuitos, cuando un par de puertas se abren, los otros pares deben estar ya cerrados. Por ello, en esta transición, todos los IGBTs están cerrados.

Para no ocasionar una acumulación de voltaje excesivo en el inversor durante el periodo de transición, se colocan diodos (diodos de escape), tal como aparece en la imagen 65, que proporcionan una ruta necesaria para el flujo de corriente inductiva.

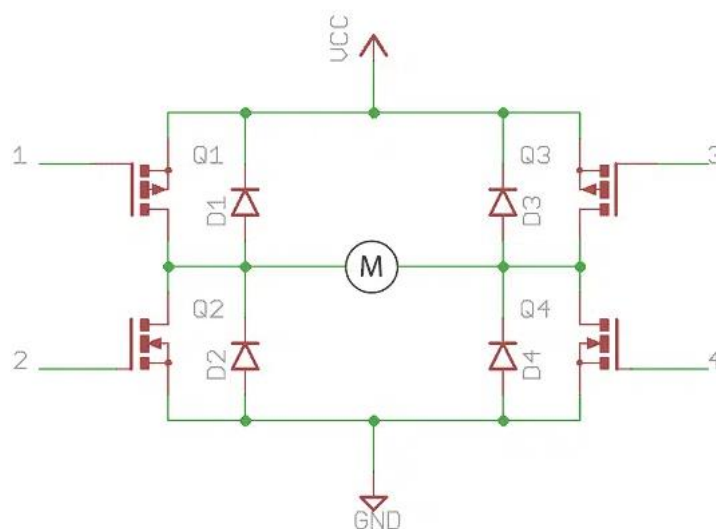


Ilustración 65. Puente H con diodos. [57]

Por último, se muestra una ilustración del esquema eléctrico de un inversor moderno, obtenido de la ficha técnica del fabricante (ilustración 66):

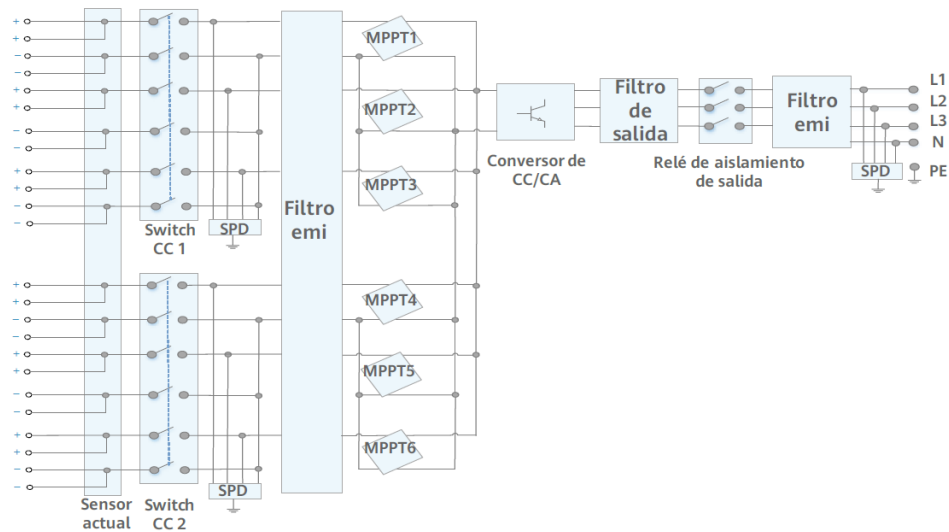


Ilustración 66. Inversor trifásico. Fuente: Huawei

Es interesante observar cómo los inversores se componen de múltiples elementos. En la imagen anterior se aprecia que el convertidor CC/CA es el elemento central, pero antes de él hay numerosos equipos, como, por ejemplo, en este caso, dos descargadores de sobretensiones transitorias y permanentes (Tipo I y II), que protegen, desde la franja de corriente continua, al resto de equipos de posibles sobretensiones provocadas, por ejemplo, por un rayo (a menudo se llaman “pararrayos”).

También se pueden observar filtros EMI, que eliminan las interferencias electromagnéticas generadas por el resto de los equipos electrónicos y que, de no existir los filtros, se propagarían hacia la red eléctrica que se está alimentando.

Por último, se aprecian unos bloques denominados MPPT, que se detallan más adelante en esta memoria y hacen referencia a unos sistemas que incorpora el inversor para sacar el mayor partido a los paneles solares (se explica en apartado 5.2.2.).

Gracias al desarrollo de la electrónica de potencia y los microprocesadores, el uso de inversores es, hoy en día, algo habitual y permiten aprovechar la simplicidad de los sistemas de corriente continua para utilizar equipos que funcionen en un entorno de corriente alterna convencional.

Extrapolando toda esta información al ámbito que concierne en este proyecto, es muy importante adquirir equipos seguros. Es por ello por lo que el inversor deberá cumplir, en todo momento, la normativa vigente, así como las especificaciones de seguridad que establezca el fabricante, con el objetivo de mantener una instalación eficiente y, sobre todo, segura, tanto para el resto de los equipos como para las personas que los rodean.

Deberán respetar las características establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2011, páginas 15 y 16). [58]

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- ***Principio de funcionamiento: fuente de corriente.***
- ***Auto conmutados.***
- ***Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.***
- ***No funcionarán en isla o modo aislado.***

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- ***UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.***
- ***UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.***
- ***IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.***

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- ***Cortocircuitos en alterna.***
- ***Tensión de red fuera de rango.***
- ***Frecuencia de red fuera de rango.***
- ***Sobretensiones, mediante varistores o similares.***
- ***Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.***

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- ***Encendido y apagado general del inversor.***
- ***Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.***

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.1.3. Estructura soporte

La instalación en la nave industrial de Las Cabezas de San Juan se situará, como ya se ha mencionado en varias ocasiones, en la cubierta sureste de la nave.

Existen diversos tipos de estructuras, atendiendo a su fabricante, número de módulos, disposición de los mismos y, por supuesto, precio. En esta memoria, para no extenderse demasiado, se van a explicar los tres tipos principales de estructura que se utilizan regularmente en España: coplanar, triangular y en estructura elevada.

5.1.3.1. Estructura coplanar

Como ya se ha dicho, existen muchos modelos de estructuras dependiendo de su fabricante. Las marcas más encontradas en España son Sunfer, Saclima y Novotegra, aunque cualquier marca, siempre que siga la normativa, es útil y válida para realizar una instalación fotovoltaica. Se trata de elegir el modelo que más se ajuste a las necesidades de la cubierta o terreno afectado, y también al precio que se está dispuesto a pagar.

La estructura coplanar es aquella que, aprovechando la orientación e inclinación de la cubierta, se dispone literalmente sobre la vertiente de la cubierta afectada.

No sobresale más que unos centímetros sobre el plano de caída de la cubierta, de tal manera que, con esta estructura, el impacto visual es mínimo, y la integración de la planta solar con el conjunto arquitectónico, máxima.

La mayoría de las estructuras consisten en perfiles de mayor o menor longitud, denominados Perfiles G1 (imagen 67 y 68), que se unen entre sí mediante uniones UG1, de tal manera que las longitudes pueden variar mucho, pudiendo ser de unos pocos centímetros, a varios metros.



Ilustración 67. CAD del perfil G1. Fuente: Sunfer.

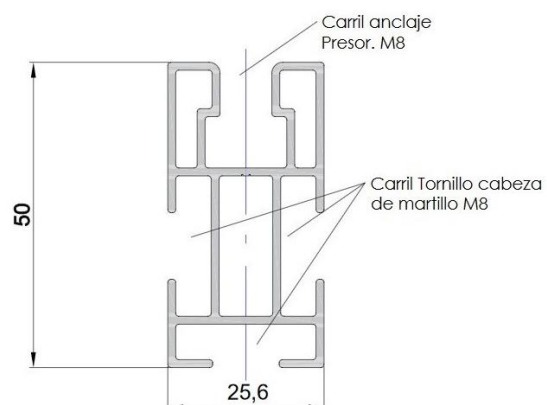


Ilustración 68. Perfil G1. Fuente: Sunfer.

En las imágenes anteriores se muestra el tipo de perfil que se usa comúnmente en instalaciones fotovoltaicas, independientemente de la tipología de la estructura.

Se trata de perfiles con hendiduras o guías en su interior, de modo que se puedan introducir dentro del perfil los pernos y fijaciones con cabeza de martillo, como si fueran raíles.

Los pernos se anclan directamente al elemento de soporte estructural de la cubierta. En caso de viviendas comunes con cubierta de teja, los pernos se fijan al hormigonado o viga de madera que hay debajo de la teja, tal como se muestra en la imagen 69.

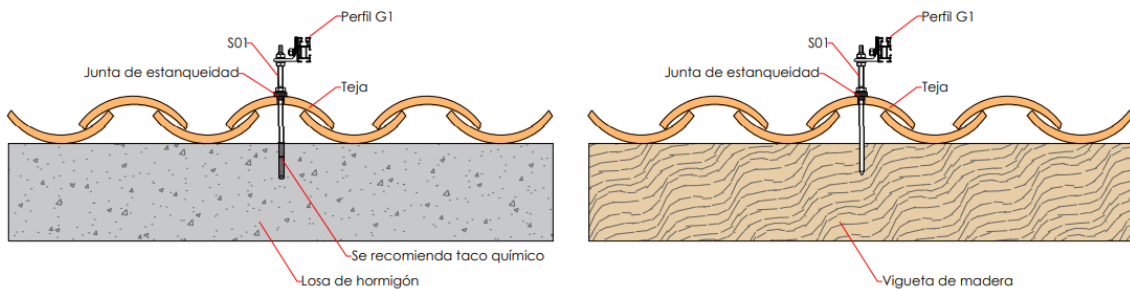


Ilustración 69. Anclaje de pernos a cubierta. Fuente: Sunfer.

A dichos raíles también se ajustan las fijaciones laterales, que son los elementos intermedios y finales, que separan las placas entre sí y las ajustan de manera que no queden holgadas en la estructura (imágenes 70 y 71).

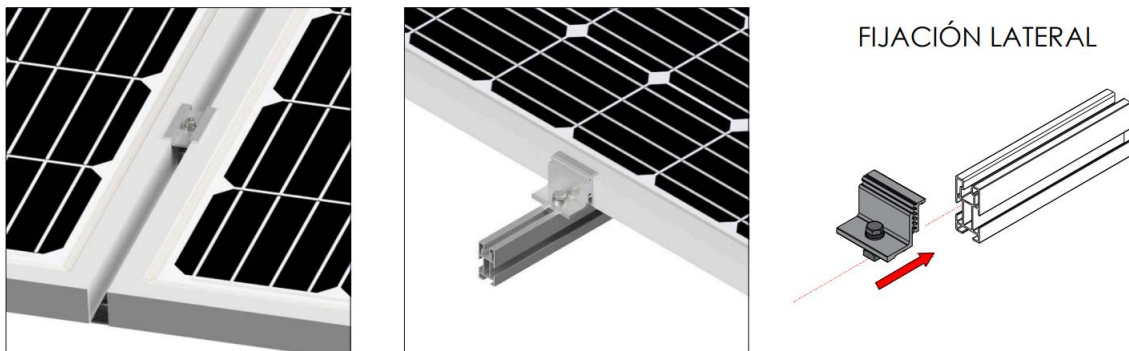


Ilustración 70. Presores laterales y uniones intermedias. Fuente: Sunfer.

FIJACIÓN CENTRAL

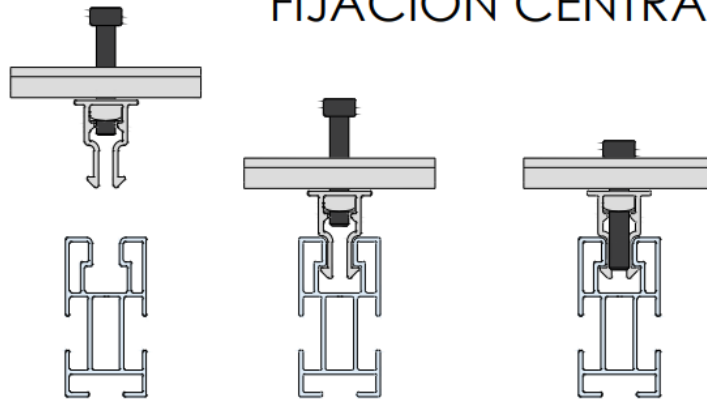


Ilustración 71. Anclaje de fijaciones a los raíles.

Con una estructura coplanar para teja, la disposición completa sería algo similar a lo que se muestra en la imagen 72:

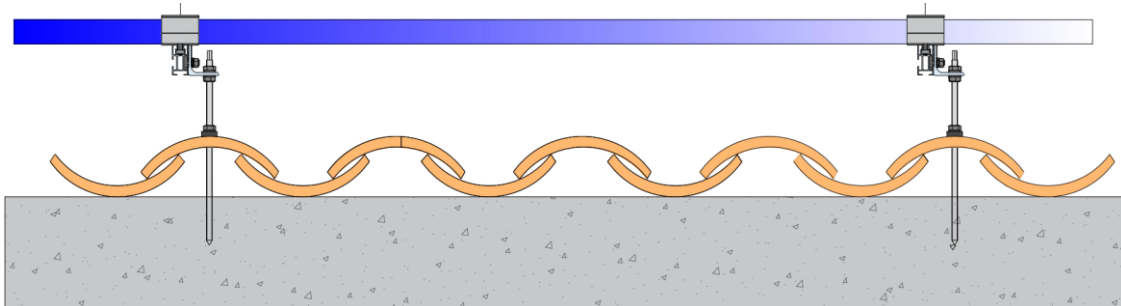
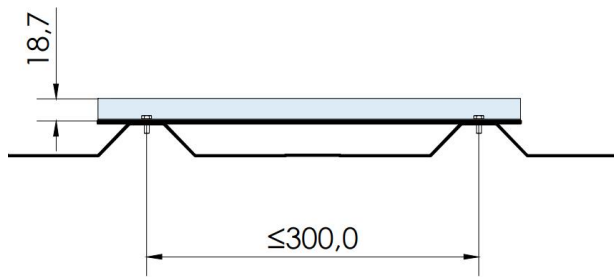


Ilustración 72. Disposición final de paneles.

Por otro lado, en el caso de chapa, existe la posibilidad también de usar perfiles G1, pero, actualmente, hay nuevas estructuras que consisten en perfiles raíl de menor longitud, llamados perfiles S05. Funcionan de la misma manera, es decir, son raíles sobre los que van los presores. Sin embargo, no hay pernos para hormigón o madera, sino que se utiliza otro tipo de tornillería. Por lo general, se usan tornillos autolastrantes con arandelas para un mejor sellado, métrica 6 hexagonal.

Los perfiles S05 se disponen de tal manera que se coloquen entre las cumbres de dos grecas (se debe para ello utilizar un perfil de una longitud suficiente para colocarse sobre dos grecas). En el punto intermedio de la greca es donde se atornilla el autolastrante, para dar la mayor sujeción posible a la estructura (imagen 73).



Distancia entre ejes de chapa grecada: menor o igual a 300mm.

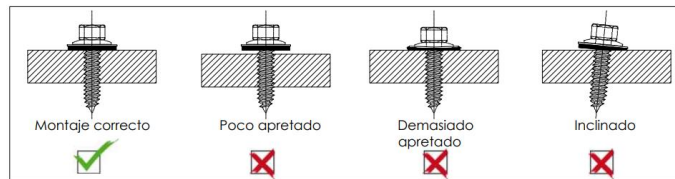
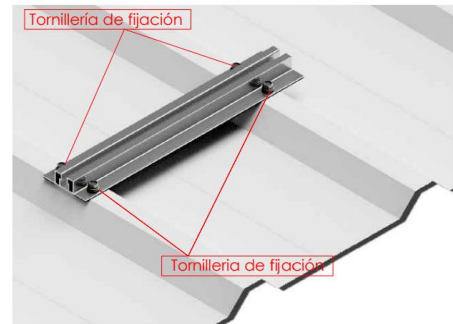


Ilustración 73. Colocación de perfiles S05.

La tornillería se debe colocar en perpendicular a la chapa y no dejando espacios entre la arandela de sellado y la chapa, lo que daría lugar a holguras.

La colocación de los módulos sobre esta estructura es similar a como se hacía en cubiertas de teja. Se colocan sobre los raíles de los perfiles los presores intermedios y finales de manera que aprieten los marcos de las placas sobre la estructura y quede sujeta y sin holguras. Tal como se muestra en la imagen 74.



Ilustración 74. Disposición final de paneles. Fuente: Sunfer.

5.1.3.2. Estructura triangular

La estructura triangular es una tipología muy versátil, dado que se puede colocar en cubiertas inclinadas que no tengan orientación o inclinación ideales, en cubiertas planas o terrazas, o bien en terrenos ajenos a una vivienda o edificio.

En esencia son muy parecidas a las estructuras coplanares, utilizan los mismos perfiles o similares. La diferencia recae en los triángulos, unos perfiles que forman un triángulo rectángulo de tal manera que los paneles tomen una inclinación mayor a la que tendrían de manera coplanar. Se muestra en la ilustración 75.

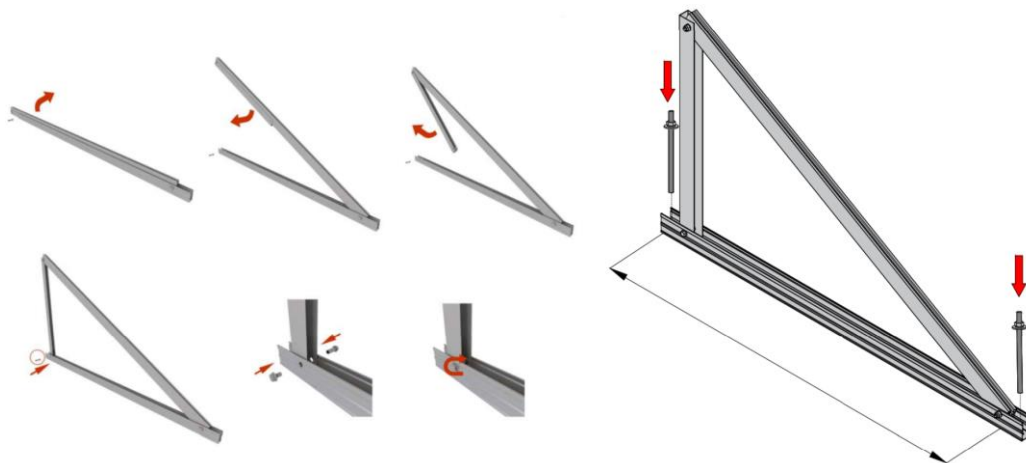


Ilustración 75. Triángulo de la estructura triangular. Fuente: Sunfer.

De manera transversal, se colocan los perfiles G1, los que se utilizan en la estructura coplanar, de manera que los paneles van anclados sobre estos últimos, mientras que los triángulos se utilizan para dar esa elevación extra a los paneles.

Dependiendo del número de paneles que se van a colocar en línea, la distancia entre triángulos varía, dado que estos triángulos constituyen el único apoyo que tienen los paneles. Por tanto, existen varias distribuciones en las que las distancias entre los triángulos varían, para dar la mayor resistencia estructural a los soportes (imagen 76).

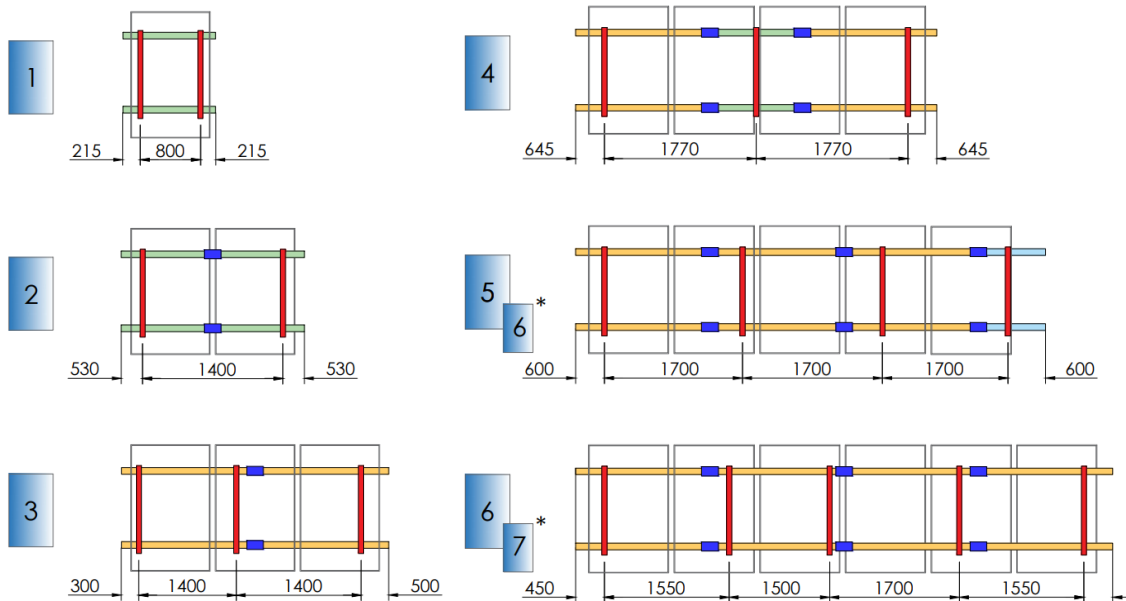


Ilustración 76. Numero de triángulos según la cantidad de módulos.

Como se puede observar, a partir de cuatro paneles en línea, se puede utilizar un triángulo menos que el número de paneles, con ello basta para una completa sujeción de los paneles a las estructuras sin riesgo de vencimiento.

Ahora bien, si estas estructuras se colocan directamente sobre una cubierta inclinada, con unos tensores que vayan anclados a la cubierta sería suficiente para que la acción del viento no suponga un problema.

Sin embargo, cuando los paneles se colocan sobre cubiertas planas (donde no es recomendable perforar por riesgo de roturas, grietas o humedades), o sobre terreno directamente, es necesario colocar un lastre. Este, suele ser en forma de bordillos de hormigón de 20, 30 o 40 kilogramos, dependiendo de diversos factores (velocidad básica del viento, zona afectada, peso de los paneles y estructura, etc.).

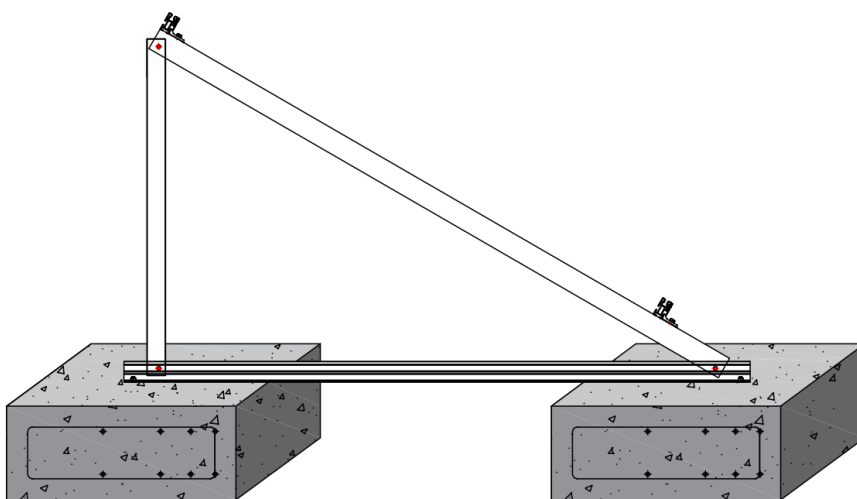


Ilustración 77. Lastres para estructuras triangulares.

Como se puede observar en la imagen 77, se colocan dos bordillos de hormigón, uno en la parte delantera (donde converge la hipotenusa con el cateto inferior) de la estructura, y otro en la trasera. Este proceso se repite para cada triángulo del que se componga la estructura final.

Atendiendo a la imagen 76, si, por ejemplo, se colocan seis paneles en línea, se necesitarían cinco triángulos y, por tanto, diez bordillos de hormigón en total.

Entrando a un nivel más específico, la acción del viento y aerodinámica no se comportan de la misma manera en todo el volumen de los paneles. El viento de cola que puede provocar un levantamiento de los paneles se produce en la parte trasera de los mismos, dado que es la zona que más se levanta sobre el nivel del suelo.

Así, para hacer una distribución ideal de pesos y lastres, la mayor parte del peso se debe colocar en la parte trasera, siguiendo las indicaciones del fabricante (imagen 78) que, a su vez, obedecen el Código Técnico de la Edificación.

15°		
Velocidad	Lastre anclaje trasero <i>*Valores por triángulo</i>	Lastre anclaje delantero <i>*Valores por triángulo</i>
60 Km/h	20 Kg	16 Kg
80 Km/h	26 Kg	19 Kg
94 Km/h	43 Kg	32 Kg
105 Km/h	56 Kg	43 Kg
110 Km/h	63 Kg	49 Kg
130 Km/h	95 Kg	73 Kg
150 Km/h	132 Kg	103 Kg

30°		
Velocidad	Lastre anclaje trasero <i>*Valores por triángulo</i>	Lastre anclaje delantero <i>*Valores por triángulo</i>
60 Km/h	52 Kg	25 Kg
80 Km/h	105 Kg	56 Kg
94 Km/h	151 Kg	84 Kg
105 Km/h	193 Kg	108 Kg
110 Km/h	210 Kg	118 Kg
130 Km/h	300 Kg	171 Kg
150 Km/h	404 Kg	232 Kg

Ilustración 78. Desglose de lastres. Fuente: Sunfer [59]

Esta tabla hace referencia al peso del lastre que se debe colocar en parte delantera y trasera, dependiendo de la velocidad del viento en cada zona (se deberá hacer un estudio de vientos para obtener el valor máximo de la velocidad históricamente) y la inclinación que se haya dado a la estructura.

5.1.3.3. Estructuras elevadas

Cuando no se dispone de cubierta o de un terreno ideal para colocación de las estructuras descritas anteriormente, se puede hacer uso de estructuras elevadas, tipo marquesina.

Existen, a su vez, muchas clases de marquesina, pero todas siguen el mismo principio. Se trata de estructuras coplanares sobre las que se colocan unos pilares de acero galvanizado que se anclan a losas de hormigón en el suelo. En la imagen 79 se puede observar con detalle la estructura y su anclaje al suelo.

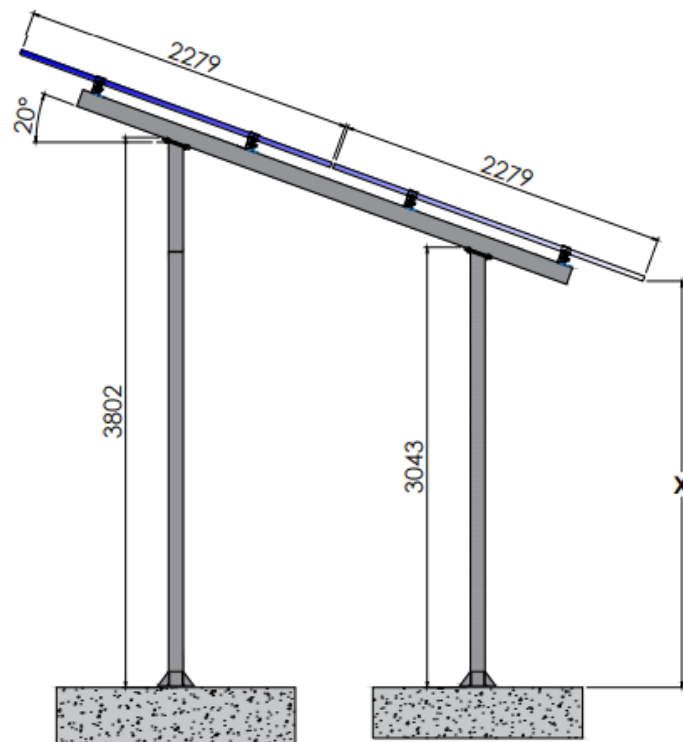


Ilustración 79. Marquesina. Fuente: Sunfer.

Siguen el mismo principio de funcionamiento que el resto de las estructuras. Se disponen los perfiles sobre los que se colocan los módulos (mediante sus correctas fijaciones y tornillería) y, posteriormente, se anclan a los pilares que ya deben estar sujetos firmemente a las losas de hormigón.

Existen innumerables tipologías distintas dado que cada fabricante realiza sus propios perfiles que, aunque siguen la misma metodología, cambian sensiblemente. En este caso, para dar una explicación fluida del funcionamiento de las estructuras, se ha tomado la estructura que oferta la marca SUNFER en su catálogo [60], aunque, como se verá más adelante, no es la marca escogida para los trabajos de este proyecto concreto.

Ahora que ya se conocen todas las estructuras disponibles, se puede decir con seguridad que la estructura a instalar en este proyecto será de tipología coplanar, es decir, irá literalmente dispuesta sobre la cubierta de chapa, aprovechando su inclinación y orientación.

Dado que la cubierta afectada está compuesta de chapa común trapezoidal (que no panel sándwich), se deberá escoger una estructura adecuada, de modo que los anclajes a la cubierta y sus soportes estructurales (correas y vigas metálicas), sean fuertes, seguros y no den lugar a ningún tipo holguras.

5.1.4. Cableado

Los cables son los encargados de conducir la electricidad, ya sea en corriente continua, desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor, o en corriente alterna, desde el inversor al cuadro general de la nave.

Se debe tratar de usar un recorrido de cableado lo más corto, sin escatimar, pero tratando de ser lo más eficiente posible, no solo por el ahorro que supone (dado que tanto el cable de continua como alterna, son caros), sino para tratar de reducir al máximo las pérdidas debido a caídas porcentuales de tensión entre módulos e inversores y entre inversores y cuadros.

Todos los conductores serán de cobre y seguirán la normativa vigente. Según la ITC-BT-40 del REBT (Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), esta caída de tensión debe ser, en ambos casos mencionados, menor al 1.5%.

