



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 17,6 KW SOBRE
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL EN
MONSERRAT EN RÉGIMEN DE
AUTOCONSUMO CON VENTA DE
EXCEDENTES**

AUTOR: MARTÍN LÓPEZ CAMPOS

TUTORA: MARÍA ÁNGELES HERNÁNDEZ FENOLLOSA

COTUTOR: SALVADOR SEGUÍ CHILET

Curso Académico: 2020-21

AGRADECIMIENTOS

“Me gustaría aprovechar la ocasión para agradecer el apoyo de mis compañeros y la ayuda de mis profesores a lo largo de estos años.

Por supuesto también agradecer a mis padres por darme la oportunidad de poder realizar unos estudios universitarios y a mi hermano por su inestimable ayuda siempre.”

RESUMEN

En el presente proyecto se va a diseñar una instalación solar fotovoltaica en régimen autoconsumo con venta de excedentes a red sobre la cubierta de una nave industrial, cuyo principal uso es la elaboración de diversos productos a partir del mármol, y que está ubicada en un polígono industrial de Monserrat. Para ello, se han tenido en consideración los consumos eléctricos y la potencia contratada de la industria, además del presupuesto máximo disponible para determinar el tamaño de la planta, planteando distintas soluciones de diseño. A su vez, se han analizado varios escenarios a partir de la tipología y tecnología de los módulos empleados, y a partir de la disposición de los inversores, estudiando cada caso para sistemas con inversor centralizado y para inversores modulares. Finalmente se selecciona y se desarrolla la propuesta que maximiza el beneficio económico dentro de los requerimientos técnicos, evaluando los costes y la rentabilidad de la misma.

Palabras Clave: Fotovoltaica; Energía renovable; Conexión a red; Venta de excedentes; Autoconsumo.

RESUM

En el present projecte es va a dissenyar una instal·lació solar fotovoltaica en règim autoconsum amb venda d'excedents a xarxa sobre la coberta d'una nau industrial, on el principal ús és l'elaboració de diversos productes a partir del marbre, i que està ubicada en un polígon industrial de Montserrat. Per a això s'ha tingut en consideració els consums elèctrics i la potència contractada de la indústria, i el pressupost màxim disponible per a determinar la mida de la planta, plantejant diferents solucions de disseny. Al seu torn, s'han analitzat diversos escenaris a partir de la tipologia i tecnologia dels mòduls empleats, i a partir de la disposició dels inversors, estudiant cada cas per a un sistema amb inversor centralitzat i per a inversors modulars. Finalment, es selecciona i es desenvolupa la proposta que maximitza el benefici econòmic dins dels requeriments tècnics, avaluant els costos i la rendibilitat de la mateixa.

Paraules clau: Fotovoltaica; Energia renovable; Connexió a xarxa; Venda d'excedents; Autoconsum.

ABSTRACT

In this project, a photovoltaic solar installation is going to be designed in self-consumption regime with sale of surpluses on the roof of an industrial building, whose main use is the production of several products from marble, and which is located in an industrial area in Monserrat. For this, the electrical consumption and contracted power of the industry have been taken into account, as well as the maximum budget available to determine the size of the plant, proposing different design solutions. In turn, various scenarios have been analyzed based on the type and technology of the modules used, and based on the disposition of the inverters, studying each case for a system with a centralized inverter and for modular inverters. Finally, the proposal that maximizes the economic benefit is selected and developed within the technical requirements, evaluating its costs and profitability.

Keywords: Photovoltaic; Renewable energy; Grid-connected; Sale of surpluses; Self-consumption.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- MEMORIA
- PRESUPUESTO
- PLANOS
- ANEXOS

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETO DEL PROYECTO	1
1.2. ANTECEDENTES	1
1.2.1 INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES	1
1.2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	2
1.2.3. SITUACIÓN FOTOVOLTAICA MUNDIAL	3
1.2.4. SITUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	5
1.2.5. AUTOCONSUMO	6
1.2.6. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	7
1.2.7. ELEMENTOS DE INSTALACIÓN DE CONEXIÓN A RED	8
CAPÍTULO 2. CASO DE ESTUDIO	16
2.1. EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN	16
2.2. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y DE LA ACTIVIDAD	17
2.3. CONSUMOS	18
CAPÍTULO 3. PLANTEAMIENTO DE POSIBLES SOLUCIONES DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	24
CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	30
4.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO	30
4.2. INVERSOR	32
4.3. CAMPO FOTOVOLTAICO	34

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

4.4. CABLEADO	43
4.5. PROTECCIONES	47
4.6. MONITORIZACIÓN	48
4.7. PÉRDIDAS DEL SISTEMA	50
4.8. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	54
4.9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	64
4.9.1 EVALUACIÓN ENERGÉTICA	64
4.9.2. EVALUACIÓN FINANCIERA	70
4.10. LEGALIZACIÓN	74
4.11. MANTENIMIENTO	74
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES	75
CAPÍTULO 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
ÍNDICE DEL PRESUPUESTO	
1. NECESIDAD DEL PRESUPUESTO	78
2. CONTENIDO DEL PRESUPUESTO	78
2.1. PRECIOS UNITARIOS	78
2.2. MEDICIONES Y PRECIOS DESCOMPUESTOS	79
2.3. RESUMEN DEL PRESUPUESTO	83
ÍNDICE DE LOS PLANOS	
CONJUNTO DE PLANOS	85
ÍNDICE DE LOS ANEXOS	
ANEXO I. FICHAS TÉCNICAS	90
ANEXO II. CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS	107

ÍNDICE DE LAS FIGURAS

Figura 1. Energías renovables actualmente en uso o en desarrollo. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica. [2].....	2
Figura 2. Datos históricos (2019-2020) y previsiones (2021-2022) de nueva potencia instalada de diferentes fuentes de energías renovables. Fuente: IEA [3].....	4
Figura 3. Evolución anual y acumulada de la instalación de potencia fotovoltaica (GW). Fuente: IEA [3].....	5
Figura 4. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Web Solaria [6].....	7
Figura 5. Ejemplo Horas Solares Pico (HSP).	8
Figura 6. Ejemplos de panel monocristalino y policristalino y capa fina. Fuente: Web Ecofener [7].	9
Figura 7. Curva característica I-V de la célula fotovoltaica. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica [2].....	10
Figura 8. Curvas I-V módulo SG285P del fabricante Peimar. Fuente: Web Peimar [8].....	11
Figura 9. Inversor Fronius Symo. Fuente: Web Fronius [9].....	11
Figura 10. Ejemplo de soporte inclinado cerrado para cubierta metálica. Fuente: Web Sunfer [10].	13
Figura 11. Emplazamiento y situación de la nave. Fuente: Google Maps [11].	17
Figura 12. Consumo mensual de la empresa en 2019. Datos Extraídos de facturas.	19
Figura 13. Consumo (kWh) de un día laborable medio.....	23
Figura 14. Consumo (kWh) de un día festivo medio.	23
Figura 15. Sistema con inversor centralizado. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica. [2]	26
Figura 16. Sistema con inversores modulares. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica. [2]	26
Figura 17. Módulo modelo CS3W-440MS de CanadianSolar. Fuente: Ficha técnica (Anexo I). .	30
Figura 18. Gráfica I-V en función de la radiación (izquierda) y de la Tcell (derecha). Fuente: ficha técnica del módulo (Anexo I).	31
Figura 19. Inversor Huawei SUN2000 -17KTL-M0. Fuente: Ficha técnica de inversor (Anexo I).	32
Figura 20. Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-17KTL-M0. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).	33
Figura 21. Diagrama de circuito del inversor Huawei SUN2000 -17KTL-M0. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).	33
Figura 22. Disposición de los módulos en ramas y series.	35
Figura 23. Diagrama de bloques de la instalación extraído de PVSOL.....	37

Figura 24. Comparativa de la irradiación solar mensual en la zona de estudio para el ángulo de inclinación óptimo (35°) y para el caso sin inclinación (0°). Fuente: PVGIS.....	38
Figura 25. Comparativa de la irradiación solar mensual en la zona de estudio para el ángulo de inclinación óptimo (35°) y para 30° de inclinación. Fuente: PVGIS.....	39
Figura 26. Soporte inclinado cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas, modelo 21H de Sunfer. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).....	39
Figura 27. Croquis de la cara este de la cubierta.	40
Figura 28. Distancia mínima entre módulos inclinados.	41
Figura 29. Vista pájaro de la implantación fotovoltaica creada con el software PVSOL.....	42
Figura 30. Vista sureste de la implantación fotovoltaica creada con el software PVSOL.	42
Figura 31. Análisis de sombras en PVSOL.....	43
Figura 32. Distribución del cableado de continua.....	45
Figura 33. HUAWEI SMART POWER METER DTSU666-H. Fuente: Web Huawei.	48
Figura 34. Esquema unifilar de la parte de alterna de la instalación.	49
Figura 35. Capturas de la aplicación FusionSolar para monitorización de instalaciones fotovoltaicas. Fuente: Web Huawei.....	50
Figura 36. Estimación de pérdidas por inclinación y orientación.	52
Figura 37. Producción energética diaria a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH.....	58
Figura 38. Producción energética mensual a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH.....	58
Figura 39. Producción energética diaria a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO	62
Figura 40. Producción energética mensual a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO.	62
Figura 41. Producción energética mensual a partir de simulación en software PVSOL	63
Figura 42. Curvas de producción y consumo día laborable (izquierda) y no laborable (derecha) de enero.	64
Figura 43. Curvas de producción y consumo día laborable (izquierda) y no laborable (derecha) de julio.....	65
Figura 44. Balance energético de la producción de la planta fotovoltaica mensual.	66
Figura 45. Balance energético de la producción de la planta fotovoltaica anual.	67
Figura 46. Balance energético de la demanda mensual.	67
Figura 47. Balance energético de la demanda anual.	68
Figura 48. Desglose del ahorro económico anual.	71

ÍNDICE DE LAS TABLAS

Tabla 1. Consumo mensual de la empresa en 2019. Datos extraídos de facturas.	18
Tabla 2. Consumo de día tipo laborable de cada mes.	21
Tabla 3. Consumo de día tipo festivo de cada mes.	22
Tabla 4. Resumen de las especificaciones de los módulos.	28
Tabla 5. Resumen de las especificaciones de los inversores.	29
Tabla 6. Posibles configuraciones del campo fotovoltaico.	35
Tabla 7. Valor de los parámetros eléctricos del sistema en varios escenarios.	36
Tabla 8. Cálculo de sección del cableado de continua.	45
Tabla 9. Cálculo de sección del cableado de alterna.	46
Tabla 10. Temperaturas medias mensuales diarias y diurnas en la ubicación de estudio extraídas del PVGIS.	51
Tabla 11. Temperatura media de la célula por mes.	51
Tabla 12. Pérdidas de potencia por temperatura de la célula.	52
Tabla 13. Resumen de las pérdidas de potencia del sistema fotovoltaico.	53
Tabla 14. Rendimiento global medio mensual de la instalación.	54
Tabla 15. Valores de irradiancia para la ubicación de estudio. Fuente: Base de datos PVGIS-SARAH.	55
Tabla 16. Horas Solares Pico diarias y anual para la ubicación de estudio.	55
Tabla 17. Producción energética del sistema fotovoltaico a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH.	57
Tabla 18. Valores de irradiancia para la ubicación de estudio. Fuente: Base de datos PVGIS-COSMO.	59
Tabla 19. Horas Solares Pico diarias y anual para la ubicación de estudio.	59
Tabla 20. Producción energética del sistema fotovoltaico a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO.	61
Tabla 21. Producción energética del sistema fotovoltaico a partir de simulación en software PVSOL.	63
Tabla 22. Días laborables y días no laborables para la empresa.	65
Tabla 23. Balance mensual de generación y demanda.	66
Tabla 24. Resumen del sistema.	68
Tabla 25. Balance mensual de generación y demanda.	69
Tabla 26. Resumen del sistema.	69
Tabla 27. Resumen energético del sistema.	70

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

Tabla 28. Balance económico del sistema a partir de la base de datos PVGIS-SARAH.....	70
Tabla 29. Balance económico del sistema a partir de la base de datos PVGIS-COSMO.	71
Tabla 30. Flujos de caja netos a partir de base de datos PVGIS-SARAH.	73
Tabla 31. Resumen de los indicadores de rentabilidad del proyecto.	73
Anexo II-Tabla 1. Energía (kWh) autoconsumida en día laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.....	108
Anexo II-Tabla 2. Energía (kWh) excedente en día laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.	109
Anexo II-Tabla 3. Energía (kWh) autoconsumida en día no laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.....	110
Anexo II-Tabla 4. Energía (kWh) excedente en día laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.	111
Anexo II-Tabla 5. Energía (kWh) autoconsumida en día laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.	112
Anexo II-Tabla 6. Energía (kWh) excedente en día laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.	113
Anexo II-Tabla 7. Energía (kWh) autoconsumida en día no laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.	114
Anexo II-Tabla 8. Energía (kWh) excedente en día no laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.	115
Anexo II-Tabla 9. Flujos de caja netos a partir de base de datos PVGIS-COSMO.	116



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

MEMORIA

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 17,6 KW
SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL EN MONSERRAT EN
RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON VENTA DE EXCEDENTES

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red, sobre la cubierta de una nave de uso industrial situada en el polígono industrial Les Valletes, en la localidad de Monserrat, Valencia.

El proyecto tiene como finalidad principal el diseño de un sistema que sea capaz de abastecer parte de la demanda de energía eléctrica de la empresa con una fuente de energía de carácter renovable, y a su vez, que sea capaz de proporcionar una rentabilidad económica anual a partir de la inversión realizada, haciendo esto de una forma sostenible y amigable con el medio ambiente.

1.2. ANTECEDENTES

La sociedad avanza sostenida por un proceso evolutivo donde cada vez existe un mayor número de habitantes que consumen energía, tanto para ciertas necesidades básicas como pueden ser la iluminación, refrigeración de alimentos, etc., como para otro tipo de necesidades secundarias como la calefacción, refrigeración, domótica, etc.

Desde hace ya varios años, el modelo energético está en una etapa de transición hacia la mayor incorporación de energías de carácter renovable, debido a la poca viabilidad del sistema energético anterior basado de forma prácticamente completa en energías convencionales, como los combustibles fósiles, energía nuclear, entre otros.

1.2.1 INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Ante los importantes problemas que derivan del uso poco sostenible de las energías convencionales, cada vez es mayor la contribución de las fuentes renovables en la generación energética mundial. Más del 80% de la nueva capacidad eléctrica instalada el último año fue de carácter renovable, liderado por la energía solar y eólica que han supuesto un 91 % de las nuevas renovables, según el informe anual de IRENA «Estadísticas de capacidad renovable 2021» [1]. Pero no es este el único aspecto importante en el camino hacia un nuevo modelo energético, sino que también es de gran importancia la reducción de los consumos desmedidos e ineficientes, poniendo el foco mayormente en los países de mayor desarrollo, para lo que es necesario mejorar los hábitos de consumo, con un consumo responsable e inteligente en todos los ámbitos.

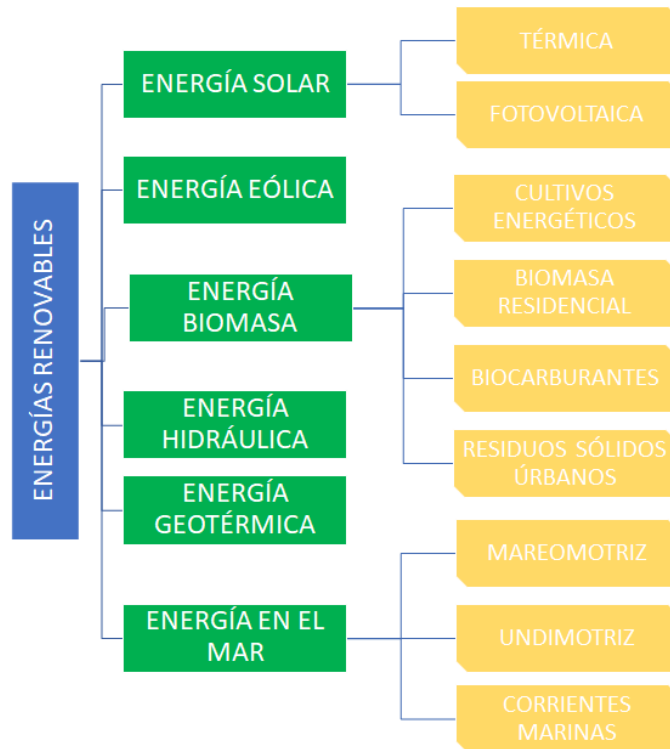


Figura 1. Energías renovables actualmente en uso o en desarrollo. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica. [2]

Las fuentes de energía renovables están en un constante desarrollo con la intención de mejorar sus características y prestaciones, aumentando con el paso de los años la cantidad de tipos de energías de carácter limpio, y mejorando la calidad de las ya existentes hasta el punto de que puedan resultar competitivas y rentables en el mercado energético.

Como se puede observar en la figura 1, hay una gran cantidad de fuentes renovables de generación energética actualmente en funcionamiento y en desarrollo, y esto surge de la necesidad de cambio del sistema energético mundial actual, hacia un camino de generación respetuoso con el medio ambiente y con menor impacto.

El presente proyecto se centra específicamente en una rama de estas energías renovables: la energía solar fotovoltaica.

1.2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es una fuente inagotable y no contaminante de energía, que, por lo tanto, contribuye a la creación de un modelo energético sostenible. Las instalaciones que se necesitan para poder aprovechar la radiación solar y convertirla en electricidad son limpias, simples y viables en términos económicos al proporcionar una rentabilidad.

Esta energía dispone de una serie de características ventajosas, causantes en gran parte de que sea una de las energías con mayor peso dentro de las renovables. Entre ellas destacan las siguientes:

- Simplicidad: Es posible generar electricidad simplemente a partir de la radiación solar.

- Modularidad: Este tipo de sistemas pueden ampliarse con gran facilidad, resultando muy escalables, lo que permite incorporar nuevos elementos más novedosos o de mayor calidad en instalaciones ya existentes.
- Impacto medioambiental: Los elementos de estas instalaciones suponen un bajo impacto ambiental debido a que no disponen de partes móviles, por lo que no generan ruidos, ni están contruidos con sustancias peligrosas, además de que su impacto visual es mínimo. A su vez, facilitan el aprovechamiento de tierras que no son productivas en términos agrícolas, pudiendo disponer de grandes instalaciones fotovoltaicas en ellos, y durante su funcionamiento no se producen emisiones contaminantes.
- Vida útil: En la mayoría de casos los fabricantes garantizan una vida útil de 25 años, ofreciendo una elevada fiabilidad, conservando en gran parte su rendimiento dentro de este periodo.

Sin embargo, esta energía también tiene una serie de desventajas, entre las cuales se puede encontrar:

- Dependencia de la climatología: La producción de energía eléctrica está directamente ligada a la radiación solar, por lo que para una generación adecuada se necesita cierto estado del clima que puede hacer esta tecnología no óptima para cualquier lugar geográfico. Sin embargo, hay que remarcar que incluso con presencia de nubes las placas fotovoltaicas son capaces de generar alrededor de un 25% de su capacidad.
- Inversión inicial: Estas instalaciones suponen una considerable inversión inicial, que, aunque es posible amortizar en un periodo de 6-10 años, puede resultar no accesible para una gran parte de la población.
- Problemas de espacio: En particular la posibilidad de contar con una instalación fotovoltaica en la propia vivienda depende del tejado disponible, que puede no ser adecuado o suficiente. Por otro lado, para grandes instalaciones generadoras es necesaria una gran superficie de terreno para poder ejecutarlas.

1.2.3. SITUACIÓN FOTOVOLTAICA MUNDIAL

Las ventajas de esta energía son en gran parte la causa de que en los últimos años la energía fotovoltaica sea líder en cuanto a potencia instalada en lo referente tanto a energías renovables como incluso a energías no renovables, por encima de la eólica o hidroeléctrica, y con previsiones para seguir incrementando esta tendencia tal y como se puede comprobar en el gráfico de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), extraído de su informe Energy Technology Perspectives de 2020 [3]:

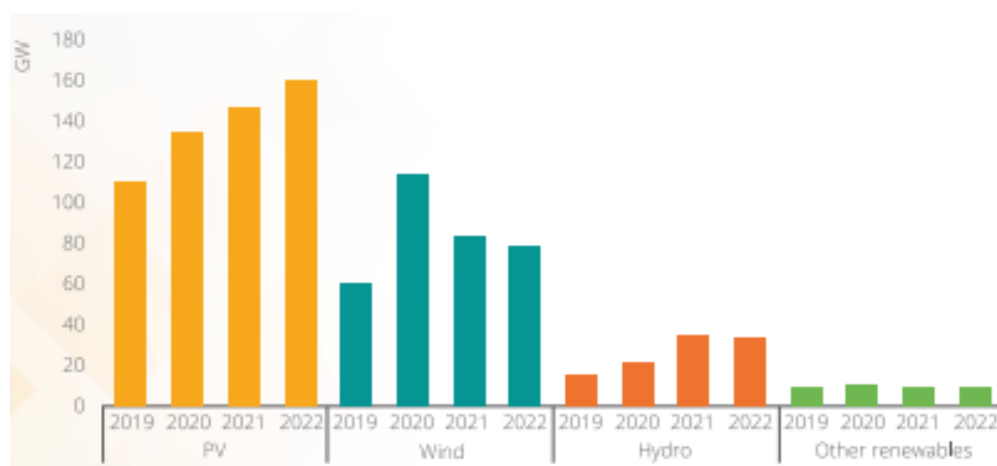


Figura 2. Datos históricos (2019-2020) y previsiones (2021-2022) de nueva potencia instalada de diferentes fuentes de energías renovables. Fuente: IEA [3].

Como se muestra en el gráfico anterior, la nueva capacidad fotovoltaica en 2020 fue 139 GW, un incremento del 21% frente a 2019, superando los 100 GW por cuarto año consecutivo y alcanzando 760 GW en acumulado mundial.

Tal y como menciona la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en su Informe anual de 2021 [4], aunque el crecimiento ha sido notable en todos los continentes, China ha sido el gran líder del mercado, rompiendo una tendencia negativa de dos años de desaceleración, aportando 48,2 GW, lo cual supone cerca de un 60% más que el año anterior. Tras los pasos de China, se encuentra Estados Unidos que prácticamente dobló su contribución de 2019, con un aumento de nueva capacidad de 19,2 GW.

En cuanto a la Unión Europea, Alemania ha sido el país con mayor nueva capacidad instalada, liderando el continente con nuevos 4,8 GW instalados.

En cuanto al acumulado, la potencia fotovoltaica mundial alcanzó la cifra de 760 GW a finales de 2020. Desglosado por países, China lidera con una capacidad acumulada de 253,4 GW, seguida de EE.UU. (93,2 GW), Japón (71,4 GW) e India (47,4 GW). En la Unión Europea, Alemania es líder indiscutible con 53,9 GW, seguida de Italia (21,7 GW) y España (12,7 GW).

El siguiente gráfico del informe de la IEA [3], muestra la evolución acumulada de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo, con un crecimiento exponencial en los últimos 10 años.

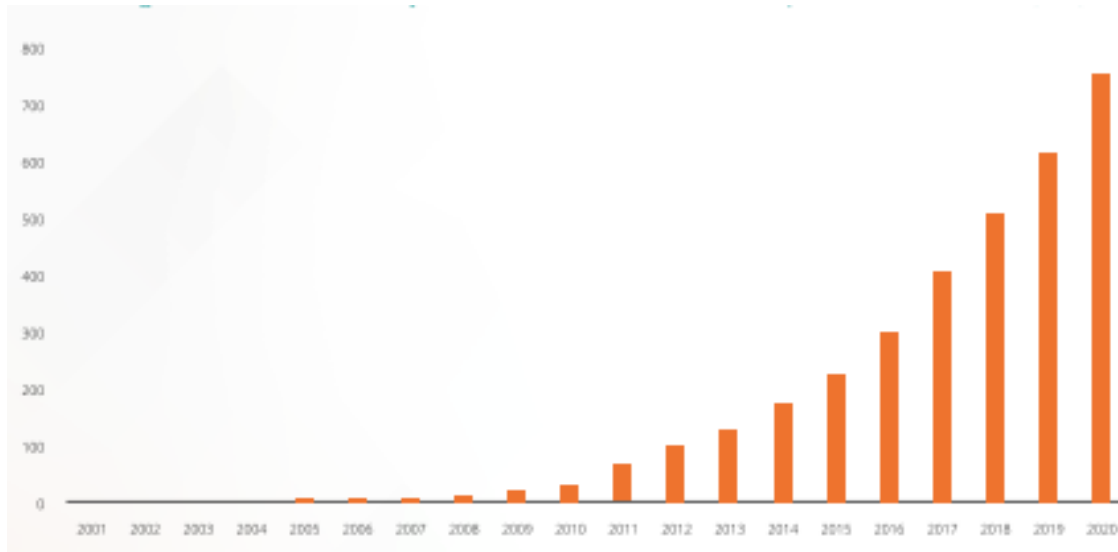


Figura 3. Evolución anual y acumulada de la instalación de potencia fotovoltaica (GW).
Fuente: IEA [3].

1.2.4. SITUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España forma parte del grupo de países de Europa con una mayor cantidad de horas de sol, lo cual hace interesante el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas, potenciado con los compromisos europeos en instalación de energías renovables, así como también por la conveniencia estratégica de aumentar la autonomía energética con nuestros propios recursos y disminuir la gran dependencia energética exterior.

A su vez, España fue uno de los primeros estados que se lanzó en materia de investigación y desarrollo de esta fuente de energía, lo cual ha conducido a que numerosas empresas españolas actualmente sean constructoras de este tipo de instalaciones por todo el mundo, con una gran relevancia.

La historia de la energía fotovoltaica en nuestro país estuvo fuertemente potenciada por una serie de Reales Decretos, que promovieron en gran medida el desarrollo de estas instalaciones. Estos RD fueron:

- RD 2818/1998
- RD 436/2004
- RD 661/2007
- RD 1578/2008

Gracias a esta legislación resultó muy atractiva la inversión en esta tecnología, posicionando a España en un lugar privilegiado en cuanto a energía solar fotovoltaica instalada. Sin embargo, las legislaciones posteriores al 2008 resultaron ser poco amigables con este ecosistema que se estaba creando, poniendo el freno de forma drástica al desarrollo de nuevas instalaciones en los años posteriores.

No ha sido hasta el año 2018, con el RDL 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores [5], cuando se han tomado medidas para reactivar este sector y guiando esta generación de energía hacia el autoconsumo.

El desarrollo del autoconsumo asegura al consumidor final el acceso a alternativas más económicas y respetuosas con el medio ambiente, contribuyendo a disminuir las necesidades de la red eléctrica, y generando una mayor independencia a nivel energético, permitiendo a su vez reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, es importante tener en cuenta que la tecnología e inversión aplicada al desarrollo de las energías renovables las ha convertido en fuentes cada vez más eficientes y rentables, llegando a ser capaces de producir electricidad bajo condiciones menos óptimas o adecuadas de radiación solar, habiendo también disminuido el coste de las instalaciones alrededor de un 70% respecto a una década atrás, y consecuentemente resultando cada vez más interesante a nivel económico.

Es por todos estos motivos que el año 2020 fue un año histórico para el sector fotovoltaico en España. En lo que se refiere a plantas en suelo, la capacidad instalada alcanzó los 2,8 GWp, inferior a 2019 pero con el hito que supone que se desplegaran esas cifras sin ningún tipo de ayuda pública. En autoconsumo, la potencia se vio aumentada en un total de 596 MWn, un crecimiento que supone aproximadamente un 30% respecto al anterior año, mostrando el buen comportamiento del sector a pesar del COVID según los datos del informe anual de la UNEF [4].

En cuanto a potencia instalada anual, se trató del segundo mejor año de la historia de este país, haciendo demostración nuevamente de que este es un sector empresarial más que preparado para desplegar grandes cifras de capacidad.

1.2.5. AUTOCONSUMO

Se puede definir el autoconsumo como la producción de energía eléctrica que está destinada al uso propio, tanto de forma individual, como colectiva, dependiendo del número de personas que se asocian al sistema generador. Para llevar esto a cabo, resulta imprescindible disponer de una instalación generadora propia, pudiendo ser de tipo fotovoltaico o con cualquier otro tipo de recurso como fuente, en lugares cercanos a los propios puntos en los que se va a consumir esta energía generada.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo: las de conexión a red y las aisladas. La principal diferencia entre ambas es que la primera tiene la posibilidad de consumir energía de la red eléctrica en cualquier momento, mientras que en la segunda no existe esa posibilidad. Es frecuente encontrar el uso de baterías para las instalaciones aisladas para poder abastecer de forma correcta las demandas energéticas cuando la producción solar de la instalación no es suficiente, e incluso es habitual encontrar generadores auxiliares de tipo convencional para asegurar una completa cobertura de las demandas de energía eléctrica a lo largo del año.

En España, dentro de la tipología de instalaciones de autoconsumo con conexión a red podemos encontrar dos tipos:

- Sin excedentes: Son las instalaciones que disponen de un sistema de antivertido que impide cualquier tipo de inyección de excedente eléctrico generado a la red
- Con excedentes: En este tipo de instalaciones sí que existe la posibilidad de verter el excedente a la red, y dentro de él encontramos 2 posibilidades: Con compensación de excedentes o sin compensación. El primer caso se trata de la opción más interesante

para el consumidor, ya que la comercializadora compensará el excedente generado por los paneles a un precio acordado, aplicando un descuento a la propia factura eléctrica en el término de energía. Por otro lado, en el segundo caso no existe ningún tipo de compensación por el excedente generado, siendo esta opción obligatoria para instalaciones de más de 100 kW.

1.2.6. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los módulos fotovoltaicos son capaces de generar energía gracias al efecto fotovoltaico. Este efecto consiste en la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de materiales distintos que permanecen en contacto y que se encuentran expuestas a radiación electromagnética.

Este efecto se produce en los paneles fotovoltaicos, concretamente en las células solares por las que están formados, las cuales son dispositivos capaces de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. Estos dispositivos están formados por dos láminas P y N, habitualmente de silicio, separadas por un semiconductor. Los fotones inciden contra la superficie de la capa P, y cuando chocan liberan electrones de los átomos del silicio los cuales, en movimiento, pasan por el semiconductor, pero no son capaces de volver. La capa N adquiere una diferencia de potencial respecto a la capa P, obteniéndose una corriente eléctrica, volviendo el electrón mediante un conductor externo a su capa original para volver a repetir el proceso.

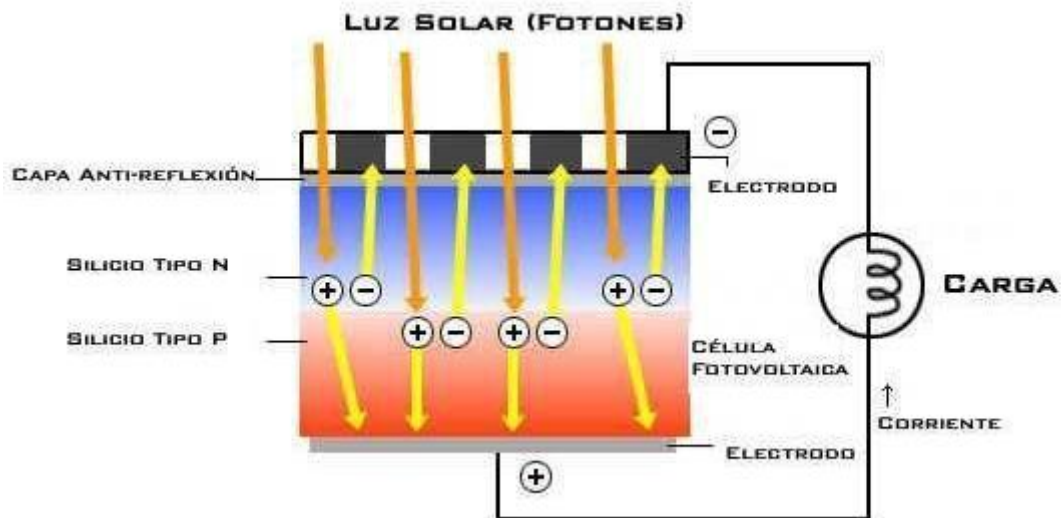


Figura 4. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Web Solaria [6].

Estas células suelen agruparse en serie con el objetivo de aumentar el voltaje total del módulo, y generan una electricidad en corriente continua, la cual posteriormente es transformada en corriente alterna, con unos determinados parámetros que hagan posible su consumo, llevando esto a cabo a través de un inversor.

Es por este proceso comentado anteriormente que la producción de energía de un campo fotovoltaico depende directamente de la radiación solar incidente sobre la propia instalación.

Esta radiación depende de la zona geográfica en la que se ubique el campo fotovoltaico, así como de la estación del año, la meteorología, inclinación de los paneles, y ciertos factores más.

Es frecuente usar el concepto de las Horas de sol Pico, entendidas como el número de horas de sol que con una radiación de 1000 W/m^2 son capaces de entregar una energía que sea equivalente a la radiación recibida durante cierto periodo de tiempo, lo cual permite simplificar notablemente los cálculos de producción de energía.

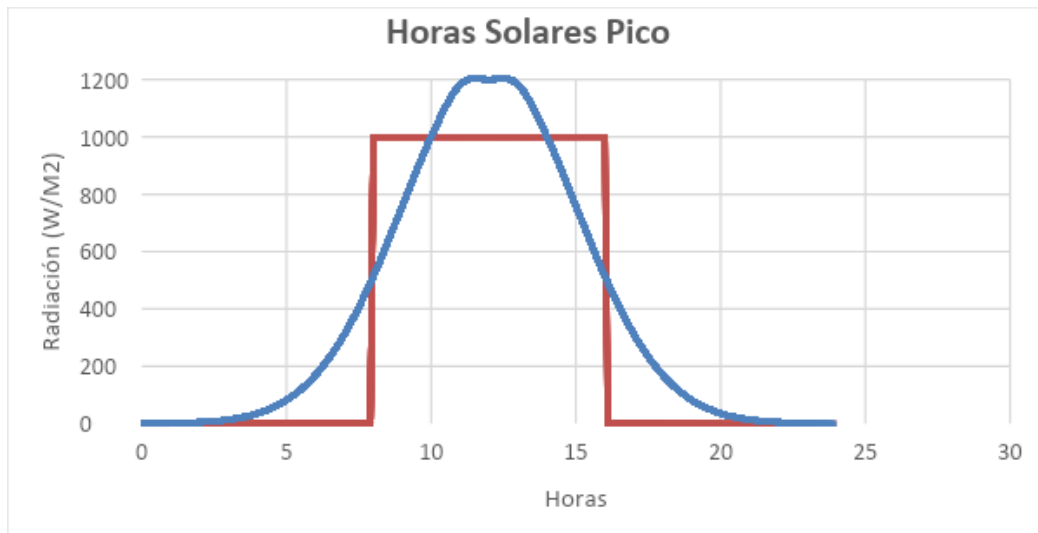


Figura 5. Ejemplo Horas Solares Pico (HSP).

1.2.7. ELEMENTOS DE INSTALACIÓN DE CONEXIÓN A RED

En este apartado se describen los elementos principales de los que se componen las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, tipología con la que se va a trabajar principalmente en el presente proyecto.

- **Generador fotovoltaico**

Este es uno de los elementos principales en los sistemas fotovoltaicos, cuyo trabajo consiste en la transformación de la radiación solar recibida, en energía eléctrica. Se constituye por paneles solares que se interconectan entre sí, formando los campos solares. Estos paneles se pueden conectar en serie y/o en paralelo, según si queremos aumentar el voltaje o la corriente del campo respectivamente, y conseguir a su vez cierto valor de potencia final.

A su vez, estos paneles están formados por células fotovoltaicas, que también se asocian entre sí, tanto en serie como en paralelo, para conseguir ciertos valores objetivo de tensión, voltaje y potencia. Aparte de estas células, el panel también tiene otros elementos que facilitan la protección del módulo ante agentes externos que puedan dañarlo, proporcionándole suficiente rigidez y haciendo posible la sujeción de las estructuras que se vaya a disponer en la instalación.

Actualmente hay diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos a partir de su proceso de fabricación, pero en el mercado predominan dos de ellas:

➤ Cristalino

Esta tecnología supone un alto porcentaje del mercado total de módulos, estando aproximadamente el 90% de esta tipología basados en silicio en alguna de sus variantes, entre las cuales destacan dos principalmente:

Monocristalino: Se fabrican a partir de bloques de silicio de forma cilíndrica u otro material semiconductor, cristalizado en una sola pieza, controlando el crecimiento del cristal para que adquiera una única dirección, obteniendo una alineación relativamente perfecta. En la actualidad los rendimientos comercializados están comprendidos entre un 17 y 22% aproximadamente.

Policristalino: En este caso, en el proceso de fabricación no se controla el crecimiento del cristal, de forma que estos adquieren distintas direcciones aleatorias, creando distintos cristales unidos entre sí. Sus rendimientos son ligeramente inferiores a los monocristalinos, aunque también su coste.

➤ Capa fina

En esta tecnología no hay red cristalina, y su coste es considerablemente inferior a las anteriores mencionadas, ya que, al ser materiales muy absorbentes de la luz, es solo necesario disponer los módulos en capas finas, usando muchos menos material, y con una fabricación sencilla. A su vez, sus rendimientos también son notablemente inferiores a los cristalinos, siendo de entorno del 7 al 13%. Su respuesta espectral es más amplia, lo que lo hace interesante en ambientes interiores, o exteriores para zonas con polvo o alta radiación difusa.

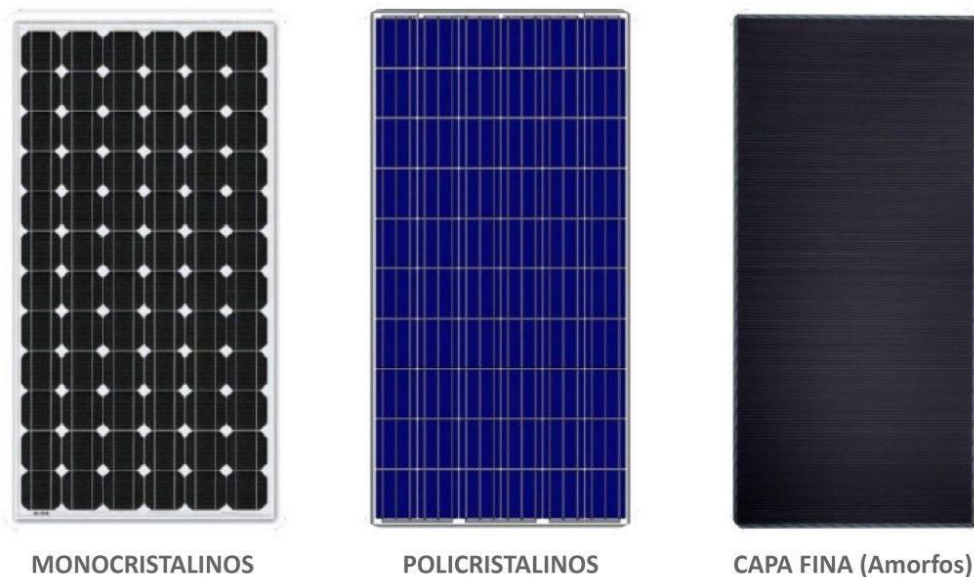


Figura 6. Ejemplos de panel monocristalino y policristalino y capa fina. Fuente: Web Ecofener [7].

Características eléctricas

Para la realización del dimensionado de la instalación fotovoltaica, es necesario el conocimiento de los parámetros eléctricos fundamentales de los paneles, que proporcionan los fabricantes en sus correspondientes fichas técnicas, entre los cuales hay que destacar:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}), que es la máxima intensidad que se puede obtener, cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan los bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}), que es la máxima tensión que se puede generar, cuando no hay conectada ninguna carga y los bornes están al aire.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}), que es la corriente que se genera en el punto en el que se obtiene la máxima potencia que se puede entregar.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}), que es la tensión que se genera en el punto en el que se obtiene la máxima potencia que se puede entregar.
- Eficiencia (η), que es el cociente de la potencia máxima que puede generar el módulo y la potencia que se recibe de la radiación solar incidente en el módulo.

Con estos parámetros queda definida la curva característica I-V de cada célula, y a su vez, del módulo, que representa la relación entre la tensión y la intensidad entregada, reflejando el funcionamiento eléctrico del mismo.

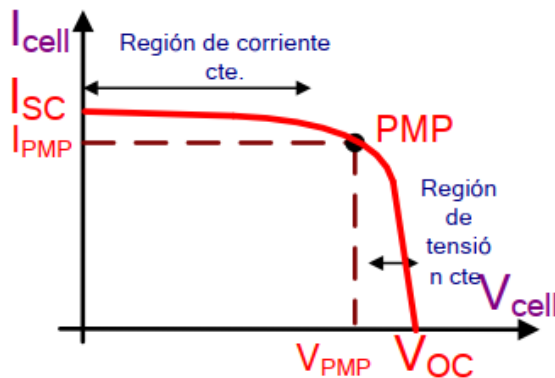


Figura 7. Curva característica I-V de la célula fotovoltaica. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica [2].

Hay que remarcar que estos parámetros eléctricos son obtenidos en unas condiciones estándares de medida (STC) en las que se toman concretamente unos valores de radiación de 1 kW/m², temperatura de la célula de 25 °C y 1.5 AM. Hay que tener en cuenta que estas condiciones pueden ser diferentes a las de trabajo real, por lo que es fundamental conocer cómo varían los parámetros eléctricos mencionados en función de estas variables, para estudiar las posibles variaciones que puedan ocasionarse en distintas situaciones.

Los fabricantes suelen adjuntar en sus fichas técnicas estas curvas I-V con distintos escenarios de funcionamiento a partir de variar el valor de la radiación o el valor de la temperatura de la célula, y así se puede observar el comportamiento de los módulos en situaciones diferentes a las de las condiciones standard, como se puede ver en las siguientes curvas extraídas de las fichas técnicas del módulo del fabricante Peimar.

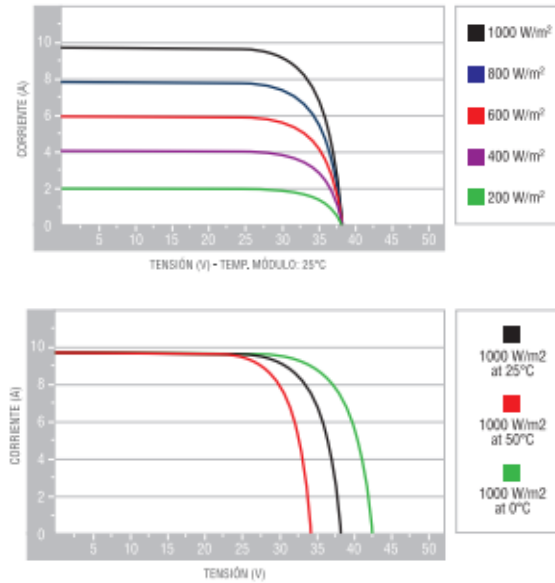


Figura 8. Curvas I-V módulo SG285P del fabricante Peimar. Fuente: Web Peimar [8].

- **Inversor**

Como se ha mencionado anteriormente, los generadores fotovoltaicos captan la radiación y a partir de ella generan potencia, pero esta potencia no es alterna, sino continua. Por lo tanto, en la instalación se necesita un elemento capaz de transformar esta corriente continua en corriente alterna, y en este caso se trata del inversor.

El inversor es, junto con el generador, uno de los elementos fundamentales de las instalaciones fotovoltaicas. Se trata de un dispositivo electrónico de potencia cuya función fundamentalmente es transformar la energía de corriente continua (DC) generada por los módulos en corriente alterna (AC) y poder así inyectarla posteriormente en la red eléctrica.



Figura 9. Inversor Fronius Symo. Fuente: Web Fronius [9].

Además, el inversor también tiene otras funciones que resultan importantes en el contexto de la instalación, tales como:

- Actúa como protección en situaciones que puedan suponer daños en el sistema. Habitualmente incluyen protecciones frente a variaciones de frecuencia, temperaturas de funcionamiento excesivas, protecciones frente sobrecargas y cortocircuitos, etc.
- Protecciones ante el riesgo eléctrico de las personas, revisando los niveles de aislamiento del sistema.
- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), con el objetivo de optimizar el grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico, ajustando el funcionamiento a este punto.
- Protección de funcionamiento en modo isla, que ocurre cuando se produce una desconexión de la red principal y el generador sigue conectado. El inversor se desconecta de la red cuando detecta esta situación como modo de protección.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar también en función de la configuración que se adopte con los inversores, pudiendo ser:

- Sistema centralizado, en el que toda la conversión DC/AC de la instalación se lleva a cabo a través de un único inversor.
- Sistema modular, en el que se dispone de varios inversores, conectándose varias ramas del campo fotovoltaico a cada uno de ellos.
- Sistema inversor integrado, en el que cada módulo de manera individual tiene incorporado un micro-inversor de pequeña potencia.

- **Estructuras soporte**

Las estructuras de una instalación fotovoltaica son el elemento que se adapta a la superficie sobre la cual se va a disponer la instalación, con la finalidad de disponer las placas en él y proporcionar fijación y seguridad. A su vez, es un elemento clave para la optimización de la energía producida por los generadores, permitiendo establecer cierto grado inclinación y orientación al campo de paneles según las necesidades de generación de la instalación.