El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo, para formar las conexiones en serie, y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Todos los conductores de fase o polares (activos) de la instalación, se identificarán por un color negro, marrón o gris, el conductor neutro por un color azul y los conductores de protección (tierra) por un color amarillo-verde.

Los conductores serán aislados de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV tendrán un recubrimiento tal que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias especificadas en la norma UNE 21.030. Serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado.

Los conductores activos (destinados a la transmisión de energía, es decir, los cables) serán del mismo tipo que los conductores de protección (aquellos que unen las tierras con las fases de la instalación). Estos últimos deberán tener una sección mínima igual a la especificada en la tabla 2 de la Instrucción ITC-BT 19, que se muestra en la imagen 80.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

Ilustración 80. Tabla 2. ITC-BT 19. Fuente: Ministerio de Industria. [61]

Esta tabla tiene los siguientes matices:

Sección S (*) Con un mínimo de:

- 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica.
- 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica.

En el apartado del dimensionado, se verá la longitud de cable necesaria para acometer esta instalación, su recorrido y asociaciones de cable.

5.1.5. Seguridad y protecciones

Toda instalación eléctrica debe disponer de las pertinentes protecciones con el objetivo de convertirla en una instalación segura, tanto para las personas que la rodean, como para los equipos que interconecta y aquellos al alcance de la red a la que se conecta (resto de equipos ya existentes).

Estas protecciones se centran en posibles sobretensiones o sobre corrientes que puedan ocurrir, con el objetivo de cortar el suministro en caso de cortocircuito, o aumentos accidentales de tensión y/o corriente.

En una instalación fotovoltaica se tiene tanto una parte de corriente continua como de alterna, por lo que es necesario disponer de protecciones para ambas distribuciones.

- Protecciones de continua: se colocarán en el tramo de corriente continua, es decir, el tramo que va desde los paneles hasta la entrada del inversor.
- Protecciones de alterna: se instalarán en el tramo de potencia alterna, es decir, a la salida del inversor y antes de llegar al cuadro eléctrico general, el punto de conexión de la planta.

Las protecciones mínimas necesarias están recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2011, pg. 17):

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

De acuerdo con el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en su artículo 14, se establece que:

1. El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto en este real decreto, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, en lo no previsto en los anteriores, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente:

- ***Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.***
- ***Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.***

Es un dispositivo electromagnético que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas de accidentes provocados por el contacto con partes activas de la instalación (contacto directo) o con elementos sometidos a potencial debido, por ejemplo, a una derivación (pérdida de energía) por falta de aislamiento de partes activas de la instalación (contacto indirecto). También protegen contra los incendios que pudieran provocar dichas derivaciones. [62]

Los dispositivos de protección diferencial están formados por un interruptor que, bajo un funcionamiento normal, mantiene sus contactos cerrados, es decir, permite el paso de la corriente a través de sus conductores activos (fase y neutro).

Al cerrar el interruptor, se cierra el circuito y la corriente fluye, llegando a un pequeño toroide (arrollamiento primario) la corriente de uno de los circuitos (fase), y a otro (arrollamiento secundario), conectado en contraposición (sentido contrario) la corriente del otro circuito (neutro), de modo que, en una situación normal, la corriente de ambas bobinas es la misma, pero de sentido contrario, por lo que el campo magnético de una línea se anula con el de la otra, quedando sin corriente que pueda pasar al toroide secundario, tal como se observa en la imagen 81. De esta manera, la corriente pasa sin oposición, como es de esperar.

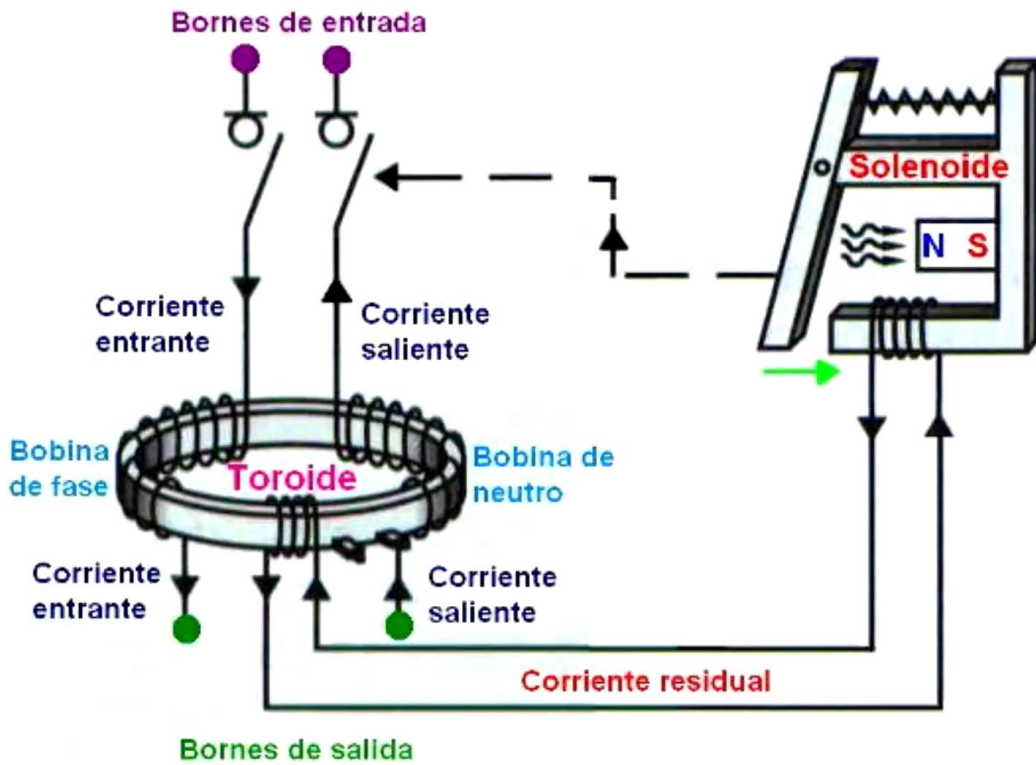


Ilustración 81. Interruptor diferencial (monofásico). [63]

En caso de una derivación en alguna de las líneas, entra en juego el segundo toroide. Al haber una diferencia de intensidad en uno de los dos toroides, se produce una descompensación del campo magnético (anulado previamente), induciendo una corriente en el segundo toroide que, al recibir tensión de salida, va a circular hasta el solenoide.

El toroide secundario lleva la corriente a una bobina o solenoide, que funciona como un relé. Este relé es el encargado de, en caso de haber una derivación, hacer saltar el interruptor del diferencial, abriendo el circuito, impidiendo el paso de más corriente y, por tanto, evitando una descarga eléctrica en el usuario.

El diferencial se convierte, por tanto, en un elemento imprescindible en las instalaciones eléctricas, dado que protegen a los usuarios de una posible descarga eléctrica.

Continuando con los equipos necesarios:

- **Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.**

Se trata de un interruptor magnetotérmico que, a diferencia del interruptor diferencial, protege a los cables y elementos de la instalación eléctrica ante sobrecargas y cortocircuitos.

Este elemento tiene una evaluación dual de seguridad, tanto por campo magnético como por efecto térmico.

En el caso de una sobre corriente, es decir, un flujo excesivo de corriente, la evaluación se realiza por efecto térmico. El magnetotérmico dispone de un bimetálico hacia el final del circuito. Este metal, al calentarse por exceso de corriente, se dilata y activa un mecanismo que hace saltar el interruptor, abriendo el circuito (imagen 82).

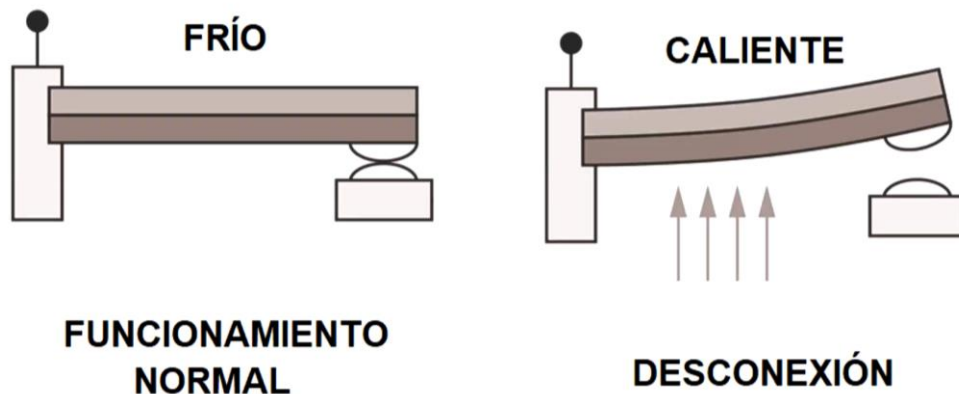


Ilustración 82. Funcionamiento de un bimetálico en un interruptor automático. [64]

En el caso de cortocircuito, la evaluación de seguridad es por campo magnético. Si hay un corto, se induce un campo magnético en la bobina existente, de modo que el conductor sobre el que se enrolla la bobina va a atraer una chapa magnética que va a actuar como un relé. En el momento que haga contacto, hace saltar de manera mecánica el interruptor, abriendo el circuito e impidiendo el flujo de corriente.

- **Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1 (ilustración 83), donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.**

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión -fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión - fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Ilustración 83. Tabla 1 del RD 1699/2011.

- **Además, para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.**
 - Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.**
 - Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.**
 - En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones [65 y 66].**

5.1.6. Puesta a tierra

La toma de tierra es otro elemento imprescindible, no solo en instalaciones fotovoltaicas, sino en cualquier tipo de instalación eléctrica. Aunque puede presentarse de diversas maneras, lo habitual es encontrar una toma de tierra que conduce hasta un electrodo enterrado literalmente en el suelo, carente de protección ninguna.

El objetivo de la toma de tierra es verter toda diferencia de potencial (fruto de una derivación) a la tierra, evitando posibles accidentes en la instalación y protegiendo a los usuarios y/o trabajadores que rodeen la instalación.

Así, obedeciendo al Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2011, pg. 17), en el que se establece que todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12), que se ve modificado en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15), sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión:

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión [65 y 66].

5.2. Dimensionado de la instalación fotovoltaica

Vistos todos los materiales necesarios para acometer una instalación fotovoltaica, en este apartado se determinarán, cuantitativamente, los materiales necesarios para llevar el presente proyecto a la realidad.

Para ello, en primer lugar, se realizarán los cálculos necesarios para conocer el número de paneles y equipos que los acompañan para satisfacer la demanda eléctrica del centro y, posteriormente, se dimensionará la aparamenta eléctrica, cableado y embellecedores de la instalación (canaleta y resto de elementos que perfeccionan la instalación visualmente).

5.2.1. Potencia a instalar

Se conoce la media anual de consumo de la nave, 156.253,20 kWh. Es conocida también la superficie donde se instalarán los paneles, en la vertiente sureste de la nave, compuesta por chapa metálica. Por último, se ha analizado la casuística particular del centro y las exigencias del cliente que, en este caso, indica la existencia de una secadora de arroz junto a la nave que proyecta polvo hacia la cubierta, por lo que se debe dejar un margen prudencial en la cubierta para que no afecte a la producción de los paneles.

Los paneles escogidos son los JA Solar JAM60S20-380/MR, por proporcionar una alta eficiencia y una buena relación calidad/precio. Estos paneles tienen unas dimensiones de 1769x1052x35 (largo x ancho x espesor) y producen, en condiciones estándar (25 °C e irradiancia de 1000 W/m²), 380 Wh.

Para hacer un correcto dimensionado de la planta, es necesario atender a una serie de factores. Entre ellos:

- **Consumo anual:** es la suma de los consumos mensuales de un centro. En este caso ya se ha calculado y es 156.253,20 kWh/año.
- **Horas Solares Pico (HSP):** es una medida de la cantidad de energía solar que se recibe por metros cuadrado en un punto específico. Para el caso de las Cabezas de San Juan, en Sevilla, las HSP son 5,98 [67]. Es decir, en el centro afectado, cada día se recibirán 5,98 horas de sol en las que la irradiancia será de 1000 W/m². por tanto, a lo largo del día se habrán recibido 5980 Wh/m², o 5.98 kWh/m².
- **Potencia de los paneles:** es la potencia que produce un solo panel en condiciones estándar. Ya se conoce este dato, son 380 W.
- **Factor de pérdidas:** equivale a la tolerancia del propio panel a la hora de producir una determinada potencia en diferentes situaciones. Por norma general, para el dimensionado de plantas fotovoltaicas se coge 1,15% como factor de pérdidas. Un valor realmente bajo, lo que da mayor fiabilidad a los paneles modernos.

Conocidos estos parámetros, se pueden realizar los cálculos necesarios para conocer qué cantidad de paneles se podrían colocar idealmente para satisfacer la demanda energética de un local.

- **Consumo diario respecto a las horas de luz existentes:**

En primer lugar, teniendo los datos de las HSP y los consumos totales del centro, se puede calcular el consumo energético de la nave que se puede satisfacer mediante paneles solares, es decir, el consumo que se puede satisfacer en las horas de luz, cada día. Para ello, se aplican las siguientes fórmulas (ecuación 5):

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Consumo anual kW}}{\text{HSP anuales}} \quad (\text{Ec. 5})$$

Para calcular las HSP anuales, simplemente (ec. 6):

$$\text{HSP anuales} = \text{HSP} * 365 = 5,98 * 365 = 2182,7 \text{ horas} \quad (\text{Ec. 6})$$

Finalmente (ec. 7):

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Consumo anual kW}}{\text{HSP anuales}} = \frac{156.253,20}{2182,7} = 71,59 \text{ kW/día} \quad (\text{Ec. 7})$$

- **Aplicación del factor de pérdidas:**

A continuación, se debe aplicar el factor de pérdidas de los paneles. Como ya se ha dicho, el estándar es de 1,15% (ec. 8)

$$\text{Consumo diario} * \text{factor de corrección} = 71,59 * 1,15 = 82,33 \text{ kW/día} \quad (\text{Ec. 8})$$

- **Cálculo del número de paneles:**

Por último, para conocer los paneles necesarios para satisfacer la demanda energética planteada, teniendo en cuenta el consumo diario, y la potencia de los paneles (ec. 9):

$$N.^\circ \text{ de paneles} = \frac{\text{Consumo diario}}{\text{Potencia Panel (Wp)}} * 1000 = \frac{82,33}{380} * 1000 = 216,65 \quad (\text{Ec. 9})$$

≈ 217 módulos

Por tanto, para satisfacer la demanda de la nave industrial, se deberían colocar, idealmente, 217 paneles de 380 Wp. Lo que equivale a la siguiente potencia pico (ecuación 10):

$$\text{Potencia pico a instalar} = 217 * \frac{380 \text{ Wp}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{kW}}} = \mathbf{82,46 \text{ kWp}} \quad (\text{Ec. } 10)$$

Es importante remarcar la palabra “idealmente”. Dado que se conoce a fondo la casuística de este centro, se puede asegurar que, en la realidad, se instalarán menos paneles, por lo que la potencia será menor. A continuación, se procede a argumentar el por qué de esta decisión.

En primer lugar, como ya se ha explicado anteriormente, la nave tiene junto a ella un conjunto de secadoras de arroz que proyectan polvo residual a su alrededor en un radio de, aproximadamente, 25 metros (página 75). Por este motivo, se debe dejar un espacio de la cubierta sin colocar paneles, dado que, si recibieran polvo, la producción caería y no sería eficiente. Se muestra en la imagen 84 junto con una franja de 25 metros de radio, lo que asumo que es el rango de actuación del polvo proyectado.

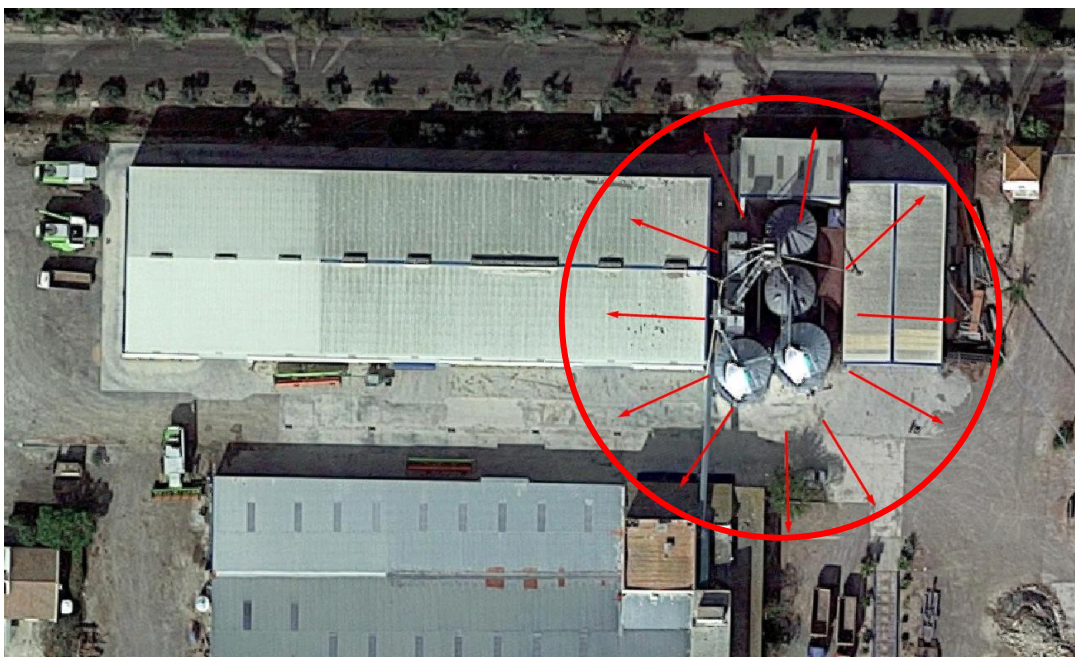


Ilustración 84. Proyección de polvo.

Trabajando con software especializado en sistemas fotovoltaicos, como es SolarEdge, se ha creado un modelo de la planta en el que se puede observar las dimensiones de la instalación en el supuesto de que se instalaran los 217 paneles en la cubierta sureste (imagen 85).

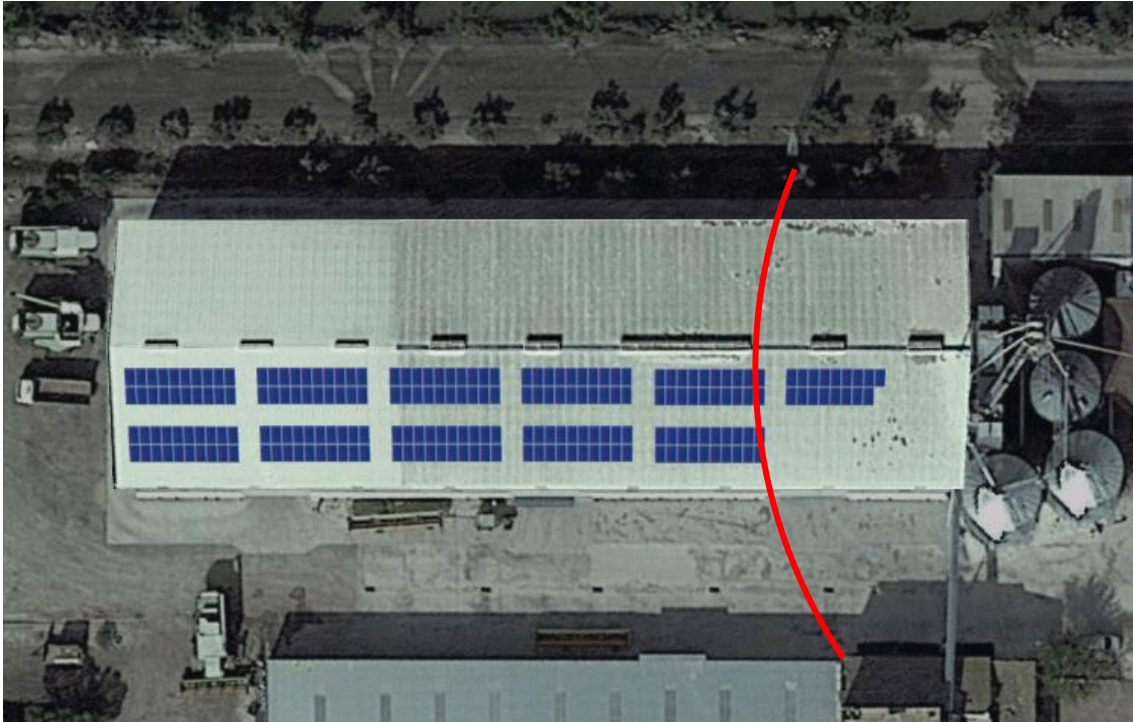


Ilustración 85. Instalación de 217 paneles. Fuente: SolarEdge.

Como se puede comprobar, se han proyectado los 217 paneles y se ha colocado una franja roja a semejanza de la imagen 84.

Se han realizado conjuntos (“strings” de ahora en adelante) de 20 módulos para evitar una mayor extensión de la planta y, aun así, los paneles superan el margen de separación respecto a las secadoras.

El último string, de 17 paneles, y la última columna de módulos de los strings contiguos, sobrepasan la franja, por lo que son candidatos a desaparecer, ya que una mala producción de un panel dentro de un mismo string, penaliza al resto de paneles del string, por ser una conexión en serie.

Otra de las razones por las que se considera que 217 paneles son demasiados para instalar en este caso, es por el tema de la producción que darán. Recordando lo que se ha estudiado hasta ahora en esta memoria, esta instalación es sin excedentes, sin vertido a red, es decir, que todo aquel excedente que se produzca supondrá una pérdida económica, ya que no se compensará ni se venderá a la red eléctrica.

Sería diferente en el caso de disponer de acumuladores de energía, baterías. Sin embargo, este no es el caso por lo que, como se ha explicado, habría mucho excedente durante varios meses que supondrían una pérdida total de la energía producida.

Para argumentar lo anterior de forma cuantitativa, se hace uso de PVGIS [68], una herramienta web facilitada por la Comisión Europea que hace una estimación de la producción de una instalación fotovoltaica en un punto cualquiera (dentro de la Unión Europea).

En las imágenes 86 y 87, se muestran los datos que se obtienen al simular una planta de 217 paneles de 380 W, es decir, 82,46 kWp.

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.066,-5.996
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 82.46 kWp
 System loss: 0 %

Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: -62 °
 Yearly PV energy production: 141416.75 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1951.43 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2504.43 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.24 %
 Spectral effects: 0.55 %
 Temperature and low irradiance: -9.67 %
 Total loss: -12.12 %

Ilustración 86. Datos introducidos en PVGIS. Fuente: PVGIS.

Monthly energy output from fix-angle PV system:

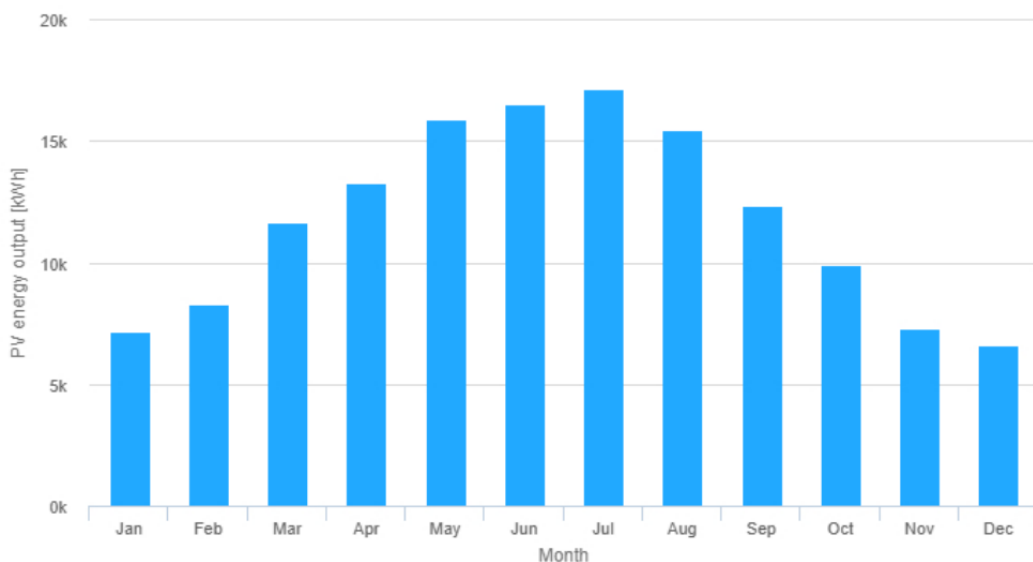


Ilustración 87. Producción de la planta simulada. Fuente: PVGIS.

Si bien es cierto que, en los primeros y últimos meses del año, la producción es correcta, dado que se asemejan las producciones FV y los consumos, en los meses centrales del año, en verano, cuando la producción es mayor, hay un despunte en el que se produce mucha energía, pero apenas se utilizaría, por el bajo consumo de la planta.

Esto se da sobre todo en los meses de junio, julio, agosto y septiembre, cuando el consumo es bajo, y la producción alta, llegando a perderse, aproximadamente, 24000 Wh, 24 kWh (comparando los datos de PVGIS con los de la ilustración 52).

Por todo lo anterior, la solución adoptada por la conocida casuística del emplazamiento es colocar, en lugar de 217 paneles, 196 módulos de la misma potencia, 380 W.

Con esta solución se elimina el efecto del polvo que pueda proyectar la secadora hacia la cubierta, ya que se sale del margen de afección, tal como se ve en la imagen 88.



Ilustración 88. Diseño propuesto. Fuente: PVGIS. Fuente: SolarEdge.

Por otro lado, la producción con 196 paneles, aunque menor, sigue arrojando buenos datos. Con esta propuesta, la potencia total a instalar, potencia pico, sería de 74,48 kWp.

Si se introducen estos datos en PVGIS se obtienen los siguientes resultados (imagen 89):

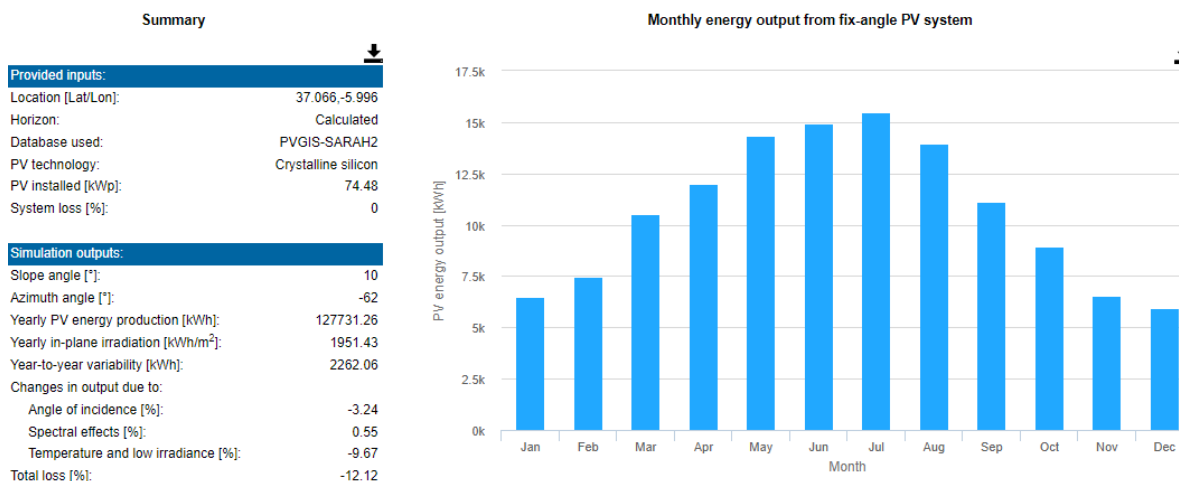


Ilustración 89. PVGIS con 74,48 kWp. Fuente: PVGIS.

Se observa cómo, comparando con la imagen 86, la producción desciende de 141.416,75 kWh con 217 paneles a 127.731,26 kWh con 196. Una diferencia de unos 13700 kWh, reduciendo así el impacto negativo de los excedentes que no serán compensados, pero manteniendo, igualmente, una buena producción para suplir los gastos en la factura de la luz en aquellos meses donde el consumo sea mayor.

5.2.2. Selección del inversor necesario

Hay múltiples inversores en el mercado, de diferentes marcas, modelos, potencias, monofásicos o trifásicos, etc. En este apartado se va a seleccionar la marca y modelo de inversor que se empleará en el presente proyecto.

En primer lugar, se necesita conocer la naturaleza del cuadro general al que se conectará la planta fotovoltaica, es decir, si el centro se alimenta mediante una red monofásica o trifásica.

Para ello, se puede mirar el esquema eléctrico de la instalación o, en su defecto, se puede comprobar físicamente en el cuarto donde se encuentren los equipos de distribución eléctrica y sus protecciones. Una vez allí, se ha de buscar el interruptor general automático.

En este caso, tras un replanteo previo en el que se tomaron muestras gráficas de la zona, cubierta, espacios en ella, y recorridos eléctricos, se llegó hasta el punto frontera, donde se pasa de la red de distribución municipal, al cuadro del emplazamiento, ubicado en el cuarto de equipos eléctricos.

En él, se identificó el interruptor general, que es el que se muestra en la imagen 90. Este interruptor es el punto divisorio entre la red eléctrica y la alimentación de todo el centro, es decir, si este interruptor saltara por alguna derivación, se dejaría sin electricidad a todo el emplazamiento.