En estas estructuras es habitual encontrar dos tipos: fijas y móviles. Las fijas son más simples y también menos costosas. Para su aplicación, se calcula previamente la disposición óptima que deberían tener para maximizar la energía generada en unas condiciones de uso determinadas, calculando la inclinación y orientación adecuadas según las características de superficie y la zona geográfica en la que se va a instalar el sistema. Por otro lado, las estructuras móviles se mueven y se orientan realizando un seguimiento de la posición del sol en cada momento, que puede ser a uno o dos ejes, con el fin de optimizar la energía generada en cada hora del día. Este tipo de estructuras suele encontrarse mayormente en las denominadas huertas fotovoltaicas.

Las estructuras de soporte deberán resistir el peso de los paneles, y a su vez las posibles sobrecargas producidas por efectos atmosféricos como nieve o viento. Además, también deberán ser capaces de soportar las dilataciones térmicas en cada temporada del año.

Es importante tener en cuenta la posible aparición de sombreados sobre los módulos al no dejar suficiente distancia entre las filas, por lo que se deberá evitar esto para minimizar las pérdidas de generación de energía.

En cubiertas inclinadas es frecuente la disposición de los módulos con estructuras coplanares al propio tejado con el objetivo de simplificar los cálculos y el montaje, disponiendo los paneles de una forma no óptima a efectos de rendimiento, siempre y cuando el perjuicio de este rendimiento no se vea afectado de forma significativa. Sin embargo, siempre suele ser más adecuado en términos de rendimiento colocar los módulos en estructuras inclinadas con el objetivo de que tengan la inclinación de máxima generación fotovoltaica.



Figura 10. Ejemplo de soporte inclinado cerrado para cubierta metálica. Fuente: Web Sunfer [10].

- **Cableado**

Los distintos elementos de los que se compone la instalación fotovoltaica se conectan entre sí mediante cableado conductor con una sección adecuada previamente calculada, de forma que la caída de tensión que se produzca por el conductor esté dentro de lo establecido, y suponiendo unas pérdidas de potencia aceptables.

Estos cálculos empleados para determinar la sección adecuada del cable tienen que satisfacer una serie de condiciones determinantes:

- Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de intensidad de cortocircuito.
- Criterio de caída de tensión.

El criterio de intensidad máxima admisible hace referencia a la temperatura máxima admisible del conductor a plena carga y régimen constante.

El criterio de intensidad de cortocircuito es menos relevante en instalaciones de baja tensión debido a la rápida actuación de las protecciones frente a sobreintensidades.

Por otro lado, el criterio de caída de tensión fija una caída de tensión máxima a lo largo del cable para poder garantizar el funcionamiento correcto de los receptores.

El Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE establece que las caídas de tensión máximas permitidas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red son de 1,5% para la parte de continua, y 2% para la parte de alterna.

Es habitual el dimensionamiento del conductor con un límite menor con el objetivo de disminuir las pérdidas al máximo, las cuales son más notables cuando se trabaja con longitudes largas del conductor.

Las líneas de corriente continua disponen de dos conductores, uno positivo y otro negativo, mientras que las líneas de corriente alterna disponen de cuatro conductores, tres de fase y uno para neutro. Hay que remarcar que es determinante minimizar dentro de las posibilidades reales la longitud del cable a emplear para minimizar pérdidas y costes.

- **Protecciones**

En cuanto a las protecciones del sistema, existen diversos elementos que son de uso frecuente en las instalaciones fotovoltaicas, como son los interruptores seccionadores, protecciones frente a sobrecorrientes y sobretensiones, elementos de maniobra, etc.

Los interruptores seccionadores son dispositivos mecánicos de maniobra que se usan para protección del personal y aislamiento del circuito, contando con una posición de abierto, que debe garantizar la puesta fuera de tensión de la instalación, y otra de cerrado, que permite el paso de corriente.

Entre ellos encontramos los interruptores magnetotérmicos, los cuales son dispositivos de protección frente a cortocircuitos y sobrecargas, con un funcionamiento basado en los efectos que se producen por la circulación de la corriente eléctrica: magnético y térmico. Combinan relés térmicos para protección ante sobrecargas pequeñas, pero de prolongada duración en el tiempo, y relés electromagnéticos, que proporcionan protección ante sobrecargas de gran importancia en instalaciones con puntas de intensidad habituales. Este interruptor se coloca en el cuadro de protecciones de corriente alterna, después del inversor.

Otro interruptor relevante es el automático diferencial, cuyo objetivo es la protección de las personas en el supuesto de derivaciones de algún equipo de la parte de corriente alterna de la instalación. Su funcionamiento es básicamente provocar la apertura de los contactos cuando la corriente diferencial alcanza un valor determinado.

El uso de interruptores diferenciales se debe realizar siempre que exista el riesgo de contactos directos o indirectos. Este interruptor debe colocarse en el cuadro de protecciones de alterna, después del inversor, junto con el magnetotérmico.

Para la protección frente a sobreintensidades son de uso habitual los denominados fusibles, que consisten en un aparato que se comporta como circuito abierto cuando se alcanza un cierto nivel de intensidad. Esto se logra a través de unos filamentos de metal con bajo punto de fusión que se intercala en un punto de la instalación y que se funde cuando la corriente supera un valor determinado, protegiendo al sistema y evitando daños en los elementos del sistema.

- **Instalación de puesta a tierra**

La toma de tierra consiste en un elemento metálico, o varios, enterrado con un buen contacto eléctrico con el terreno, el cual suele colocarse cerca de la zona donde están los aparatos eléctricos que se quiere conectar.

Al conjunto de elementos y conexiones que se emplean para poner a tierra las masas se le conoce como instalación de puesta a tierra.

Esta puesta a tierra tiene gran importancia ya que delimita la tensión que pueda presentarse en cierto instante en las masas metálicas de los componentes de la instalación, garantizando la actuación de las protecciones y suprimiendo el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de cualquiera de los equipos.

Es importante que la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas se realice siempre de forma que no se produzcan alteraciones en las condiciones de puesta a tierra de la red ya existente de la empresa distribuidora, garantizando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

- **Normativa**

Para la elaboración del presente proyecto se ha tomado en cuenta la reglamentación enumerada a continuación:

- Real Decreto Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- Real Decreto 244/19 de 5 de abril, Normativa de autoconsumo
- Real Decreto 843/2002 del 2 de agosto - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e ITCs.
- Normas UNE vigentes referenciadas en el REBT.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Normas de la compañía suministradora (IBERDROLA S.A).

CAPÍTULO 2. CASO DE ESTUDIO

2.1. EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN

La instalación fotovoltaica se dispondrá en la cubierta de una nave industrial situada en la calle Picapedrers número 33 del polígono industrial Les Valletes, en Monserrat (46192), Valencia.

Las coordenadas geográficas del proyecto son:

- Latitud: 39° 21' 6.336" N
- Longitud: 0° 36' 44.388" W

En los alrededores no hay edificios ni otro tipo de elementos que puedan producir sombreados en la instalación, aunque habrá que tener en cuenta que al estar rodeado por parcelas sin construir con suelos de tierra, el aire podría provocar generación polvo y suciedad sobre los paneles.





Figura 11. Emplazamiento y situación de la nave. Fuente: Google Maps [11].

2.2. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y DE LA ACTIVIDAD

La empresa para la cual se va a realizar el proyecto trabaja el sector del mármol principalmente, abarcando los servicios de fabricación, acabado, distribución y montaje de encimeras, baños, lápidas, y en general cualquier montaje fabricado con mármol u otros materiales de características similares.

La parcela cuenta con una superficie total de 1127 m², dentro de los cuales se encuentra una nave con estructura metálica y con un revestimiento de placa de hormigón, de 32,6 m de largo y 23,6 de ancho, estando compuesta por una planta baja con 633 m² de área industrial, donde se lleva a cabo el trabajo de producción con el mármol, y 144 m² de oficinas, y por una primera planta de 144 m² justo encima de las oficinas, cuyo uso es principalmente de almacén y de exposición.

La nave en cuestión está orientada hacia el sur, con una ligera desviación de aproximadamente 7° hacia el oeste, y su cubierta está dispuesta a dos aguas, con una inclinación de 10°.

El horario de trabajo en la nave industrial es de lunes a sábado de 7:00 a 14:00 y 15:00 a 19:00. Es importante mencionar que el mes de agosto toman 3 semanas de vacaciones, en las cuales toda actividad está parada.

2.3. CONSUMOS

Se han podido obtener los consumos mensuales de la empresa gracias a la recopilación de las facturas eléctricas de un año completo, así como el coste económico anual de la empresa en electricidad. El año de las facturas ha sido 2019, ya que en 2020, debido a la situación excepcional que ha supuesto la pandemia, los consumos no han sido una representación real del habitual para esta empresa, por lo que el uso de los consumos de este año podría llevar a un diseño no adaptado a las necesidades reales de la empresa.

En la siguiente tabla se puede ver el consumo eléctrico mensual de la empresa extraídos de las facturas:

MES	Consumo (kWh)
ENERO	2352
FEBRERO	2116,8
MARZO	2229,6
ABRIL	2256
MAYO	2288,4
JUNIO	2358
JULIO	2604
AGOSTO	844,3
SEPTIEMBRE	2300,4
OCTUBRE	2856,6
NOVIEMBRE	2397,6
DICIEMBRE	2280

Tabla 1. Consumo mensual de la empresa en 2019. Datos extraídos de facturas.

Como podemos observar, el consumo eléctrico es bastante uniforme a lo largo del año, a excepción del mes de agosto, que el consumo es considerablemente inferior debido a las vacaciones ya mencionadas, y el mes de octubre, donde el consumo es superior a la media, ya que en este mes se produce un pico en la actividad a causa de un aumento en la demanda, concretamente de lápidas.

El consumo anual fue aproximadamente 26.729,40 Wh, con una potencia contratada de 17,3 kW. Otro factor importante a considerar es que la conexión a red en la nave se realiza mediante una red trifásica.

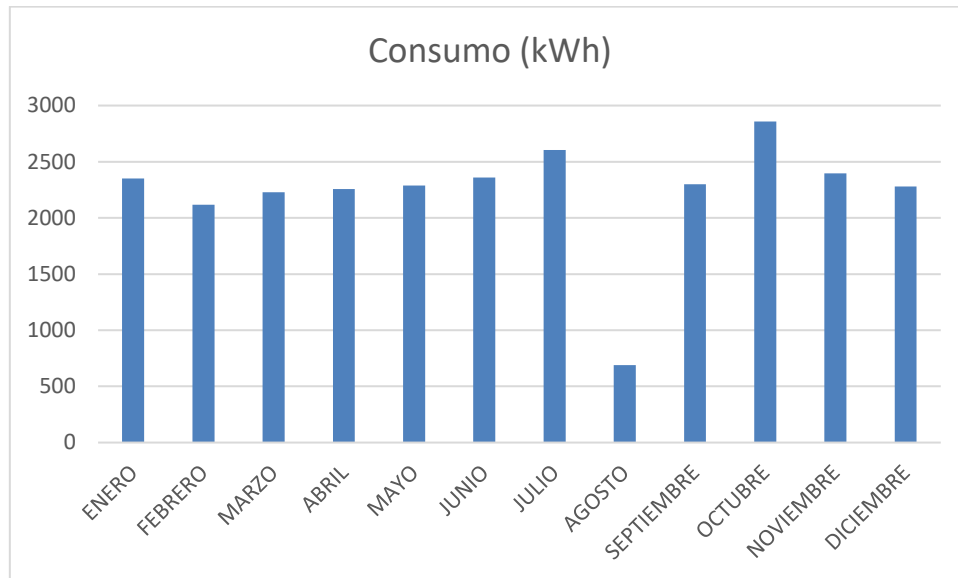


Figura 12. Consumo mensual de la empresa en 2019. Datos Extraídos de facturas.

Una vez con estos datos, se intenta conseguir las curvas de carga horaria para tener los consumos lo más desglosados posibles, y así obtener una mayor precisión a la hora de calcular el balance de energía entre la generada y la consumida, así como el ahorro energético y económico. La actual normativa está basada en el autoconsumo, y fomenta principalmente la generación para el autoabastecimiento, con la posibilidad de compensar los excedentes de la energía generada y no consumida vertiéndola a la red.

La empresa no ofrece la posibilidad de acceder a una lista de inventario de la maquinaria con sus respectivos hábitos de consumo para poder tener un desglose de los consumos horarios habituales, pero proporcionan un Excel propio con aproximaciones de los consumos horarios medios por cada mes, tanto de días festivos como laborables. Con esta información recopilada será posible elaborar posteriormente cálculos de balance de energía consumida y generada, con sus correspondientes excedentes, y así poder obtener unos cálculos más precisos que si se usaran únicamente los datos de consumos mensuales visibles en las facturas eléctricas.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

● kWh día laborable

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
0:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
1:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
2:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
3:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
4:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
5:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
6:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
7:00	5,16	4,73	4,44	4,98	5,02	5,04
8:00	6,10	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95
9:00	6,57	6,02	5,65	6,34	6,39	6,41
10:00	7,51	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33
11:00	7,51	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33
12:00	7,51	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33
13:00	6,10	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95
14:00	3,29	3,01	2,83	3,17	3,20	3,21
15:00	3,29	3,01	2,83	3,17	3,20	3,21
16:00	6,10	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95
17:00	7,04	6,45	6,06	6,80	6,85	6,87
18:00	7,04	6,45	6,06	6,80	6,85	6,87
19:00	5,16	4,73	4,44	4,98	5,02	5,04
20:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
21:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
22:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37
23:00	1,41	1,29	1,21	1,36	1,37	1,37

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
1:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
2:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
3:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
4:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
5:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
6:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
7:00	5,19	4,06	4,76	6,27	5,12	4,84
8:00	6,13	4,79	5,62	7,41	6,05	5,72

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

9:00	6,60	5,16	6,05	7,98	6,52	6,16
10:00	7,55	5,90	6,92	9,12	7,45	7,04
11:00	7,55	5,90	6,92	9,12	7,45	7,04
12:00	7,55	5,90	6,92	9,12	7,45	7,04
13:00	6,13	4,79	5,62	7,41	6,05	5,72
14:00	3,30	2,58	3,03	3,99	3,26	3,08
15:00	3,30	2,58	3,03	3,99	3,26	3,08
16:00	6,13	4,79	5,62	7,41	6,05	5,72
17:00	7,08	5,53	6,49	8,55	6,98	6,60
18:00	7,08	5,53	6,49	8,55	6,98	6,60
19:00	5,19	4,06	4,76	6,27	5,12	4,84
20:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
21:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
22:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32
23:00	1,42	1,11	1,30	1,71	1,40	1,32

Tabla 2. Consumo de día tipo laborable de cada mes.

● kWh día festivo

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
0:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
1:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
2:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
3:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
4:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
5:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
6:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
7:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
8:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
9:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
10:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
11:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
12:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
13:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
14:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
15:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
16:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
17:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

18:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
19:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
20:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
21:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
22:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57
23:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
1:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
2:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
3:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
4:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
5:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
6:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
7:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
8:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
9:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
10:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
11:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
12:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
13:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
14:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
15:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
16:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
17:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
18:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
19:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
20:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
21:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
22:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
23:00	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55

Tabla 3. Consumo de día tipo festivo de cada mes.

La información de estas tablas se puede disponer en forma de gráfica, donde se puede apreciar de una forma más visual la curva de carga del consumo de la empresa según el tipo de día (laborable o no laborable). Estos datos servirán para poder definir qué cantidad de energía de la

producida por las placas fotovoltaicas acabará por autoconsumirse o por verterse a la red, por lo que es importante disponer de ellos.

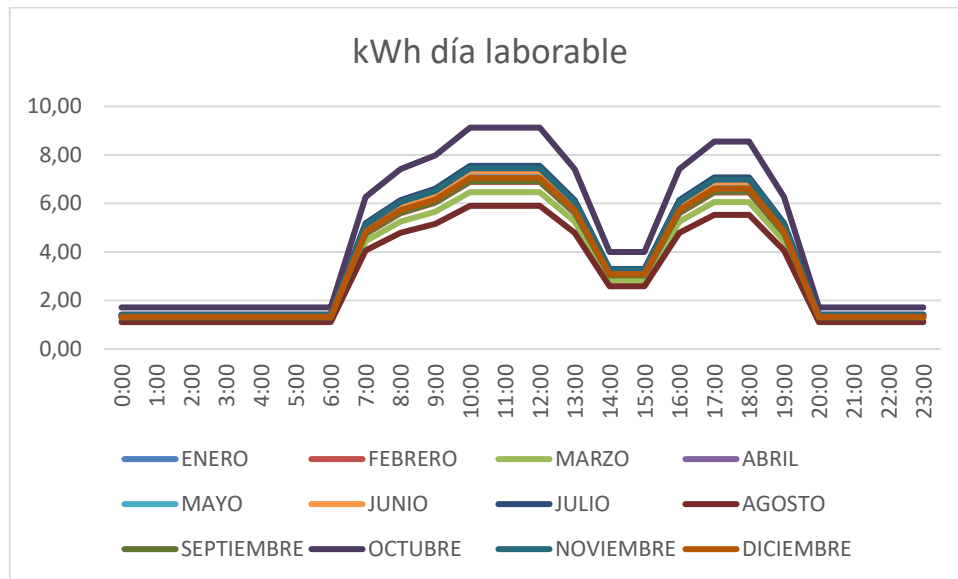


Figura 13. Consumo (kWh) de un día laborable medio.

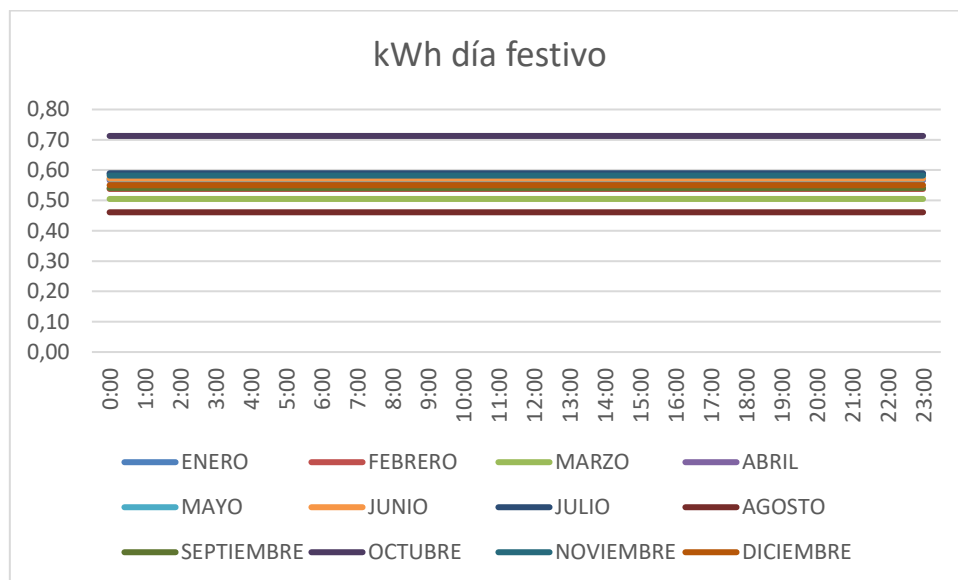


Figura 14. Consumo (kWh) de un día festivo medio.

Como se ha podido comprobar, los consumos mostrados son bastante coherentes con la información previa que teníamos sobre la empresa, con un consumo relativamente homogéneo en los días laborables como se podría esperar en una industria, con caídas sustanciales en las horas centrales del día, cuando se tiene descanso para comer.

Por otro lado, también se puede ver que los días no laborables hay simplemente un pequeño consumo residual, bastante similar en todos los meses.

A grandes rasgos, este tipo de consumos puede ser idóneo para la implantación de un sistema fotovoltaico, ya que la mayoría de sus consumos recaen dentro de las horas de sol.

CAPÍTULO 3. PLANTEAMIENTO DE POSIBLES SOLUCIONES DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

A la hora de realizar el diseño de una instalación fotovoltaica existen múltiples opciones que se van acotando en función de los requerimientos energéticos del consumidor, la ubicación y disposición de la cubierta, presupuesto disponible, etc.

Por ello, en este apartado se van a proponer diversos planteamientos para la instalación que ocupa el presente proyecto, con el objetivo de identificar y seleccionar la opción que mejor se adapte a las necesidades de la empresa.

En primer lugar, se debe tener en cuenta el deseo por parte de futuros propietarios de la instalación de un sistema con conexión a red, como es habitual en este ámbito, por lo que para el rango de potencias con el que se va a trabajar se considera que lo ideal será un sistema de conexión a red con compensación de excedentes.

En este tipo de industrias es habitual la generación de excedentes, ya que, aunque los consumos suelen quedar bastante acoplados con las curvas de producción al producirse los consumos principalmente durante las horas de sol, los fines de semana y festivos no se suele trabajar, por lo que la mayoría de producción eléctrica en esos días se vierte a la red. Por este motivo, es importante recibir una compensación por esos excedentes, permitiendo una reducción adicional al coste de la factura eléctrica.

Dicho esto, uno de los aspectos que inicialmente habrá que definir será si se emplearán sistemas de acumulación en la instalación, que como ya se ha mencionado que tendrá conexión a red, daría lugar a un sistema híbrido. Este sistema puede ser muy adecuado cuando gran parte de los consumos se producen fuera de las horas de sol, pudiendo así aprovechar al máximo la producción de la planta y optimizando el autoconsumo.

Sin embargo, los mayores excedentes producidos en la presente instalación se producirían en los días no laborables, y por tanto, sería necesaria una considerable capacidad de acumulación para poder aprovechar esa energía en los días laborables. Pero analizando las tarifas de las baterías de los principales fabricantes (BYD, LG, HUAWEI, etc.), se determina que proponer un sistema fotovoltaico con acumulación encarecería en exceso la instalación, siendo bastante posible que para disponer de una acumulación adecuada se sobrepase el presupuesto máximo disponible por la empresa (30.000€+IVA), disminuyendo también la rentabilidad de la instalación y alargando en exceso el periodo de retorno de la inversión.

Por lo tanto, se decide emplear sistema sin acumulación.

En cuanto a la potencia fotovoltaica a instalar se plantea dos posibles escenarios para el diseño de la instalación:

- Potencia ajustada a potencia contratada con la compañía eléctrica.
- Potencia ajustada a presupuesto máximo disponible.

En el primer escenario, destacar que la potencia eléctrica instalada es de 17,3 kW, por lo que la potencia a instalar en el campo fotovoltaico debería ser similar a esta. Habitualmente, si la potencia contratada y los consumos son coherentes, es probable que un diseño ajustado a potencia pueda obtener resultados buenos en cuanto a producción energética en relación al consumo generado.

Por otro lado, en el segundo escenario se plantea por parte de la empresa un presupuesto disponible máximo para la instalación de 30.000€ sin IVA, como se ha comentado, y teniendo en cuenta que a día de hoy los precios que se suelen encontrar en mercado de media para instalaciones de este tipo suele rondar 1 €/Wp, esto supondría una potencia instalada de 30 kW.

A simple vista, sin necesidad de entrar en cálculos, se puede prever que la potencia instalada para el presupuesto máximo resultaría excesiva, ya que generaría una producción energética descompensada con las necesidades actuales de consumo eléctrico de la empresa, quedando un sistema excesivamente sobredimensionado.

En otros marcos normativos de la historia de España se tendía a sobredimensionar las instalaciones fotovoltaicas, ya que existía la posibilidad de vender a la red toda la energía producida a un precio subvencionado, lo cual hacía muy interesante este tipo de instalaciones gracias a su rentabilidad económica. Sin embargo, a día de hoy la normativa está orientada al autoconsumo, donde la energía generada va principalmente al autoabastecimiento y consumo propio, pudiendo compensar los excedentes energéticos vertiéndolos a la red, pero con un precio muy inferior al de mercado (habitualmente sobre 0,04 €/kWh).

Es importante tener claro que esa compensación de excedentes sólo es posible hasta reducir el término de energía de la factura eléctrica a 0 €, y una vez llegado este punto cualquier excedente vertido no recibe ninguna retribución. Es por esto que actualmente no interesa sobredimensionar en exceso las instalaciones, pues en este caso se generará energía que se verterá a la red sin recibir ninguna compensación, disminuyendo considerablemente la rentabilidad de la instalación.

Por lo tanto, para el presente proyecto se descarta la opción del diseño de la instalación con el máximo presupuesto disponible, y se planteará un diseño más ajustado a la potencia instalada, con el objetivo de que la producción energética sea lo más acorde posible a las demandas de consumo.

Por otro lado, para el diseño de la instalación se plantean dos opciones en función de la configuración y número de inversores:

- Sistema fotovoltaico con inversor centralizado con varios PMP.

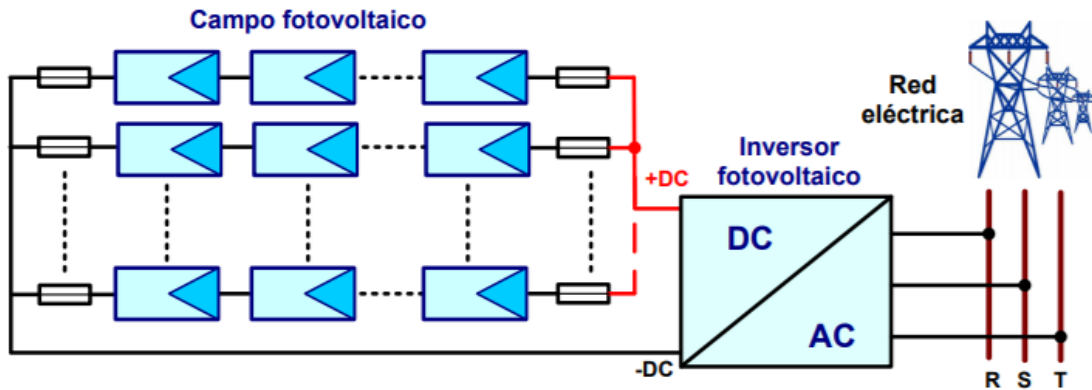


Figura 15. Sistema con inversor centralizado. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica. [2]

- Sistema fotovoltaico con inversor modular.

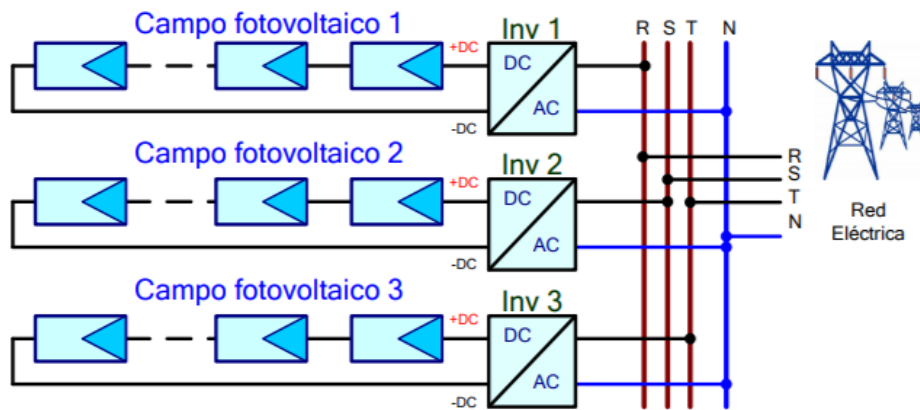


Figura 16. Sistema con inversores modulares. Fuente: Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica. [2]

El primer sistema consiste en el uso de un único inversor de potencia aproximada a la del campo fotovoltaico, y con la posibilidad de tener varios seguidores del punto de máxima potencia, lo cual es relevante en instalaciones con varios módulos con varias orientaciones o sombreados parciales, donde el uso de un único seguidor PMP conllevaría pérdidas de rendimiento de la instalación, disminuyendo la generación.

Por otro lado, el sistema con inversor modular consiste en el uso de varios inversores con potencia menor, todos ellos conectados en paralelo y usando el mismo punto de conexión para toda la instalación. Esta configuración tiene una serie de ventajas:

- Una mayor seguridad de generación, ya que si un inversor falla, el resto puede seguir funcionando.
- Mejora la producción en cubiertas o terrenos con múltiples orientaciones o inclinaciones.
- Reparación fácil y rápida, gracias al tamaño y peso más reducido de los inversores.

Sin embargo, hay que añadir que este tipo de configuraciones conlleva también un sobrecoste, ya que es más económico un único inversor de mayor potencia que varios con potencias inferiores, aparte de que la instalación resulta ligeramente más laboriosa.

Por lo tanto, tras comparar las características de ambas configuraciones, se determina que el inversor centralizado con varios PMP puede ser más adecuado para este caso, donde se encuentra únicamente dos orientaciones de cubierta, y la presencia de sombreados parciales será mínima, por lo que las ventajas que puede ofrecer el sistema modular no serán tan notables en relación al sobrecoste que añadirá a esta instalación en concreto.

Otro aspecto a tener en cuenta a la hora de plantear la solución del sistema es el módulo a elegir para el mismo.

La tecnología empleada en los módulos avanza a pasos de gigante, despertando constantemente el interés de la gente sobre este tipo de instalaciones de energía renovable, al ser cada vez más eficientes y baratas, a la vez que hace que los fabricantes inviertan mayores cantidades de dinero en investigación y desarrollo con el fin de diferenciarse y colocarse en los primeros puestos del mercado.

A día de hoy, aunque existen una gran variedad de tecnologías que empiezan a desarrollarse y a obtener resultados consistentes, la tecnología cristalina estándar de silicio es la que predomina, acaparando prácticamente una cuota de mercado cercana al 90%, según comenta el gerente de producto de IBC Solar, René Schüller, en el blog de la web de la empresa [12]. Es por ello que, a pesar de que se podría estudiar otras alternativas, para el presente proyecto se van a analizar distintas opciones de paneles dentro de esta tecnología, tanto en su vertiente policristalina como monocristalina.

La elección del módulo adecuado para cada instalación dependerá en gran medida del lugar donde se van a colocar los módulos, ya que según donde se vayan a disponer es posible que se necesite dar mayor importancia a determinados parámetros de los propios paneles, que cambiarán en función de la tipología seleccionada. Algunos de los aspectos que se debe tener en cuenta para la elección de los módulos son: la presencia de sombreados, la temperatura de la zona, el espacio disponible, etc.

En el caso de estudio del presente proyecto no existen prácticamente factores limitantes a la hora de elegir el tipo de panel, ya que la superficie de cubierta disponible es mucho mayor a la superficie requerida para colocar la potencia necesaria de la instalación, ni existen edificios colindantes que puedan proporcionar sombreados sobre la cubierta, por lo que la elección de un tipo de módulo u otro no va a tener una gran relevancia en la instalación final.

Se seleccionan varios modelos de módulos con ciertos parámetros diferentes, como la tecnología cristalina empleada en la fabricación o el número de células, entre otros, para poder analizar cual puede resultar más adecuado para este caso. Concretamente se estudian dos módulos del fabricante Atersa (modelos A-335P y A-380M) y otros dos del fabricante CanadianSolar (modelos CS3W-415P y CS3W-440MS).

En la siguiente tabla se observan algunos de las especificaciones más relevantes bajo condiciones STC de los paneles extraídas de sus fichas técnicas:

	Atersa A-335P	Atersa A-380M	Canadiansolar CS3W-415P	Canadiansolar CS3W-440MS
Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
Potencia (Wp)	335	400	415	440
Eficiencia	17.26%	19,16%	18,79%	19,92%
nº Células	72	72	144	144
Voc (V)	46,5	48,9	47,8	48,7
Isc	9,51	9,75	11,14	11,65
Dimensiones (mm)	1965x992x40	1979x1002x40	2108x1048x40	2108x1048x40
Peso (kg)	21,5	22,5	24,9	24,9
Precio (€)	166,6	173,35	169	179

Tabla 4. Resumen de las especificaciones de los módulos.

Como se puede observar, no existen grandes diferencias en los distintos parámetros, a pesar de estar fabricados a partir de distintas tecnologías. Los rendimientos son bastante parecidos, viendo como los monocristalinos alcanzan rendimientos ligeramente mayores, pero el precio también es un poco superior. Por otro lado, en cuestión de tamaño las diferencias también son pequeñas, siendo ligeramente más grandes los del fabricante CanadianSolar, pero con una potencia también mayor. En cuanto a las células se puede observar que los paneles de Atersa están compuestos por 72 células convencionales, mientras que los de CanadianSolar se componen por 144 células partidas, lo cual les otorga un mejor funcionamiento ante sombras parciales producidas por nubes u otros elementos.

Finalmente, conociendo las ventajas y desventajas de cada tipología, y viendo la similitud en cuanto a los parámetros analizados en la tabla anterior, se decide implementar en la instalación los módulos monocristalinos del fabricante CanadianSolar, modelo CS3W-440MS, cuya potencia y eficiencia es la mayor de todos los analizados.

Por lo que respecta al inversor, se ha definido anteriormente que el tipo de instalación a proyectar en función del inversor de energía va a ser de tipo centralizado, por lo tanto, se necesitará un inversor que sea capaz de trabajar con la potencia total del campo fotovoltaico, puesto que sólo se dispondrá de un equipo de inversión.

Así pues, se analizan distintas opciones de inversores de entre 15 kW y 20kW, ya que menor potencia perjudicaría la producción de las placas instaladas, y mayor supondría un sobredimensionamiento excesivo que se traduciría en sobrecostes adicionales para la instalación.

Los inversores de conexión a red que se van a estudiar son los siguientes: SMA Sunny Tripower 20000TL, Fronius SYMO 17.5-3-M y Huawei SUN2000 -17KTL-M0.

En la siguiente tabla se pueden ver algunas de las características más relevantes de los inversores, extraídas de las fichas técnicas:

Columna1	SMA Sunny Tripower 20000TL	Fronius SYMO 17.5-3-M	Huawei SUN2000 -17KTL-M0
Tensión de entrada máx. (V)	1000	1000	1080
Tensión de entrada min. (V)	188	200	200
Rendimiento máximo	98,40%	98,10%	98,65%
Rendimiento Europeo	98%	97,80%	98,30%
Potencia nominal CA (W)	20.000	17.500	17.000
nº seguidores MPP	2	2	2
Entradas por MPPT	3	3	2
Intensidad de entrada máx. por MPPT (A)	33	33	22
Precio (€)	3.341,42	3.031,24	2.579,16

Tabla 5. Resumen de las especificaciones de los inversores.

Como podemos ver, todos los inversores seleccionados tienen 2 seguidores del MPP, lo cual es imprescindible para mantener un rendimiento adecuado de nuestra instalación, al tener la cubierta donde se van a colocar dos orientaciones distintas. Sin embargo, no sería necesario ni añadiría prácticamente beneficio adicional el disponer de mayor número de seguidores del MPP.

En la tabla anterior se puede comprobar que las especificaciones de los inversores en cuanto a tensiones máximas y mínimas y rendimientos son bastante similares, por lo que cualquiera de los inversores pueda tener un buen comportamiento en la instalación.

Finalmente, el inversor seleccionado es el Huawei SUN2000 -17KTL-M0, ya que con prestaciones muy similares a sus competidores, tiene un precio considerablemente más favorable.

En resumen, el sistema fotovoltaico que se pretende diseñar queda definido por las siguientes características:

- Sistema sin acumulación de energía.
- Potencia ajustada a potencia contratada con la compañía eléctrica.
- Sistema fotovoltaico con inversor centralizado con varios PMP.
- Modulo fotovoltaico seleccionado de 450 Wp, de la marca CanadianSolar, y de tecnología monocristalina.
- Inversor seleccionado de la marca Huawei, de 17 kW nominales.

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

En el presente apartado se pretende definir de forma precisa cada uno de los elementos de los que dispondrá el sistema, sus características y configuración, en función de la solución definida en el anterior apartado, así como los cálculos de la generación energética producida por el campo fotovoltaico y su correspondiente análisis de viabilidad.

Para apoyarse con el diseño y los cálculos, se emplea el software de diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos PVSOL, el cual es un programa de simulación dinámica con visualización 3D y que permite un análisis de sombreado detallado, entre otras cosas.

4.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como se ha comentado en el apartado anterior, el módulo seleccionado es monocristalino y es del fabricante CanadianSolar, modelo HiKu CS3W-440.



Figura 17. Módulo modelo CS3W-440MS de CanadianSolar. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).

Es importante recalcar que, debido a las similitudes de las especificaciones de los módulos seleccionados, y del gran abanico de módulos de alta calidad disponibles en el mercado actualmente, los resultados de producción de la instalación escogiendo unos u otros no variaría

significativamente, al menos para el presente caso de estudio. Es posible que, para el diseño del campo fotovoltaico en otra situación, donde la presencia de sombreados parciales u otros factores fueran relevantes, hubiera habido una mayor predisposición a elegir un determinado tipo de panel, con ciertas características más favorables para la producción en cada ambiente.

Son de importante relevancia las gráficas de I-V que aparecen en las especificaciones del módulo, donde se puede ver la variación de la intensidad y de la tensión en función de la radiación y de la temperatura de la célula. En estas se puede comprobar la importancia de ambos parámetros, y los cambios que sufren al trabajar en condiciones fuera de las STC. También se puede identificar lo importante que resultan los seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor, para que los módulos trabajen en su punto de mayores prestaciones, ofreciendo toda la potencia disponible por los mismos.

CS3W-435MS / I-V CURVES

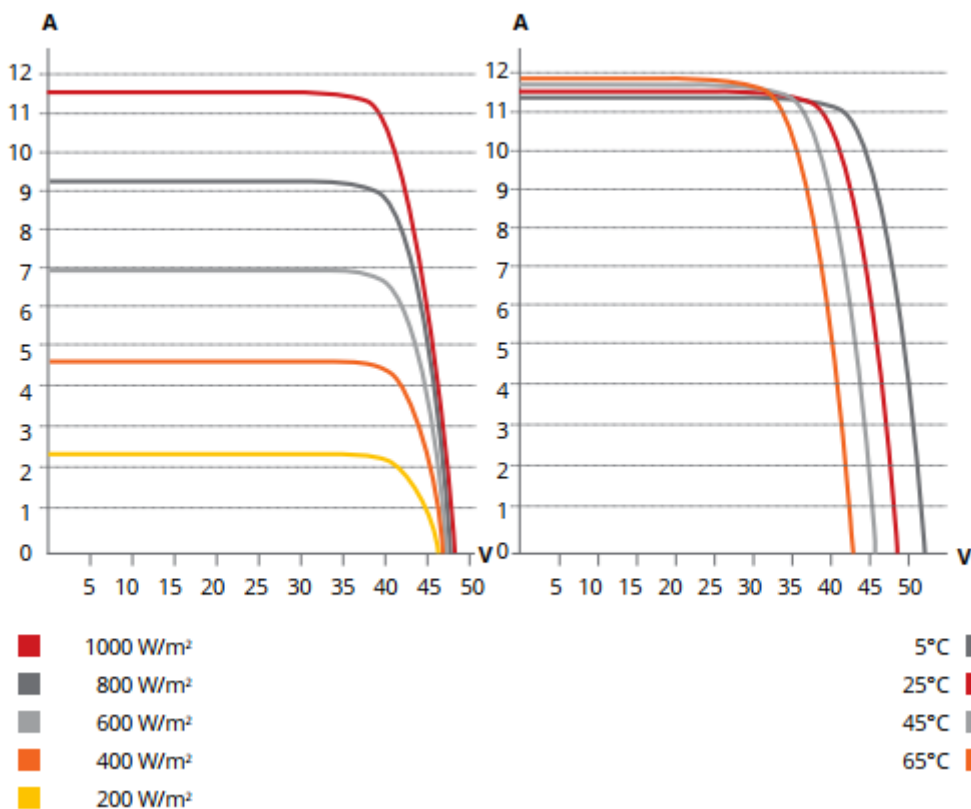


Figura 18. Gráfica I-V en función de la radiación (izquierda) y de la Tcell (derecha). Fuente: ficha técnica del módulo (Anexo I).

El resto de especificaciones del panel se pueden encontrar en la ficha técnica correspondiente en el Anexo I.

Para determinar el número de módulos total aproximado de la instalación, solo es necesario dividir la potencia total que se desea instalar, que como hemos comentado anteriormente será de alrededor de 17,3 kW, entre la potencia unitaria de las placas seleccionadas, que son 0,44

kW, obteniéndose un total de 39,3 módulos, por lo que el número de módulos del campo fotovoltaico podría estar en un rango de 36 – 42 paneles, lo cual supondría entre 15,84 y 18,48 kW. El número de paneles exacto se definirá en el apartado de Diseño del Campo fotovoltaico.

4.2. INVERSOR

Tal y como se ha descrito en el punto 3 de la memoria, el inversor seleccionado para la instalación es el inversor trifásico Huawei SUN2000-17KTL-M0, de 17 kW de potencia nominal.



Figura 19. Inversor Huawei SUN2000 -17KTL-M0. Fuente: Ficha técnica de inversor (Anexo I).

Cabe mencionar que es probable que un inversor de 15 kW de potencia nominal en AC hubiera podido servir para nuestro campo fotovoltaico debido a las pérdidas de potencia de alrededor del 20% de este tipo de instalaciones, pero se ha decidido que resulta más adecuado un inversor de 17 kW para no estar tan al límite en cuanto a la potencia efectiva del campo fotovoltaico, e incluso permitiendo posibles pequeñas futuras ampliaciones. Por otro lado, se ha considerado que el inversor de 20 kW proporcionaba un sobredimensionamiento excesivo, y una relación ventajas/sobrecoste ligeramente desfavorable.

En la siguiente gráfica del inversor seleccionado se puede comprobar la variación de la eficiencia en función del porcentaje de carga a la que opera, observando que es muy importante mantener la carga por encima del 20%, a cualquiera de las tensiones graficadas (480, 600 y 850V), para asegurar un rendimiento óptimo superior en todo caso al 97%. Por otro lado, también se puede corroborar que el inversor el rendimiento ligeramente superior cuando trabaja a la tensión nominal de entrada (600V), frente a tensiones de funcionamiento inferiores o superiores.

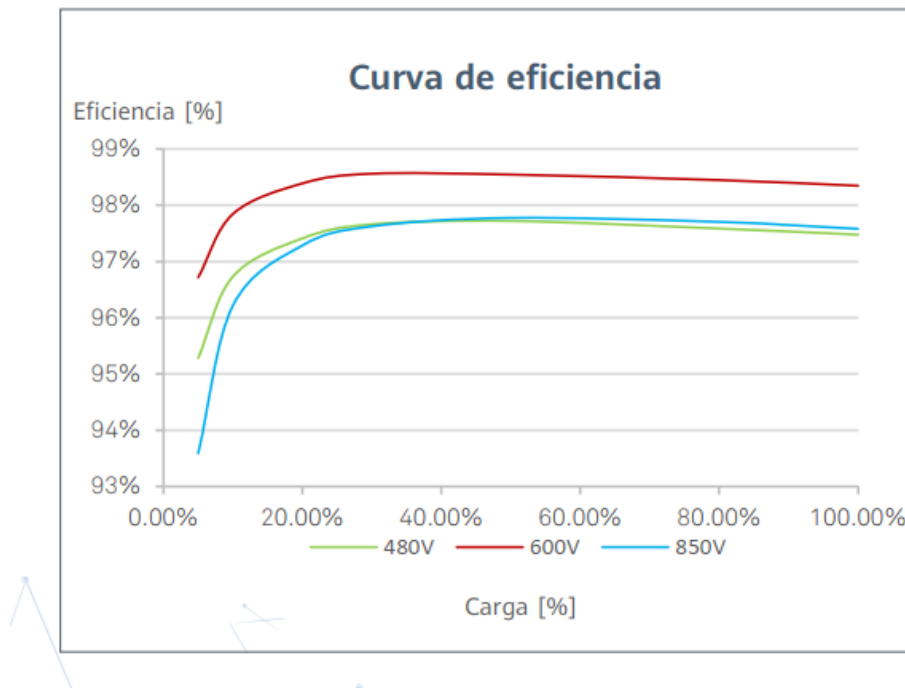


Figura 20. Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-17KTL-M0. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).

En la siguiente figura se detalla el diagrama de circuito interno del inversor seleccionado con los elementos de las cuales se compone: convertidor DC/AC, filtros, MPPTs, Protecciones, etc.

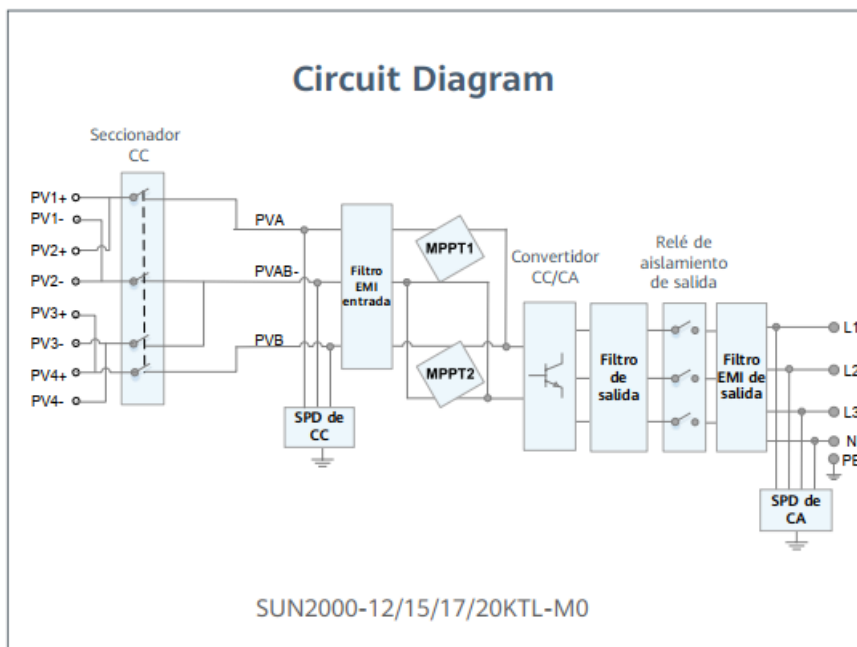


Figura 21. Diagrama de circuito del inversor Huawei SUN2000 -17KTL-M0. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).