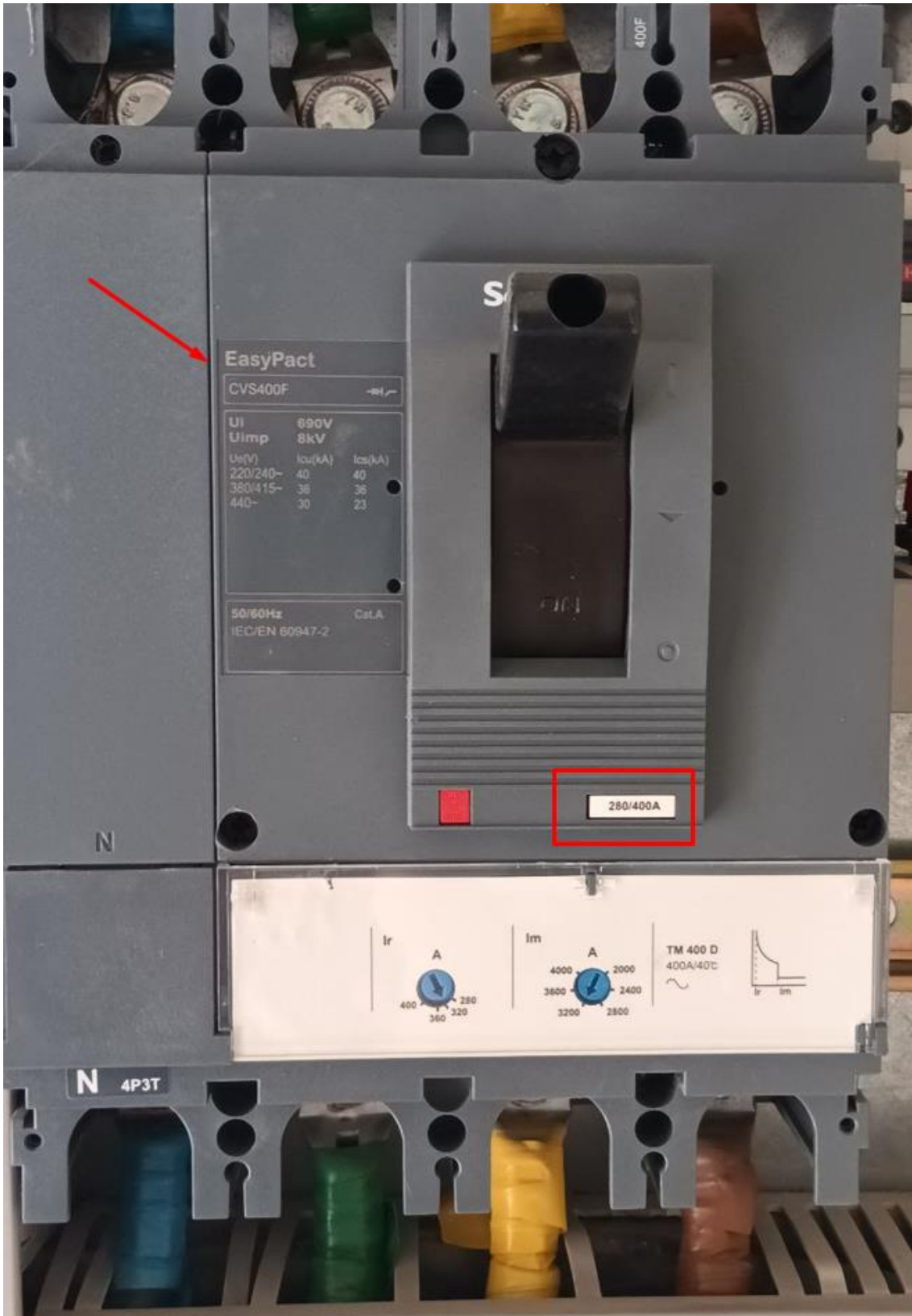


Ilustración 90. Interruptor General Automático (IGA). Fuente: visita técnica previa. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.

Se puede observar que es un interruptor magnetotérmico EasyPact de la marca Schneider Electric, de 400 A [69]. Estos datos son suficientes para identificar que el centro se alimenta por medio de una red trifásica.

Además, si se observa el resto de las protecciones del cuadro eléctrico, se puede ver que se compone de diferentes equipos, también trifásicos, por lo que queda resuelta la incógnita de la naturaleza de la red eléctrica (imagen 91):

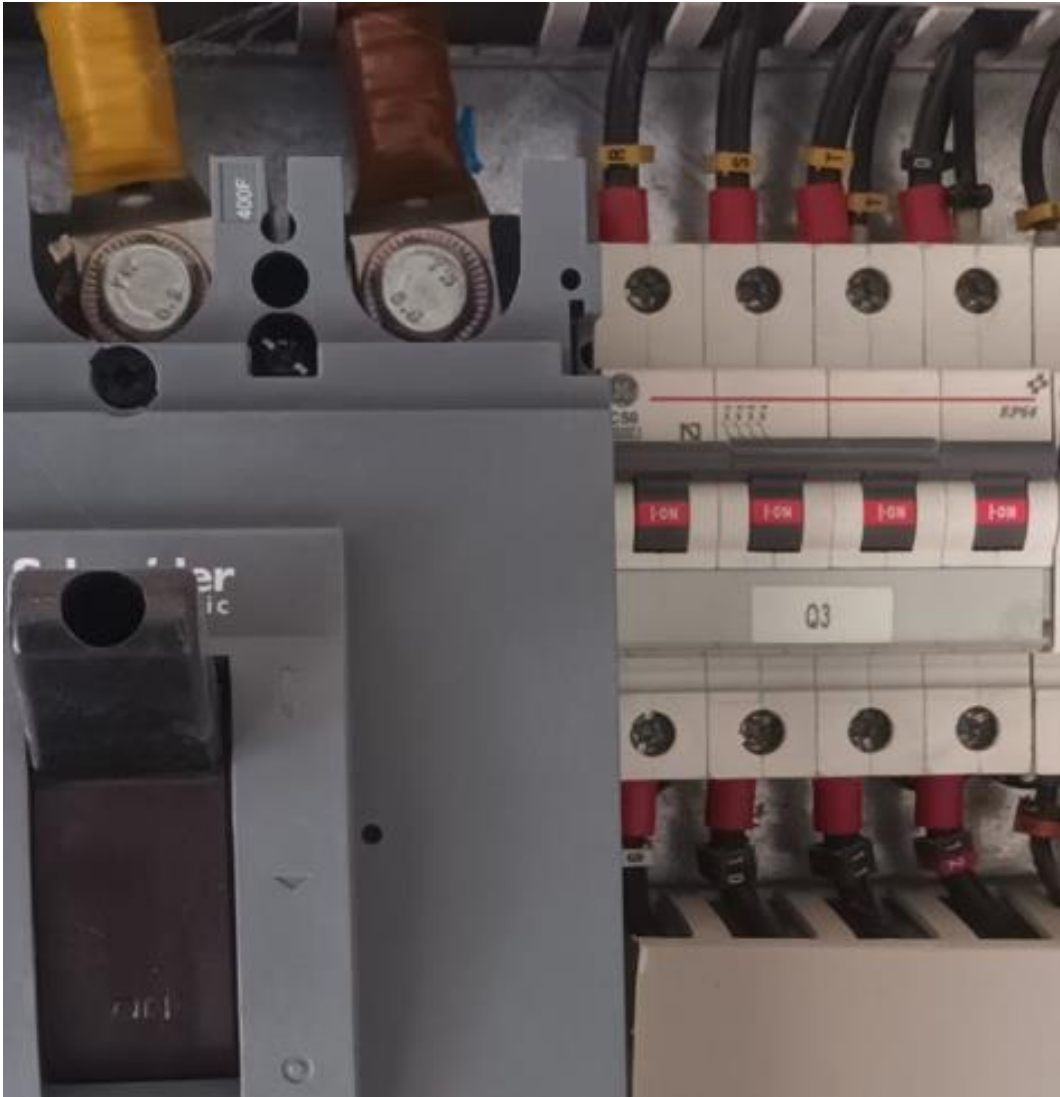


Ilustración 91. Magnetotérmico trifásico situado aguas abajo del IGA. Fuente: visita técnica. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.

Como se puede observar en la imagen anterior, se trata de un interruptor magnetotérmico trifásico (4 polos) de 50 A, curva C, colocado, evidentemente, aguas abajo del IGA (imagen 92).



Ilustración 92. Detalle del térmico. C50. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.

Dentro de los inversores trifásicos, se encuentra una amplia gama de equipos. Entre ellos, destaca la marca Huawei, uno de los líderes globales en telecomunicaciones y soluciones de TIC. Sus productos y servicios se utilizan en 170 países y áreas geográficas y suministran servicio a más de 3.000 millones de personas a nivel mundial. Este gigante tecnológico incursionó con éxito en el sector de las energías renovables, posicionando paneles solares y otros componentes con su marca. [70]

Su gama de inversores más conocida es **Huawei SUN2000**. Una gama de inversores híbridos, tanto monofásicos como trifásicos, compatibles con instalaciones de autoconsumo modernas, incluyendo aquellas con baterías de litio (las cuales también las fabrican ellos). Aportan rendimientos que superan el 98%, posicionándose como un candidato perfecto para escoger en este proyecto.

Para esta instalación, por fiabilidad, calidad, y relación calidad/precio, se ha escogido la marca Huawei, aunque también existen otras grandes marcas como Fronius, SolarEdge, ABB, Enphase, Sungrow, etc.

Huawei, en su gama de inversores trifásicos, ofrece potencias desde los 3 kW nominales. Por norma general, los inversores tienen una potencia de entrada recomendada con un factor de sobredimensionamiento máximo de 1,5. Es decir, para un inversor de 3 kW nominales, la entrada máxima debería rondar los 4,5 kW. Llegados a esta potencia, se debería utilizar un inversor de mayor potencia.

Para el caso de esta instalación, el objetivo es utilizar un inversor que pueda trabajar perfectamente con la potencia a instalar, de 74,48 kWp.

A continuación, se muestra un listado de los inversores de Huawei más accesibles en el mercado, hoy en día (tabla 7):

Tabla 7. Modelos de inversores. Fuente: Huawei.

Modelo del inversor (Huawei)	Potencia nominal (kW)	Potencia de entrada (kW) (recomendada/máxima)
SUN2000-3KTL-M1	3	4,5
SUN2000-4KTL-M1	4	6
SUN2000-5KTL-M1	5	7,5
SUN2000-6KTL-M1	6	9
SUN2000-8KTL-M1	8	12
SUN2000-10KTL-M1	10	15
SUN2000-12KTL-M5	12	18
SUN2000-15KTL-M5	15	22,5
SUN2000-17KTL-M5	17	25,5
SUN2000-20KTL-M5	20	30
SUN2000-25KTL-M5	25	37,5
SUN2000-30KTL-M3	30	45
SUN2000-36KTL-M3	36	54
SUN2000-40KTL-M3	40	60
SUN2000-50KTL-M3	50	75
SUN2000-60KTL-M0	60	90
SUN2000-70KTL (discontinuado)	70	105
SUN2000-100KTL-M1	100	150

Atendiendo a la regla del factor de sobredimensionamiento de 1.5, se descartan los inversores más pequeños y se centra la búsqueda en los inversores de 40, 50, 60 y 100 kW nominales (el inversor de 70 kW está discontinuado actualmente).

Como se puede observar, un inversor de 40 kW aceptaría hasta 60 kW de potencia acumulada por los paneles, siendo una potencia bastante inferior a la proyectada.

En el caso del inversor de 50 kW, la potencia parece ser justo la adecuada, pues permite hasta 75 kW, que es prácticamente lo proyectado, sin embargo, como bien es sabido, el módulo no siempre producirá 380 W, en ocasiones más desfavorables producirá menos y, por el contrario, habrá ocasiones en las que haya un despunte en la potencia. Por ello, no se debe colocar este inversor de 50 kW, pues sería una solución muy ajustada, y poco segura.

Se opta, entonces, por instalar un inversor de 60 o 100 kW. Para comprobar un correcto dimensionado del inversor, se hace uso del factor de escala (FE), o de sobredimensionamiento, que sigue la siguiente regla:

$$1 < \text{Factor de escala} < 1.5$$

(Ec. 11)

Se hace la comprobación para el caso de ambos inversores:

- **SUN2000-60KTL-M0:**

$$\text{Factor de escala} = \frac{\text{Potencia pico}}{\text{Potencia nominal}} = \frac{74,48}{60} = 1,241 \quad (\text{Ec. 12})$$

$$\text{Se cumple la regla de dimensionado: } 1 < 1,241 < 1.5 \quad (\text{Ec. 13})$$

- **SUN2000-100KTL-M1:**

$$1 < \text{Factor de escala} = \frac{\text{Potencia pico}}{\text{Potencia nominal}} = \frac{74,48}{100} = 0,745 \quad (\text{Ec. 14})$$

$$\text{No se cumple la regla: } 0,745 < 1 < \text{Factor de escala} < 1.5 \quad (\text{Ec. 15})$$

Se determina, por tanto, que el inversor que se debe utilizar en esta instalación es el HUAWEI SUN2000-60KTL-M0.

Utilizar un inversor de 100 kW sería ineficiente, dado que estaría entrando muy poca potencia al inversor que, a pesar de recibir poca potencia, funcionaría, dado que se llegaría a la tensión de arranque, pero estaría siendo desaprovechado, suponiendo un gasto innecesario en esta instalación. El inversor de 100 kW es mucho más caro que un inversor de 60 kW que, además, es el ideal en esta instalación.

A continuación, se muestra alguna imagen de la ficha técnica del inversor seleccionado, donde se pueden apreciar sus características eléctricas, tanto a entrada como a su salida (imágenes 93, 94 y 95).

Curva de eficiencia

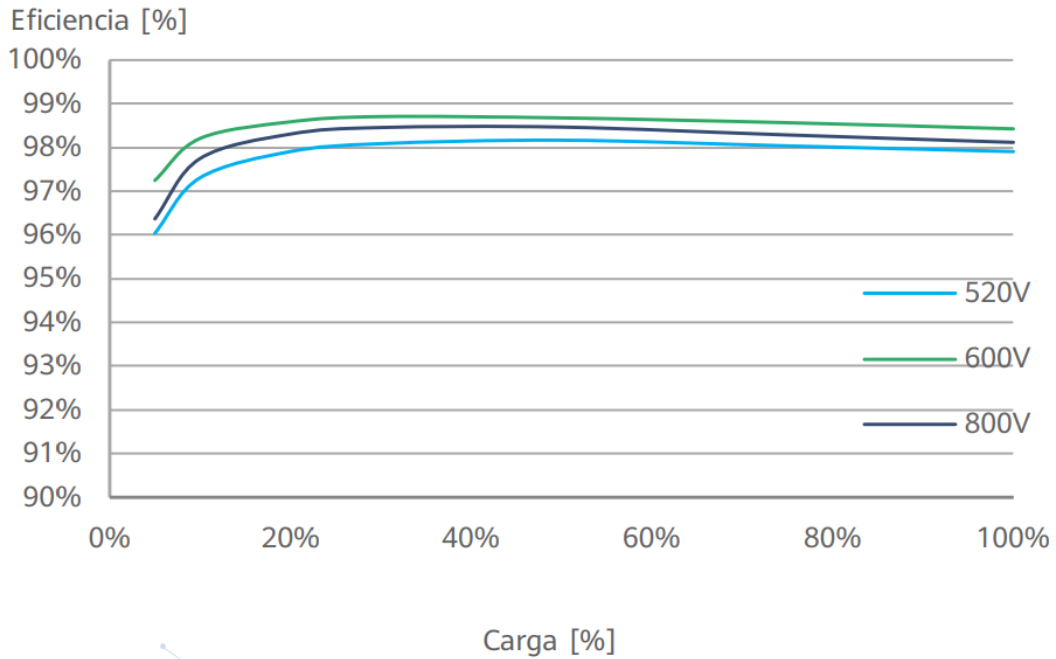


Ilustración 93. Curva de eficiencia. Fuente: Huawei

Diagrama de circuito

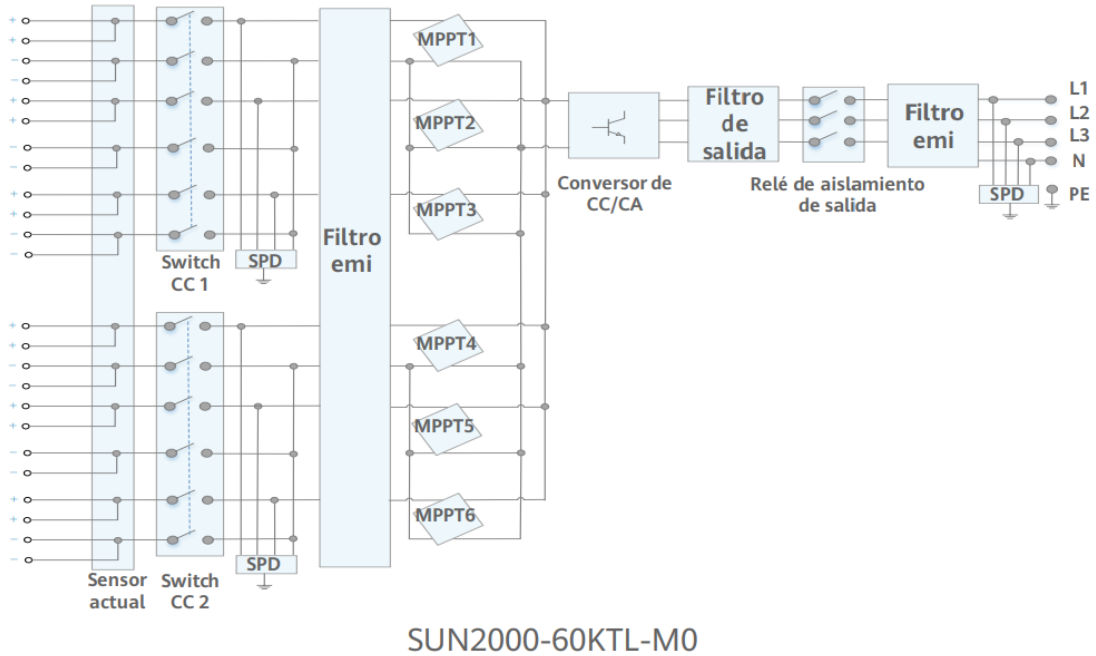


Ilustración 94. Esquema interno. Fuente: Huawei.

Technical Specification	SUN2000-60KTL-M0
Efficiency	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	6
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Ilustración 95. Especificaciones técnicas del inversor de 60 kW. Fuente: Huawei.

Como se puede observar, el inversor supera en todos los casos el 98% de eficiencia, convirtiéndose en una elección idónea.

Por último, es importante conocer si, para la instalación proyectada, se cumplen los rangos de tensión e intensidad del inversor, así como cumplir las exigencias de los MPPTs y el número de estos que el inversor presenta.

A modo de resumen, un MPPT (Maximum Power Point Tracking) es un algoritmo incluido en el inversor que extrae la mayor potencia posible de los módulos fotovoltaicos para cada situación, ya sea favorable o desfavorable.

Este algoritmo hace un seguimiento de la potencia de la instalación en cada momento para conocer cuál es el punto en el que se alcanza la potencia máxima, que es lo deseado.

Como ya se conoce, la potencia de una celda de la placa se basa en la corriente y el voltaje de la misma. De este modo, el punto de potencia máxima será cuando el producto de ambos, corriente y voltaje, se encuentren en su punto máximo. Este punto variará constantemente, ya que dependerá de la temperatura que tenga la celda y las condiciones de la radiación solar en cada momento. [71]

En esencia, esto equivale al número de entradas que tenga el inversor. Se debe tener en cuenta que cada MPPT tiene dos entradas, lo que equivale a cuatro conectores, dos para cables positivos (rojo) y dos para cables negativos (negro), es decir, por cada MPPT se admiten dos strings de módulos. Todos los cables bajan desde el conexionado de los módulos entre sí, hasta el inversor.

En el caso del inversor que se utilizará, de 60 kW, se tienen 6 MPPTs con dos entradas cada uno. Esto se obtiene de la ficha técnica (imagen 96):

Number of MPP trackers	6
Max. input number per MPP tracker	2

Ilustración 96. MPPTs del inversor elegido.

Esto quiere decir que, como máximo, se podrán conectar 12 cables rojos y 12 cables negros, lo que equivale a 12 strings (ya se conoce lo que es un string).

La instalación propuesta son 196 paneles. Si se dividen esos 196 entre los 12 strings de capacidad que tiene el inversor, salen strings de 16,33 paneles. No habría problema para conectarlos todos, sin embargo, lo óptimo es no utilizar todas las entradas del inversor, dado que podría sobrecargarse. Es mejor utilizar entradas alternas, siempre que sea posible (como se muestra en la Tabla 9, de distribución de strings en el inversor).

A continuación, se muestran los cálculos necesarios para realizar agrupaciones de paneles seguras y eficientes.

En primer lugar, se debe atender a la tensión e intensidad mínima y máxima que admite el inversor por cada entrada MPPT. Estos valores se obtienen de la ficha técnica (imagen 97).

	Input
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	6
Max. input number per MPP tracker	2

Ilustración 97. Rangos a entrada del inversor. Fuente: Huawei.

La tensión mínima de entrada (y de arranque) del inversor es de 200 V, la máxima de 1000 V (aunque da un margen hasta 1100 V). Es decir, que la suma de las tensiones de los paneles que se conecten en cada string debe encontrarse entre esos valores, de lo contrario se podría dañar el inversor.

Por otro lado, la intensidad máxima de entrada es de 22 A en corriente continua, y 30 A en corto circuito. Valores por encima de estos, supondrían un riesgo en la seguridad integral del inversor.

En cuanto a los paneles, se deben tener en cuenta varios parámetros, que se encuentran en la ficha técnica del fabricante (imagen 98):

TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	365	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.13	41.30	41.45	41.62	41.78	41.94
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	33.96	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93	10.99	11.04

Ilustración 98. Parámetros del panel de 380 W.

En primer lugar, se debe establecer un punto de trabajo. Para conocer la tensión en circuito abierto del panel en ese punto de trabajo concreto, se utilizará la siguiente fórmula:

$$Voc' = Voc - 2,3 * 10^{-3} * (Tc - 25) * N \quad (Ec. 16)$$

Donde:

- **Voc'**: tensión en circuito abierto del panel, para una situación dada.
- **Voc**: tensión en circuito abierto del panel, según su ficha técnica.
- **Tc**: temperatura a la que se encuentra el módulo.
- **N**: número de células que tiene el módulo. Para los módulos escogidos, N=120 (valor que se obtiene de la ficha técnica).

Por norma general, se trabajará en el punto de trabajo STC, es decir, para una temperatura de 25 °C e irradiancia de 1000 W/m². Así, la Voc' será:

$$Voc' = Voc - 2,3 * 10^{-3} * (Tc - 25) * N \quad (Ec. 17)$$

$$Voc' = 41,62 - 2.3 * 10^{-3} * (25 - 25) * 120 = 41,62 V \quad (Ec. 18)$$

Se anula el resto de la fórmula, quedando una **Voc' = Voc = 41,62 V**.

Conocido este valor, se procede a calcular el número de paneles que se pueden conectar en serie y en paralelo.

- **Número de paneles en serie:**

$$N^{\circ} \text{ máximo de paneles en serie} = \frac{V_{mppt \text{ máx}} (\text{inversor})}{V_{mp} (\text{panel})} = \frac{1000}{41,62} \quad (\text{Ec. 19})$$

$$= 24,03 \rightarrow 24 \text{ Módulos} \quad (\text{Ec. 20})$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de paneles en serie} = \frac{V_{mppt \text{ mín}} (\text{inversor})}{V_{mp} (\text{panel})} = \frac{200}{41,62} \quad (\text{Ec. 21})$$

$$= 4,81 \rightarrow 5 \text{ Módulos} \quad (\text{Ec. 22})$$

De esta manera, se determina que los strings en esta instalación deben conectar, como mínimo 5 módulos en serie y, como máximo, 24.

Se podría, también, hacer el cálculo de los paneles máximos admisibles por string del inversor. Para ello, se debería tener en cuenta la máxima tensión de entrada del inversor, que son 1100 V. Sin embargo, como existe una tensión más restrictiva, que es la del rango de tensión de funcionamiento del MPPT, se escoge esta como el límite de paneles en serie por cada string.

Si se hace una pequeña comprobación y se dividen los 196 paneles proyectados entre 24, el número máximo de paneles en serie sale 8.16, lo que indica que, idealmente, se necesitarían, redondeando (al pasarse de 8), 9 strings en la instalación, pero, para no llevar demasiados cables en la bajada del mismo, se intentará reducir el número de strings en el inversor. Por tanto, se debe comprobar cuántos strings se pueden conectar en paralelo para acortar, de esta manera, el número de strings.

- **Número de strings en paralelo:**

Depende de la intensidad máxima admisible por el inversor en Corriente Continua y de la intensidad en el punto de máxima potencia del panel (o del string completo, ya que en serie la intensidad no varía, sí lo hace el voltaje).

Para determinar el número de strings máximo que se pueden conectar en paralelo, simplemente se debe dividir la intensidad máxima admisible por el inversor por cada entrada MPPT (22 A según la imagen 97), entre la intensidad en el punto de máxima potencia de los paneles (10.93 A según la imagen 98). Por tanto:

$$N^{\circ} \text{ Strings en paralelo} = \frac{\text{Corriente máx por MPPT}}{\text{Intensidad módulo SC}} = \frac{22}{10,93} = 2,013 \quad (\text{Ec. 23})$$

Máximo número de strings en paralelo → 2

Queda, por tanto, comprobado, que no se pueden colocar más de dos strings en paralelo, pues se superaría la intensidad máxima admisible del inversor.

Habiendo realizado los cálculos anteriores, se comprueba que se pueden agrupar dos strings en paralelo sin superar la intensidad de entrada máxima del inversor.

De esta manera, las agrupaciones se harán mediante parejas de strings de 20 módulos (cada pareja se conectará en paralelo), salvo el último string, que será una pareja de strings de 18 módulos. Se utilizarán, por tanto, 5 strings en total, que se conectarán de forma alterna en el inversor, por lo que se utilizarán 5 de los 6 MPPTs que tiene disponibles el inversor.

Con esta distribución, aparte de aprovechar el inversor al máximo, se ahorra mucho dinero en cable de corriente continua, o cable solar, ya que habrá menos strings y habrá menor recorrido de cableado hasta el inversor.

Las agrupaciones de strings se muestran en la imagen 99:

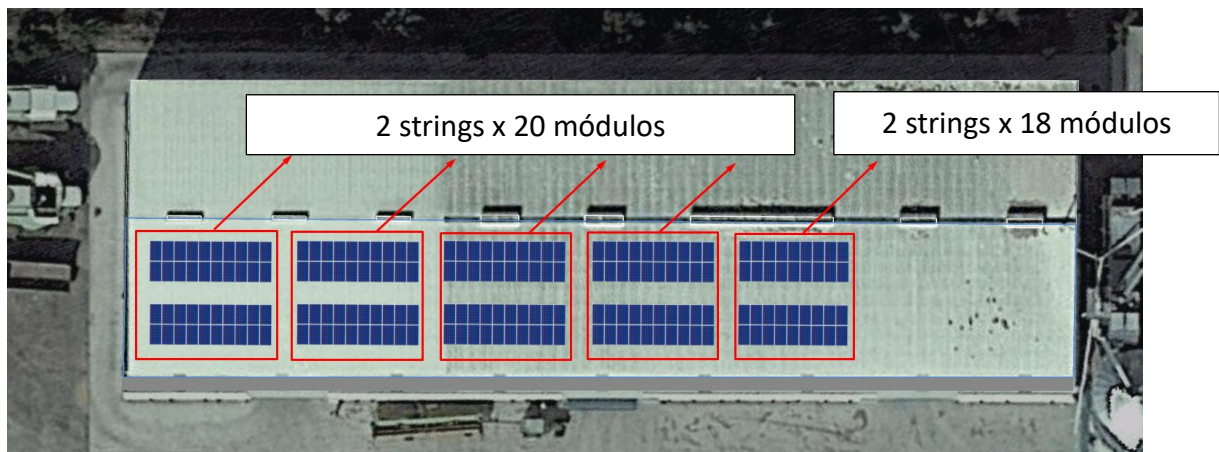


Ilustración 99. Distribución de módulos. Elaboración propia.

5.2.2.1. Comparativa de inversores en el mercado

Como se ha estudiado en el apartado 5.2.2. la elección del inversor para esta instalación ha sido la de utilizar un inversor de la marca Huawei, en su modelo SUN2000-60KTL-M0 pero, como se ha mencionado, existe un sinfín de marcas y modelos de inversores solares que se pueden utilizar en este tipo de instalaciones.

A continuación, se realiza una pequeña comparativa de los inversores más utilizados hoy en día en la industria de la energía fotovoltaica. En concreto, se van a analizar los inversores de las principales marcas actuales: Huawei, Solis, Fronius y SunGrow.

De igual manera que se realizó con los paneles fotovoltaicos, se plantea la tabla 8 con los principales datos a tener en cuenta a la hora de seleccionar un equipo u otro. Entre ellos, máximas potencias de entrada, número de MPPTs, rangos de tensión e intensidad de entrada y arranque, intensidades de salida, precio...

Tabla 8. Modelos de inversores. Fuente; Huawei, Solis, Fronius y SunGrow. [72, 73, 74, 75]

Modelo	Potencia nominal de salida	Nº MPPTs	Rango tensión entrada	tensión arranque	Máx. intensidad entrada (short-circuit)	Intensidad de salida (máxima)	Precio
Huawei SUN2000-60KTL-M0	60 kW	6	200-1000 V	200 V	30 A	100 A	~3850€
Solis S5-GC50K	50 kW	5	180-1000 V	195 V	5x40 A	83.6 A	~3550€
Fronius Tauro50-3	50 kW	3	200-1000 V	200 V	30 A	75.8 A	~7000€
SunGrow SG50CX-P2	50 kW	4	160-1000 V	200 V	4x40 A	83.6 A	~3800€

Se observa cómo, por norma general, a excepción del inversor Fronius (en el momento de la búsqueda), todos se pueden encontrar por un rango de precios similar. Por otro lado, se aprecian características similares en todos ellos.

En cuanto a las tensiones, todos se mueven en el mismo rango, algunos pueden arrancar con una tensión un poco menor, pero, por norma general, 200 V es la tensión a superar para un buen funcionamiento del inversor.

Es interesante observar que, aunque la tensión de arranque sea 200, o 195, una vez arranca el inversor por primera vez, puede decaer por debajo de esta tensión umbral, dado que posee una tecnología de ralentí, que permite trabajar en condiciones de

potencia desfavorables, para no perder la totalidad de la producción en aquellos momentos donde hay poca radiación.

Si bien es cierto que el inversor de Huawei admite el mayor número de MPPTs, en otros inversores se puede llegar a esa cifra colocando más strings en paralelo, dado que admiten una mayor intensidad de entrada. Sin embargo, el inversor más potente, en cuanto a la potencia admisible y entregada, es el inversor de Huawei, permitiendo una posible ampliación futura, si se deseara.

A modo de resumen, se puede asegurar con certeza que todos estos inversores son una buena elección para este tipo de instalación fotovoltaica.

La elección final, que ha sido la del inversor Huawei, se ha hecho principalmente por disponibilidad a la hora de adquisición de los materiales, fiabilidad y garantía del fabricante, facilidad de configuración y una buena relación calidad-precio en general.

5.3. Solución adoptada

A continuación, dado que ya se conocen todos los elementos necesarios para realizar esta instalación, se procede a detallar los modelos concretos de los materiales y equipos que se usarán en la puesta en marcha de la instalación proyectada.

5.3.1. Paneles

Se decide, tras el anterior dimensionado de la planta fotovoltaica, realizar una instalación de 196 módulos fotovoltaicos JA Solar JAM60S20-380/MR (imágenes 100 y 101), de 380 W.



Ilustración 100. Módulo de 380 W. Fuente: JA Solar.

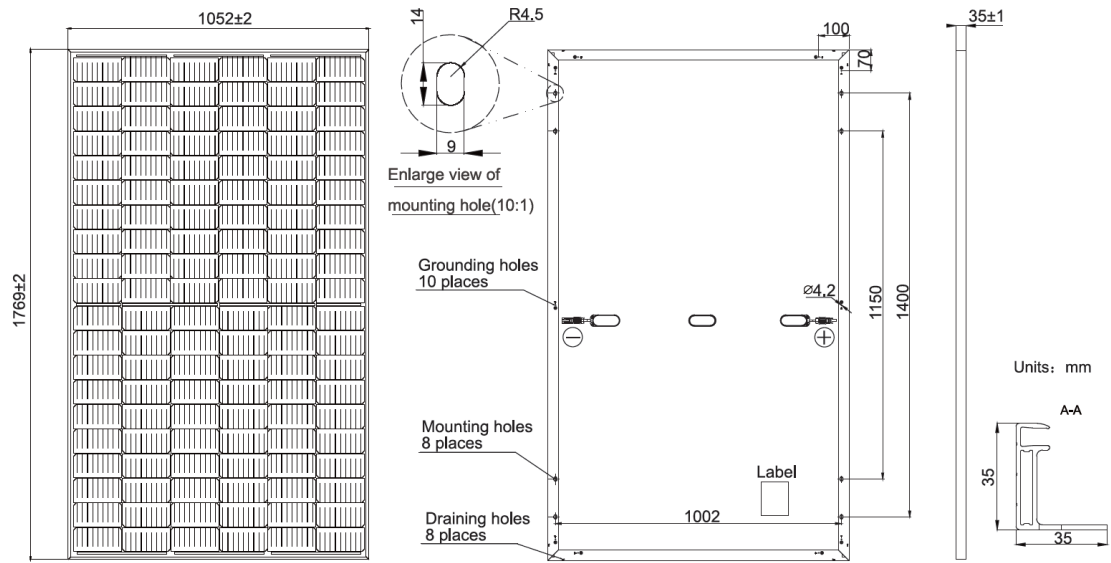


Ilustración 101. Módulo de 380 W. Fuente: JA Solar.

La disposición de dichos paneles será la siguiente (imágenes 102 y 103):

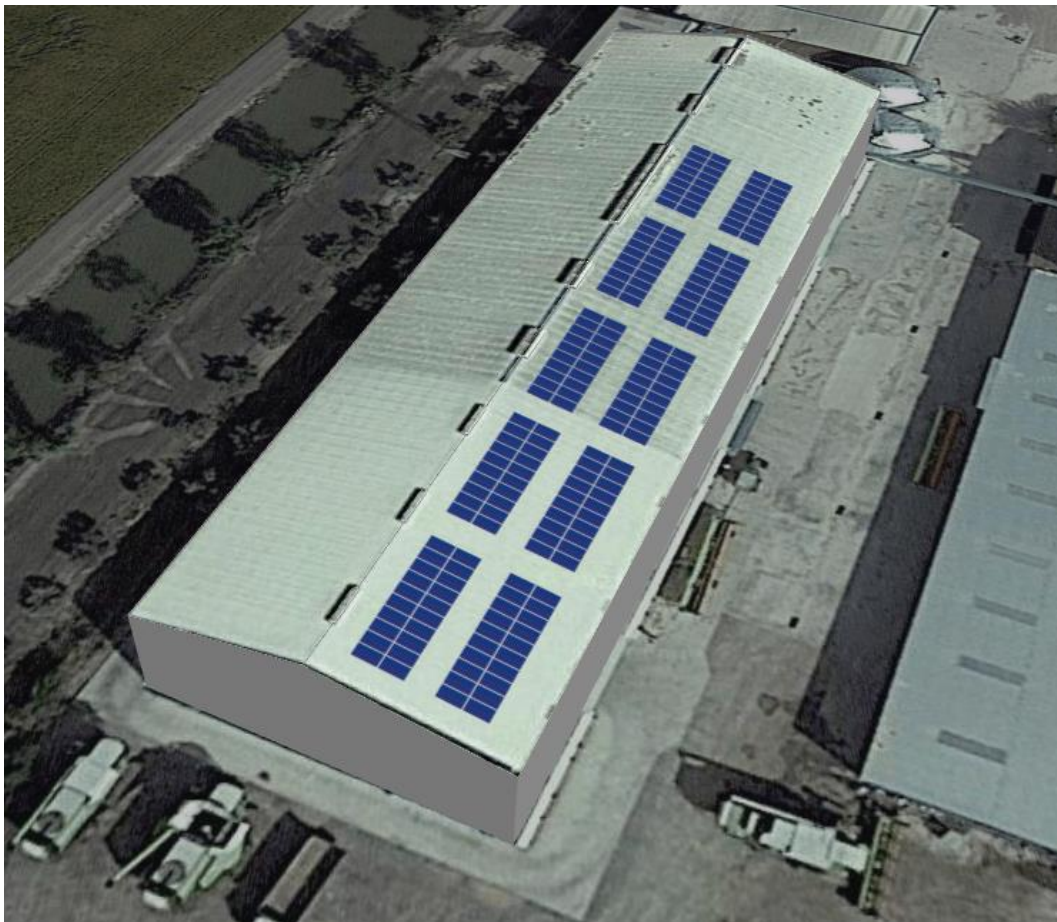


Ilustración 102. solución adoptada. Fuente: SolarEdge, elaboración propia.



Ilustración 103. Solución adoptada. Fuente: SolarEdge, elaboración propia.

Es importante, de cara a realizar un seguimiento de calidad y un mantenimiento de la planta fotovoltaica, que haya cierta separación entre los strings (agrupaciones) de módulos. En instalaciones de esta envergadura, las agrupaciones deben separarse para poder limpiar la zona de posibles escombros, polvo y suciedad que pueda acumularse a lo largo de los años, además de facilitar el trabajo a la hora de instalarlos.

Por otro lado, a nivel de ingeniería, se plantea como objetivo dado que, con esta distribución, la carga total se reparte por la mayor superficie posible en la cubierta, reduciendo el impacto en la seguridad estructural.

5.3.2. Inversor

Para la conversión de energía de corriente continua a corriente alterna, se empleará un inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0 (imagen 104), de 60 kW nominales, que incorpora 6 MPPTs y aporta una relación calidad-precio muy buena con respecto a otros posibles inversores de mercado.

SUN2000-60KTL-M0
Smart String Inverter



Ilustración 104. Huawei 60 KTL. Fuente: Huawei.

Dado que ya se entró en detalle sobre este inversor en apartados anteriores, únicamente se comentará que la elección de este inversor no es banal, y que se ha optado por esta marca debido a su gran importancia a nivel global, aportando unas garantías y seguridad que no siempre se consiguen con otras marcas.

Como se ha comentado anteriormente, solo se usarán 5 de los 6 MPPTs de los que dispone, ya que se harán 5 strings en total, agrupando en parejas cada string, de modo que habrá 10 strings totales, conectados en paralelo (cada pareja de dos strings), dado que así lo permite la intensidad máxima de entrada del inversor.

La distribución, por tanto, será la siguiente (tabla 9):

Tabla 9. Distribución de strings en el Inversor.

Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0		
MPPT	Entrada	N.º de Módulos
1	1.1	40
	1.2	0
2	2.1	40
	2.2	0
3	3.1	40
	3.2	0
4	4.1	40
	4.2	0
5	5.1	36
	5.2	0

Como se puede comprobar en la tabla anterior, se demuestra que solo se utilizarán 5 de las 6 entradas MPPT que tiene el inversor, pudiendo optar el cliente a una futura ampliación, si así lo deseara.

Todas las entradas y conexiones del inversor se encuentran en la parte inferior del mismo. En el propio manual del fabricante [76] se puede observar dicha disposición (imagen 105):

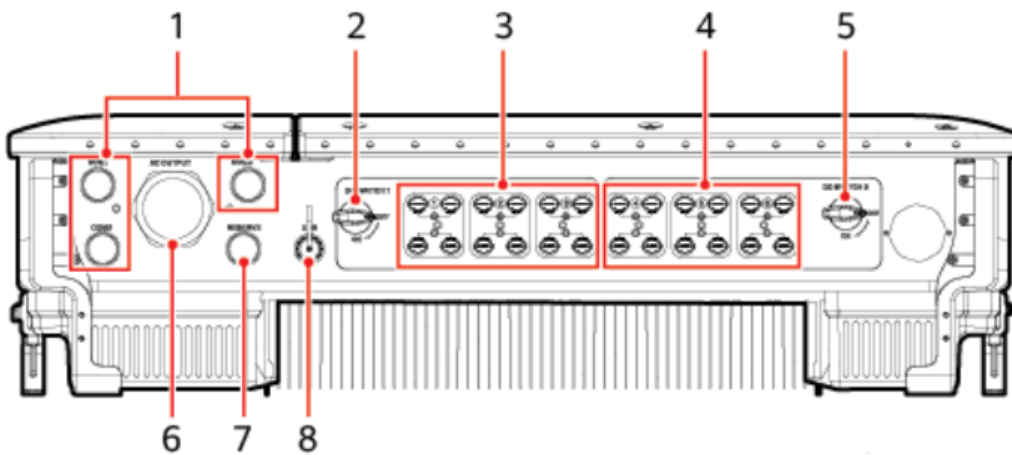


Ilustración 105. Conexiones del inversor.

A continuación, se muestra una pequeña leyenda para identificar cada punto mostrado en la imagen anterior, sacada también del manual del fabricante (tabla 10).

Tabla 10. Leyenda de las conexiones del Inversor.

LEYENDA – INVERSOR			
Número	Componente	Serigrafía	Descripción
1	Cable gland (prensacable)	COM1, COM2 y COM3	Diámetro interno: 14-18 mm
2	Interruptor de CC 1	DC SWITCH 1	N/A
3	Terminales de entrada de CC	+/-	Controlados por DC SWITCH 1
4	Terminales de entrada de CC	+/-	Controlados por DC SWITCH 2
5	Interruptor de CC 2	DC SWITCH 2	N/A
6	Prensacable	AC OUTPUT	Diámetro interno: 24-57 mm
7	Prensacable	RESERVE	Diámetro interno: 14-18 mm
8	Puerto USB	USB	N/A

Por último, en cuanto a medidas de seguridad, en el manual se incluye un diagrama de las medidas de separación que debe haber entre el inversor y otros elementos, como mobiliario, paredes u otros obstáculos (imagen 106):

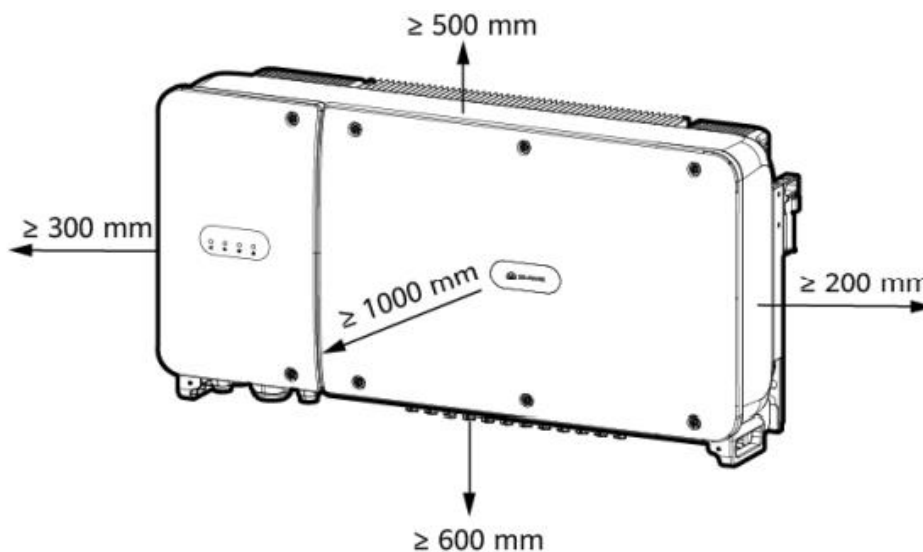


Ilustración 106. Medidas de seguridad.

El inversor trabaja a altas temperaturas, por tanto, para permitir una correcta disipación del mismo, es necesario respetar en todo momento las indicaciones del fabricante.

En el apartado 5.3.4. de esta memoria se explicará el cableado necesario para soportar las tensiones e intensidades tanto de entrada al inversor como de salida del mismo. Se justificará también el cumplimiento de la normativa en cuanto a respetar la caída máxima de tensión del 1.5% (ITC-BT-40).

Tras hacer el debido replanteo, el cual consiste en una visita técnica presencial para estudiar la viabilidad de la instalación, se ha concluido que el inversor se colocará en una pequeña caseta donde se encuentra el cuadro general del emplazamiento, que gobierna el funcionamiento eléctrico de toda la finca. La caseta se puede observar en la imagen siguiente (107):



Ilustración 107. Caseta donde se ubicarán inversor y protecciones eléctricas.

También se dispone de imágenes reales que se hicieron durante esta visita de replanteo (imagen 108):



Ilustración 108. Caseta del inversor. Copyright: Solar360 (Repsol) y Zener Comunicaciones.

5.3.3. Estructura

En cuanto a la estructura, se emplearán kits coplanares, como los explicados en apartados anteriores, de tipología micro raíl, es decir, en lugar de utilizar perfiles largos (2,40 m), se emplean perfiles de menor longitud que se dispondrán a lo largo de toda la cubierta.

En concreto, se utilizarán los kits de sujeción coplanar para chapa trapezoidal de Novotegra (imagen 109), una de las marcas más reconocidas en cuanto a perfilería y mecánica de instalaciones fotovoltaicas.

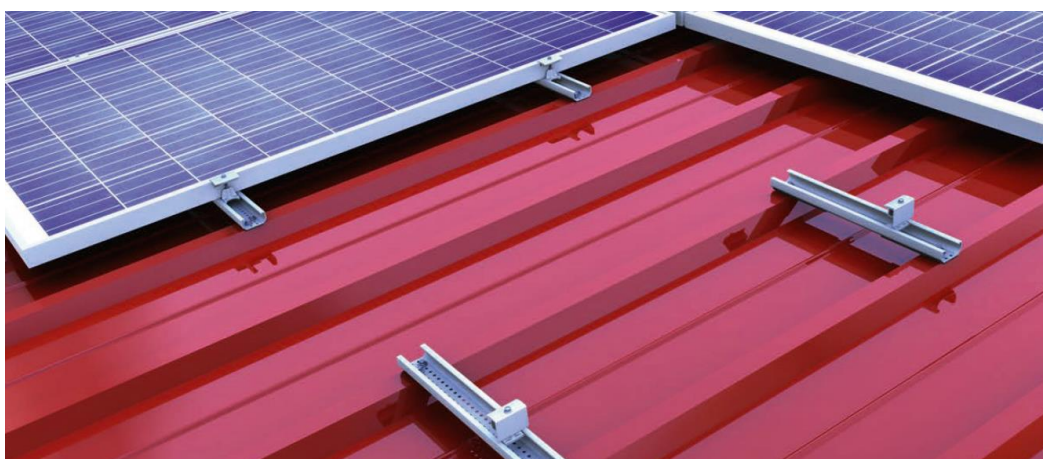


Ilustración 109. Estructura a utilizar. Fuente: Novotegra [77]

Los micro raíles se dispondrán de manera que hagan coincidir dos grecas sucesivas, y los tornillos rosca chapa se anclarán a la chapa de la cubierta en múltiples puntos para dar una sujeción total a la estructura y no dejar margen de holgura ninguno (imagen 110).



Ilustración 110. Punto de anclaje a cubierta. Fuente: Novotegra.

Este tipo de perfiles se pueden utilizar en cubiertas de chapa común, chapa trapezoidal o “grecada”, dado que, como se ha comentado, los puntos de sujeción se dan en los dos extremos del raíl y se pueden hacer coincidir dos grecas sucesivas para anclar los tornillos a la chapa justo en la cumbre de cada greca (imagen 111).

En cualquier caso, existen varias posibilidades con este tipo de estructura y es bastante versátil ya que, además de la manera que se ha explicado en este apartado, se pueden colocar también a lo largo de la greca, o en el río entre dos grecas. Por otro lado, se pueden colocar tanto en valle, aprovechando la caída de la cubierta, como en cresta, transversalmente a la caída de la cubierta.

Con estas estructuras se consigue ahorrar en perfilera de aluminio sin dejar de lado la seguridad, estabilidad y garantías que se deben dar en una instalación fotovoltaica. Por otro lado, son ideales para cubiertas de chapa, como es el caso.

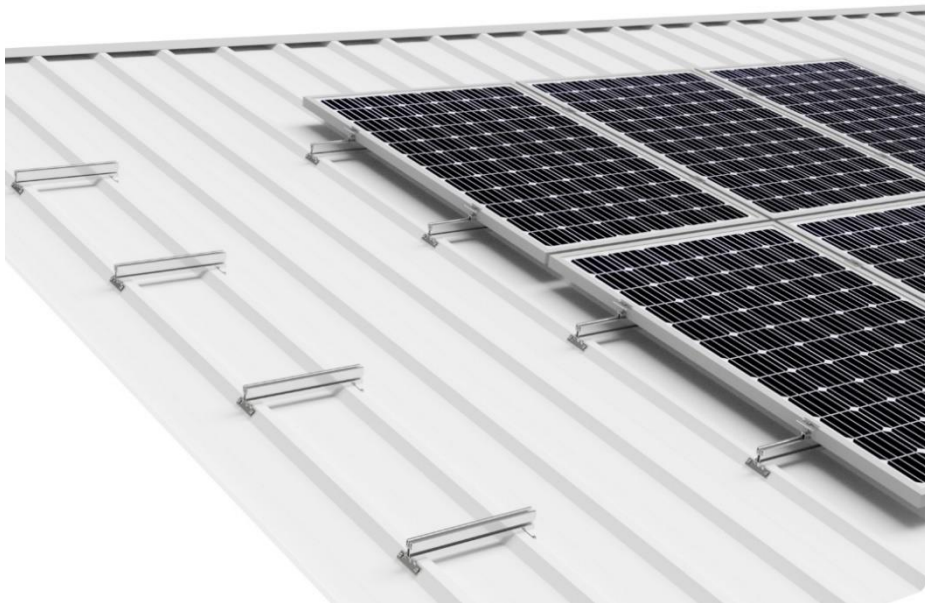


Ilustración 111. Configuración de microrraíl transversal a caída de cubierta. [78]

5.3.4. Cableado

Ya se ha explicado la importancia de seleccionar un cable y una sección adecuada para las instalaciones fotovoltaicas. Se debe cumplir, en todo momento, la normativa, y no superar en ningún momento el 1.5% de caída de tensión, como criterio más restrictivo para el cable de cobre, ya sea en el tramo de corriente continua o alterna.

Para conocer el modelo concreto de cable que se va a utilizar, es necesario, en primer lugar, conocer la longitud de cada tirada del cable, para llegar al objetivo final, que es determinar la sección de cable adecuada a la gran carga de tensión e intensidad a la que se van a someter en esta instalación industrial.

Para ello, a continuación, se muestran los cálculos del cableado necesarios para determinar la sección de cable, tanto en la tirada de corriente continua, hasta el inversor, como de corriente alterna, desde el inversor hasta el cuadro general de protecciones del emplazamiento.

Se pretende maximizar el rendimiento global de la instalación y por tanto procuraremos que la caída de tensión de los conductores utilizados sea la más pequeña posible. Se utilizará cable de cobre flexible, con aislamiento XLPE de distintos tamaños de sección para la parte de CC y CA hasta la caja general de protección ubicada en la vivienda.

En términos generales, el procedimiento de cálculo a seguir será el siguiente:

1. Sistemas en Corriente Continua (DC)

$$\Delta V_{DC} (V) = \frac{2 * L}{\gamma * S} * I \quad (Ec. 24)$$

$$\varepsilon (\%)_{DC} = \frac{\Delta V_{DC}}{U_N} * 100 \quad (Ec. 25)$$

2. Sistemas en Corriente Alterna (AC)

a. Sistemas trifásicos:

$$\Delta V_{AC} (V) = \frac{\sqrt{3} * L * \cos(\theta)}{\gamma * S} * I \quad (Ec. 26)$$

b. Sistemas monofásicos:

$$\Delta V_{AC} (V) = \frac{2 * L * \cos(\theta)}{\gamma * S} * I \quad (\text{Ec. 27})$$

c. Caída de tensión:

$$\varepsilon (\%)_{AC} = \frac{\Delta V_{AC}}{U_N} * 100 \quad (\text{Ec. 28})$$

Siendo:

S = Sección del conductor (mm²)

L = Longitud de la línea (m)

γ = Conductividad (m/Ω*mm²)

ε = Caída de tensión (%)

U_N = Tensión de la línea (V)

$\cos(\phi)$ = Factor de potencia

**(U_N es la tensión nominal de la línea, normalmente 400 V para redes trifásicas y 230 V para monofásicas.)*

Los cálculos para obtener las intensidades de corriente son los siguientes, dependiendo del tipo de red:

Líneas en corriente
continua

$$I = \frac{P}{V} \quad (\text{Ec. 29})$$

Líneas trifásicas

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\theta)} \quad (\text{Ec. 30})$$

Líneas monofásicas

$$I = \frac{P}{V * \cos(\theta)} \quad (\text{Ec. 31})$$

Donde:

I: intensidad en Amperios

$\cos(\phi)$: factor de potencia

γ : conductividad del cobre

P: potencia en watos

L: longitud en metros

ε : caída de tensión

V: tensión en Voltios

S: sección en mm²

D: diámetro en mm

**La conductividad del cobre, γ , para la temperatura a condiciones normales de 20 °C, es de 56 m/Ω.mm².*

5.3.4.1. Cálculo de sección en corriente continua

Para el cálculo de la tirada de corriente continua, es decir, el cable que va desde los paneles hasta el mismo inversor, se van a aplicar dos criterios: caída de tensión e intensidad admisible.

El inversor se colocará de tal forma que se reduzcan lo máximo posible las distancias desde el campo generador a la entrada de corriente continua del propio inversor.

- **Criterio de caída de tensión:**

Se tomará la distancia más desfavorable desde paneles hasta inversor, utilizando la sección calculada para ese tramo, en el resto de los strings. La distancia mayor existente entre paneles e inversor es de 140 metros, como se puede apreciar en la imagen 112.



Ilustración 112. Recorrido del string más largo.

En la imagen anterior se muestra el recorrido del string más alejado del inversor. Si se tiene en cuenta la bajada de cable final, desde el punto de acceso a la caseta hasta el inversor, se obtiene una medida de, aproximadamente, 140 metros.

La caída de tensión, ΔU , que se produce en una línea con corriente continua despreciando la inducción de la línea y siendo conocida la potencia, viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = \frac{2}{\sigma_{Cu}} * \frac{I * L}{U * S} 100 \quad (Ec. 32)$$

Donde:

$\Delta U\%$: Caída de tensión porcentual (V) σ : Conductividad del cobre
 I: Intensidad (A) U: Tensión fase-neutro (V)
 L: Longitud máxima del cableado (m) S: Sección conductor (mm²)

*La conductividad del cobre ya es conocida: 56 m/Ω.mm².

Teniendo en cuenta que la V_{mpp} (tensión de máxima potencia del panel) es 34,77 V y la I_{mpp} (corriente de máxima potencia del panel) 10,93 A, a continuación (tabla 11), se muestran los datos que se deben tener en cuenta para obtener la sección mínima de cable aplicando el criterio de caída de tensión:

Tabla 11. Datos para sección mínima.

Longitud crítica	140 metros
Intensidad de cada string (en serie)	10,93 A (I_{mpp})
Tensión para máxima caída de tensión soportada	695,4 V ($20 * V_{mpp}$)
Caída de tensión máxima admisible	10,43 V ($0.015 * 695,4$)

Así, despejando la sección (S) de la ecuación 24, se obtiene la sección mínima necesaria por string, en mm² (ecuación 33):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma_{Cu} \cdot \Delta V_{DC}} = \frac{2 * 140 * 10,93}{56 * 10,43} = 5.24 \text{ mm}^2 \quad (Ec. 33)$$

Según la ecuación 33, el cable a utilizar sería de 6 mm² (cable normalizado superior a 5,24 mm²). Sin embargo, como ya se ha mencionado en la página 125 de esta memoria, para ahorrar en metros innecesarios de cable solar (CC), forzando a comprar una bandeja de rejilla (se explicará más adelante) mucho más amplia sobre la que llevar el cableado y dificultando la instalación en mayor medida, dado que así lo permite el inversor, se opta por conectar parejas de strings en paralelo, de manera que, por ejemplo, dos strings de 20 módulos, se reducen a un solo string de 40 módulos. Los cálculos que demuestran que una distribución así es posible, se muestran en el apartado 5.2.2. de esta memoria.

Por ello, los strings no serán de 10,93 A, sino que serán del doble, 21,86 A, dado que, en una conexión en paralelo, la intensidad se suma, mientras que la tensión se mantiene constante, por lo que seguirá siendo la que aportan 20 paneles: 695,4 V.

Se repite la tabla 11 con los datos actualizados a lo que realmente se va a llevar a cabo:

Tabla 12. Datos para sección mínima.

Longitud crítica	140 metros
Intensidad de cada string	21,86 A
Tensión para máxima caída de tensión soportada	695,4 V
Caída de tensión máxima admisible	10,43 V (0.015*695,4)

De igual manera, se vuelve a calcular la sección mínima de cable necesario (ecuación 34):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma_{cu} \cdot \Delta V_{DC}} = \frac{2 \cdot 140 \cdot 21,86}{56 \cdot 10,43} = 10,48 \text{ mm}^2 \quad (\text{Ec. 34})$$

Dado que no existe una sección de 10,48 mm² y se trabaja únicamente con secciones normalizadas, se pasa a la sección inmediatamente superior, que es 16 mm².

El cable que se usará será el modelo SOLFLEX H1Z2Z2-K1X16, de 16 mm²

Aplicando la fórmula anterior se obtiene la sección mínima para una caída de tensión máxima del 1,5%. Cada rama tendrá, por tanto, una corriente de máxima de 21,86 A, para una irradiancia de 1000 W/m² (lo que corresponde a una situación de irradiancia elevada, condiciones ideales) y estará compuesta por dos strings de 20 módulos conectados en paralelo.

Del mismo modo, la tensión será la suma de la tensión de máxima potencia de los 20 paneles del string. Por lo tanto, la tensión máxima será 695,4 V (cada módulo en funcionamiento suma 34,77 V).

- **Criterio de intensidad admisible:**

Por otro lado, se debe atender al criterio de la máxima tensión admisible. Como se ha seleccionado una sección de cable de 16 mm² en el apartado anterior, se debe comprobar que este cable pueda soportar las intensidades que por él van a fluir.

Para ello, se debe acudir a la Tabla 5 de la Instrucción Técnica ITC-BT-07 [79], que se muestra a continuación (imagen 113):



Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

Ilustración 113. Tabla 12. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalaciones al aire en galerías ventiladas.

Dentro de esta tabla se debe escoger la adecuada a cables unipolares, dado que el cable irá sobre una rendija, pero no entubado, ni enterrado. El cable a utilizar, como se comentó al principio del apartado 5.3.4. será del tipo XLPE, o polietileno reticulado, de sección 16 mm².

Por tanto, tras las especificaciones dadas, según la Tabla 12 del ITC-BT-07, la intensidad máxima admisible del cable XLPE unipolar de 16 mm² es de 86 A. Utilizando un factor de sobredimensionamiento, esta intensidad se queda en 60,2 A, muy superior a la intensidad máxima que va a discurrir sobre los cables de corriente continua proyectados, dado que la intensidad máxima que producirá el conjunto de módulos, por rama, es de 21,86 A.

Por todo ello, tras aplicar los dos criterios explicados, se concluye diciendo que la sección de cable solar (corriente continua) que se utilizará para llevar la producción de las placas al inversor, será de 16 mm².

A pesar de ello, los latiguillos, o cables que unen unos paneles con otros, según la ficha técnica del fabricante, son de 4 mm² y la sección del cable que se utilizará para empalmar cada par de strings será de 6 mm² ya que, como se demostró en la ecuación 33, es óptimo para el amperaje de 10,93 A, que es el que fluye por cada conjunto de 20 paneles. El modelo será: SOLFLEX H1Z2Z2-K1X6.

Todos los cables utilizados serán de polietileno reticulado, XLPE, y cumplirán la caída de tensión máxima y la intensidad admisible, según normativa vigente.

Por último, se debe atender al dimensionado del cableado de tierra, que es necesario para proteger a los usuarios, conductores y resto de equipos de la instalación en caso de choques eléctricos, defectos puntuales (contactos indirectos) y sobrecargas.