El inversor se colocará en la pared interior de la entrada de la nave, cerca del cuadro general de la instalación. No debería haber ningún problema con la ubicación propuesta gracias al grado de protección IP65 del mismo.

La ficha técnica del inversor con todas las especificaciones del fabricante se puede encontrar en el Anexo I.

4.3. CAMPO FOTOVOLTAICO

Una vez seleccionados los 2 elementos fundamentales de las instalaciones fotovoltaicas, módulo e inversor, es necesario realizar el diseño del campo fotovoltaico para, analizando las posibles disposiciones de los módulos y sus conexiones con el inversor, y comprobando a su vez la compatibilidad de ambos en función de los requerimientos de potencia que se pretende instalar, determinar que no existen limitaciones o problemas.

A partir de las especificaciones de panel e inversor se puede determinar el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie máximo y mínimo:

En primer lugar, hay que atender a la tensión máxima de entrada DC del inversor y la tensión máxima que se puede producir en el módulo (V_{OC}) para hallar el número máximo de paneles conectados en serie:

$$N_{Serie,max} = \frac{V_{DC\ inv\ max}}{V_{OC\ módulo}} = \frac{1080}{48,3} = 22,36 \text{ paneles} \quad [1]$$

Y en segundo lugar, se calcula el número de módulos que se debe tener conectado en serie como mínimo para el correcto funcionamiento del inversor, teniendo en cuenta la tensión mínima de entrada DC del inversor y la tensión en el punto de máxima potencia:

$$N_{Serie,min} = \frac{V_{DC\ inv\ min}}{V_{MPP\ módulo}} = \frac{200}{40,1} = 4,99 \text{ paneles} \quad [2]$$

Con los valores que se han calculado, el número de módulos a conectar en serie debería estar entre 6 y 22. El valor inmediatamente superior a 4,99 sería 5, pero este valor podría estar demasiado ajustado teniendo en cuenta que la tensión de trabajo de los módulos disminuye cuando la temperatura de la célula aumenta, lo que podría provocar un funcionamiento incorrecto si se ajusta demasiado el número mínimo de paneles en serie.

Por otro lado, se calcula el número de ramas máximo que es posible conectar en paralelo, para lo que es necesario fijarse en la máxima corriente de continua del inversor ($I_{DC\ inv,max}$) y en la corriente que entrega el panel en el punto de máxima potencia (I_{MPP}):

$$N_{Paralelo,max} = \frac{I_{DC\ inv,max}}{I_{MPP\ módulo}} = \frac{60}{10,98} = 5,46 \text{ paneles} \quad [3]$$

Por lo tanto, el número máximo de ramas a conectar en paralelo en el campo fotovoltaico de estudio será de 5.

Con todos estos cálculos realizados, y teniendo en consideración el rango de módulos (36-42) que se había comentado anteriormente que se debería disponer para tener una potencia

cercana a la instalada por factura, se plantean diversas opciones de configuración para el campo fotovoltaico, tal y como se puede observar en la siguiente tabla:

	Paneles Serie	Ramas Paralelo	VOC	VPMP	IPMP	PPK	nº paneles
Config. 1:	20	2	966 V	802 V	21,96 A	17600 W	40
Config. 2:	10	4	483 V	401 V	43,92 A	17600 W	40
Config. 3:	21	2	1014,3 V	842,1 V	21,96 A	18480 W	42
Config. 4:	9	4	434,7 V	360,9 V	43,92 A	15840 W	36
Config. 5:	14	3	676,2 V	561,4 V	32,94 A	18480 W	42

Tabla 6. Posibles configuraciones del campo fotovoltaico.

Cualquiera de las configuraciones mostradas cumpliría con los requerimientos del inversor seleccionado, pero por motivos de sencillez de diseño, simetría, se decide que el campo fotovoltaico estará formado por 4 ramas con 10 paneles fotovoltaicos conectados en serie en cada una. Esto supondrá una potencia pico de paneles instalada de 17.600 W.

Podría haber sido interesante hacer trabajar al inversor en un punto de voltaje más cercano al de entrada nominal (600V), como el de la configuración de 14 paneles en serie y 3 ramas en paralelo, con una V_{PMP} de 561,2V, aumentando así la eficiencia del inversor como se ha podido ver en la figura 20. Sin embargo, diversos factores hacen descartar esta opción, tales como la estética, las orientaciones de la cubierta y el espacio disponible de la misma, relacionado al hecho de que el inversor tiene 2 MPPT únicamente, para lo cual resulta más adecuada la configuración adoptada.

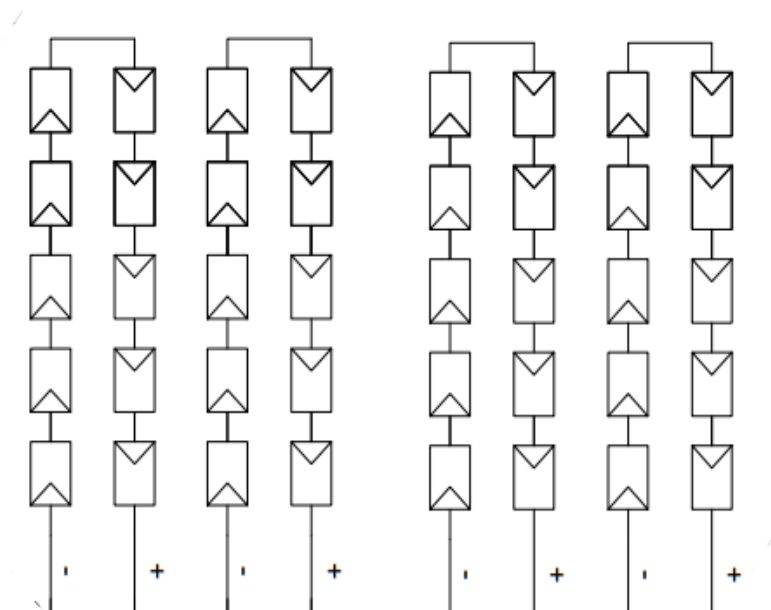


Figura 22. Disposición de los módulos en ramas y series.

Una vez determinado esto, se comprueba los valores que proporcionará el campo fotovoltaico de las magnitudes principales del mismo, analizando las variaciones que sufre bajo distintas situaciones de radiación y temperatura ambiente.

Para ello se deberá usar las fórmulas citadas a continuación, para las cuales será necesario consultar la ficha técnica de los módulos para encontrar el valor de ciertos parámetros como la Temperatura de Operación Nominal de la célula (TONC = 42°C), el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito ($\alpha = 0,00576 \text{ A/}^\circ\text{C}$), y el coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto ($\beta = -0,14 \text{ V/}^\circ\text{C}$):

$$\begin{aligned}
 T_{cell} &= T_{amb} + (TONC - 20) \cdot \frac{E}{800} \\
 V_{OC_Tcell} &= N_{Serie} \cdot (V_{OC\ 25^\circ C} + \beta \cdot (T_{cell} - 25)) \\
 V_{PMP_Tcell} &= N_{Serie} \cdot (V_{PMP\ 25^\circ C} + \beta \cdot (T_{cell} - 25)) \\
 I_{SC_Ex_Tcell} &= [I_{SC\ 25^\circ C} + \alpha \cdot (T_{cell} - 25)] \cdot \frac{Ex}{1000} \\
 I_{PMP_Ex_Tcell} &= [I_{PMP\ 25^\circ C} + \alpha \cdot (T_{cell} - 25)] \cdot \frac{Ex}{1000} \\
 P_{PMP_Ex} &= P_{PMP} \cdot \frac{Ex}{1000} \\
 P_{Tcell} &= P_{PMP_Ex} \cdot \left(1 + \left(\frac{\alpha}{I_{SC}} - \frac{\beta}{V_{OC}}\right) \cdot (T_{cell} - 25)\right)
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Obteniendo la siguiente tabla, donde se comprueba que todos los parámetros del campo fotovoltaico, analizados en varios escenarios de radiación y temperatura del ambiente, se encuentran dentro de los límites del inversor:

$E_1 \text{ (W/m}^2\text{)}$	1000	$E_2 \text{ (W/m}^2\text{)}$	550	$E_3 \text{ (W/m}^2\text{)}$	850
$T_{amb1} \text{ (}^\circ\text{)}$	-8,8	$T_{amb2} \text{ (}^\circ\text{)}$	5	$T_{amb3} \text{ (}^\circ\text{)}$	35
$T_{cell} \text{ (}^\circ\text{)}$	18,70	$T_{cell} \text{ (}^\circ\text{)}$	20,13	$T_{cell} \text{ (}^\circ\text{)}$	58,38
$V_{OC} \text{ (V)}$	491,82	$V_{OC} \text{ (V)}$	489,83	$V_{OC} \text{ (V)}$	436,25
$V_{PMP} \text{ (V)}$	409,82	$V_{PMP} \text{ (V)}$	407,83	$V_{PMP} \text{ (V)}$	354,25
$I_{SC} \text{ (A)}$	45,97	$I_{SC} \text{ (A)}$	25,30	$I_{SC} \text{ (A)}$	39,86
$I_{PMP} \text{ (A)}$	43,77	$I_{PMP} \text{ (A)}$	24,09	$I_{PMP} \text{ (A)}$	37,99
$P_{PK} \text{ (W)}$	17866,11	$P_{PK} \text{ (W)}$	9793,26	$P_{PK} \text{ (W)}$	13761,70

Tabla 7. Valor de los parámetros eléctricos del sistema en varios escenarios.

Es importante mencionar que los coeficientes β y α se encuentran en las especificaciones definidos únicamente para la tensión de vacío y la corriente de cortocircuito, y no para la tensión e intensidad del PMP, por lo que para calcular las variaciones de V_{PMP} e I_{PMP} se usarán estos mismos coeficientes.

Por otro lado, en cuanto a la disposición de los módulos en la cubierta de la nave, al tener esta orientación ESTE-OESTE, se determina que la opción que mejorará la eficiencia global de acuerdo a los patrones de consumo anteriormente presentados, será colocar la mitad de módulos en cada orientación, para que esté balanceada la producción a lo largo del día, pero sobre todo en las primeras y en las últimas horas solares del día. Por lo que la implantación quedaría con 20 módulos en la orientación oeste de la cubierta, y otros 20 módulos en la orientación este, lo cual facilitará el diseño del cableado debido a la simetría de la instalación.

Así pues, cada grupo de 20 módulos de cada orientación del tejado se conectará a un MPPT distinto, con la finalidad de maximizar la producción del campo, quedando a su vez cada rama de 10 paneles conectada a cada una de las entradas de las que dispone el inversor (2 por cada MPPT), quedando las 4 entradas cubiertas.

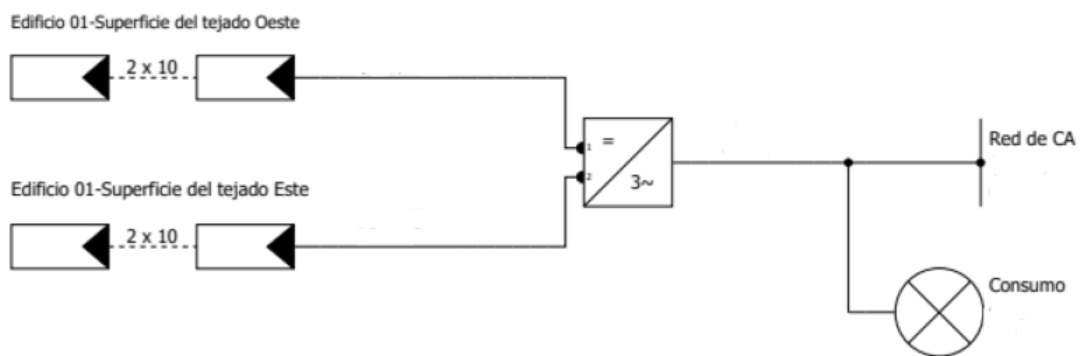


Figura 23. Diagrama de bloques de la instalación extraído de PVSOL.

Estructura

En cuanto a la estructura sobre la cual poner los módulos, al tener la cubierta de la nave orientación este y oeste, se plantea inicialmente la opción de colocar estructura de forma que los módulos se puedan orientar al sur, ya que mediante el software Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [15], de la comisión europea Joint Research Center, se obtiene que las pérdidas de potencia para un sistema con módulos orientados al este u oeste respecto a otro sistema orientado al sur, alcanzan cifras próximas al 19%, lo cual supone alrededor de un 0,2% por cada grado de desviación.

En cuanto a la inclinación de los módulos, se analiza a través de los datos extraídos también del PVGIS, el ángulo óptimo de inclinación de los módulos para el cual la radiación solar global incidente será máxima a lo largo del año, ya que los consumos de la empresa se reparten de forma bastante homogénea durante todo el año.

Para extraer los datos se utiliza la base de datos PVGIS-SARAH, y se analiza el periodo histórico comprendido entre 2006 y 2016. Es importante recalcar que cada año existirá una meteorología distinta entre sí, pero acudiendo a los datos históricos se pretende tener una estimación media de los datos obtenidos, y que se podrían también obtener en los años útiles de vida de la instalación.

En la siguiente gráfica se puede ver una comparativa de la irradiación mensual de una disposición de los paneles sin inclinación y con una inclinación cercana a los 35°, el cual determina el PVGIS que es el ángulo óptimo para esta ubicación geográfica:

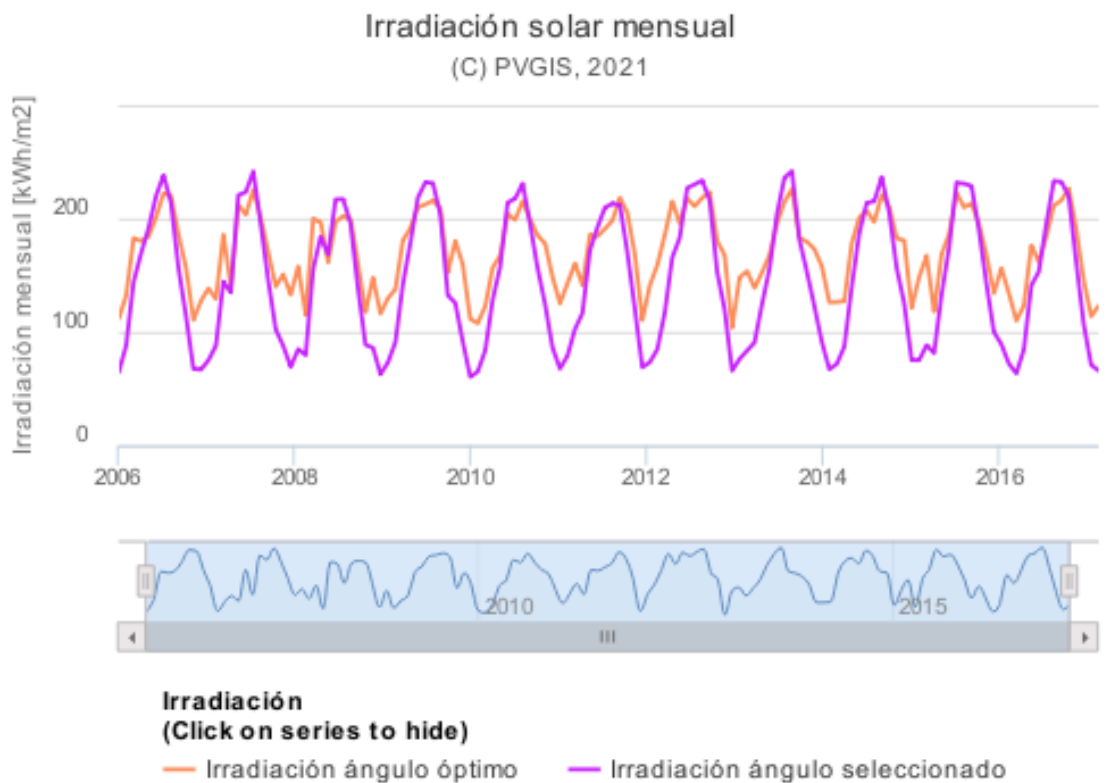


Figura 24. Comparativa de la irradiación solar mensual en la zona de estudio para el ángulo de inclinación óptimo (35°) y para el caso sin inclinación (0°). Fuente: PVGIS.

Se puede observar que los meses de verano el poner los módulos sin inclinación proporcionará una producción ligeramente mayor a los 35° de inclinación, sin embargo, los meses de invierno las pérdidas serían muy notables, llegando a ser de más de un 30%, debido a las diferencias de la trayectoria solar de una estación a otra, pasando a ser más perpendicular en verano, para lo cual se necesitaría una menor inclinación, que para invierno que ocurre justo lo contrario.

De los datos del PVGIS se extrae que la radiación solar global media anual entre 2006 y 2016 para 35° fue de 2055,83 kWh/m², mientras que para 0° fue de 1752,76 kWh/m², lo cual supone unas pérdidas de aproximadamente un 14,74%.

Para evitar estas pérdidas se determina que los módulos se implantarán inclinados sobre la cubierta de la nave, y teniendo en cuenta que las estructuras de los principales comercializadores cuentan con inclinaciones estandarizadas (habitualmente de 15° o 30°), se decide usar una estructura inclinada a 30°, con el objetivo de estar lo más cerca posible del óptimo.

Se vuelve a generar la misma gráfica, pero esta vez comparando la irradiación con inclinación de 30° frente a la inclinación óptima:

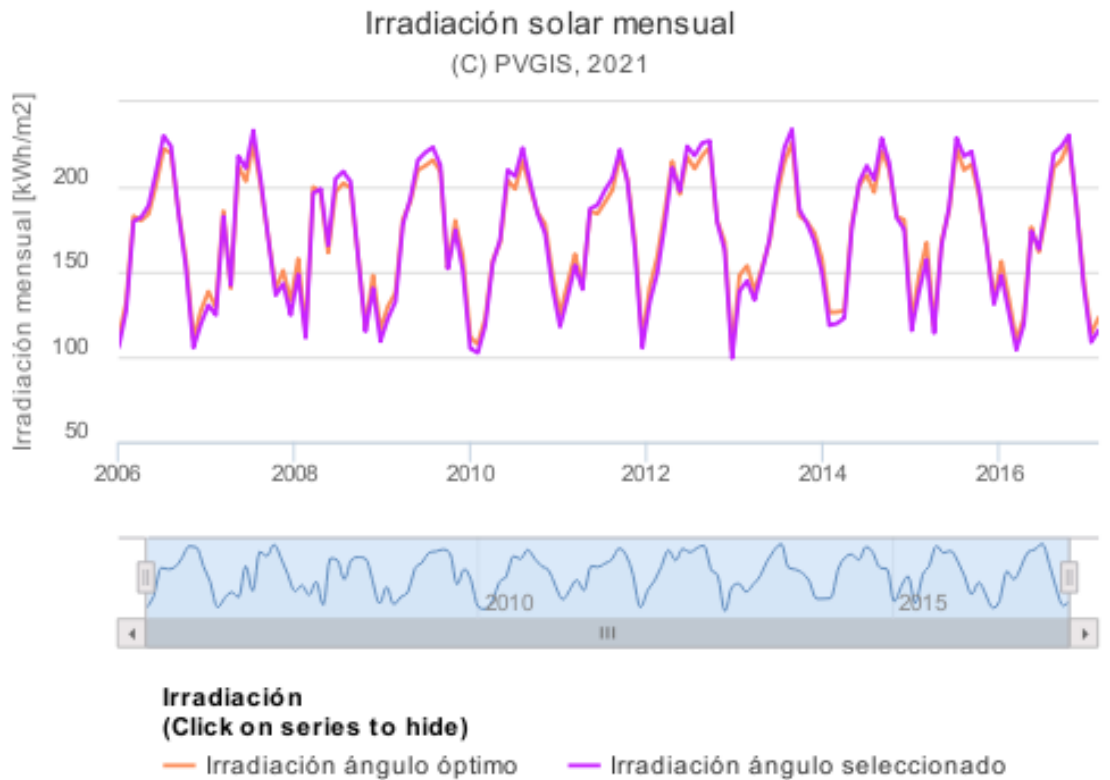


Figura 25. Comparativa de la irradiación solar mensual en la zona de estudio para el ángulo de inclinación óptimo (35°) y para 30° de inclinación. Fuente: PVGIS.

En este caso se ve que los datos son bastante similares, obteniendo una media anual de irradiación para inclinación de 30° de 2046,87 kWh/m², lo cual supone únicamente un 0,44% de pérdidas, siendo en este caso completamente asumibles.

Por lo tanto, se empleará una estructura inclinada a 30° y orientada hacia el sur, concretamente será el modelo 21H del fabricante Sunfer: Soporte inclinado cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas.

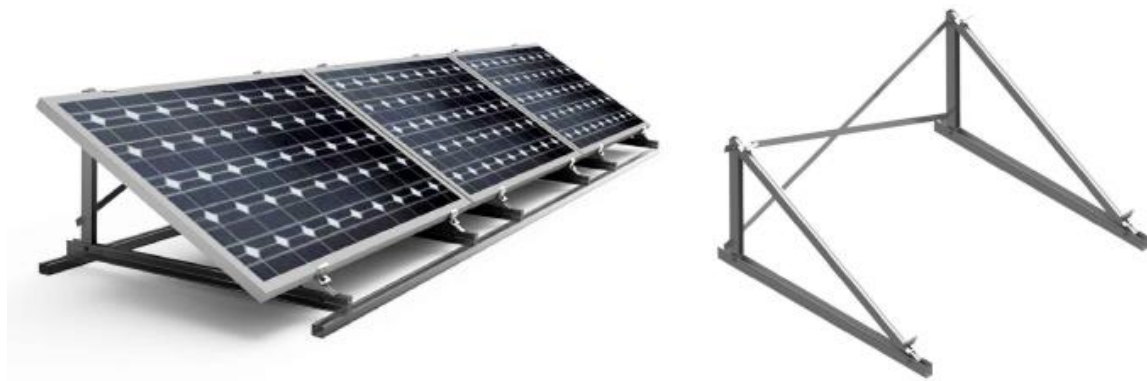


Figura 26. Soporte inclinado cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas, modelo 21H de Sunfer. Fuente: Ficha técnica (Anexo I).