Siguiendo la Instrucción Técnica ITC-BT-08 del REBT [80], el esquema de distribución a seguir para este tipo de instalación, teniendo en cuenta que el punto de conexión se realiza en Baja Tensión, es el Esquema TT. Esto es así, dado que, en Baja Tensión, es prescripción reglamentaria disponer de un punto de acceso directamente conectado a Tierra, es el denominado punto neutro de la red.

El esquema TT tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación (imagen 114).

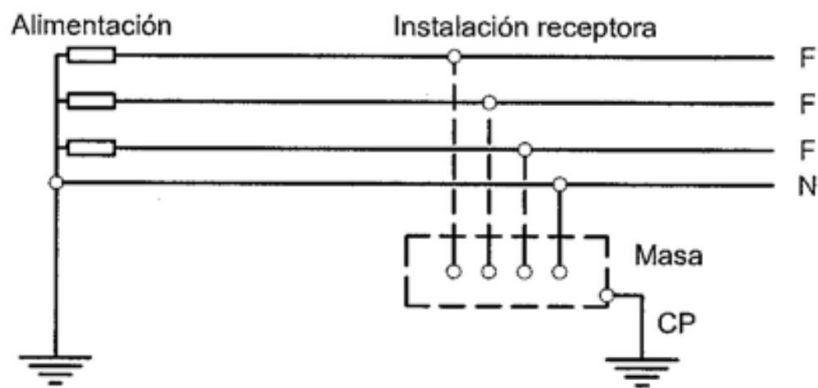


Ilustración 114. Esquema de distribución tipo TT. Fuente: ITC-BT-08.

Por otro lado, atendiendo a la Instrucción Técnica ITC-BT-18 [81], las secciones de los cables de protección se dimensionan teniendo en cuenta las secciones de los cables de la instalación que, en este caso, son los cables rojo y negro, de la corriente continua.

Se ha calculado, en este mismo apartado, que la sección del cable solar debe ser de 16 mm². Los criterios de aplicación de la ITC-BT-18 son los mostrados en la imagen 115, que corresponde a la tabla 2 de la ITC mencionada.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Ilustración 115. Relación entre las secciones de los conductores. Fuente: ITC-BT-18

Según la tabla anterior, hasta una sección de 16 mm², los conductores de protección mantienen la misma sección. Por tanto, la sección del cable de Tierra debe ser de 16 mm², igual que la del cable solar.

5.3.4.2. Cálculo de sección en corriente alterna

La salida del inversor se llevará al cuadro general del centro, que se encuentra a escasos 20 metros del punto en que se colocará el inversor, en la misma caseta. A continuación, se muestran los cálculos para dimensionar la sección de cables desde el inversor hasta el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT).

Como se ha mencionado, se va a tomar como distancia crítica, desde el inversor al cuadro, 20 metros.

El inversor seleccionado tiene una potencia nominal de 60 kW y según su ficha técnica, que ya se ha estudiado en apartados anteriores, la intensidad máxima de salida de este es de 100 A.

Para los cálculos, hay que atenerse a la normativa recogida en la Norma UNE HD 60364-5-52 [82] y al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Dado que es un sistema trifásico, se despeja de la ecuación 26 la sección, S , y se toma como 1 el factor de potencia ($\cos \theta$), resultando en la siguiente ecuación (ecuación 35):

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I}{\gamma * \Delta V_{AC}} = \frac{\sqrt{3} * 20 * 100}{56 * 400 * 0.015} = 10,31 \text{ mm}^2 \quad (\text{Ec. 35})$$

La anterior ecuación se ha utilizado en aplicación del criterio de caída de tensión, dado que es el más restrictivo. La caída de tensión, en este caso, se calcula como la tensión nominal de la red, 400 V, por la caída de tensión máxima, un 1,5%, lo que equivale, en la ecuación 35, a ΔV_{AC} .

Según los cálculos anteriores, la sección escogida debería ser superior a 10,31 mm² lo que, en sección normalizada, equivale a un cable de sección 16 mm². Sin embargo, se debe aplicar, también, el criterio de la intensidad máxima admisible.

La Instrucción Técnica ITC-BT-40 [83] refleja que los cables deben dimensionarse para una intensidad igual o superior al 125% de la máxima intensidad del generador que, en este caso, es el inversor, que produce 100 A en su salida. Por tanto, se debe elegir un cable que soporte, al menos, lo reflejado en la ecuación 36:

$$100 \text{ A} * 125\% = 100 * 1.25 = 125 \text{ A} \quad (\text{Ec. 36})$$

Para determinar el cable que soporte dicho amperaje, se acude a la Tabla C.52-1 bis de la Norma UNE-HD 60364-5-52: 2014. Se debe tener en cuenta que el cable a utilizar es cable de cobre, XLPE, a una temperatura ambiente de 40 °C y agrupados y entubados junto a la pared de la caseta, es decir, el grupo B1, definido en la norma para “conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería”.

En la siguiente imagen (116) se muestra una tabla con las intensidades máximas admisibles dependiendo de la situación, material y sección de cable, según normativa:

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2									
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC 3		PVC 2				XLPE 3					XLPE 2			
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2								
C						PVC 3			PVC 2			XLPE 3				XLPE 2		
E							PVC 3				PVC 2				XLPE 3		XLPE 2	
F									PVC 3			PVC 2		PVC 2		XLPE 3		XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm²																		
Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Alu- minio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Aislamientos termoestables (90°C)						Aislamientos termoplásticos (70°C)					
XLPE: Polietileno reticulado			EPR: Etileno-propileno			PVC: Policloruro de vinilo					

Ilustración 116. Tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014).

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Ilustración 118. Tabla 1. Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.

Fuente: ITC-BT-07.

De la imagen anterior se extrae que, para una sección de 50 mm², que es la que se va a utilizar en esta instalación, se debe usar una sección para el cable neutro de 25 mm².

Por todo ello, el cable a utilizar será un conductor de cobre tipo RZ1/RV y de 0,6/1 kV, aislamiento XLPE y libre de halógenos de 50 mm² para las fases y 25 mm² para el neutro.

Los modelos de cable que se usarán son los siguientes:

- **Para las fases: RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 50 mm²**
- **Para el neutro: H07Z1-K Type 2 (AS) de 25 mm²**

Se han elegido estos modelos por la rápida disponibilidad con que se pueden obtener, así como la relación calidad-precio que ofrecen.

Por último, se debe determinar la sección del cable de Tierra que, atendiendo a la ITC-BT-18 y según la imagen 115, para una sección del cable de conducción de fase mayor a 35 mm², **la sección del cable de Tierra debe ser la mitad de la sección del cable de fase, es decir, 25 mm²**, igual que el cable de neutro. Este cable será de las mismas características que los cables de fase o neutros, solo que en este caso será de color amarillo y verde, siguiendo así el código de colores establecido.

5.3.5. Protecciones eléctricas

Conocidas las intensidades que fluirán por el cableado, las secciones del mismo, y el resto de los equipos a utilizar, llega el momento de determinar las protecciones eléctricas que se deberán emplear en el cuadro eléctrico, tanto para la parte de corriente continua como para la de corriente alterna.

Hay que dividir en dos secciones este apartado, pues la corriente alterna lleva unas protecciones, y la continua otras.

5.3.5.1. Protecciones de corriente continua

Son aquellas que se colocan en el tramo desde los paneles hasta el inversor. En este caso colocarán únicamente fusibles como protecciones en la corriente continua. Esto es debido a que el inversor incorpora suficientes equipos de protección en su interior. Sin embargo, es importante colocar fusibles para los cables de la continua ya que, si se fundiera uno de los fusibles internos del inversor, la complejidad de cambio, así como el coste de los fusibles específicos para mantener en garantía el inversor, supondrían un coste mayor al que supone colocar fusibles en un cuadro de corriente continua, colocado aguas arriba del inversor (antes de llegar a él).

Para el dimensionado de los fusibles, será de aplicación la Instrucción Técnica ITC-BT-22 y la Norma Europea IEC 60269-6 [84], que regula el uso de fusibles en instalaciones eléctricas de Baja Tensión.

Aplicando la normativa mencionada, los fusibles que se usarán cumplirán las siguientes condiciones:

$$1) \quad I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (\text{Ec. 37})$$

$$2) \quad I_f \leq 1,45 * I_Z \quad (\text{Ec. 38})$$

Donde:

I_B es la corriente que circula por el cable que se quiere proteger. En este caso ya se conoce, y es de 21,86 A por cada uno.

I_N es el calibre de la protección, lo que se desea conocer. En este caso es el amperaje de los fusibles que se quieren utilizar.

I_Z es la corriente máxima admisible por el conductor que se desea proteger. El modelo utilizado es el SOLFLEX H1Z2Z2-K1X16, por lo que se debe estudiar la intensidad máxima admisible de este cable (imagen 119).

I_f es la corriente que garantiza que las protecciones sean efectivas. Se aplicará la Norma UNE-EN 60269-6, que indica que el valor de esta corriente se debe sobredimensionar un 60% para total seguridad. Por tanto: $I_f = 1,6 * I_N$

Código	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máxima del conductor a 20 °C en CC	Intensidad máxima admisible. Un único cable al aire libre (1)	Intensidad máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie (1)
	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	Ω / km	A	A
82110101-50	1 x 1,5	0,7	0,8	4,5	28	13,7	30	29
82110102-50	1 x 2,5	0,7	0,8	5,1	39	8,21	41	39
82110100040	1 x 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09	55	52
82110100060	1 x 6	0,7	0,8	6,3	74	3,39	70	67
82110100100	1 x 10	0,7	0,8	7,3	117	1,95	98	93
82110100160	1 x 16	0,7	0,9	8,6	175	1,24	132	125
82110100250	1 x 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795	176	167
82110100350	1 x 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565	218	207

Ilustración 119. Intensidad máxima admisible del conductor de CC. Fuente: ficha técnica. [85]

En la imagen anterior, sacada de la ficha técnica del fabricante del conductor, se muestra que, para un conductor dispuesto sobre una superficie, como es el caso, dado que el cable irá sobre bandeja metálica en algunos tramos, y entubado en otros, la intensidad máxima admisible por el cable es de 125 A, lo que corresponde con I_Z .

Aplicando las condiciones dadas, se llega al calibre de los fusibles necesarios:

$$1) I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 21,86 \leq I_N \leq 125 A \quad (\text{Ec. 39})$$

$$2) I_f \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * I_N \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * I_N \leq 1,45 * 125 \rightarrow I_N \leq 113,28 A \quad (\text{Ec. 40})$$

Se deduce, por tanto, que los fusibles no deben superar los 113,28 A y deben ser de un calibre superior a 21,86 A. Entre estas cifras, se escoge el calibre de fusible normalizado inmediatamente superior a la intensidad mínima a superar, que es 21,86 A. En este caso, se escogerán fusibles de 25 A, que son suficientes para soportar sobre intensidades en el tramo de continua ya que, como máximo, la corriente que pasará por ellos es de 21,86 A.

El modelo que se utilizará será el siguiente:

1000VDC 10x38 gPV 25A HP10M25 de la marca MERSEN, con referencia: D1023825, acompañados de los portafusibles: 8x32 Base portafusibles compacta PMC, de la marca DF Electric, con referencia 483500.

5.3.5.2. Protecciones de corriente alterna

Son todos aquellos elementos que se colocan en el tramo de corriente alterna, desde el inversor hasta el cuadro general del cliente. En caso de instalaciones fotovoltaicas, por normativa, se exigen ciertos equipos, que son los siguientes: descargador de sobretensiones permanentes y transitorias, o Tipo II, interruptor magnetotérmico de curva C e interruptor diferencial, ya sea clase A o superinmunizado, de 30 o 300 mA.

Los descargadores de sobretensiones son los equipos encargados de proteger a la instalación, y los consumos del emplazamiento frente a descargas atmosféricas, es decir, hace la función de pararrayos. Asimismo, se encargan de proteger al resto de la instalación cuando hay un sobre pico en la misma, cortando el suministro eléctrico. Las subidas de tensión ajenas a la instalación se denominan sobretensiones transitorias, mientras que las subidas internas, se denominan sobretensiones permanentes.

Como el inversor de Huawei escogido ya incorpora descargadores en su interior (imagen 120), tan solo es necesario dimensionar las protecciones eléctricas esenciales: magnetotérmico y diferencial, que se estudian a continuación.

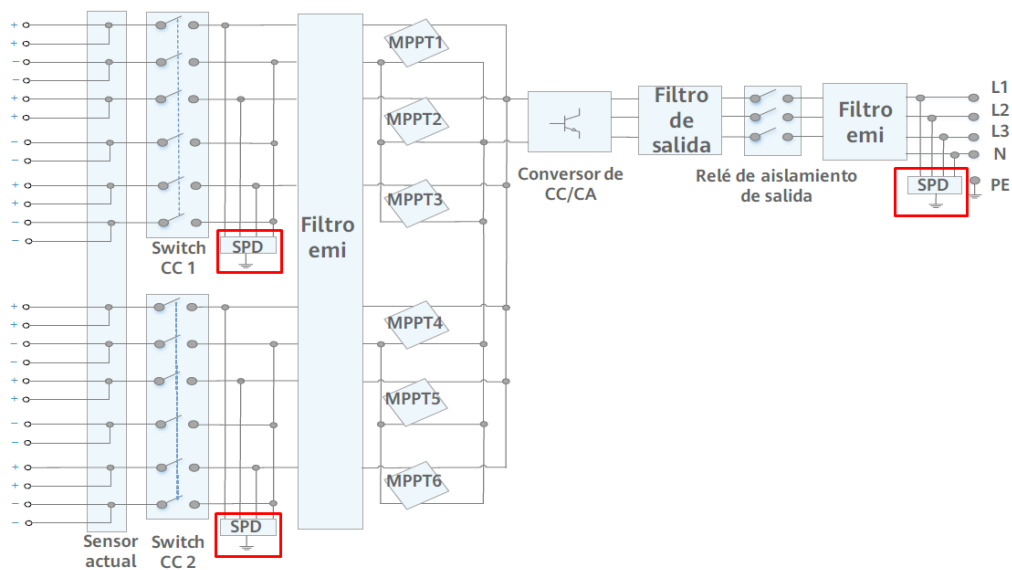


Ilustración 120. Descargadores de sobretensiones (SPD) dentro del inversor. Fuente: Huawei.

- **Interruptor magnetotérmico:**

Es el interruptor general de la planta fotovoltaica, alimenta al inversor y protege a los equipos a él conectados. Para su dimensionado se aplicarán las mismas condiciones que se han utilizado para el dimensionado de los fusibles en el tramo de corriente continua, es decir:

$$1) I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (\text{Ec. 41})$$

$$2) I_f \leq 1,45 * I_Z \quad (\text{Ec. 42})$$

En este caso, I_B es la intensidad de salida del inversor, que ya es conocida y equivale a 100 A. Este valor se obtiene de la ficha técnica del fabricante, ya estudiada en apartados anteriores.

I_N es el calibre del interruptor magnetotérmico, que es lo que se desea determinar en este apartado.

I_Z es la corriente máxima admisible de cable de fase. En el modelo escogido, este valor es de 151 A, según lo obtenido en el apartado 5.3.4.2. de esta memoria.

Con todos estos valores, se procede a determinar el calibre del magnetotérmico:

$$1) I_B \leq I_N \leq I_Z \rightarrow 100 \leq I_N \leq 151 A \quad (\text{Ec. 43})$$

$$2) I_f \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * I_N \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * I_N \leq 1,45 * 151 \rightarrow I_N \leq 136,84 A \quad (\text{Ec. 44})$$

Por lo tanto, el magnetotérmico debe ser superior a 100 A, e inferior a 136,84 A. Si se estudian las opciones normalizadas posibles en el mercado, se determina que el magnetotérmico necesario es un Interruptor Magnetotérmico de 125 A, Curva C.

El modelo concreto es el Interruptor magnetotérmico; Acti9 C120N; 4P; 125 A; curva C; 10000 A/10 kA, de la marca Schneider Electric, con referencia A9N18376.

- **Interruptor diferencial:**

Protege a las personas o usuarios cercanos a la instalación eléctrica de descargas por posibles contactos tanto directos como indirectos. Asimismo, protegerá la instalación, pues es el encargado de saltar cuando detecta corrientes de fuga anómalas.

Al no tratarse de una instalación doméstica, sino que es una instalación de tipo industrial, siguiendo la norma ITC-BT-40 y el Manual Técnico de Distribución, MT 3.53.01, de mayo de 2021 [86], la intensidad diferencial residual del interruptor en cuestión podrá ser, como máximo, de 300 mA (es la sensibilidad de la protección frente a la fuga a tierra). Por otro lado, para el dimensionado del mismo, se deberán seguir las siguientes condiciones:

$$1) I_N(I Dif) \geq I_N (I Magnetotérmico)$$

Como el calibre del magnetotérmico es de 125 A, un diferencial de 125 A sería suficiente.

$$2) PdC (I Dif) \geq PdC (I Magnetotérmico)$$

Lo cual hace referencia al poder de corte de las protecciones que, en el caso del magnetotérmico escogido, es de 10 kA.

Por tanto, se determina que un interruptor diferencial de 125 A, 300 mA, Clase A, es suficiente para la protección en esta instalación.

El modelo concreto que se utilizará es el Interruptor Diferencial clase A, Superinmunizado, 4P, 300mA 125 A, de la marca Revalco, con referencia RV31A4125300.

5.3.6. Equipos de monitorización y medición

Para finalizar con el apartado de la memoria constructiva, se proceden a explicar los equipos de medición y comunicación que se emplearán en esta instalación. Se trata de aquellos equipos utilizados en las instalaciones fotovoltaicas para poder hacer un seguimiento exhaustivo del comportamiento de la planta fotovoltaica.

Estos equipos facilitan datos sobre la producción de los paneles, consumo del emplazamiento, y vertido de excedentes (en aquellos casos en los que lo hay). También facilitan información más detallada como, por ejemplo, la potencia de cada fase (activa y reactiva), el amperaje que circula por cada string, la tensión de cada bloque de paneles, etc.

Todos estos datos son comunicados vía internet en tiempo real, por lo que se puede hacer un seguimiento de calidad a cualquier instalación, siempre que esta esté conectada correctamente a internet.

En instalaciones residenciales, e industriales de menor tamaño, se podrían utilizar, por ejemplo, los medidores de Huawei, dado que son muy conocidos y tienen una buena relación calidad-precio.

En el caso de esta instalación, por ser una instalación industrial, donde la corriente de entrada del centro es de, aproximadamente, 400 A, los medidores de Huawei, u otros equipos de medición estándar, se quedan cortos para poder medir los valores de la instalación, al ser de una potencia superior a la permitida por ellos.

Los medidores de Huawei son dos: Huawei Smart Power Sensor DDSU666-H (para instalaciones monofásicas) y Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H (para instalaciones trifásicas). Ambos medidores llevan unas pinzas toroidales que se colocan en el punto frontera de la acometida general eléctrica del centro en cuestión.

Estos toroidales se encargan de medir el consumo del centro, dado que la producción es un valor que ya recoge el propio inversor. Conociendo consumo y producción en todo momento, se puede conocer el aprovechamiento energético real, de la planta, así como, si la hubiera, la cantidad de energía exportada a la red (en caso de instalaciones con vertido a red).

Como ya se ha comentado, en esta instalación no se van a utilizar los medidores de Huawei, sino que se empleará el analizador de energía Carlo Gavazzi EM530, en combinación con el SmartLogger 3000A, de la marca Huawei.

En primer lugar, el SmartLogger es un registrador de datos necesario para la monitorización y gestión de los inversores Huawei de elevada potencia de la familia KTL (como lo es el 60KTL utilizado en esta planta) y en la gama trifásica para poder obtener el certificado de inyección cero.

Este dispositivo se hace necesario dado que la gama de inversores a partir de los modelos de 30kW no llevan webserver interno y el Huawei Smart Logger 3000A es el

complemento para poder comunicar con el portal del fabricante los datos que registra el inversor o realizar varias configuraciones tales como la conexión en paralelo y el vertido 0. Como ya se conoce, en esta instalación no hay vertido a red, por lo que es necesario poder habilitar el sistema de inyección 0. [87]

El SmartLogger también se emplea para conectar varios inversores en paralelo, o cascada, pudiendo conectar un máximo de 80 inversores entre, convirtiéndolo en un equipo indispensable en algunas instalaciones de mayor potencia.

La función del SmartLogger (imagen 121) es la de proveer al inversor de conexión a internet, dado que es él el que se conecta a la red, ya sea con una tarjeta de datos (SIM) o por cable Ethernet.



Ilustración 121. SmartLogger 3000A [88]

Por otro lado, quien envía los datos al SmartLogger para que este los interprete, será el analizador de energía Carlo Gavazzi EM530 (imagen 122), un equipo de medición universal preparado para su montaje en carril DIN que brinda de una gran cantidad de datos sobre la energía consumida, producida, etc. Entre su rango de aplicación, es útil para tanto sistemas trifásicos con y sin neutro, como para sistemas bifásicos.

Este equipo debe configurarse con el software especializado de Carlo Gavazzi, que es el UCS (software de configuración universal), disponible tanto para ordenadores como para dispositivos móviles.



Ilustración 122. Carlo Gavazzi EM530. [89]

Este dispositivo requiere de tres transformadores de corriente toroidales (en este caso concreto de 400/5 A para primario y secundario) así como un adaptador USB-RS485 para su configuración.

Los toroidales pueden ser, por ejemplo, los Mini transformadores de núcleo abierto TA36P (imagen 123), de la marca SACI. Que disponen de una amplitud de 36 mm de diámetro, suficientes para los cables de sección de entrada de la instalación eléctrica del centro.



Ilustración 123. Toroidales TA36P. [90]

Los tres transformadores toroidales se colocan en el punto frontera entre la instalación y la red de distribución eléctrica, es decir, en las tres fases existentes aguas abajo del interruptor general del centro, apuntando siempre hacia los consumos del emplazamiento. Se muestra en la imagen 124.

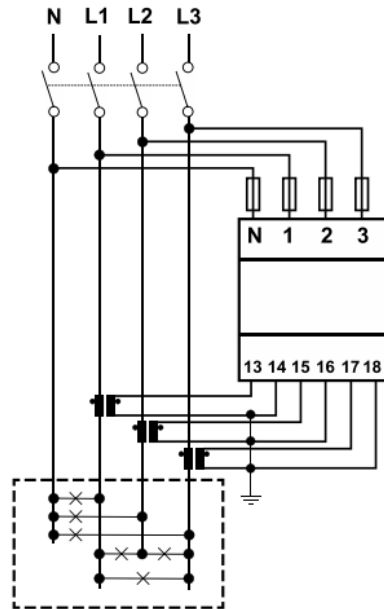


Ilustración 124. Diagrama de conexión EM530. Colocación de transformadores toroidales para redes trifásicas con neutro. Fuente: Carlo Gavazzi.

Por último, se agrega alguna imagen que pueda ayudar a comprender el funcionamiento del software UCS. Para el caso de esta instalación, dado que no hay más que un inversor conectado, tan solo se deberá modificar la relación de transformación de los toroidales dentro del programa, ajustándolos a una intensidad de 400 A en el bobinado primario, y 5 A en el secundario. Todo ello se puede hacer dentro de UCS, abriendo un nuevo proyecto y configurando el modelo concreto del medidor que, en este caso es el Carlo Gavazzi EM530 (imagen 125):

Electrical system 3-phase and neutral ▾

Current transformer ratio

Primary A

Secondary A

Ratio: 80.0

Voltage transformer ratio

Primary V

Secondary V

Ratio: 1.0

Ilustración 125. Configuración UCS.

En resumen, el SmartLogger se comporta como una centralita de datos que se conecta a internet y en él convergen los datos aportados tanto por el inversor como por el medidor de energía. El SmartLogger es necesario para crear la planta de Fusion Solar, que es la plataforma web de Huawei que permite realizar el seguimiento de la instalación (imagen 126). [91]

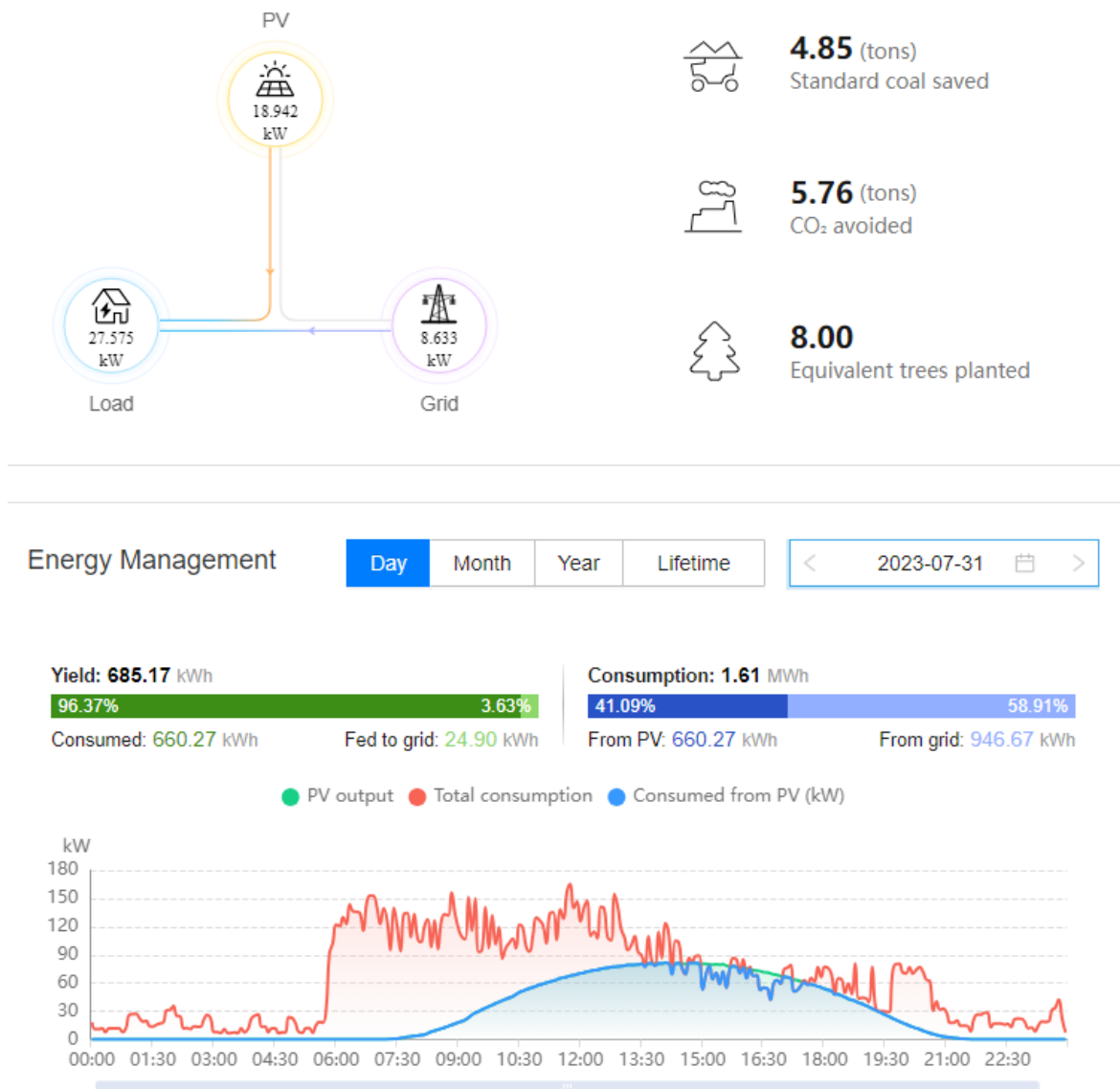


Ilustración 126. Ejemplo de planta de Fusion Solar de una instalación anónima. Fuente: Fusion Solar Web App.

En la imagen anterior se recogen los datos de una instalación, ajena a este proyecto pero que sirve de ejemplo para mostrar el funcionamiento de la planta de Fusion Solar.

Se pueden observar los datos de consumo, producción e inyección a red, o importación de esta (cuando la producción no satisface toda la demanda del centro).

En la misma imagen, abajo, se observa la gráfica diaria, donde se ven los consumos del lugar, y la curva de producción, que es una curva casi perfecta, pues se comienza a producir por la mañana, aumenta la producción hasta las horas centrales, y disminuye hasta ser cero, en la noche. Por otro lado, los consumos son independientes de la producción. En este ejemplo, el centro consume más por la mañana que por la tarde.

6. Presupuesto desglosado

El presupuesto de la instalación es un artículo de propósito comercial. Se dividirá por partidas para poder diferenciar las distintas partes de las que se compone la instalación, que no es únicamente la compra del material y la puesta en marcha.

Capítulo 1: Suministro de equipos, estructura y resto de material

Módulos fotovoltaicos: 196 unidades (JA SOLAR JAM60S20 380W Monocristalino)	10.239,21 €
Inversor: HUAWEI SUN2000 60KTL-M0	6.257,30 €
Estructura	2.275,38 €
Logística	1.706,54 €

Capítulo 2: Ejecución de obra

Ejecución de la instalación	21.047,27 €
-----------------------------	-------------

Capítulo 3: Redacción de proyecto y trámites administrativos

Memoria técnica	5.916,00 €
Presentación de documentación	1.478,99 €

Capítulo 4: Dirección facultativa

Dirección de obra	3.413,07 €
-------------------	------------

Capítulo 5: Sistemas de gestión

Sistemas de gestión	2.844,23 €
---------------------	------------

Capítulo 6: Coordinador de seguridad y salud

Elaboración de PSS (Proyecto de Seguridad y Salud)	1.365,23 €
Coordinador de Seguridad y Salud	341,31 €

Mediciones y presupuesto

Se trata de un desglose y valoración económica de las partidas del presupuesto de la obra, normalizada y homologada, con los precios actualizados al mercado:

Tabla 13. Resumen del PEM.