Esta estructura tiene perfilera de aluminio EN AW 6005A T6 y tornillería de acero inoxidable A2-70, pudiendo ver el resto de características en el Anexo I.

Es de gran importancia resaltar que es imprescindible realizar la instalación según las recomendaciones del fabricante, respetando los materiales que el mismo propone para la instalación garantizando la resistencia a la velocidad de viento máxima de diseño. Este modelo de estructura, según especificaciones, soporta velocidades de viento de hasta 150 km/h, testadas mediante túnel del viento en modelo computacional CFD.

Una vez definida la orientación e inclinación de los módulos, se determinará la disposición de estos sobre la cubierta, concretando el número de módulos por fila y la separación entre ellas. Para simplificar, a efectos de cálculos se utilizará únicamente una de las orientaciones de la cubierta, entendiendo como se ha comentado anteriormente, que la disposición en ambas orientaciones será simétrica.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que el ancho de la nave es de 23,6 metros y la inclinación de la cubierta es de un 10°, se obtiene por trigonometría que el ancho disponible de cubierta es de aproximadamente 24 metros, es decir, 12 por cada parte de cubierta. En el siguiente croquis se puede comprobar la disposición de la cubierta este, representando los lucernarios con líneas verdes.

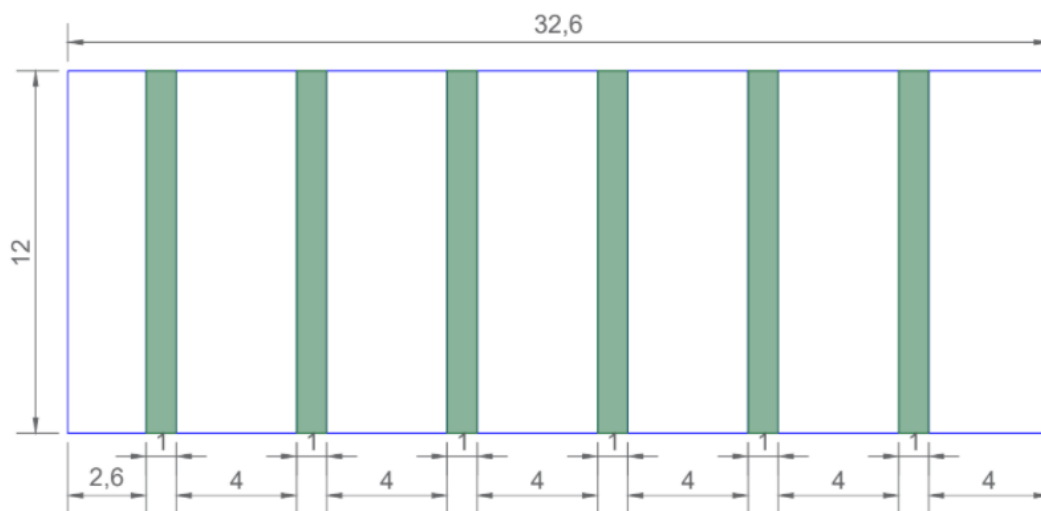


Figura 27. Croquis de la cara este de la cubierta.

Sabiendo que la estructura dispone los módulos de forma horizontal, y orientada hacia el sur, se divide el número máximo de módulos que caben por cada fila, dejando una separación entre módulos de aproximadamente 17mm:

$$N_{max.filas} = \frac{12}{(2108+17) \cdot 10^{-3}} = 5,64 \text{ módulos} \quad [5]$$

Con este dato calculado, se determina que las filas de 5 paneles, por lo que se tendrá 4 filas por cada orientación de cubierta.

Para encontrar la separación mínima entre filas que permita asegurar un mínimo de 4 horas de sol entorno al medio día del solsticio de invierno, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red [13], redactado por el IDAE, propone la siguiente fórmula para instalaciones en España:

$$d_1 = \frac{l \cdot \sin \beta}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad [6]$$

Siendo $l = 1048 \text{ mm}$, $\beta = 30^\circ$, latitud = 39°

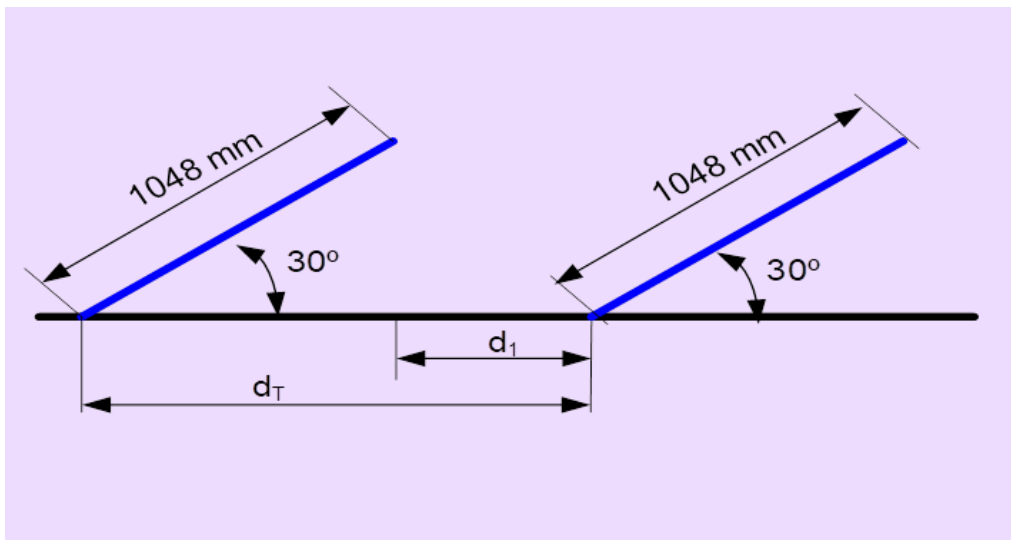


Figura 28. Distancia mínima entre módulos inclinados.

Sustituyendo en la ecuación se obtiene que la distancia mínima entre filas d_1 tiene un valor de 1,3 m y d_T 2,2 m.

Se debe tener en consideración que la cubierta dispone de lucernarios y que habrá que respetarlos a la hora de colocar los paneles. Considerando lo anterior, y para evitar sombreados al máximo, cada fila de módulos se colocará en cada hueco entre lucernarios, quedando de la siguiente forma:



Figura 29. Vista pájaro de la implantación fotovoltaica creada con el software PVSOL.

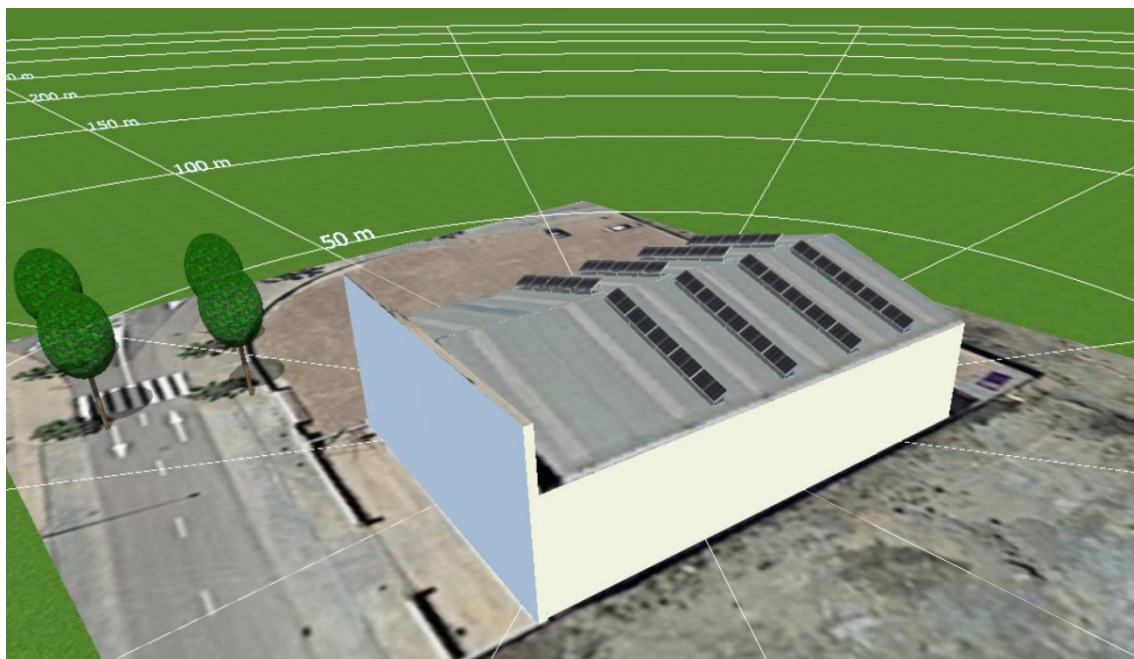


Figura 30. Vista sureste de la implantación fotovoltaica creada con el software PVSOL.

Como se puede comprobar, se ha dejado libre también los primeros metros de la cubierta desde la calle para minimizar las posibles pérdidas por sombreado a causa de la parte frontal sobreelevada de la nave.

SOMBRAS

No existen edificaciones cercanas o elementos que puedan producir sombreados parciales sobre los módulos de la instalación. Las pocas pérdidas por sombreados que se producen son simplemente debido a la trayectoria del sol en los primeros y últimos instantes del día.

Realizando la simulación en el software PVSOL se obtiene el porcentaje de pérdidas en referencia a la potencia que suponen los sombreados sobre cada panel en términos globales. En la siguiente figura se puede observar cómo este tipo de pérdidas en la instalación son prácticamente insignificantes, suponiendo un 0,6% de pérdidas en los paneles más exteriores, y sin pérdidas en las placas más centrales. En la instalación al completo, las pérdidas por sombras que computa el programa está alrededor del 0,25% de la potencia instalada.

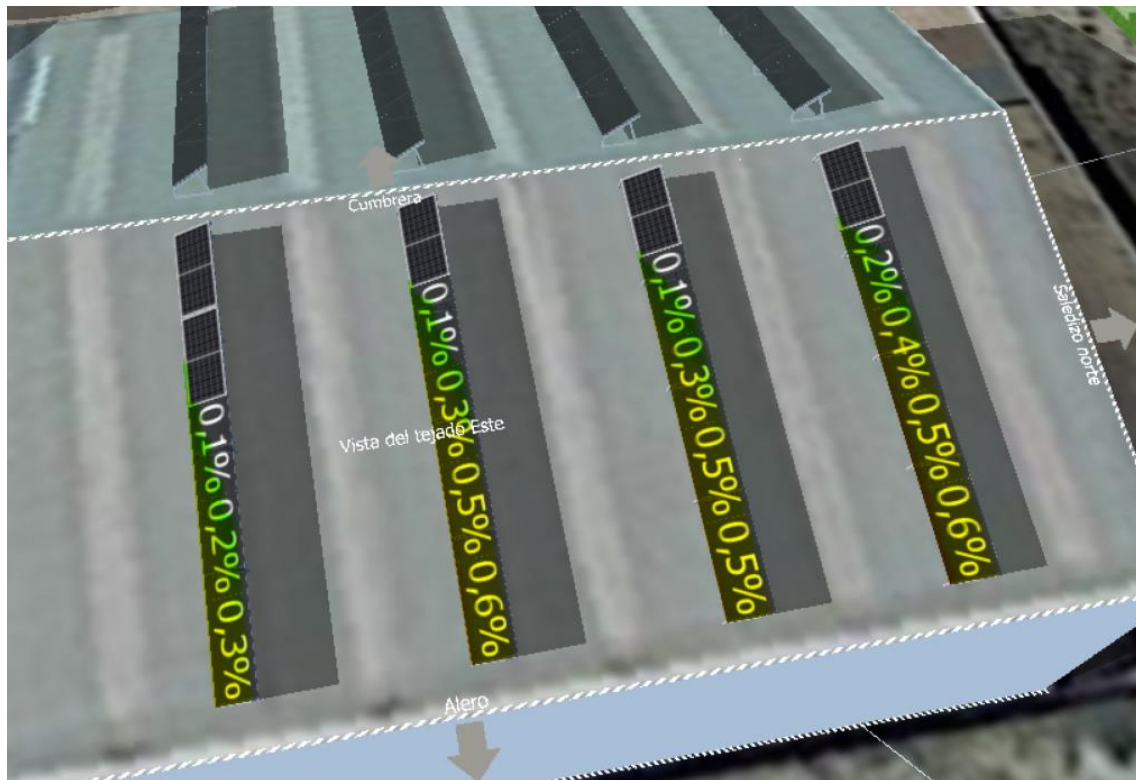


Figura 31. Análisis de sombras en PVSOL.

Mediante la simulación de la instalación se puede analizar en detalle el efecto de los sombreados en la cubierta, e incluso realizar animaciones donde se puede ver la trayectoria del sol y su incidencia a lo largo del año.

4.4. CABLEADO

Al realizar el diseño del cableado de la instalación fotovoltaica se tiene en consideración el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a Red del IDAE [13], donde se define los siguientes puntos:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % en la parte de continua (DC), e inferior a 2% en la parte de alterna (CA).
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Se debe considerar que la resistividad de cobre (ρ) es de $0,01786 \Omega \cdot mm^2/m$ para una temperatura de 20° , siendo la conductividad (γ) la inversa de esta, tomando un valor de $56 m/\Omega \cdot mm^2$. Sin embargo, en la ubicación de la instalación, la temperatura ambiente superará este valor, por lo que se realizarán los cálculos de secciones suponiendo una temperatura de 40° . Con estas consideraciones, y estableciendo que la variación de la resistividad del cobre con la temperatura (α) es de $0,00392 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ se tiene:

$$\rho_{x^\circ\text{C}} = \rho_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_x - 20))$$
$$\rho_{40^\circ\text{C}} = 0,01786 \cdot (1 + 0,00392 \cdot (40 - 20)) \quad [7]$$

$$\gamma_{40^\circ\text{C}} = \frac{1}{\rho_{40^\circ\text{C}}} = 51,9 m/\Omega \cdot mm^2$$

Para el cálculo de las secciones se usarán unas caídas de tensión inferiores al máximo que se permite, estipulando una caída de tensión máxima para el lado de continua del 0,5% (desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor), y de un 0,6% para la parte de alterna (desde la salida CA del inversor hasta el punto de conexión a red de suministro).

CONDUCTORES EN PARTE DE CONTINUA

El cableado de la parte de continua de la instalación se realiza mediante dos conductores iguales, uno de ellos para el positivo y otro para el negativo. La conexión entre módulos de mismas filas se hará con el cableado del propio módulo, a lo que se deberá añadir el tramo de cable para realizar la conexión de las filas de 5 módulos, dos a dos, para formar series de 10 paneles, y finalmente el tramo hasta la entrada del inversor.

En la siguiente figura se puede ver la distribución de las 4 ramas (E1, E2, O1 y O2), así como el camino que realizará el cableado de continua por la cubierta. Se intenta buscar cierta simetría en la distribución del cableado para hacer más fácil y simplificar la instalación posterior.

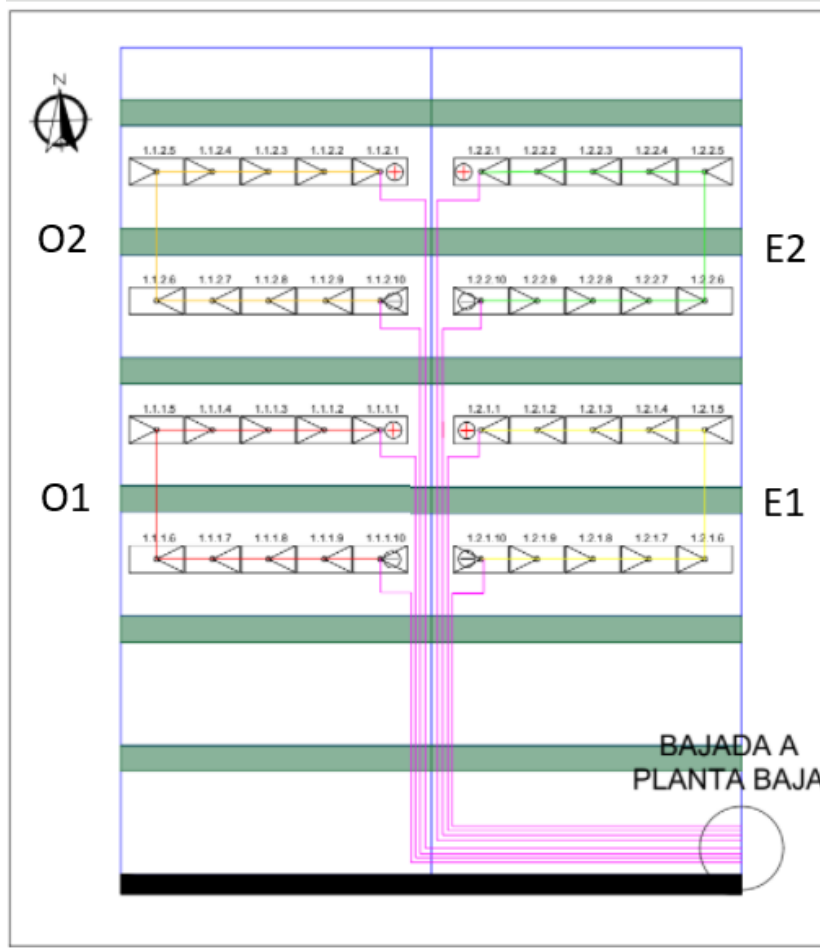


Figura 32. Distribución del cableado de continua.

La sección del cableado se puede obtener a partir de la siguiente fórmula, donde se tiene que L_{cond} es la longitud total del conductor, ΔV_{cond} es la caída de tensión en los extremos, limitada en esta parte al 0,5%, e $I_{125\%}$ es la intensidad máxima prevista por el conductor mayorada un 25% para asegurar condiciones de trabajo.

$$S = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{L_{cond} \cdot I_{125\%}}{\Delta V_{cond}} \quad (mm^2) \quad [8]$$

Conexión	Dist. (m)	I_{rama} (A)	$I_{125\%}$ (A)	V_n (V)	ΔV (%)	ΔV_{ini} (V)	$S_{teórica}$ (mm ²)	$S_{elegida}$ (mm ²)
Módulos String E1 y O1	37,5	10,98	13,73	401	0,50%	2,01	9,89	16
Módulos String E2 y O2	48,7	10,98	13,73	401	0,50%	2,01	12,84	16

Tabla 8. Cálculo de sección del cableado de continua.

La sección seleccionada, mayorando la sección teórica necesaria calculada, es de 16 mm². Se usará el cable AFUMEX H07Z1-K TYPE 2, tensión asignada 450/750 V, el cual irá bajo tubo en montaje superficial (B1).

Finalmente, para el diseño del cableado de continua determinado se tiene unas pérdidas de potencia en el conductor por cada rama, considerando por simetría una distancia media de inversor a string de 43,1 m:

$$\Delta P_{DC_{ramas}} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I_{DC}^2 = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot 43,1) \cdot 10,98^2}{16} = 12,51 \text{ W} \quad [9]$$

Y teniendo en cuenta que se dispone de 4 ramas en la instalación, en el cableado de continua existen unas pérdidas totales de 50,04 W, lo cual supone un 0,284%.

CONDUCTORES EN PARTE DE ALTERNA

El cableado de la parte de alterna de la instalación se realiza mediante tres conductores de fase iguales, y un conductor neutro, por ser red trifásica.

Para el cálculo de los conductores en el lado de alterna será necesario calcular en primera instancia la corriente máxima de salida AC. Para ello, teniendo en cuenta la potencia pico instalada de 17,6 kW, una eficiencia de conversión máxima del 98,65%, y suponiendo una tensión entre fase y neutro de 230 V, se tiene que:

$$I_{L-rms} = \frac{P_{DC} \cdot \eta}{3 \cdot V_{L-N_{rms}}} = \frac{17600 \cdot 0,9865}{3 \cdot 230} = 25,16 \text{ A} \quad [10]$$

Y con la corriente calculada, sabiendo que en total hay 4 m entre la salida del inversor trifásico y el punto de conexión a la red, se puede calcular la sección necesaria el cableado:

$$S_3 = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{L_{cond} \cdot I_{L-rms}^{125\%}}{\Delta V_{cond} / \sqrt{3}} \text{ (mm}^2\text{)} \quad [11]$$

Conexión	Dist. (m)	I _{L-rms} (A)	I _{125%} (A)	V _n (V)	ΔV (%)	ΔV _{ini} (V)	S _{teórica} (mm ²)	S _{elegida} (mm ²)
Inversor a red AC	4	25,16	31,45	400	0,60%	2,40	1,75	4

Tabla 9. Cálculo de sección del cableado de alterna.

La sección seleccionada, mayorando la sección teórica necesaria calculada, es de 4 mm². Se usará el cable AFUMEX RZ1-K, tensión asignada 0,6/1 kV, el cual irá bajo tubo en montaje superficial (B1).

Finalmente, para el diseño del cableado determinado de alterna se tiene unas pérdidas de potencia en el conductor por cada rama de:

$$\Delta P_{AC} = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{L-rms}^2 = 3 \cdot \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(4) \cdot 25,16^2}{4} = 36,59 \text{ W} \quad [12]$$

Tras estos cálculos, se tiene que existe un total de 86,63 W de pérdidas en los cableados, donde incluyen las pérdidas tanto de continua como de alterna. Estas pérdidas suponen un coeficiente de pérdidas por cableado de la instalación total de:

$$L_{cond}(\%) = \frac{\Delta P_{Total}}{P_{pk}} \cdot 100 = \frac{86,63}{17600} \cdot 100 = 0,49\% \quad [13]$$

4.5. PROTECCIONES

PROTECCIONES CONTINUA

Tal y como se puede comprobar en las especificaciones del inversor seleccionado, y en la figura 21 anteriormente descrita, el equipo de Huawei incluye seccionador de potencia para las entradas de DC, relés de aislamiento de salida y protectores contra sobretensiones SPD de continua y de alterna, por lo que en el lado de continua solo se realizará la incorporación de fusibles, tanto en el negativo como en el positivo de cada una de las 4 ramas.

Estos fusibles se instalarán principalmente para poder realizar de forma más práctica y cómoda las labores relacionadas con mantenimiento, tales como mediciones en la parte de continua o posibles reparaciones, ya que no supondrán un sobre coste significativo en relación a los beneficios que puede aportar el disponer de estos elementos en la instalación.