Concepto	Precio
Presupuesto de ejecución material	48.920,69 €
Gastos generales	7.963,84 €
Coste total de ejecución del proyecto (sin IVA)	56.884,53 €
Coste total de ejecución del proyecto (con IVA, 21%)	68.830,28 €

Por tanto, el PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL del presente proyecto asciende a 48.920,69 € (CUARENTA Y OCHO MIL NOVECIENTOS VEINTE EUROS CON SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS), sin incluir el IVA.

7. Resumen y conclusiones

La energía solar fotovoltaica ha sufrido un importante crecimiento a lo largo de los últimos años, principalmente debido a la inminente transición energética que la sociedad está experimentando y que cada día va a más. En adición, se encuentran también los efectos del cambio climático y la tendencia a emplear métodos de obtención de energía de fuentes ecológicas.

El proyecto descrito hasta el momento es útil como una guía de autoconsumo, en la que, tras su lectura, se pueden comprender los aspectos fundamentales de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, en este caso, conectada a red y sin vertido de excedentes.

Para la elaboración de esta memoria, ha sido necesario recopilar información de diversas fuentes y, entre otras, se ha empleado mucha documentación facilitada en el BOE, en el Código Técnico de la Edificación (incluyendo sus derivados y anexos), Código Electrotécnico, así como resto de normativa de aplicación en España para instalaciones eléctricas de Baja Tensión. Por todo ello, se extrae en que, actualmente, se tiene una normativa muy extensa, capaz de llegar a cualquier tipología de instalación eléctrica.

Además de legislación y normativa, se exponen todos los aspectos necesarios, tanto eléctricos, como mecánicos para poder llevar a cabo una instalación de esta envergadura. Se han estudiado las posibilidades existentes y se ha seleccionado aquella opción que, maximizando la producción, no produzca demasiado excedente, puesto que no hay vertido a red en esta instalación.

Se muestra el marco económico de los principales equipos a instalar, eligiendo aquellos que dan la mejor eficiencia por un precio asequible.

Por último, se muestran detalles técnicos, planos, esquemas eléctricos, etc., que muestran cómo se debe llevar a cabo la instalación.

Es importante mencionar, también, que para la elaboración del proyecto y, como se ha mostrado en los capítulos correspondientes, se ha analizado a fondo cada detalle, de manera que la ubicación de los paneles sea óptima, así como su orientación, siempre sin incurrir en peligros a nivel estructural, e integrando la instalación completamente con el entorno y a nivel arquitectónico y estético, haciendo que la misma no resalte por encima los propios elementos de la naturaleza, o los ya existentes.

8. Bibliografía

Sánchez Molina, Pilar (15 de julio de 2020). España: récord histórico de nueva capacidad, mercado líder europeo y 6.º a nivel mundial en 2019. PV Magazine. <https://www.pv-magazine.es/2020/07/15/espana-record-historico-de-nueva-capacidad-mercado-lider-europeo-y-6-o-a-nivel-mundial-en-2019/>. Visitado el 20 de septiembre de 2023.

Unión Española Fotovoltaica (UNEF) (s.f.). Recursos e informes. <https://www.unef.es/es/recursos-informes?idMultimediaCategoria=18&>. Visitado el 20 de septiembre de 2023.

Ipsom (7 de marzo de 2022). La energía solar en España se triplica en tan solo tres años. <https://www.ipsom.com/2022/03/la-energia-solar-en-espana-se-triplica-en-tan-solo-tres-anos/>. Visitado el 20 de septiembre de 2023.

Sánchez Molina, Pilar (15 de julio de 2021). España instaló 3.408 MW en 2020, su segundo mejor año histórico. PV Magazine. <https://www.pv-magazine.es/2021/07/15/espana-instalo-3-408-mw-en-2020-su-segundo-mejor-ano-historico/>. Visitado el 20 de septiembre de 2023.

Unión Española Fotovoltaica (UNEF) (s.f.). Recursos e informes. <https://www.unef.es/es/recursos-informes?idMultimediaCategoria=18&>. Visitado el 20 de septiembre de 2023.

ESEficiencia (27 de enero de 2023). En 2022 se instalaron 2.507 MW de nueva potencia fotovoltaica para autoconsumo en España. <https://www.eseficiencia.es/2023/01/27/2022-instalaron-2507-mw-nueva-potencia-fotovoltaica-autoconsumo-espana>. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

El Periódico de la Energía (14 de febrero de 2023). La potencia instalada de energía solar en suelo aumentó en 3.712 MW en 2022. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-potencia-instalada-energia-solar-suelo-aumento-3-712-mw-2022/>. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

Navarro Soler, Laura (15 de mayo de 2022). Los costes para producir energía renovable se encarecen por primera vez desde 2010. Newtral. <https://www.newtral.es/costes-producir-renovables/20220515/>. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

Smart Grids Info (20 de julio de 2022). Mejora de la competitividad de las energías renovables, cuyos costes continuaron disminuyendo en 2021. <https://www.smartgridsinfo.es/2022/07/20/mejora-competitividad-energias-renovables-cuyos-costes-continuaron-disminuyendo-2021>. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

Review Energy (18 de octubre de 2022). La energía solar ha evitado la emisión de 11 millones de toneladas de CO2 en España. <https://www.review-energy.com/solar/la-energia-solar-ha-evitado-la-emision-de-11-millones-de-toneladas-de-co2-en-espana>. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

Consumo Responde. Agencia Andaluza de la energía (s.f.). Las energías renovables: características y tipos. https://www.consumoresponde.es/art%C3%ADculos/las_energias_renovables_caracteristicas_y_tipos. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

Repsol (s.f.). Qué es la biomasa y por qué es importante. Convertir nuestros residuos en energía sostenible. https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/biomasa/index.cshtml?gclid=Cj0KCQiA9YugBhCZARIsAACXxeK69YYSuuWlfZoyQW8GebYikDaa-a8l2mUp1r7P84AogOrc43ln1w0aAjaYEALw_wcB. Visitado el 21 de septiembre de 2023.

Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Industria, Energía y Minas (s.f.). Biocarburantes. <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/energias-renovables/biocarburantes>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Rodríguez, Mariela (septiembre de 2017). Ciclo de producción del biodiesel. ResearchGate. https://www.researchgate.net/figure/Figura-21-Ciclo-de-produccion-del-biodiesel-Los-costos-de-produccion-asociados-a-este_fig1_320838906. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Repsol (s.f.). La energía geotérmica. Aprovechando el calor de la Tierra. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-geotermica/index.cshtml>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Geotermia Vertical (s.f.). ¿Qué es la energía geotérmica? <https://www.geotermiavertical.es/energia-geotermica/>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Iberdrola (s.f.). ¿Qué es la energía hidroeléctrica? <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-hidroelectrica>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Seguí, Pau (s.f.). Energía marina: Qué es, tipos, ventajas y desventajas. Ovacen. <https://ovacen.com/energia-marina/>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Barrameda (s.f.). ¿Qué es la energía de las mareas? <https://www.barrameda.com.ar/articulos/que-es-la-energia-de-las-mareas/>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Cambio energético (11 de junio de 2019). Energía solar térmica: ¿merece la pena? <https://www.cambioenergetico.com/blog/energia-solar-vs-termica/>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) (s.f.). Solar termoeléctrica. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-termoelectrica>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Martí, Anna (18 de septiembre de 2017). Dubái ahora quiere batir récord de altura con una torre solar de 260 metros y una producción de 5.000 MW en 2030. Xataka. <https://www.xataka.com/energia/dubai-ahora-quiere-batir-record-de-altura-con-una-torre-solar-de-260-metros-y-una-produccion-de-5-000-mw-en-2030>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Iberdrola (s.f.). Funcionamiento energía solar fotovoltaica ¿Cómo funcionan las plantas fotovoltaicas? <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Helioesfera (2 de febrero de 2023). Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico. <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Wikipedia (s.f.). Irradiancia. <https://es.wikipedia.org/wiki/Irradiancia>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

26. <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>

Rodríguez, Ernesto (s.f.). ¿Qué es el efecto fotoeléctrico? Areatecnología. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Helioesfera (2 de febrero de 2023). Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico. <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>. Visitado el 23 de septiembre de 2023.

Olmo, M; Nave, R (s.f.). Semiconductores. El Dopado de Semiconductores. Hyper Physics. <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Solids/dope.html>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Universidad de Jaén (s.f.). La célula solar. http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Mártel, Ignacio (30 de noviembre de 2015). La energía solar fotovoltaica, en la vanguardia frente al cambio climático. Público. <https://blogs.pUBLICO.es/ignacio-martel/2015/11/30/la-energia-solar-fotovoltaica-en-la-vanguardia-frente-al-cambio-climatico/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Planas, Oriol (25 de febrero de 2016). Partes de un panel solar, componentes y estructura. Solar-Energía. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/estructura-de-un-panel-fotovoltaico>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Eco Green Energy (11 de noviembre de 2019). ¿Qué es el EVA? <https://www.eco-greenenergy.com/es/que-es-el-eva/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Santos Pérez, Lorena (s.f.). Cómo orientar los paneles solares. Atersa. <https://atersa.shop/como-orientar-paneles-solares/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Mppt Solar (s.f.). Orientación e inclinación de los paneles solares. <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Pérez, Borja (8 de febrero de 2022). Sombras en los paneles solares. Academia Energía Solar (YouTube). <https://www.youtube.com/watch?v=sKJhDbDQ7g>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Electrónica Thido (s.f.). Diodo de switcheo rápido, 100 V, 300 mA. <https://www.electronicathido.com/detallesProducto.php?id=YzRnY0tTbHJmSTNGOUtEdDdxZm5pUT09>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Sunergia (12 de noviembre de 2021). ¿Cómo funciona el diodo bypass a nivel de célula en un panel solar fotovoltaico? <https://sunergia.com.br/blog/como-funciona-o-diodo-de-bypass-em-nivel-de-celula-em-um-painel-solar-fotovoltaico/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Voltacon Solar (28 de noviembre de 2020). Advantages of Half Cut Cells Photovoltaic Solar Panels. <https://voltaconsolar.com/blog/2020/11/28/advantages-of-half-cut-cells-photovoltaic-solar-panels/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Inversolar (s.f.). Ventajas de los módulos de célula partida. <https://inversolar.es/ventajas-de-los-modulos-de-celula-partida/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Esteve, Robert (20 de noviembre de 2020). Ventajas de las medias celdas solares o “half-cell”. Direnergy. <https://www.direnergy.net/index.php/blog/placas-solares-media-celda/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Cambio Energético (9 de marzo de 2021). ¿Cómo afectan los días nublados a las placas solares? <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-dias-nublados/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

WeatherSpark (informe generado) (25 de septiembre de 2023). Climate and Average Weather Year Round in Las Cabezas de San Juan. <https://weatherspark.com/y/34106/Average-Weather-in-Las-Cabezas-de-San-Juan-Spain-Year-Round#Sections-Clouds>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Agencia Estatal. Boletín Oficial del Estado (s.f.). Diarios oficiales. <https://www.boe.es/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Departamento solar del IDAE (octubre de 2020). Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo. IDAE. https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Tarifas Gas Luz (s.f.). Cómo localizar el CUPS de la instalación de la luz y el gas. <https://tarifasgasluz.com/faq/cups#que-es-cups>. Recuperado el 11 de agosto de 2023. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Arrozua (s.f.). ¿Cuál es el ciclo del cultivo del arroz? <https://www.arrozua.com/ciclo-del-cultivo-del-arroz/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Endesa (10 de marzo de 2022). ¿Cuáles son los horarios de la luz? <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/horarios-luz-valle-punta-llano>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Villasur, Sofía (s.f.). Nueva tarifa eléctrica 3.1A ¿Para quién está pensada? Roams Energía. <https://energia.roams.es/luz/tarifa-3-1-a/>. Recuperado el 1 de septiembre de 2023. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Endef (s.f.). Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas: ¿Cómo encontrar mi instalación ideal? <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Mateo, Jaime (7 de enero de 2022). Sistemas de anti vertido fotovoltaico. Powen. <https://powen.es/sistemas-antivertido-fotovoltaico/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

AutoSolar (s.f.) Diferencias entre silicio monocristalino y policristalino. <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Cordero, Raúl Germán (s.f.). Monocristalino o Policristalino: Diferencias, pros y contras. SunFields Europe. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/monocristalino-vs-policristalino-diferencias-pros-y-contras/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Bustos, Jesús (16 de febrero de 2022). ¿Cuáles son las mejores marcas de paneles solares en 2022? Estos son los más comprados. Ecoled Desarrollos S.L. (E4e soluciones). <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/mejores-marcas-paneles-solares-2022>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Tienda Solar (s.f.). Panel solar JA Solar 460Wp Mono PERC. <https://tienda-solar.es/es/paneles-solares/1072-panel-solar-ja-solar-460wp-mono-perc>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Alonso, Lorenzo, José Alfonso (s.f.). ¿Qué es y cómo funciona un inversor fotovoltaico? SunFields Europe. <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Unisalia (s.f.) Cómo Funciona un Inversor de CC a CA. <https://unisalia.com/como-funciona-un-inversor-de-cc-a-ca/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Departamento solar del IDAE (julio de 2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Sunfer (mayo de 2021). Lastres para estructuras triangulares en fotovoltaica. <https://sunferenergy.com/wp-content/uploads/Lastres-11V.pdf>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Sunfer (s.f.). Catálogo de estructuras para instalaciones fotovoltaicas. <https://sunferenergy.com/catalogo/>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (febrero de 2009). Guía Técnica de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. https://industria.gob.es/CalidadIndustrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_19_feb09R2.pdf. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Wikipedia (s.f.) Interruptor diferencial. https://es.wikipedia.org/wiki/Interruptor_diferencial. Recuperado el 19 de julio de 2023. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Rojas, Jesús (2 de noviembre de 2019). Funcionamiento de un Interruptor Diferencial. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=wyl0KFf0R2I>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Rojas, Jesús (5 de octubre de 2019). Funcionamiento de un Magnetotérmico. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=YhIWLFibSjQ>. Visitado el 25 de septiembre de 2023.

Departamento solar del IDAE (julio de 2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Agencia Estatal. Boletín Oficial del Estado (8 de diciembre de 2011). Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Guijarro Ruíz, Cecilia (s.f.). ¿Cuál es el número de horas solares anuales en España por provincia? Selectra. <https://selectra.es/autoconsumo/info/provincias>. Recuperado el 7 de agosto de 2023. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

European Commission (s.f.). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/. Recuperado el 1 de marzo de 2023. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Tienda Eléctrica Virtual (s.f.). Interruptor Automático EasyPact 400 A. <https://www.tiendaelectricavirtual.com/producto/interruptor-automatico-easypact-cvs400f-tmd-280-400-a-3p3d-lv540306/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

ECOLEDESARROLLOS S.L. (E4e Soluciones) (23 de marzo de 2022). ¿Cuáles son las marcas de inversores solares más compradas en 2022 según sus aplicaciones? <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/mejores-marcas-inversores-solares-2022-segun-aplicaciones-los-mas-comprados>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

AC Fotovoltaica (7 de julio de 2021). ¿En Qué Consiste El Seguimiento Del Punto De Máxima Potencia: MPPT? <https://acfotovoltaica.es/punto-maximo-de-potencia-mppt/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Huawei (s.f.). Smart String Inverter. Three Phase Inverter SUN2000-60KTL-M0. <https://solar.huawei.com/-/media/Solar/attachment/pdf/es/datasheet/SUN2000-60KTL-M0.pdf>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Solis (s.f.). Smart String Inverter. Three Phase Inverter S5-GC(50-60)K. https://www.ginlong.com/solarinverter12/50_60k_s5_en.html. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Fronius (s.f.). Inversor de cadena trifásico. Fronius Tauro 50-3-P. <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro/tauro-50-3-p>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

IBC Solar (s.f.). Inversor de cadena trifásico. Sungrow SG50CX-P2. https://shop.abc-solar.de/products/es/shop/PV/inversores/sungrow_inversores/Sungrow-SG50CX-P2/?card=45203. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Huawei (27 de marzo de 2023). Manual del usuario del SUN2000-(50KTL, 60KTL, 65KTL)-M0. <https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100031301>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Novotegra (s.f.). Cubierta metálica trapezoidal. Sistema de sujeción vertical. <https://www.novotegra.com/es/sistemas-de-montaje/cubierta-de-chapa-trapezoidal/sistema-de-sujecion-vertical>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Vico Export (s.f.). Soporte coplanar microrail con fijación a chapa metálica, disposición Vertical 05.1V. <https://www.vicoexport.com/producto/soporte-coplanar-microrail-con-fijacion-a-chapa-metalica-disposicion-vertical-05-1v/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Ministerio de Ciencia y Tecnología (s.f.). ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión. http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_07.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Ministerio de Ciencia y Tecnología (s.f.). ITC-BT-08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica. http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_08.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

PLC Madrid (s.f.). ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra. <https://www.plcmadrid.es/wp-content/uploads/rebt/itc18/ITC-BT-18.pdf>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Asociación Española de Normalización: UNE (2014). Tabla B.52-1 (UNE-HD 30364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia. https://www.tuveras.com/reglamentos/UNE-HD_60364-5-52_2014.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Ministerio de Ciencia y Tecnología (s.f.). Instalaciones generadoras de Baja Tensión. http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_40.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

International Electrotechnical Commission (septiembre de 2010). International Standard. <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/17505/fed79a65cdfa4157a68b2c4224041f15/IEC-60269-6-2010.pdf>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Cables Miguélez (s.f.). Cable Solflex (cable solar) (H1Z2Z2-K). <https://www.miguelez.com/descargas/productos/SOLFLEX%20ES.pdf>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Iberdrola Distribución Eléctrica (mayo de 2021). Condiciones Técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-DE. Redes Eléctricas Inteligentes. https://apeme.es/system/files/descargas/2021/06/condiciones-tecnicas-instalaciones-produccion-electrica-conectadas-a-la-red-i-de_3.53.01.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Bet Solar (s.f.). Todo lo que necesitas saber sobre el Huawei Smart Logger 3000A. <https://betsolar.es/todo-lo-que-necesitas-saber-sobre-el-huawei-smart-logger-3000a/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

AutoSolar (s.f.). Ficha técnica del SmartLogger 3000A. <https://cdn.autosolar.es/pdf/SmartLogger3000A.pdf>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Carlo Gavazzi (16 de noviembre de 2022). Ficha técnica del Carlo Gavazzi EM530. https://www.gavazziautomation.com/images/PIM/MANUALS/ESP/EM500_IM_USE_ES.pdf. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

SACI (s.f.). Mini Transformadores de núcleo abierto TA_P. <https://www.saci.es/producto/mini-transformadores-nucleo-abierto-ta-p-esp/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Huawei (s.f.). Fusion Solar Web App. <https://eu5.fusionsolar.huawei.com/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Autodesk (s.f.). AutoCAD. Software de dibujo CAD 2D y 3D. <https://www.autodesk.es/products/autocad/overview>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

SolarEdge (s.f.). Software de diseño de instalaciones fotovoltaicas. <https://designer.solaredge.com/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

Photovoltaic Software PVSyst (s.f.). Software de diseño de instalaciones fotovoltaicas a gran escala. <https://www.pvsyst.com/>. Visitado el 26 de septiembre de 2023.

ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS

En las siguientes páginas se muestran las fichas técnicas del fabricante de todos los equipos y componentes que se utilizarán para la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica proyectada.

Harvest the Sunshine



390W MBB Half-Cell Module JAM60S20 365-390/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

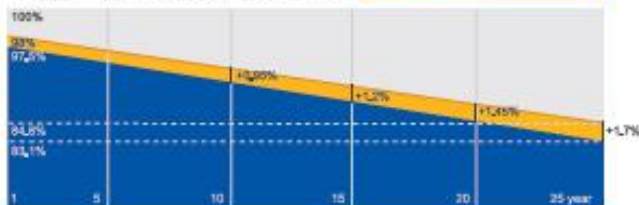


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



JASOLAR

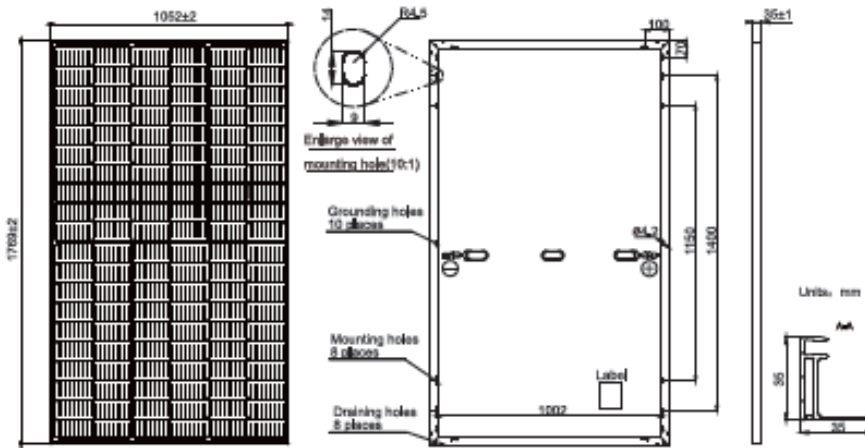
www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Cell	Mono
Weight	20.5kg±3%
Dimensions	1789±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) ,12 AWG(UL)
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4,10(1000V) QC 4,10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1000mm(+)/1000mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 806pcs/40ft Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	365	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.13	41.30	41.45	41.62	41.78	41.94
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	33.96	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93	10.99	11.04
Module Efficiency [%]	19.6	19.9	20.2	20.4	20.7	21.0
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°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 modules types.

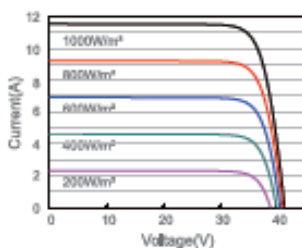
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

OPERATING CONDITIONS

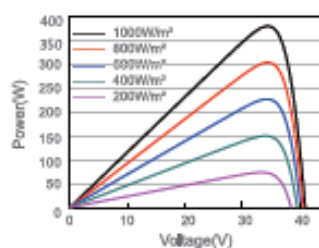
TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR		
Rated Max Power(Pmax) [W]	276	280	284	287	291	295	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38,41	38,65	38,89	39,14	39,38	39,63	Operating Temperature	-40°C→+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32,05	32,30	32,55	32,72	32,96	33,20	Maximum Series Fuse Rating	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35	9.40	Maximum Static Load,Front	5400Pa (112 lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	8,61	8,66	8,71	8,78	8,83	8,88	Maximum Static Load,Back	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

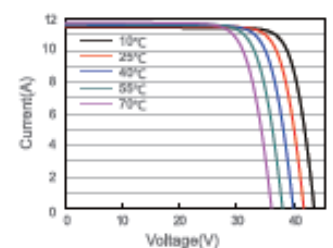
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR





Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,7 %



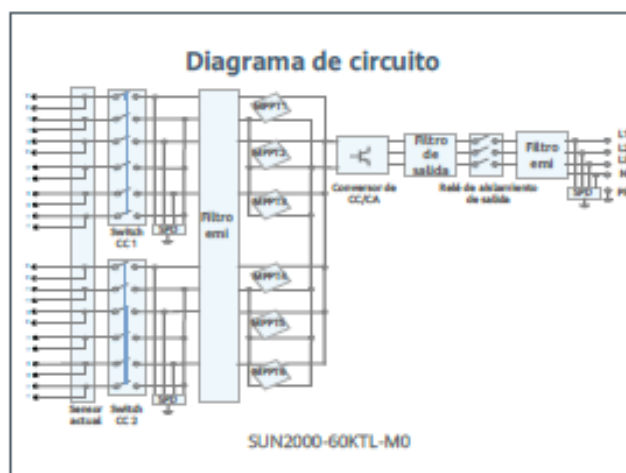
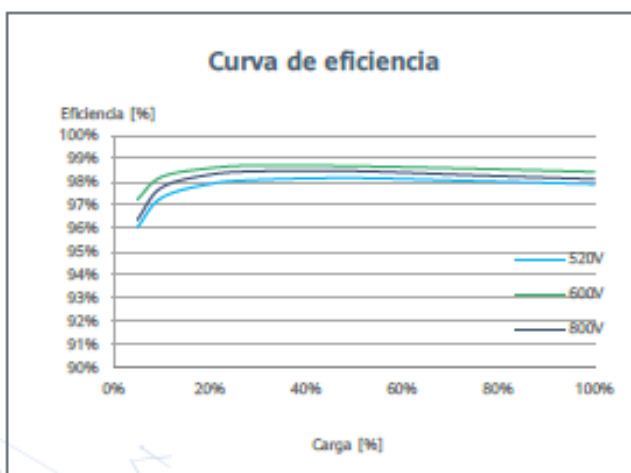
Seguro

Diseño sin fusibles



Reliable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA

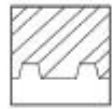


Especificaciones técnicas		SUN2000-60KTL-M0	
Eficiencia			
Máxima eficiencia		98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V	
Eficiencia europea ponderada		98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V	
Entrada			
Tensión máxima de entrada ¹		1,100 V	
Corriente de entrada máxima por MPPT		22 A	
Corriente de cortocircuito máxima		30 A	
Tensión de arranque		200 V	
Tensión de funcionamiento MPPT ²		200 V – 1,000 V	
Tensión nominal de entrada		600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac	
Cantidad de MPPTs		6	
Cantidad máxima de entradas por MPPT		2	
Salida			
Potencia activa		60,000 W	
Max. Potencia aparente de CA		66,000 VA	
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)		66,000 W	
Tensión nominal de salida		220 V / 380 V, 230 V / 400 V, por defecto 3W + N + PE; 3W + PE opcional en configuraciones; 277 V / 480 V, 3W + PE	
Frecuencia nominal de red de CA		50 Hz / 60 Hz	
Intensidad nominal de salida		91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V	
Max. Intensidad de salida		100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 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)		1,075 x 555 x 300 mm	
Peso (Incluida ménsula de montaje)		74 kg	
Rango de temperatura de operación		-25°C – 60°C	
Enfriamiento		Convección natural	
Max. Altitud de operación		4,000 m	
Humedad de operación relativa		0 – 100%	
Conector CC		Amphenol Hellos H4	
Conector CA		Terminal PG Impermeable + conector OT	
Grado de protección		IP65	
Topología		Sin transformador	
Consumo de energía durante la noche		< 2 W	
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)			
Seguridad		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683	
Estándares de conexión a red eléctrica		IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11	

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el inversor.
² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Cubierta de chapa trapezoidal | Sistema de pinzas

Sistema de pinzas con fijación directa y módulos en vertical



Montaje en vertical para módulos

- Fijación del módulo en la zona de fijación óptima
- Menor coste logístico en la obra
- Montaje rápido y eficiente desde arriba
- Conductividad eléctrica entre el sistema de montaje y la chapa de la cubierta

Variantes de productos

- Ral corto C24 como solución rentable con la que ahorrará en material en el sector de proyectos
- Ral corto C47 para una buena ventilación posterior del módulo
Montaje opcional con piezas de ral en C, adecuado para tejados con reserva de carga reducida, ral C utilizable como canaleta para cable

Ventajas

- Pocos componentes, completamente premontados
- Menos costes de material y manejo sumamente sencillo
- Fuerzas de sujeción elevadas mediante fijación directa sin arranque de viruta con tornillos para chapa fina homologados según las normas de construcción
- Solo se requiere una herramienta de montaje



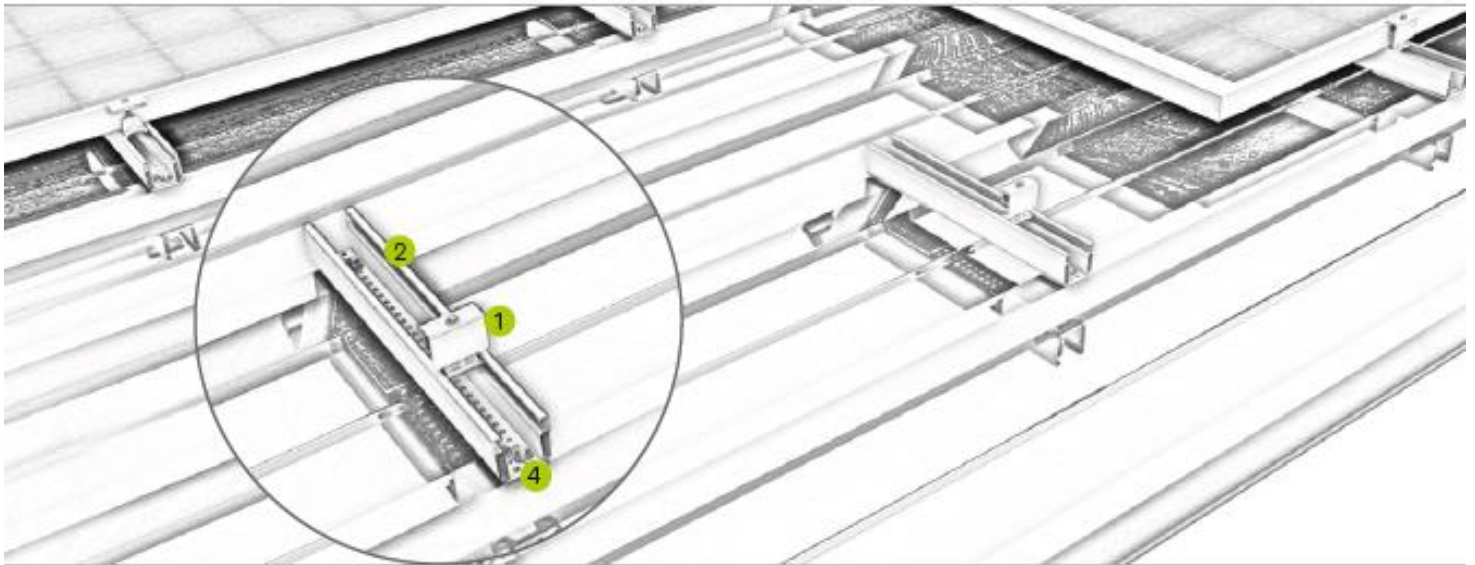
Variantes de ralles cortos de 385 mm



Trama perforada en el ral corto para montaje en vertical

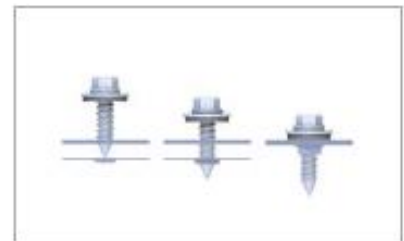


Pinza Intermedia en el ral corto C47



Designación

- | | |
|----------|---|
| 1 | <p>Pinza Intermedia o final</p> <ul style="list-style-type: none"> • En color negro y en aluminio para todos los grosores de marco • Fácil de montar gracias a la función de bloqueo |
| 2 | <p>Raíl</p> <ul style="list-style-type: none"> • Posicionamiento flexible gracias a la trama perforada múltiple • Completamente preconfeccionado con EPDM y trama perforada |
| 3 | <p>Protección antideslizante del módulo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para asegurar módulos con perforación en el marco de 6-10 mm en el montaje en vertical |
| 4 | <p>Tornillo de fijación a chapa</p> <ul style="list-style-type: none"> • Con homologación según las normas de construcción para fijación sin arranque de viruta • Fuerzas de sujeción elevadas gracias a la canalización |