Para la elección de la corriente nominal del fusible se tiene en cuenta el siguiente criterio:

$$1,3 \cdot I_{SC} < I_{n_{fus}} < 2 \cdot I_{SC} \quad [14]$$

Siendo $I_{sc} = 11,53$ A, se tiene:

$$14,99 < I_{n_{fus}} < 23,06$$

Por lo tanto, se usarán 8 fusibles de 20 A con V_{DC} de 1000 V con 4 bases portafusibles doble 1000V 14x51 mm, dispuestos en un cuadro eléctrico de continua que se colocará justo antes de la entrada al inversor.

PROTECCIONES ALTERNA

Para el lado de alterna, se colocará un interruptor magnetotérmico en la salida del inversor que permita la circulación de la máxima intensidad permitida por el inversor (28,5 A) (según las especificaciones), protegiendo a su vez el cable frente a corrientes superiores a 45 A, intensidad máxima que admite el cable de 4 mm² de sección según sus correspondientes especificaciones.

$$28,5 A < I_n < 44 A$$

Atendiendo a estos valores, se determina que el interruptor magnetotérmico de 35 A de 4 polos sería suficiente para la salida del inversor trifásico.

Por otro lado, es necesaria la colocación de un interruptor diferencial, que habitualmente es de una corriente superior a la del magnetotérmico, por lo que en este caso se decide usar un diferencial de 300 mA y 40 A de 4 polos.

Todos estos elementos se conectarán en un cuadro colocado a la salida del inversor, de donde iniciará la línea de conexión entre el inversor y el punto de conexión con la red de suministro,

llegando cinco cables (3F+N+PE). A parte de las protecciones mencionadas, deberá disponer de un borne de puesta a tierra.

PUESTA A TIERRA

En la presente instalación se dispondrá una puesta a tierra independiente de la que protege la instalación de baja tensión de la nave según marca la normativa, y así proteger la instalación de posibles descargas atmosféricas. Consistirá en un electrodo cobrizo enterrado en disposición vertical, todo siguiendo las indicaciones del ITC-BT-18 del REBT.

Este sistema estará compuesto por los siguientes elementos:

- Electrodo: Se trata de una pica vertical de 14 mm de diámetro, y 2 m de longitud. Esta pica de cobre se coloca en contacto con el terreno para facilitar el paso de corrientes de defecto que puedan llegar a producirse.
- Conductor desnudo: Consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección de 35 mm², el cual estará conectado a la línea de picas con el borne de puesta a tierra.
- Borne de puesta a tierra: Se trata de un borne de cobre instalado en el cuadro de alterna, al cual se conectarán todos los cables de tierra a los que se conectan los diversos elementos de la instalación fotovoltaica.

4.6. MONITORIZACIÓN

Para realizar la monitorización del sistema se empleará el HUAWEI SMART POWER METER DTSU666-H trifásico. Este elemento es un contador bidireccional que permite tener control de la energía exportada e importada de la instalación fotovoltaica, mostrando una visión detallada de los balances energéticos en tiempo real.



Figura 33. HUAWEI SMART POWER METER DTSU666-H. Fuente: Web Huawei.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

Este dispositivo, a través del puerto RS485, establece comunicación con el inversor Huawei de la instalación. El elemento se colocará entre las protecciones de alterna y el cuadro general de la nave, como se puede ver en el esquema unifilar que se muestra a continuación.

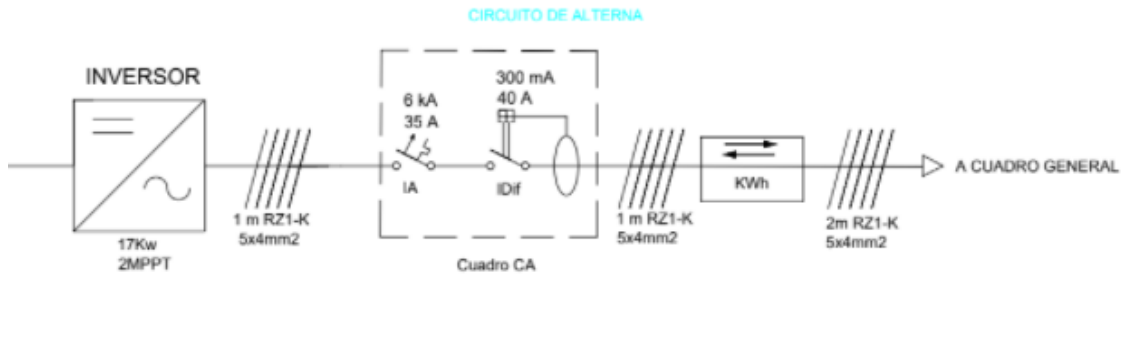


Figura 34. Esquema unifilar de la parte de alterna de la instalación.

Con este elemento instalado, será posible hacer uso de la aplicación de Huawei FusionSolar, la cual se puede consultar tanto desde el pc como desde el teléfono móvil, permitiendo ver en tiempo real los consumos y la producción de la planta, así como las curvas de carga, porcentajes de autoconsumo, excedentes vertidos, y consumo de la red, entre otras cosas.

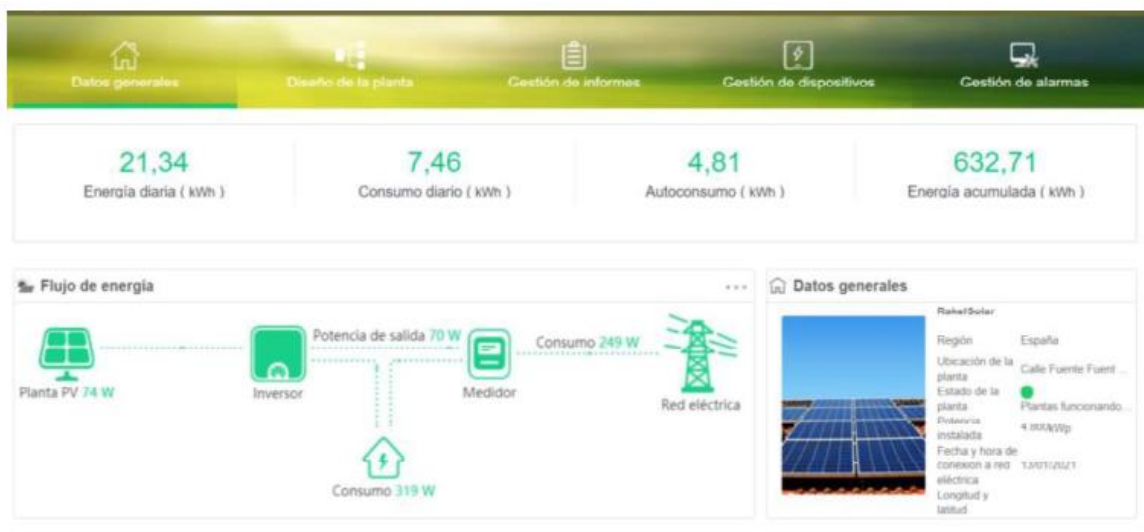




Figura 35. Capturas de la aplicación FusionSolar para monitorización de instalaciones fotovoltaicas. Fuente: Web Huawei.

Es importante destacar que será necesario disponer de internet para que pueda existir la transferencia de datos con la aplicación. De esta forma, el sistema mencionado permitirá una monitorización óptima de la planta fotovoltaica, pudiendo llevarla a cabo de forma remota, resultando fácil, intuitivo y cómodo para el usuario.

4.7. PÉRDIDAS DEL SISTEMA

Para realizar el cálculo de la producción fotovoltaica del sistema diseñado, primero es necesario calcular las pérdidas del mismo, entre las cuales se encuentran:

- Pérdidas por temperaturas de la célula distintas a las de condiciones STC.
- Pérdidas por orientación e inclinación de los módulos diferentes al óptimo.
- Pérdidas debido al polvo y suciedad que se acumula en los módulos.
- Pérdidas por sombreados parciales.
- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral.
- Pérdidas por falta de disponibilidad de la instalación.
- Pérdidas del inversor.

Estas pérdidas marcarán el rendimiento global de la instalación, el cual se podrá cuantificar mediante el Performance Ratio de la instalación (PR).

En primer lugar, para el cálculo de las pérdidas por temperatura se acudirá al PVGIS para obtener las temperaturas medias de cada mes, aunque las que emplearemos para el cálculo serán únicamente las de horario diurno, que es cuando estarán produciendo energía las placas:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.
Diurna (°C)	11,81	12,52	15,14	17,94	21,90	26,06
24h (°C)	10,14	10,68	12,82	15,51	19,12	23,18
	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
Diurna (°C)	28,67	27,86	24,62	20,94	15,65	12,37
24h (°C)	25,95	25,44	22,40	18,98	13,86	10,77

Tabla 10. Temperaturas medias mensuales diarias y diurnas en la ubicación de estudio extraídas del PVGIS.

Con estas temperaturas será posible calcular la temperatura de funcionamiento de la célula mediante la siguiente expresión:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{E}{800} \cdot (TONC - 20) \quad [15]$$

Donde TONC es la temperatura de operación nominal de la célula, que como se ha comentado anteriormente para este módulo tiene un valor de 42°C según las especificaciones, y E es la radiación solar para condiciones STC (1000 W/m²).

Con estos datos ya es posible calcular la temperatura media de la célula para cada mes, resultando:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.
T _{cell} (°C)	39,31	40,02	42,64	45,44	49,40	53,56
	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
T _{cell} (°C)	56,17	55,36	52,12	48,44	43,15	39,87

Tabla 11. Temperatura media de la célula por mes.

Para obtener las pérdidas por temperatura será necesario emplear la siguiente fórmula:

$$L_{temp} = g \cdot (T_{cell} - 25) \quad [16]$$

Siendo g el coeficiente de temperatura de la potencia, que según especificaciones es de -0,36%.

Por lo tanto, se pueden calcular las pérdidas mensuales por temperatura:

Mes	T _{amb}	T _{cell}	Pérdidas temperatura
ENERO	11,81	39,31	0,05
FEBRERO	12,52	40,02	0,05
MARZO	15,14	42,64	0,06
ABRIL	17,94	45,44	0,07
JUNIO	26,06	53,56	0,10

JULIO	28,67	56,17	0,11
AGOSTO	27,86	55,36	0,11
SEPTIEMBRE	24,62	52,12	0,10
OCTUBRE	20,94	48,44	0,08
NOVIEMBRE	15,65	43,15	0,07
DICIEMBRE	12,37	39,87	0,05
Promedio		0,080	

Tabla 12. Pérdidas de potencia por temperatura de la célula.

Finalmente, las pérdidas de potencia por temperatura medias anuales en la instalación son cercanas al 8%.

Para el cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación, en el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE [13] hay una guía que permite realizar una estimación, mediante la siguiente figura:

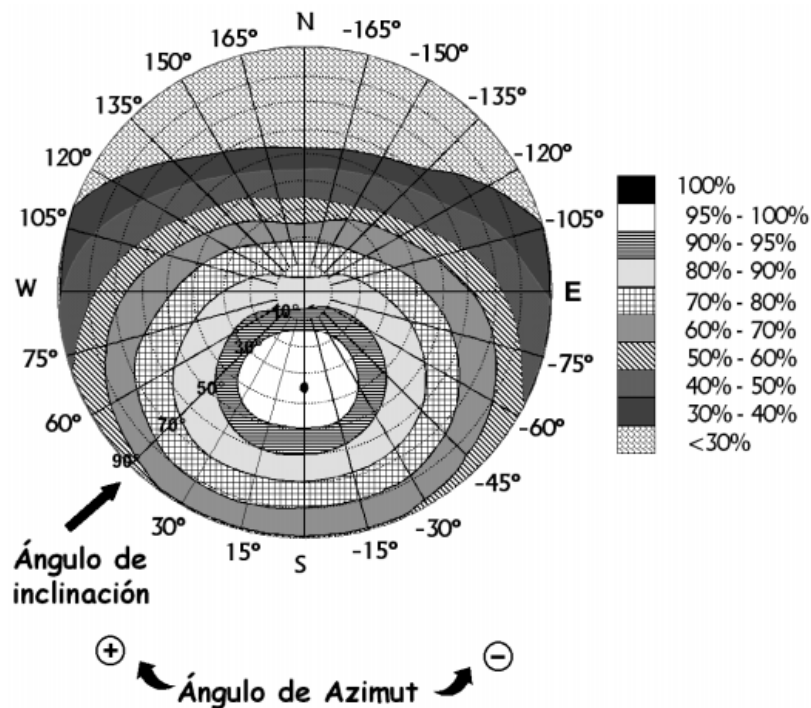


Figura 36. Estimación de pérdidas por inclinación y orientación.

Seleccionando los 30° de inclinación de los paneles y el ángulo de azimut de la cubierta de aproximadamente 7°, se puede ver que el rendimiento es muy cercano al 100%, por lo que se estiman únicamente unas pérdidas del 1,5%.

En referencia a las pérdidas por polvo y suciedad acumulados en los módulos, cabe mencionar que la parcela de la nave está rodeada de otras parcelas sin construir, donde puede ser más frecuente el levantamiento de polvo que acabe depositándose sobre los módulos. A su vez, hay que considerar que los 30° de inclinación de los paneles facilitará que la suciedad deslice sobre

los mismos, siendo más complicado que se pose. Por todo esto, se estimarán unas pérdidas del 3%.

Para las pérdidas por sombreados parciales se usarán los datos extraídos de la simulación de la planta fotovoltaica con el programa PVSOL, el cual calcula unas pérdidas por sombreados de aproximadamente 0,25%

Por otro lado, las pérdidas de cableado ya se han calculado en el apartado 4.4, tras realizar el dimensionamiento, y las pérdidas conjuntas del cableado de continua y de alterna toman un valor total del 0,49%, valor inferior al 2% recomendado por el IDAE.

En cuanto a las pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos, producidas por la conexión en serie de paneles con valores de intensidad no exactamente idénticos, se estimará en un 2%.

En la referido a las pérdidas por reflectancia angular y espectral, se producen porque la radiación solar no siempre índice perpendicular y con un espectro estándar AM 1.5. Según el IDAE suelen estar entre un 2% y un 6%, sugiriendo un valor medio anual del 3%, que es el valor que se usará para el proyecto.

El factor de pérdidas por disponibilidad de la instalación se considerará de un 3%, ya que, al disponer de un único inversor, la interrupción del funcionamiento correcto del mismo afectará mucho más que en otro tipo de instalación con inversores modulares.

Por último, las pérdidas del inversor se calculan atendiendo al dato de la eficiencia europea que aparece en las especificaciones, y que toma un valor de 98,3% en este caso, lo cual supone unas pérdidas de:

$$L_{inv}(\%) = 100 - 98,3 = 1,3\%$$

En la siguiente tabla se puede ver un resumen de las pérdidas de potencia de la instalación calculadas y estimadas:

Pérdidas (%)	
Pérdidas temperatura	8,00%
Pérdidas inclinación y orientación	1,50%
Pérdidas por suciedad	3,00%
Pérdidas por sombras	0,25%
Pérdidas por cableado	0,49%
Pérdidas disparidad parámetros	2,00%
Pérdidas por disponibilidad	3,00%
Pérdidas del inversor	1,30%

Tabla 13. Resumen de las pérdidas de potencia del sistema fotovoltaico.

Una vez calculadas todas las pérdidas, ya se puede obtener el Performance Ratio (PR), o rendimiento global de la instalación fotovoltaica, que se obtendrá de forma mensual para posteriormente tener una mayor exactitud a la hora de calcular la producción de la planta.

$$PR_{global} = (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{incl}) \cdot (1 - L_{suc}) \dots \cdot (1 - L_{inv}) \quad [17]$$

Mes	PR _{global}
ENERO	0,819
FEBRERO	0,816
MARZO	0,808
ABRIL	0,800
MAYO	0,787
JUNIO	0,774
JULIO	0,766
AGOSTO	0,769
SEPTIEMBRE	0,779
OCTUBRE	0,790
NOVIEMBRE	0,807
DICIEMBRE	0,817
PROMEDIO	0,794

Tabla 14. Rendimiento global medio mensual de la instalación.

Por lo tanto, el rendimiento global medio de la instalación será de un 79,4% aproximadamente, siendo ligeramente mayor los meses de invierno, y menor los meses de verano.

4.8. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Para poder realizar una estimación de la producción que tendrá la instalación fotovoltaica diseñada será necesario considerar los siguientes datos:

- Radiación promedio para la localización. A la hora de obtener la radiación en este proyecto se tendrán en cuenta 2 bases de datos del propio PVGIS, para determinar las posibles variaciones en los resultados de producción en función de los datos que se seleccionen. Estas bases de datos serán la PVGIS-SARAH y PVGIS-COSMO.
- Pérdidas energéticas en la instalación. Se usará para el cálculo de la producción el rendimiento global mensual calculado a partir de las pérdidas de la instalación.
- Potencia de módulos instalada, que en este caso es 17.600 W.

$$E_{generada}(kWh) = \frac{Irradiancia \left(\frac{W}{m^2}\right) \cdot P_{pico,inst} \cdot PR_{global} \cdot horas}{1000} \quad [18]$$

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

El único dato que falta por recopilar para poder obtener la producción del sistema es la radiación solar, por lo tanto, a continuación, se extraerán los datos de la irradiancia de un día medio de cada mes desglosado por horas de las dos bases de datos que se van a considerar, y finalmente se calculará la energía generada, comparando ambos datos con los obtenidos también con el software PVSOL.

BASE DE DATOS PVGIS-SARAH

Los datos de la irradiancia obtenido son los siguientes:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	9,1	21,43	8,61	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0,36	46,16	92,93	103,13	86,02	55,99	23,21	0	0	0
8:00	0	17,02	118,69	206,79	262,47	271,66	251,86	219,58	195,7	140,27	43,59	0
9:00	181,69	225,82	319,61	392,6	447,47	462,92	439,61	411,25	389,12	332,55	259,3	185,8
10:00	380,05	400,39	505,63	575,65	621,96	628,31	630,09	596,24	562,66	496,22	430,9	384,6
11:00	534,9	543,26	658,49	721,85	748,22	777,54	775,87	753,94	712,19	631,11	556,4	524,4
12:00	645,24	648,82	771,21	785,62	829,89	871,11	882,28	856,84	816,38	715,67	648,7	624,2
13:00	672,62	685	778,03	801,55	843,08	907,83	930,82	907,92	833,16	719	664	638,9
14:00	645,65	672,71	757,29	759,38	800,94	868,84	904,26	885,25	775,53	678,02	611,8	601,9
15:00	549,72	584,42	649,95	659,64	690,16	776,37	808,07	776,12	681,13	559,77	504	494,7
16:00	406,75	459,96	516,28	525,7	562,86	612,86	647,21	625,37	508,87	409,98	334,7	342,8
17:00	215,88	287,54	331,93	350,74	380,56	424,08	457,13	429,13	315,1	216,42	134,2	129,9
18:00	0,07	65,09	140,12	165,93	197,36	232,06	253,53	218,46	127,03	23,31	0	0
19:00	0	0	0,78	23,35	48,31	71,22	76,98	45,91	2,3	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0,39	9,18	8,2	0,05	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 15. Valores de irradiancia para la ubicación de estudio. Fuente: Base de datos PVGIS-SARAH.

Estos valores de irradiancia determinan las siguientes horas solares pico diarias para la ubicación de la instalación:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.
HSP	4,23	4,59	5,55	6,01	6,54	7,04
	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
HSP	7,16	6,78	5,94	4,92	4,19	3,93

HSP anual	2036,40
-----------	---------

Tabla 16. Horas Solares Pico diarias y anual para la ubicación de estudio.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

Ya con estos datos, se obtiene la producción del sistema diseñado atendiendo a la ecuación anterior:

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,126	0,292	0,116	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7:00	0,000	0,000	0,005	0,650	1,288	1,406	1,160	0,758	0,318	0,000	0,000	0,000
8:00	0,000	0,245	1,689	2,910	3,637	3,702	3,397	2,971	2,683	1,951	0,619	0,000
9:00	2,618	3,245	4,547	5,525	6,201	6,309	5,929	5,564	5,334	4,626	3,682	2,672
10:00	5,476	5,753	7,193	8,101	8,618	8,563	8,498	8,067	7,713	6,902	6,118	5,530
11:00	7,707	7,806	9,368	10,159	10,368	10,597	10,464	10,201	9,762	8,778	7,900	7,540
12:00	9,297	9,323	10,971	11,056	11,500	11,872	11,899	11,594	11,191	9,955	9,211	8,975
13:00	9,691	9,843	11,068	11,280	11,682	12,373	12,554	12,285	11,421	10,001	9,428	9,186
14:00	9,303	9,667	10,773	10,687	11,099	11,842	12,195	11,978	10,631	9,431	8,687	8,654
15:00	7,921	8,398	9,246	9,283	9,563	10,581	10,898	10,501	9,337	7,786	7,156	7,113
16:00	5,861	6,609	7,345	7,398	7,799	8,353	8,729	8,462	6,975	5,703	4,752	4,929
17:00	3,110	4,132	4,722	4,936	5,273	5,780	6,165	5,806	4,319	3,010	1,905	1,868
18:00	0,001	0,935	1,993	2,335	2,735	3,163	3,419	2,956	1,741	0,324	0,000	0,000
19:00	0,000	0,000	0,011	0,329	0,669	0,971	1,038	0,621	0,032	0,000	0,000	0,000

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

20:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,005	0,125	0,111	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

DIARIO (kWh)	60,98	65,96	78,93	84,65	90,56	95,93	96,57	91,77	81,46	68,47	59,46	56,47
MENSUAL (kWh)	1.890,52	1.846,78	2.446,89	2.539,50	2.807,49	2.877,88	2.993,71	2.844,72	2.443,69	2.122,46	1.783,73	1.750,43
ANUAL (kWh)	28.347,79											

Tabla 17. Producción energética del sistema fotovoltaico a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH

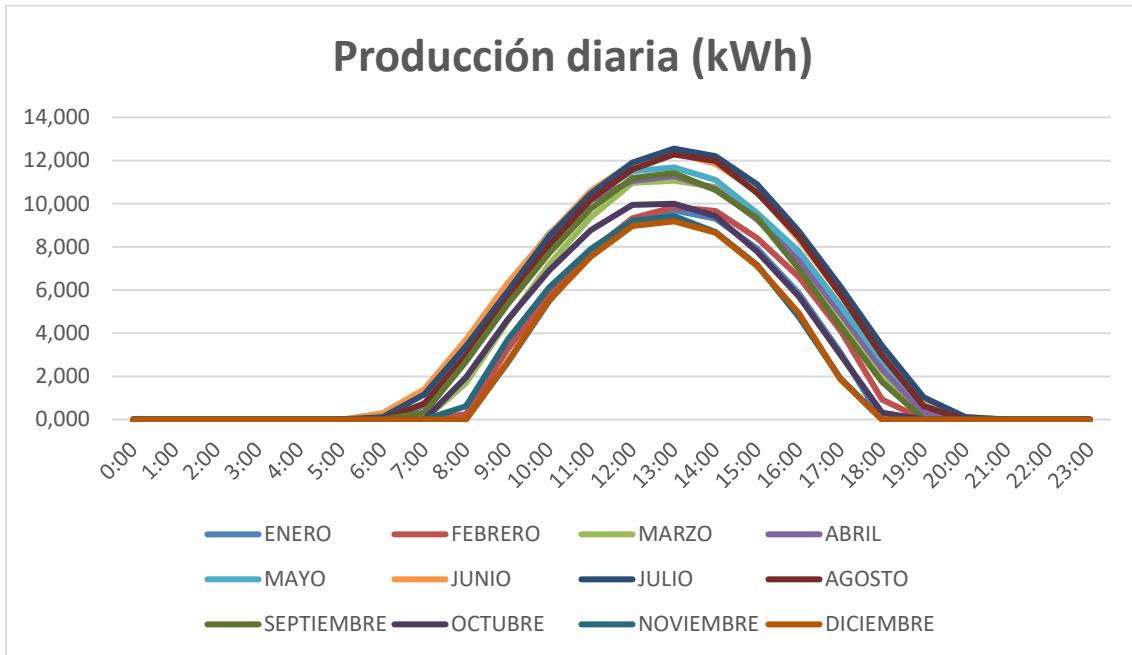


Figura 37. Producción energética diaria a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH.