Tornillo sin arranque de virutas, grande fuerza de sujeción



Protección antideslizante del módulo

Vídeo

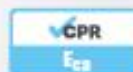


novotegra GmbH
Eisenbahnstraße 150 | 72072 Tübingen | Deutschland
Tel. +49 7071 98987-0, info@novotegra.com
www.novotegra.com

Nos reservamos el derecho a errores o cambios.
Versión: Julio 2021 / TP



211 MIGUELEZ - FAMILIA DE PRODUCTO



Tª máx. de servicio en el conductor



Cu estalado clase 5



Cable mon conductor



Tensión asignada



Flexión frecuente



Alta flexibilidad



Fácil pelado



Resistencia a temperaturas extremas



Resistencia UV



Presencia agua/humedad (A07)



Resistencia al ozono



Resistencia a soluciones ácidas y alcalinas



Vida útil ≥ 30 años



Apto equipos clase II



Instalaciones fotovoltaicas



Uso exterior (AN3)



Cableado de cuadros y equipos



Enterrado dentro de tubo/conducto



Montaje superficial



Al aire sobre escalera



Al aire en bandeja



Reacción al fuego (CPR)



No propagador de la llama (IEC 60332-1-2)



Baja opacidad de humos (IEC 61034-2)



Baja acidez y conductividad (IEC 60754-2)



Libre de halógenos (IEC 60754-1)



Gama de fabricación: 1,5...240 mm²
Gama clasificada CPR: 2,5...35 mm²
Gama certificada: 1,5...50 mm²

NORMATIVA

- Construcción y ensayos: **EN 50618** e **IEC 62930**
- DIRECTIVA DE BAJA TENSIÓN: **2014/35/UE**
- REGLAMENTO CPR nº 305/2011/UE:
Reacción al fuego (EN 50575 & EN 13501-6) → **Eca**
- Normativas de comportamiento en caso de incendio (cuando no sea de aplicación el Reglamento CPR):
IEC 60332-1-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2 & IEC 61034-2

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Designación técnica: **H1Z2Z2-K**

Tensión nominal: **U_o/U_{CA}: 1,0/1,0 kV & U_{CC}: 1,5 kV**

Tensión máxima permitida: **U_{max CA}: 1,2 kV & U_{max CC}: 1,8 kV**

Temperatura máxima de servicio en el conductor:

- En servicio permanente: **90 °C (120 °C - 20.000 h)**
Están diseñados para trabajar a una temperatura máxima en el conductor de 90 °C, pero pueden trabajar un período máximo de 20.000 h (2,28 años) a una temperatura máxima en el conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C.
- En cortocircuito (t≤5s): **250 °C**

Rango de temperaturas ambiente de utilización:

- Máx: **+70 °C**
- Mín: **-40 °C**

Tensión de ensayo: **6,5 kV CA** (5 minutos)

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Código	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máxima del conductor a 20 °C en CC	Intensidad máxima admisible. Un único cable al aire libre (1)	Intensidad máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie (1)	Intensidad máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie (1)	Caída de tensión en CC (120 °C)	Caída de tensión en CC (90 °C)
	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	Ω / km	A	A	A	V/(A*km)	V/(A*km)
82110101-50	1 x 1,5	0,7	0,8	4,5	28	13,7	30	29	24	38,1	34,9
82110102-50	1 x 2,5	0,7	0,8	5,1	39	8,21	41	39	33	22,9	20,9
82110100040	1 x 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09	55	52	44	14,2	13,0
82110100060	1 x 6	0,7	0,8	6,3	74	3,39	70	67	57	9,44	8,64
82110100100	1 x 10	0,7	0,8	7,3	117	1,95	98	93	79	5,43	4,97
82110100160	1 x 16	0,7	0,9	8,6	175	1,24	132	125	107	3,45	3,16
82110100250	1 x 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795	176	167	142	2,21	2,03
82110100350	1 x 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565	218	207	176	1,57	1,44
82110100500	1 x 50	1,0	1,2	13,4	498	0,393	276	262	221	1,09	1,00
82110100700	1 x 70	1,1	1,2	15,1	687	0,277	347	330	278	0,771	0,706
82110100950	1 x 95	1,1	1,3	16,8	891	0,210	416	395	333	0,585	0,535
82110101200	1 x 120	1,2	1,3	18,8	1.132	0,164	488	464	390	0,457	0,418
82110101500	1 x 150	1,4	1,4	21,2	1.413	0,132	566	538	453	0,367	0,336
82110101850	1 x 185	1,6	1,6	24,2	1.740	0,108	644	612	515	0,301	0,275
82110102400	1 x 240	1,7	1,7	26,8	2.284	0,0817	775	736	620	0,227	0,208

Los valores de peso y diámetro exterior indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de fabricación.

IMPORTANTE: En la zona azul aparecen las secciones con clasificación CPR para la característica de "Reacción al fuego".

(1) Para temperatura ambiente de 60 °C y temperatura máxima en el conductor de 120 °C.

Para otras temperaturas, condiciones o sistemas de instalación, utilizar la norma HD 60364-5-52 o consultar con nuestro Departamento técnico.

El apartado 712.523.101 de la norma HD 60364-7-712 indica que para el diseño de los cables sometidos al calentamiento directo de la parte inferior de los módulos fotovoltaicos, la temperatura ambiente a tener en cuenta para su dimensionamiento debería ser como mínimo igual a 70 °C.

NOTA: El periodo de tiempo máximo esperado para uso a la temperatura máxima de 120 °C y una temperatura ambiente de 90 °C se limita a 20.000 h.

Factores de corrección para temperaturas diferentes a 60 °C (ver nota (1) de la tabla superior)

Temperatura ambiente	hasta 60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
Factor de corrección	1	0,92	0,84	0,75

Cables 0,6/1 kV

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



Descripción

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV son adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores.

Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la IEC 60502. Nuestros cables se encuentran certificados para la norma IEC 60502.

Normas de Referencia: HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E según UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyen compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 18 junio 2018. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

Otras características

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24

Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	4,80	34
1x2,5	7,98	5,15	44
1x4	4,95	5,60	58
1x6	3,3	6,30	80
1x10	1,91	7,30	121
1x16	1,21	8,40	178
1x25	0,78	10,00	260
1x35	0,554	11,10	349
1x50	0,386	12,90	482
1x70	0,272	14,70	668
1x95	0,206	17,25	890
1x120	0,161	19,00	1.117
1x150	0,129	21,60	1.406
1x185	0,106	23,40	1.723
1x240	0,0801	26,70	2.244
1x300	0,0641	28,50	2.759
1x400	0,0486	34,30	3.635
1x500	0,0384	36,90	4.653
1x630	0,0287	44,50	6.408
2x1,5	13,3	7,75	83
2x2,5	7,98	8,45	108
2x4	4,95	9,50	148
2x6	3,3	10,20	187
2x10	1,91	11,85	280
2x16	1,21	14,10	431
2x25	0,78	18,10	682
2x35	0,554	22,05	921
2x50	0,386	25,70	1.316
2x70	0,272	29,35	1.798

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
2x95	0,206	33,80	2.399
3x1,5	13,3	8,95	112
3G1,5	13,3	8,95	112
3G2,5	7,98	9,60	143
3C4	4,95	10,10	181
3C6	3,3	11,10	243
3G10	1,91	13,00	372
3x16	1,21	15,35	551
3x25	0,78	18,90	845
3x35	0,554	21,95	1.195
3x50	0,386	27,30	1.703
3x70	0,272	30,75	2.365
3x95	0,206	35,90	3.121
3x120	0,161	43,50	3.983
3x150	0,129	44,75	4.920
3x185	0,106	50,70	6.083
3x240	0,0801	54,35	8.045
4G1,5	13,3	8,70	115
4G2,5	7,98	9,95	163
4G4	4,95	10,95	223
4C6	3,3	12,60	312
4G10	1,91	14,40	468
4x16	1,21	17,40	726
4x25	0,78	21,15	1.105
4x35	0,554	24,20	1.504
4x50	0,386	29,60	2.276
4x70	0,272	35,80	3.055
4x95	0,206	42,00	4.189
4C95	0,206	41,20	4.003

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
barna@rct.es

Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
4x120	0,161	46,20	5.126
4x150	0,129	52,65	6.617
4x185	0,106	55,30	8.098
5G1,5	13,3	9,90	142
5G2,5	7,98	10,85	192
5G4	4,95	12,00	267
5G6	3,3	13,95	376
5G10	1,91	15,95	572
5G16	1,21	19,50	892
5G25	0,78	23,30	1.302
5G35	0,554	26,70	1.802
5G50	0,386	33,25	2.705
5G70	0,272	39,20	3.742
5G95	0,206	43,20	4.860
5G120	0,161	48,15	6.176
5G150	0,129	52,95	7.632
6G1,5	13,3	11,15	174
6G2,5	7,98	12,20	234
6G4	4,95	13,80	330
7x1,5	13,3	11,15	189
7G1,5	13,3	11,15	189
7G2,5	7,98	12,40	264
7G4	4,95	14,90	404
7G6	3,3	16,40	537
7G10	1,91	18,30	790

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
7G16	1,21	21,30	1.171
8G1,5	13,3	12,10	216
8G2,5	7,98	13,50	302
10G1,5	13,3	13,45	269
10G2,5	7,98	15,40	391
12G1,5	13,3	13,80	291
12G2,5	7,98	15,45	415
14G1,5	13,3	15,55	361
14G2,5	7,98	16,55	477
14G4	4,95	18,35	671
14G6	3,3	20,80	938
14G10	1,91	24,40	1.493
16G1,5	13,3	15,75	377
16G2,5	7,98	17,55	536
18G4	4,95	20,50	824
19G1,5	13,3	17,20	455
19G2,5	7,98	18,60	619
24G1,5	13,3	18,20	523
24G2,5	7,98	21,05	782
27G1,5	13,3	18,50	552
30G1,5	13,3	20,00	635
32G1,5	13,3	20,20	650
37G1,5	13,3	21,05	725
37G2,5	7,98	24,95	1.135
44G1,5	13,3	24,55	938

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
barna@rct.es

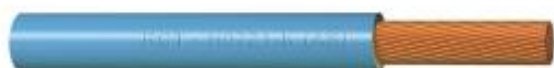
Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es

Cables 450/750 V

H07Z1-K Type 2 (AS)



Descripción

Los cables H07Z1-K (AS) son los indicados para instalaciones fijas en locales de pública concurrencia y donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como hospitales, escuelas, centros comerciales, aeropuertos, y en todas las instalaciones en las que se quiera aumentar la protección frente a un incendio. Son también cables apropiados para la instalación de derivaciones individuales.

Normas de Referencia: UNE-EN 50525-3-31, EN 50525-3-31, UNE 211002 e IEC

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia
- ITC-BT 29 Instalaciones en locales con riesgo de incendio o explosión

Apropiados para instalaciones que requieran aumentar la protección frente a incendios, incluso en viviendas.

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	2,80	18
1x2,5	7,98	3,40	29
1x4	4,95	3,90	43
1x6	3,3	4,40	60
1x10	1,91	5,70	103
1x16	1,21	6,70	153
1x25	0,78	8,40	236
1x35	0,554	9,70	327
1x50	0,386	11,50	461
1x70	0,272	13,20	657
1x95	0,206	15,90	883
1x120	0,161	17,80	1.070
1x150	0,129	19,90	1.344
1x185	0,106	22,30	1.619
1x240	0,0801	25,00	2.158

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Material termoplástico libre de halógenos tipo TI-7 según UNE-EN 50363-7 y EN 50363-7
Tensión nominal	450/750 V
Tensión de ensayo	2.500 V C.A.
Temperatura máxima	70 °C
Otras características	

Colores según UNE-EN 50525-1 y EN 50525-1

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24

Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50525-1

Baja emisión de gases corrosivos según UNE 211002 e IEC 60754

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyen compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.



cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
barna@rct.es

Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es

HP10M

1000V DC Midget (10x38mm) Photovoltaic Fuses

SPECIAL PURPOSE

FOR STRING PROTECTION



RATINGS:

- **Volts:** 1000VDC
- **Amps:** 1 to 32A
- **IR:** 50kA I.R. DC
- **MBC:** 1.35 x In
- Photovoltaic Fuse, gPV

SP

FEATURES/BENEFITS:

- Low fault current interrupting capability
- Durable construction for enhanced system longevity
- Temperature cycle withstand capability
- Guaranteed operation at temperature extremes
- Industry's first UL Listed Solution
- Globally accepted

APPLICATIONS:

- All photovoltaic applications
- PV string/array level protection
- Combiner box applications
- In-line PV module protection
- Inverters
- Battery charge controllers

APPROVALS:

- UL Listed to Standard UL2579 File E333668
- CSA Component Certified C22.2
- IEC 60269-6 Approved



Mersen's HP10M photovoltaic (PV) fuse series was developed specifically for the protection of PV string wiring for 1000VDC industrial rooftop and utility scale photovoltaic systems. Its robust construction makes it ideal for continuous temperature and current cycling withstand adding to system longevity. The 1000VDC rated HP10M, designed for low minimum breaking capacity capabilities of 1.35 times the fuse rated current value, allows for safe circuit interruption under typical low fault current conditions produced by PV arrays. In addition to the standard ferrule terminal, parts are available with Crimp Cap terminals for in-line fuse applications. The unique wire crimp terminal (CC option) permits solderless wire-to-fuse connection for overmold encapsulation of fuse and wiring. Protect your off-grid or grid tied PV system from unexpected string faults using Mersen's HelioProtection® fuse line.

CATALOG NUMBERS - FUSE HOLDER

	UltraSafe™ Non-Indicating	UltraSafe™ Indicating
Screw Type	USM1HEL	USM1IHEL
Spring Type	USGM1HEL	USGM1IHEL

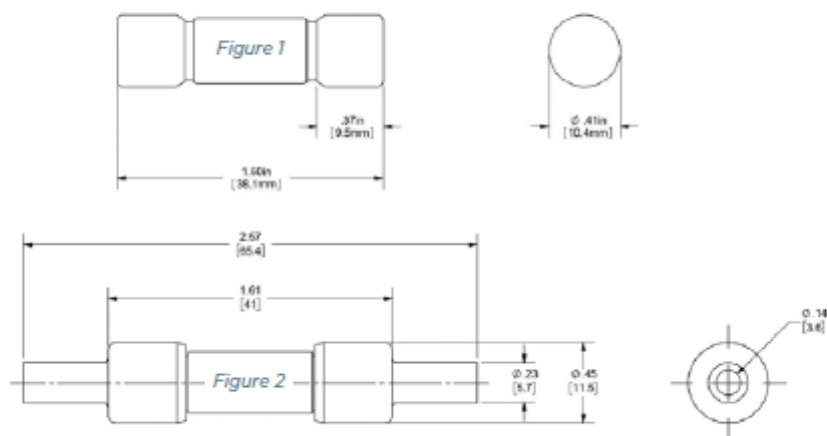
For additional information, view catalog page for USCC & USM UltraSafe™ Fuse holders.

CATALOG NUMBERS AND ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Voltage (VDC)	Amperage (A)	Catalog Number	Reference Number	Watts Loss @ 70% $\times I_f$ (W)	Watts Loss @ 80% $\times I_f$ (W)	Watts Loss @ 100% $\times I_f$ (W)	Interrupting Rating (kA)	Size (mm)			
1000	1	HP10M1	B1018579	0.13	0.18	0.25	50	10x38 (Figure 1)			
	2	HP10M2*	C1018580	0.16	0.25	0.32					
	3	HP10M3*	D1018581	0.66	0.87	1.36					
	3.5	HP10M3-1/2	H1043977	0.67	0.84	1.31					
	4	HP10M4*	E1018582	0.69	0.80	1.25					
	5	HP10M5*	F1018583	0.59	0.73	1.12					
	6	HP10M6	G1018584	0.42	0.67	1.05					
	7	HP10M7	H1018585	0.40	0.64	1.00					
	8	HP10M8	J1018586	0.77	0.88	1.48					
	10	HP10M10*	L1018588	0.67	0.9	1.5					
	12	HP10M12*	M1018589	0.72	1.0	1.8					
	15	HP10M15*	N1018590	0.9	1.3	2.2					
	20	HP10M20*	P1018591	1.1	1.5	2.8					
	25	HP10M25*	D1023825	1.3	1.8	3.0					
	30	HP10M30*	E1023826	1.63	2.12	3.93					
	32	HP10M32*	H1062170	1.7	2.3	4.0					
	50	1	HP10M1CC	F1061616	0.14	0.19			0.27	50	10 x 65 (Figure 2)
		2	HP10M2CC	G1061617	0.17	0.27			0.35		
		3	HP10M3CC	H1061618	0.72	0.95			1.49		
		3.5	HP10M3-1/2CC	J1061619	0.74	0.92			1.43		
4		HP10M4CC	K1061620	0.76	0.88	1.38					
5		HP10M5CC	L1061621	0.65	0.80	1.23					
6		HP10M6CC	J1061527	0.46	0.74	1.15					
7		HP10M7CC	K1061528	0.44	0.70	1.1					
8		HP10M8CC	L1061529	0.85	0.97	1.63					
10		HP10M10CC	M1061530	0.74	0.99	1.65					
12		HP10M12CC	N1061531	0.79	1.1	1.98					
15		HP10M15CC	P1061532	0.99	1.43	2.42					
20		HP10M20CC	Q1061533	1.21	1.65	3.08					
25		HP10M25CC	R1061534	1.43	1.98	3.3					
30		HP10M30CC	S1061535	1.63	2.12	3.93					
32		HP10M32CC	T1061536	1.7	2.3	4.0					

* Available in 176-piece bulk pack (add -B suffix to Catalog Number). Order quantity of one (1) -B suffix Catalog Number yields 176 fuses.

DIMENSIONS



CC terminal (Fig. 2): Recommended crimping tool: T & B Sta-Kon ERG4002 #10 -12 AWG (6-4 mm²)



CORRIENTE ASIGNADA

25A

TENSIÓN ASIGNADA

400V AC

POTENCIA DISIPABLE MÁXIMA

3W

ÍNDICE DE PROTECCIÓN

IP20

NORMAS

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-2



Bases portafusibles compactas industriales para fusibles cilíndricos

Bases portafusibles modulares para utilizar con fusibles cilíndricos talla 8x32 según norma IEC/EN 60269.

Diseño muy compacto con altura reducida.

Zonas de ventilación optimizadas para una mejor disipación del calor.

Fabricadas con materiales de calidad

- Contactos de cobre electrolítico plateados.
- Materiales plásticos auto extingüibles y de alta resistencia a la temperatura.
- Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS.



Amplia gama de accesorios disponible.

Accesorios

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EMBALAJE Un./CAJA
480005	PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR	12/300
483550	PASADOR PARA UNIÓN MULTIPOLAR PMC	12/300
483552	KIT UNIÓN MULTIPOLAR PMC	10/500

Referencias

REFERENCIA	POLOS	MÓDULOS	EMBALAJE Un./CAJA
483500	1P	1	12/336
483502	N	1	12/336
483504	1P + N	1	12/336
483506	1P + N	2	6/168
483508	2P	2	6/168
483510	3P	3	4/112
483512	3P + N	3	4/112
483514	3P + N	4	3/84
483516	4P	4	3/84

Datos técnicos

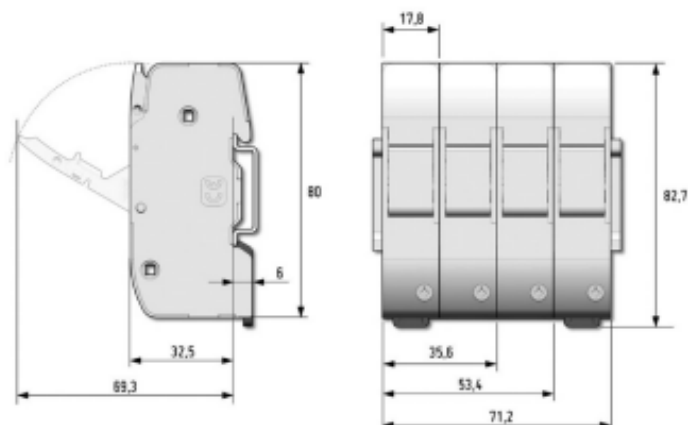
Corriente asignada	25A	
Tensión asignada	400V AC	
Potencia disipable máxima	3W	
Categoría de empleo	AC-20B	
Grado de polución	3	
Índice de protección *	IP20	
Tensión asignada soportada al impulso	PMC F > 6kV U imp PMC F+N > 4kV U imp	
Temperatura ambiente de servicio	-20°C ... 70°C	
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 80°C	
Coeficiente de aplicación en bases multipolares	POLOS	I_{max}
	1 ... 4	I _n
	5 ... 6	0,8 x I _n
	7 ... 9	0,7 x I _n
	≥ 10	0,6 x I _n
Corrección de corriente admisible en función de la temperatura ambiente	20° C	1
	30° C	0,95
	40° C	0,90
	50° C	0,80
	60° C	0,70
	70° C	0,60

* Índice de protección para base portafusibles cerrada

Normas

IEC/EN 60269-1
 IEC/EN 60269-2

Dimensiones



Peso

1P	41gr
1P + N (1 módulo)	52gr
1P + N (2 módulos)	88gr
2P	82gr
3P	123gr
3P + N (3 módulos)	134gr
3P + N (4 módulos)	170gr
4P	164gr

Peso sin embalaje

Características de utilización

Fijación sobre rail DIN/EN standard DIN 46277/1-3 (EN50022)

Capacidad de embornado
Utilizar cables de cobre

CABLES	MÉTRICO	AWG	CONEXIONADO
1	0,75...10mm ² Rígido	8...18 AWG Rígido	
	0,75...6mm ² Flexible	10...18 AWG Flexible	
2 Misma sección y tipo	0,75...4mm ² Rígido	12...18 AWG Rígido	
	0,75...2,5mm ² Flexible	14...18 AWG Flexible	

Terminales de conexión

El uso de terminales de conexión puede permitir aumentar la sección de cable de embornado.

Montaje de terminales recomendado:



El uso de terminales podría no garantizar el grado de protección IP20.

Punteras

Se recomienda el uso de punteras en cables de sección $\leq 2,5\text{mm}^2$



El producto se suministra con los bornes abiertos y listos para conectar

Par de apriete máximo en bornes	1,5 Nm / 13 lb.in
Tornillos con huella combinada	RANURA + DIN 7962(†) Tamaño 2
Unión multipolar	→ FIG. 1
Zona especial precintado base	cable 1,5 mm ²

Accesorios

FIG. 1 | Ensamblado multipolar

Sistema estándar de DF, 2 clips y 1 pasador entre cada unión entre polos

- 480005 PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR
- 483550 PASADOR PARA UNIÓN MULTIPOLAR



FIG. 2 | Accesorio fijación tornillo

Montar el accesorio con los tornillos y después montar la base (existentes diferentes accesorios en función de los polos a fijar)



Construcción y características



- ◆ Aspecto elegante; la cubierta y la manija en forma del arco hacen la operación cómoda.
- ◆ Posición de contacto indicando la ventana.
- ◆ Cubierta transparente diseñada para llevar la etiqueta.
- ◆ En caso de sobrecarga para proteger el circuito, RCCB la empuñadura y se mantiene en posición central, lo que permite una rápida solución a la línea defectuosa. La manija no puede permanecer en tal posición, cuando está funcionado manualmente.
- ◆ Proporciona protección contra la avería de la tierra/la corriente de la salida y la función del aislamiento
- ◆ Capacidad de resistencia de corriente de cortocircuito alta.
- ◆ Aplicable a la conexión de la barra del terminal y del perno/de la bifurcación
- ◆ Equipados con terminales de conexión con protección de dedos.
- ◆ Las piezas plásticas resistentes al fuego aguantan la calefacción anormal y el impacto fuerte.
- ◆ Desconecta automáticamente el circuito cuando ocurre la corriente de falla/fuga de tierra y excede la sensibilidad nominal.
- ◆ Independiente de la fuente de alimentación y de la línea voltaje, y libere de interferencia externa, fluctuación voltaje.



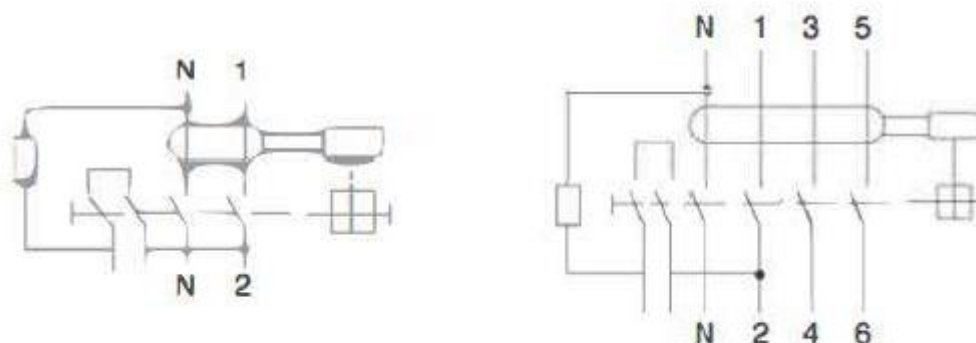
Datos técnicos

- ◆ Modo: tipo electro-magnético y tipo electrónico (≤ 300 mA).
- ◆ Características actuales residuales: A, CA, G, S.
- ◆ Número de polo: 2, 4.
- ◆ Capacidad clasificada de la fabricación y de fractura: 500A (en = 25A, 40A) o 630A (en = 63A).
- ◆ Corriente clasificada (A): 25, 40, 63, 80, 100, 125
- ◆ Voltaje clasificado: CA 230 (240)/400 (415)
- ◆ Frecuencia clasificada: 50/60 hertzios
- ◆ Corriente de funcionamiento residual clasificada $I\Delta n(A)$: 0,01, 0,03, 0,1, 0,3, 0,5
- ◆ No corriente residual clasificada no de funcionamiento $I\Delta n_0$: 0,5 $I\Delta n$
- ◆ Condicional nominal Short-circuit actual Inc: 10kA
- ◆ Corriente residual condicional clasificada del cortocircuito: 10kA
- ◆ Gama actual de disparo residual: 0.5I Δn
- ◆ Altura de conexión terminal: 19mm
- ◆ Resistencia electro-mecánica: 4000 ciclos
- ◆ Capacidad de la conexión: conductor rígido 25mm²
- ◆ Terminal de la conexión: terminal del tornillo
- ◆ Terminal del pilar con la abrazadera
- ◆ Par de apriete: 2,0 nm
- ◆ Instalación
 - en el carril DIN simétrico 35mm
 - montaje del panel
- ◆ Clase de la protección: IP20

Dimensiones generales y de instalación



Diagrama de cableado



Tiempo de ruptura de la acción actual residual

Tipo	In/A	I Δ n/A	La corriente residual (I Δ) corresponde a los siguientes tiempos de ruptura				
			I Δ n	2 I Δ n	5 I Δ n	5A, 10A, 20A, 50A, 100A, 200A, 500A	
Tipo general	Cualquier valor	Cualquier valor	0.3	0.15	0.04	0.04	Tiempo de descanso máximo
S tipo	≥ 25	> 0.03	0.5	0.2	0.15	0.15	Tiempo de descanso máximo
			0.13	0.06	0.05	0.04	Tiempo de no-conducción mínimo
G tipo	Cualquier valor	Cualquier valor	0.5	0.2	0.15	0.15	Tiempo de descanso máximo
			0.01	0.01	0.01	0.01	Tiempo de no-conducción mínimo

El tipo general RCBO cuya corriente I Δ n es 0,003 mA o menos puede utilizar 0.25 A en lugar de 5I Δ n.

Interruptor de circuito de corriente residual operado rango de corriente de disparo.

Tipo	Corriente de disparo I Δ /A	
AC	0.5I Δ n < I Δ < I Δ n	
A	ángulo de retraso	I Δ n > 0.01A
	0°	0.35I Δ n ≤ I Δ ≤ 1.4I Δ n
	90°	0.25I Δ n ≤ I Δ ≤ 1.4I Δ n
	135°	0.11I Δ n ≤ I Δ ≤ 1.4I Δ n
		I Δ n ≤ 0.01A
		0.35I Δ n ≤ I Δ ≤ 2I Δ n
		0.25I Δ n ≤ I Δ ≤ 2I Δ n
		0.11I Δ n ≤ I Δ ≤ 2I Δ n

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interrupor magnetotérmico; Acti9 C120N; 4P; 125 A; curva C; 10000 A/10 kA

A9N18376

Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interrupor automático en miniatura
NOmbre abreviado del equipo	C120N
Función	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	125 A en 30 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 500 V corriente continua acorde a Icu
Poder de seccionamiento	Sí acorde a En > 50 A

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz <= 500 V corriente continua 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz 230...400 V AC 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7500 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a Icu - 440 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a Icu - 380...415 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a Icu - 220...240 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a Icu - <= 500 V corriente continua
Clase de limitación	3 acorde a Icu
[Uj] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a Icu

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a Icu
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Sí
Pasos de 9 mm	12
Altura	81 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,82 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos acorde a En> 50 A
Descripción de las opciones de bloqueo	Handle sealable with cable diameter 0.7mm in OFF or ON position
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel1...60 mm ² rígido Terminales de tipo túnel1,5...35 mm ² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	16 mm
Par de apriete	3,5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	Icu ENIEC 60898-1
Certificaciones de producto	generador
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 acorde a En> 50 A
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	96 % en 65 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	7,6 cm

Paquete 1 Ancho	8,6 cm
Paquete 1 Longitud	10,6 cm
Paquete 1 Peso	776 g
Tipo de unidad de paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Paquete 2 Altura	8,4 cm
Paquete 2 Ancho	9,4 cm
Paquete 2 Longitud	33,2 cm
Paquete 2 Peso	2,39 kg
Tipo de unidad de paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	18
Paquete 3 Altura	30 cm
Paquete 3 Ancho	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm
Paquete 3 Peso	14,87 kg

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

EM530/EM540

Introducción

El EM530 es un analizador de energía conectado a través de transformadores de intensidad de 5 A, para sistemas bifásicos y trifásicos de hasta 415 V L-L. El EM540 es un analizador de energía para la conexión directa de hasta 65 A, para sistemas bifásicos y trifásicos de hasta 415 V L-L.

Además de una entrada digital, la unidad puede estar equipada, según el modelo, con una salida estática (pulso o alarma), un puerto de comunicación Modbus RTU o un puerto de comunicación M-Bus.

Descripción

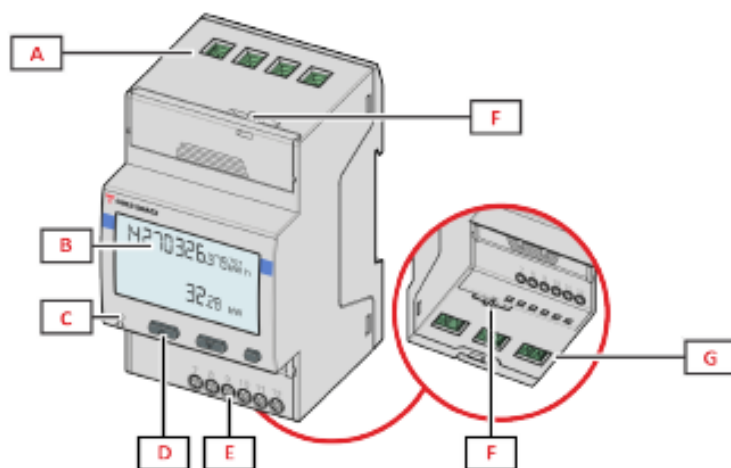


Figura 1 EM530 - vista frontal

Área	Descripción
A	Entradas de tensión
B	Pantalla
C	LED
D	Botones de navegación y configuración
E	Conexiones de entrada digital, salida digital y comunicación
F	Cajas selladas MID
G	Entradas de intensidad

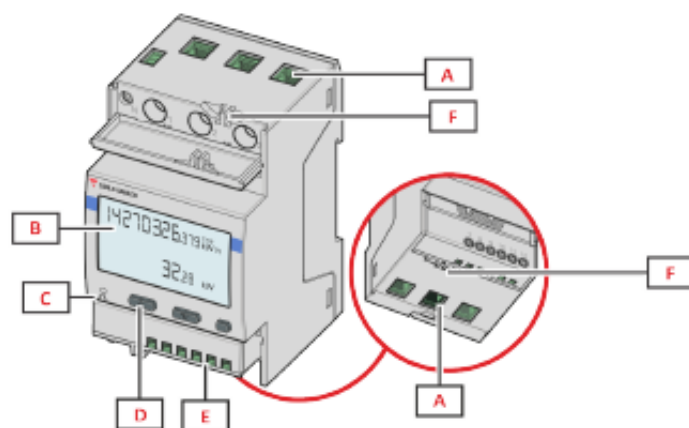


Figura 2 EM540 - vista frontal

Área	Descripción
A	Entradas de tensión/intensidad
B	Pantalla
C	LED
D	Botones de navegación y configuración
E	Conexiones de entrada digital, salida digital y comunicación
F	Cajas selladas MID

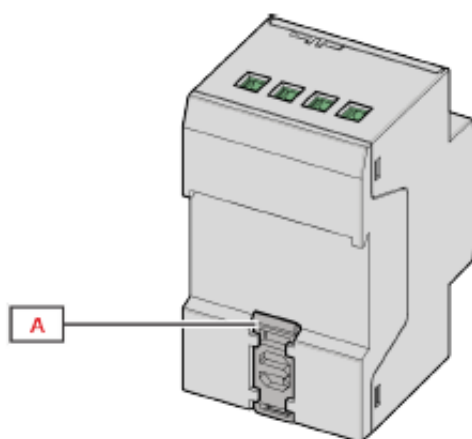


Figura 3 EM530/EM540 - vista posterior

Área	Descripción
A	Soporte de montaje a carril DIN

Versiones disponibles

Referencia	Conexión	Salida	Homologación MID	Con la homologación cULus
EM530DINAV23XO1X	A través de CT (salida secundaria de 5 A)	Salida digital		x
EM530DINAV23XS1X	A través de CT (salida secundaria de 5 A)	Puerto RS485 Modbus RTU		x

Referencia	Conexión	Salida	Homologación MID	Con la homologación cULus
EM530DINAV23XM1X	A través de CT (salida secundaria de 5 A)	M-Bus		x
EM530DINAV23XO1PFA EM530DINAV23XO1PFB EM530DINAV23XO1PFC	A través de CT (salida secundaria de 5 A)	Salida digital	x	
EM530DINAV23XS1PFA EM530DINAV23XS1PFB EM530DINAV23XS1PFC	A través de CT (salida secundaria de 5 A)	Puerto RS485 Modbus RTU	x	
EM530DINAV23XM1PFA EM530DINAV23XM1PFB EM530DINAV23XM1PFC	A través de CT (salida secundaria de 5 A)	M-Bus	x	

Referencia	Conexión	Salida	Homologación MID	Con la homologación cULus
EM540DINAV23XO1X	Conexión directa de hasta 65 A	Salida digital		x
EM540DINAV23XS1X	Conexión directa de hasta 65 A	Puerto RS485 Modbus RTU		x
EM540DINAV23XM1X	Conexión directa de hasta 65 A	M-Bus		x
EM540DINAV23XO1PFA EM540DINAV23XO1PFB EM540DINAV23XO1PFC	Conexión directa de hasta 65 A	Salida digital	x	
EM540DINAV23XS1PFA EM540DINAV23XS1PFB EM540DINAV23XS1PFC	Conexión directa de hasta 65 A	Puerto RS485 Modbus RTU	x	
EM540DINAV23XM1PFA EM540DINAV23XM1PFB EM540DINAV23XM1PFC	Conexión directa de hasta 65 A	M-Bus	x	

Modelos PFA

Función de conexión fácil: independientemente de la dirección de la intensidad, la potencia siempre tiene un signo positivo y contribuye a aumentar el medidor de energía positiva. El medidor de energía negativa no está disponible.

Modelos PFB

Para cada intervalo de tiempo de medición, las energías de fase individual con signo positivo se suman para aumentar el medidor de energía positiva (kWh+), mientras que las otras aumentan el negativo (kWh-).

Ejemplo:

P L1= +2 kW, P L2= +2 kW, P L3= -3 kW

Tiempo de integración = 1 hora

kWh+ = (2+2) x 1h = 4 kWh

kWh- = 3 x 1 h = 3 kWh

Modelos PFC

Por cada intervalo de tiempo de medición, las energías de cada fase se suman; según el signo del resultado, aumentará el totalizador positivo (kWh+) o el negativo (kWh-).

Ejemplo:

P L1= +2 kW, P L2= +2 kW, P L3= -3 kW

Tiempo de integración = 1 hora

kWh+ = (+2+2-3)x1h = (+1)x1h = 1 kWh

kWh+ = 0 kWh



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
Gestión de dispositivos	
Max. Número de dispositivos manejables	80
Interfaz de comunicación	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
Protocolo de comunicación	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
Interacción	
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
Ambiente	
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%
Max. Altitud de operación	4,000 m
Alimentación	
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

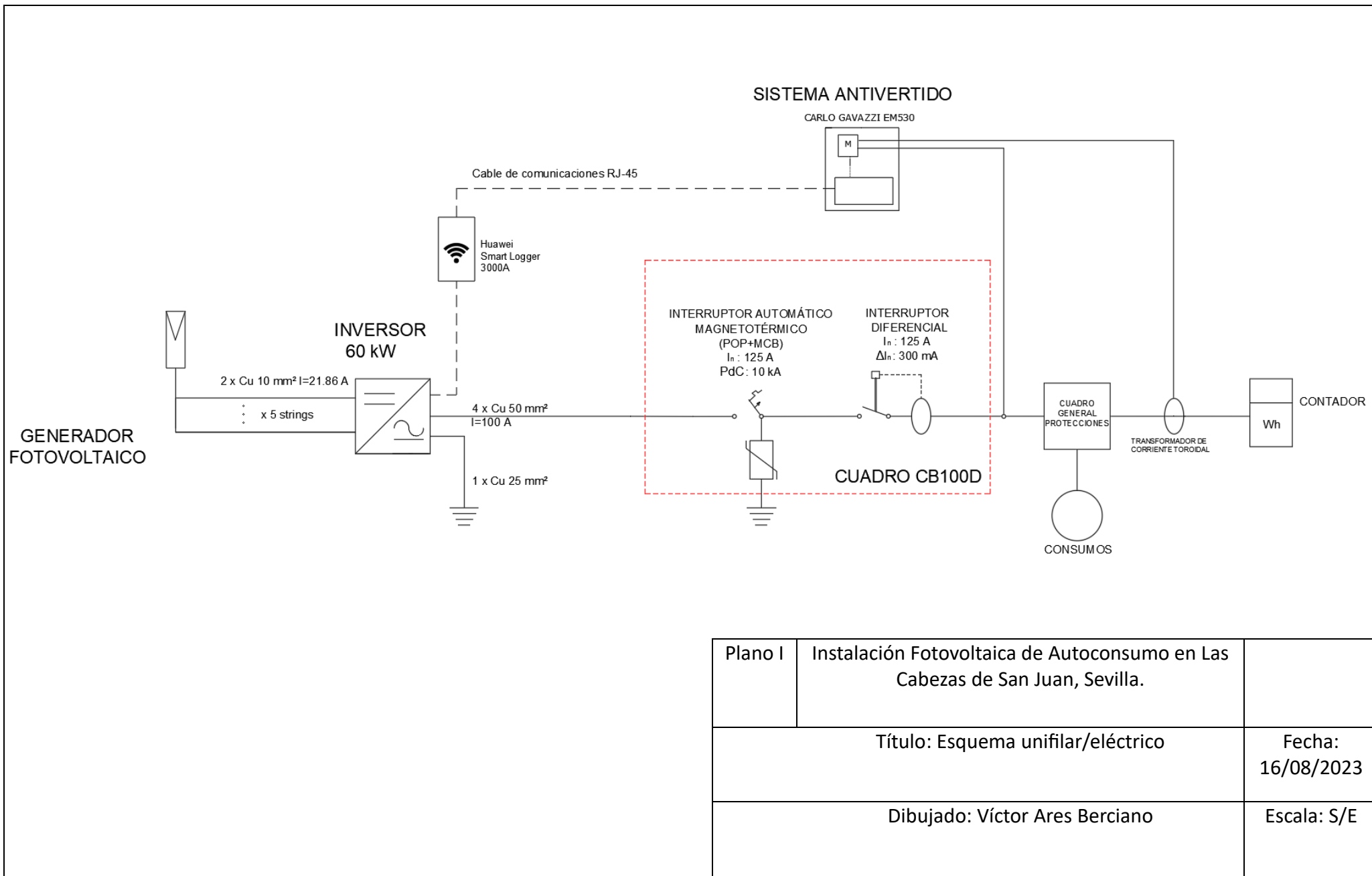
¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena externa.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

ANEXO II: ESQUEMA UNIFILAR

A continuación, se muestra el esquema eléctrico de la instalación, donde se definen todas las conexiones y elementos eléctricos necesarios para la puesta en marcha de los paneles, de modo que inyecten su energía en el centro.

Este plano ha sido realizado con AutoCAD Electrical, un addon de la versión oficial de AutoCAD. [92]

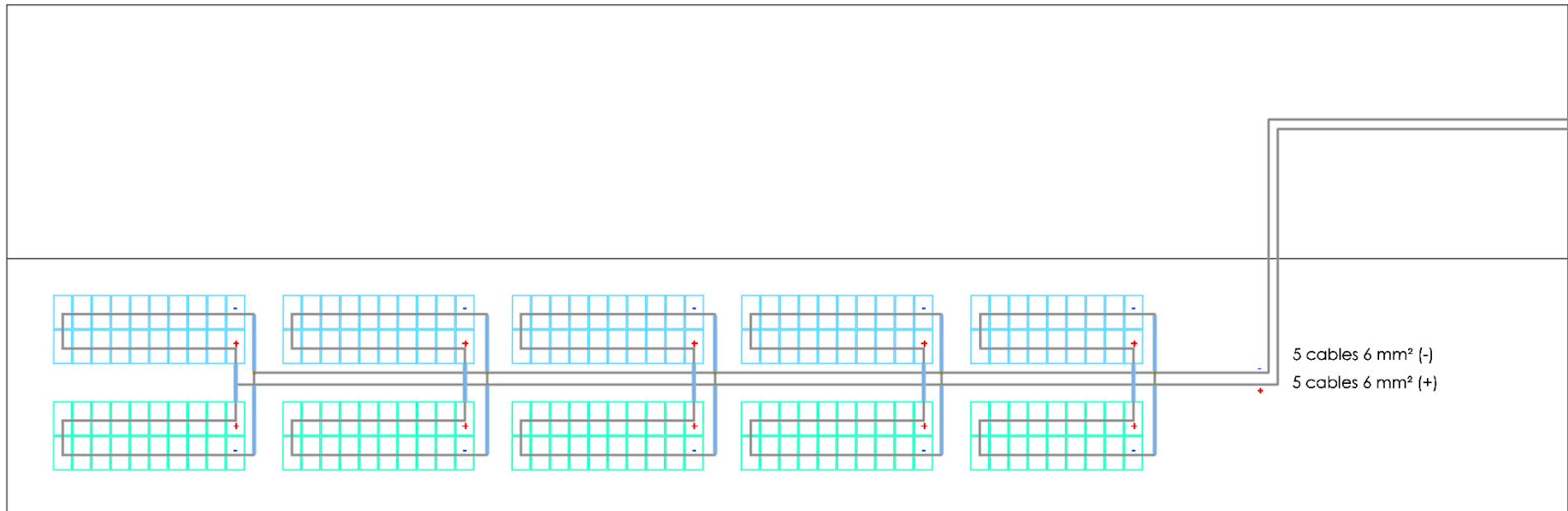








Plano I	Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en Las Cabezas de San Juan, Sevilla.	
Título: Esquema unifilar/eléctrico		Fecha: 16/08/2023
Dibujado: Víctor Ares Berciano		Escala: S/E

ANEXO III: DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS EN CUBIERTA

A continuación, se muestra el esquema eléctrico de la instalación, donde se definen todas las conexiones y elementos eléctricos necesarios para la puesta en marcha de los paneles, de modo que inyecten su energía en el centro.

Este plano se ha realizado con AutoCAD.



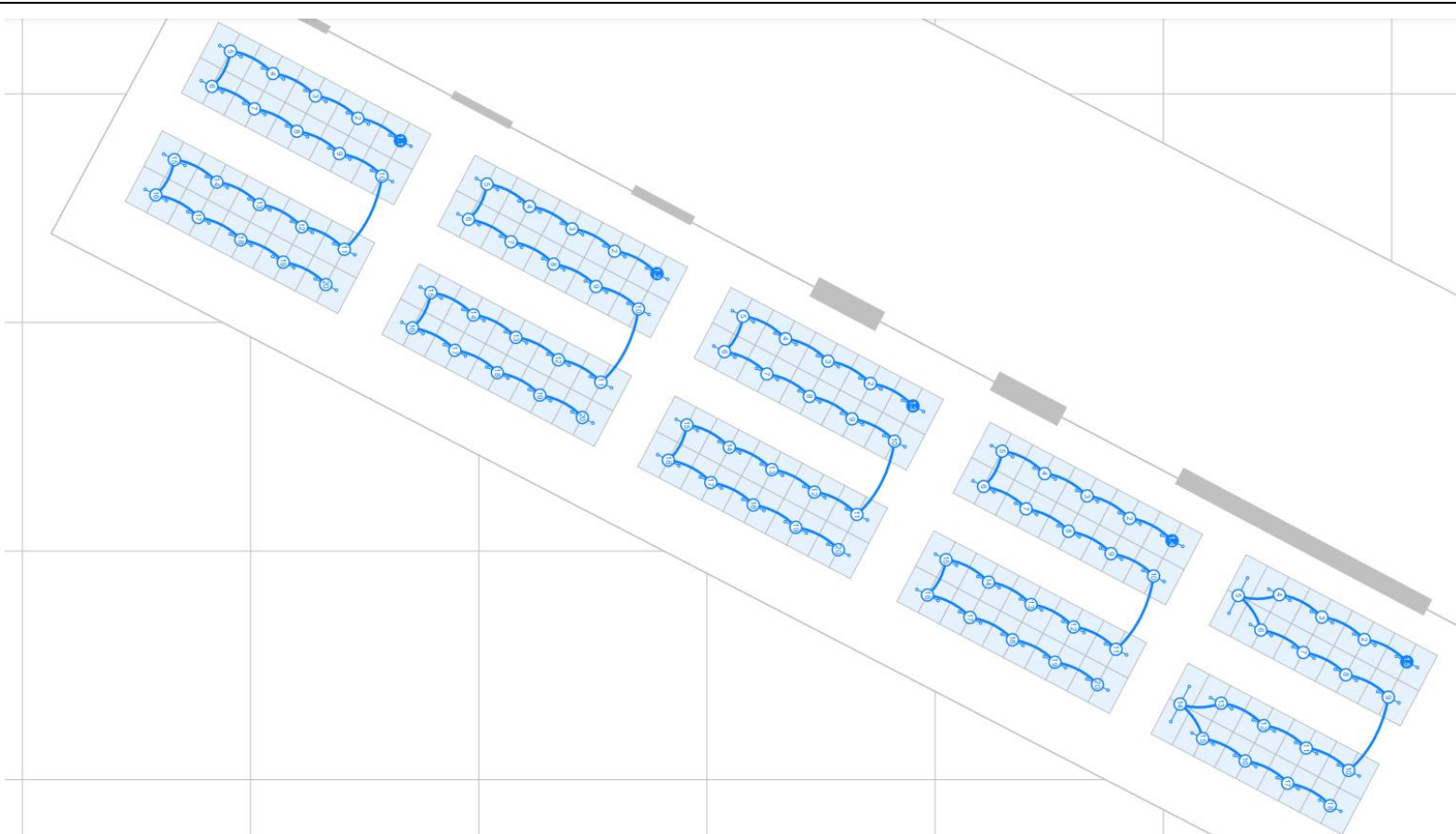
-  Panel Fotovoltaico
-  Cable de CC
-  -
-  + Polos sueltos en cada extremo
-  Tubo Corrugado
-  Empalme para string en paralelo

Plano II	Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en Las Cabezas de San Juan, Sevilla.	
Título: Distribución de módulos y cableado en cubierta		Fecha: 16/08/2023
Dibujado: Víctor Ares Berciano		Escala: S/E

ANEXO IV: DISTRIBUCIÓN DE STRINGS

Se trata de un plano para conocer cómo será la distribución de cada string. Esto debe obedecer a lo ya comentado, serán cinco strings, cuatro de ellos llevarán dos ramas de 20 módulos conectadas entre ellas. El último string será de dos ramas de 18 módulos.

El siguiente plano se ha realizado con el Software SolarEdge [93]



Plano III	Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en Las Cabezas de San Juan, Sevilla.	
Título: Distribución de strings		Fecha: 16/08/2023
Dibujado: Víctor Ares Berciano		Escala: S/E

ANEXO V: RESULTADOS OBTENIDOS EN PVSYST

En este anexo se muestran los resultados, fruto de simular la instalación proyectada en el software especializado en Fotovoltaica, PVSyst. En él, se muestran datos como la producción anual, y desglosada por tramos, así como las pérdidas del sistema. También se incluye un “Loss Diagram” y una estimación de la energía que se inyectará en la red diariamente.

PVSyst es un software de simulación de instalaciones fotovoltaicas muy utilizado en la industria. En el momento de realizar la simulación, se ha utilizado la versión de prueba 7.4.0. [94]

Únicamente anotar, sobre la producción anual estimada que, dependiendo del sistema meteorológico (PVGIS, Meteonorm, NASA, etc.), las estimaciones pueden variar. De hecho, la producción dada por PVSyst es de 119.662 kWh/año, utilizando el modelo meteorológico Meteonorm. Sin embargo, utilizando PVGIS, sale una producción de 127.731,26 kWh/año.

No es una diferencia grande, pero, evidentemente, no es la misma, al tomar diferentes valores de temperaturas, horas de luz, etc. Estos parámetros dependen de los registros de cada base de datos.

Se ha tomado un sistema de 74.48 kWp, con 196 paneles de 380 Wp, como el estudiado en a lo largo de este proyecto, y se ha establecido una nave sin sombras, dado que, finalmente, la zona de instalación de paneles, no se verá afectada por sombras ni polvo.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Proyecto: Instalación Fotovoltaica en Las Cabezas de San Juan

Versión Final

No shadings

System power: 74.48 kWp

Comunidad de Bienes San Andrés - Spain



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
17/08/23 18:40
with v7.4.0

Project summary

Geographical Site Comunidad de Bienes San Andrés Spain	Situation Latitude 37.07 °N Longitude -6.00 °W Altitude 11 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Comunidad de Bienes San Andrés Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=100% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 15 / -62.3 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules 196 units		Nb. of units 1 unit	
Pnom total 74.48 kWp		Pnom total 60.0 kWac	
		Pnom ratio 1.254	

Results summary

Produced Energy 119662 kWh/year	Specific production 1590 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.92 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6

**PVsyst V7.4.0**

VCO, Simulation date:
17/08/23 18:40
with v7.4.0

General parameters**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation**Orientation**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 15 / -62.3 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model JAM60-S20-380-MR
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 380 Wp
Number of PV modules 196 units
Nominal (STC) 74.48 kWp
Modules 10 strings x 20 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 68.6 kWp
U mpp 696 V
I mpp 99 A

Total PV power

Nominal (STC) 75 kWp
Total 196 modules
Module area 370 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-60KTL-M0-480Vac
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 60.0 kWac
Number of inverters 6 * MPPT 17% 1 unit
Total power 60.0 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (\Rightarrow 50°C) 66.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.25
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 60 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.25

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 117 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
17/08/23 18:40
with v7.4.0

Main results

System Production

Produced Energy 119662 kWh/year

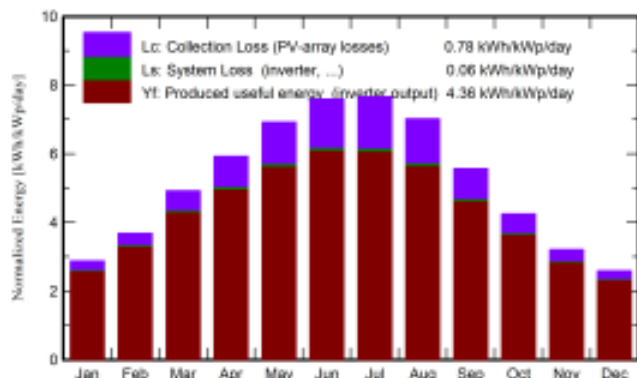
Specific production

1590 kWh/kWp/year

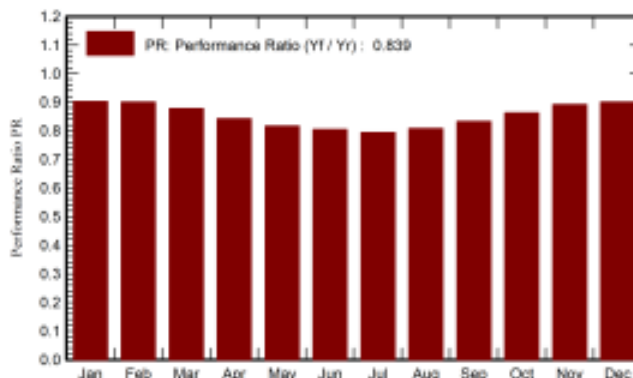
Perf. Ratio PR

83.92 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	77.3	28.63	10.33	89.2	85.4	6140	6062	0.903
February	94.6	38.24	11.45	103.2	99.8	7078	6988	0.900
March	145.0	57.02	14.29	152.4	148.4	10197	10067	0.878
April	172.8	65.13	16.46	177.6	173.5	11402	11254	0.842
May	212.7	69.70	20.42	214.4	210.1	13351	13172	0.816
June	230.4	70.34	24.18	227.9	223.5	13985	13791	0.804
July	239.2	64.81	26.87	237.6	232.9	14399	14195	0.794
August	212.8	64.42	27.37	217.5	212.8	13406	13217	0.808
September	160.5	52.93	23.74	167.0	163.1	10615	10469	0.833
October	121.9	47.04	20.08	131.6	127.6	8662	8548	0.863
November	85.6	29.64	14.00	96.2	92.5	6538	6453	0.892
December	69.8	29.78	11.33	80.3	76.7	5516	5445	0.901
Year	1822.6	617.69	18.42	1895.1	1846.5	121290	119662	0.839

Legends

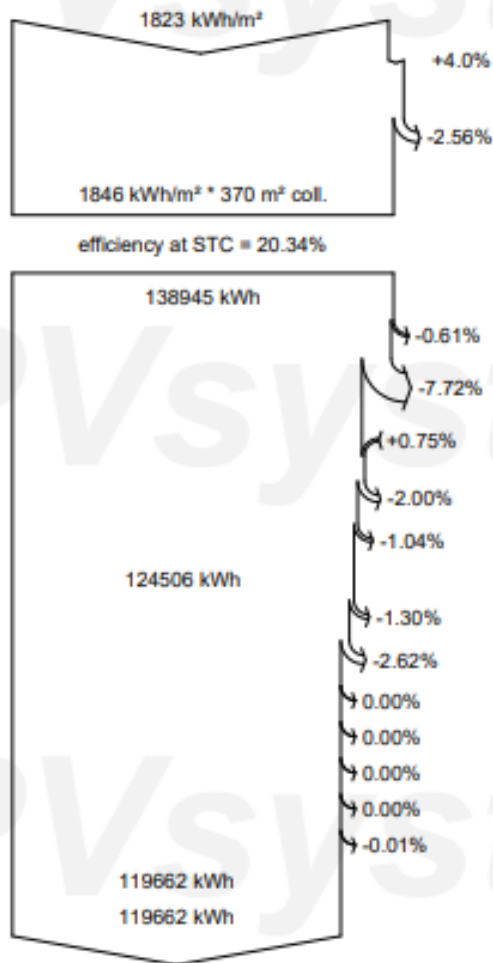
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:
17/08/23 18:40
with v7.4.0

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Module array mismatch loss
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

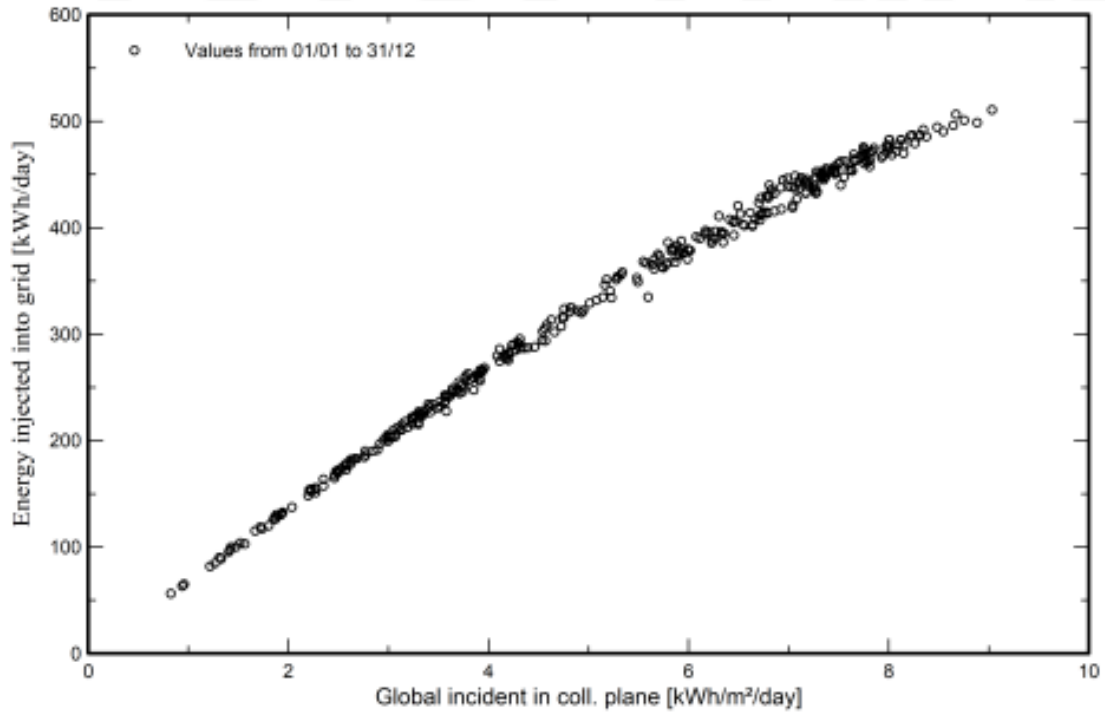


PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
17/08/23 18:40
with v7.4.0

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