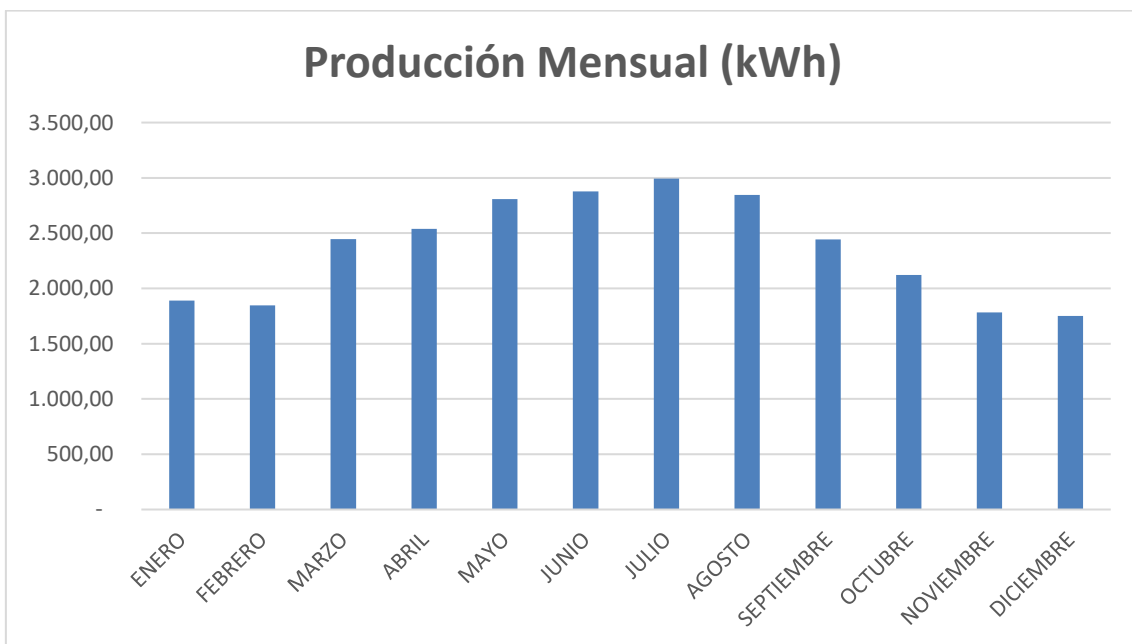


Figura 38. Producción energética mensual a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-SARAH.

Como se puede observar, la producción anual es de 28347,79 kWh, lo cual supone una productividad final de:

$$Productividad\ final = \frac{Producción\ anual}{P_{pico,inst}} = 1610,67\ kWh/kWp \quad [19]$$

BASE DE DATOS PVGIS-COSMO

En este caso los datos de la irradiancia obtenidos son los siguientes:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	6,49	16,13	5,75	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0,59	29,43	62,5	66,08	54,24	34,09	11,71	0	0	0
8:00	0	5,64	75,13	157,03	202,6	210,59	185,96	151,68	126,9	76,01	12,82	0
9:00	78,09	142,54	252,51	341,78	381,2	389,42	357,66	323,59	296,65	240,61	164,57	85,19
10:00	267,27	333,8	440,72	525,39	559,32	572,73	540,7	498,77	481,22	415,2	331,91	269,08
11:00	440,32	504,21	608,63	678,15	701,19	723,91	707,68	653,86	630,99	565,15	469,71	422,07
12:00	553,92	620,67	713,75	765,18	794,4	820,74	811,69	771,13	729,56	655,84	560,29	521,74
13:00	609,39	669,99	763,86	799,27	823,28	854,95	858,92	816,39	763,62	683,6	591,96	554,08
14:00	585,44	668,85	746,72	779,14	800,46	827,66	852,19	811,52	736,86	643,82	549,71	517,64
15:00	486,23	581,42	655,6	670,4	698,37	738,92	762	731,66	637,67	523,87	425,92	408,89
16:00	324,73	434,48	501,82	527,62	550,73	589,26	621,21	586,31	484,22	358,76	253,18	242,57
17:00	125,18	236,43	312,82	344,96	375,7	407,29	434,38	393,43	293,87	170,04	73,88	56,86
18:00	3,34	48,81	119,15	161,9	196,89	226,46	240,17	200,21	110,59	23,52	0	0
19:00	0	0	6,92	35,3	61,69	79,53	82,8	54,82	9,83	0	0	0
20:00	0	0	0	0	4,84	20,87	19,26	1,7	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 18. Valores de irradiancia para la ubicación de estudio. Fuente: Base de datos PVGIS-COSMO.

Estos valores de irradiancia suponen las siguientes horas solares pico diarias para la ubicación de la instalación:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.
HSP	3,47	4,25	5,20	5,82	6,22	6,54
	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
HSP	6,53	6,03	5,31	4,36	3,43	3,08

HSP anual	1833,74
-----------	---------

Tabla 19. Horas Solares Pico diarias y anual para la ubicación de estudio.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

Y con estos datos, se obtiene la producción del sistema diseñado atendiendo a la ecuación anterior:

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,090	0,220	0,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7:00	0,000	0,000	0,008	0,414	0,866	0,901	0,732	0,461	0,161	0,000	0,000	0,000
8:00	0,000	0,081	1,069	2,210	2,807	2,870	2,508	2,052	1,740	1,057	0,182	0,000
9:00	1,125	2,048	3,592	4,810	5,282	5,307	4,824	4,378	4,066	3,347	2,337	1,225
10:00	3,851	4,797	6,270	7,394	7,750	7,806	7,292	6,749	6,596	5,775	4,713	3,869
11:00	6,344	7,245	8,658	9,544	9,716	9,866	9,544	8,847	8,649	7,861	6,669	6,068
12:00	7,981	8,919	10,154	10,769	11,008	11,186	10,947	10,434	10,001	9,122	7,955	7,501
13:00	8,780	9,627	10,867	11,248	11,408	11,652	11,584	11,046	10,467	9,508	8,405	7,966
14:00	8,435	9,611	10,623	10,965	11,092	11,280	11,493	10,980	10,101	8,955	7,805	7,442
15:00	7,006	8,355	9,327	9,435	9,677	10,071	10,277	9,900	8,741	7,287	6,047	5,879
16:00	4,679	6,243	7,139	7,425	7,631	8,031	8,378	7,933	6,638	4,990	3,595	3,488
17:00	1,804	3,397	4,450	4,855	5,206	5,551	5,858	5,323	4,028	2,365	1,049	0,818
18:00	0,048	0,701	1,695	2,278	2,728	3,086	3,239	2,709	1,516	0,327	0,000	0,000

19:00	0,000	0,000	0,098	0,497	0,855	1,084	1,117	0,742	0,135	0,000	0,000	0,000
20:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,067	0,284	0,260	0,023	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

DIARIO (kWh)	50,05	61,03	73,95	81,84	86,18	89,20	88,13	81,58	72,84	60,60	48,76	44,26
MENSUAL (kWh)	1.551,65	1.708,70	2.292,47	2.455,31	2.671,73	2.675,89	2.732,01	2.528,92	2.185,15	1.878,45	1.462,72	1.371,93
ANUAL (kWh)	25.514,95											

Tabla 20. Producción energética del sistema fotovoltaico a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO.

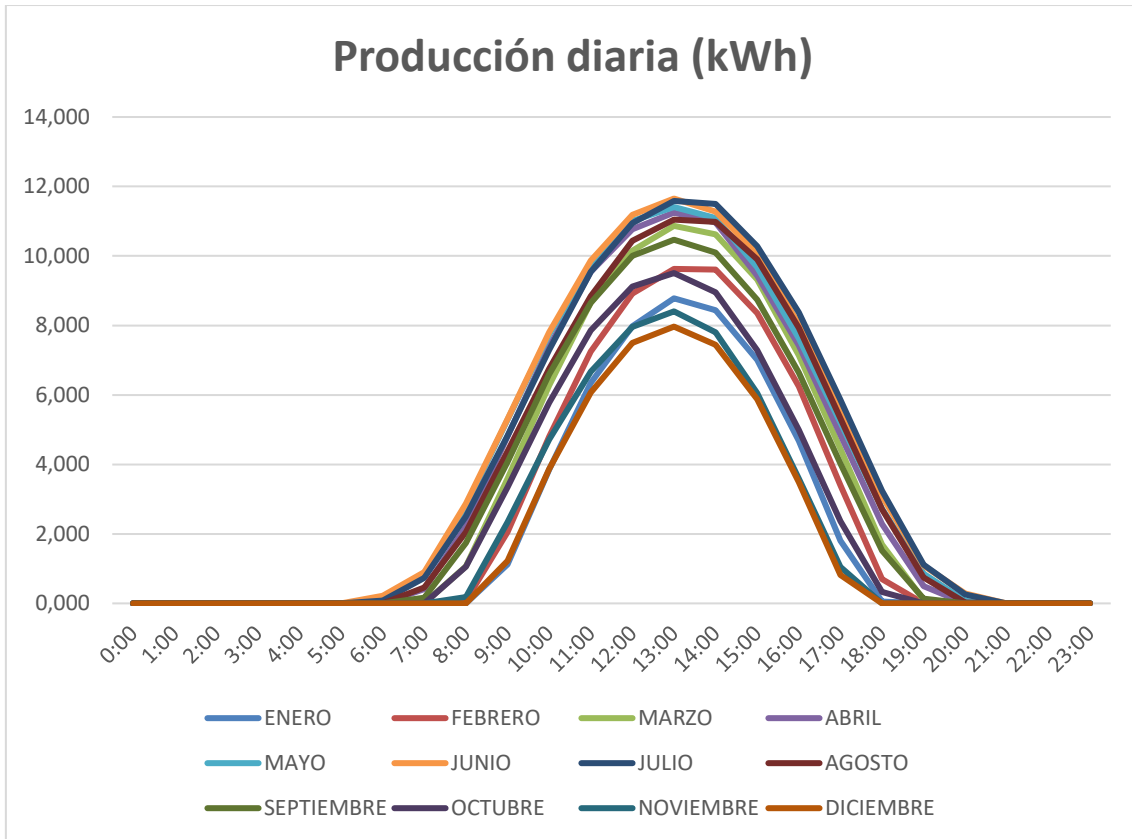


Figura 39. Producción energética diaria a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO

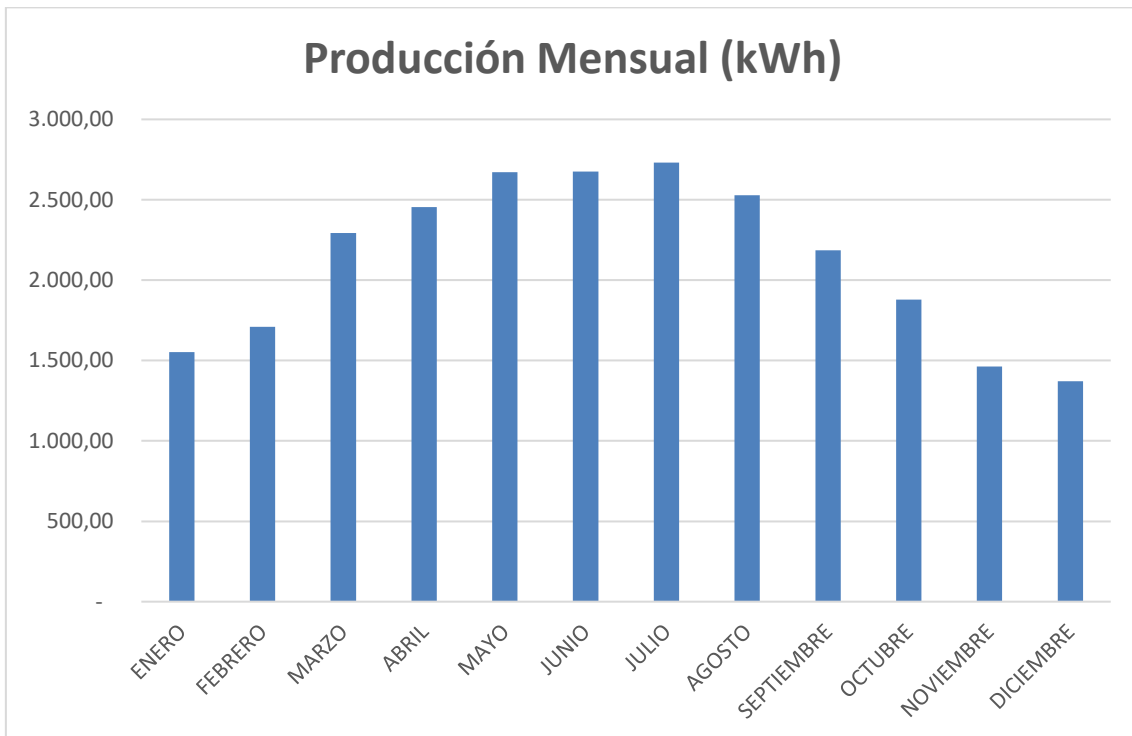


Figura 40. Producción energética mensual a partir de la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO.

Finalmente, la producción anual es de 25514,95 kWh, lo cual supone una productividad final de 1449,71 kWh/kWp.

Estos datos suponen una generación de energía un 10% inferior a las obtenidas con la base de datos PVGIS-SARAH

SOFTWARE PVSOL

Finalmente, mediante la simulación realizada en el software PVSOL se obtiene una generación energética de 26.068,33 kWh, lo cual supone una productividad final de 1481,18 kWh/kWp, valores muy cercanos a los obtenidos con la irradiancia de la base de datos PVGIS-COSMO.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
MENSUAL (kWh)	1.680,32	1.703,67	2.249,58	2.332,07	2.558,99	2.531,65
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
MENSUAL (kWh)	2.766,84	2.673,66	2.351,51	2.064,60	1.621,83	1.534,13

ANUAL (kWh)	26.068,83
-------------	-----------

Tabla 21. Producción energética del sistema fotovoltaico a partir de simulación en software PVSOL.

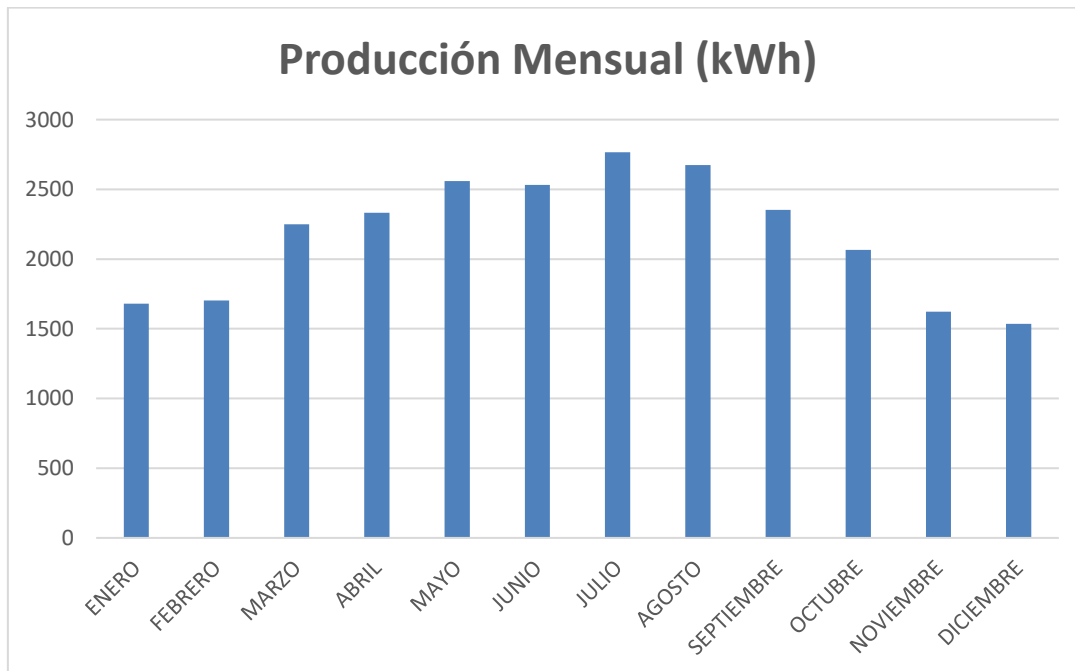


Figura 41. Producción energética mensual a partir de simulación en software PVSOL

4.9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Para estudiar la viabilidad del sistema diseñado se analizará principalmente el impacto de la instalación en relación a dos ámbitos, el energético y el financiero.

Este análisis se llevará a cabo con los resultados de la producción obtenida con los datos PVGIS-COSMO y PVGIS-SARAH, siendo estos los resultados el menos y el más favorable respectivamente, con la finalidad de poder realizar un análisis más holgado y no dependiente de una única fuente de datos, teniendo así varias referencias sobre los posibles resultados finales del sistema.

4.9.1 EVALUACIÓN ENERGÉTICA

En este apartado se estudiará principalmente la conexión entre la producción de la planta fotovoltaica y los consumos, analizando así la cantidad de energía autoconsumida, vertida a la red como excedente, o consumida de la red, calculando el ahorro energético que supone la instalación para la empresa.

PVGIS-SARAH

Para poder realizar una comparativa entre la energía producida y la consumida, es importante segmentarlo en dos partes, los días laborables y los no laborables, ya que los consumos en cada uno de ellos son totalmente distintos como se ha podido comprobar en el apartado 2.3.

En las siguientes gráficas se puede ver la comparativa de las curvas de generación y consumo para dos días de invierno (Enero) y dos de verano (Julio), uno laborable y otro no laborable:

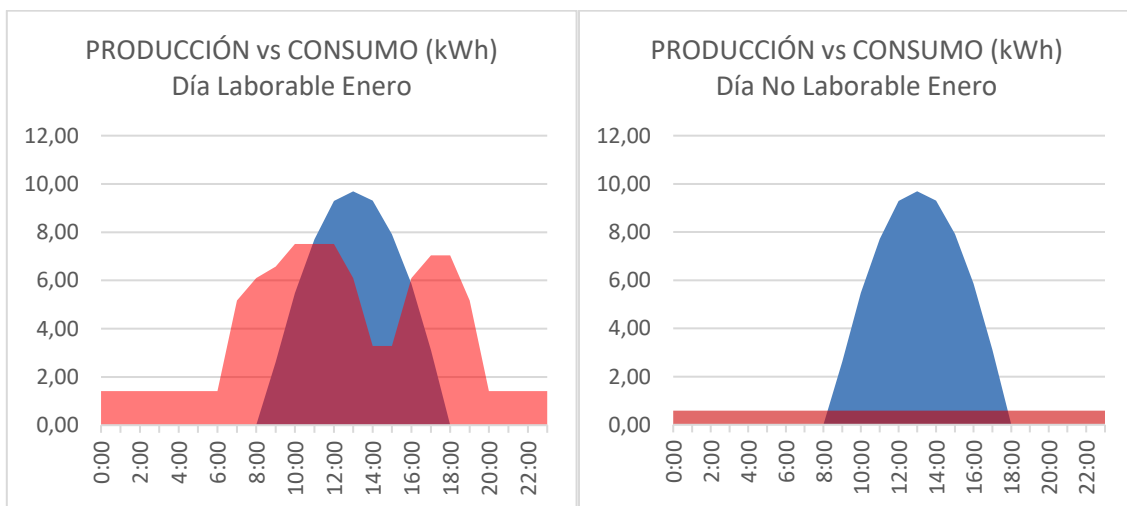


Figura 42. Curvas de producción y consumo día laborable (izquierda) y no laborable (derecha) de enero.

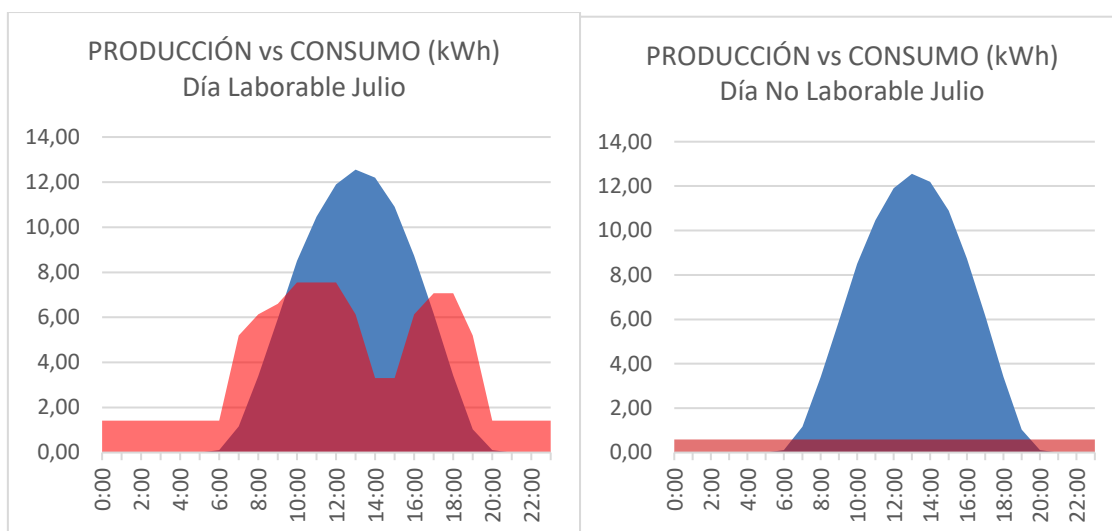


Figura 43. Curvas de producción y consumo día laborable (izquierda) y no laborable (derecha) de julio.

En las gráficas se puede comprobar que tanto para el día laborable de enero, como el de julio sus curvas son bastante coincidentes, con ciertos excedentes de producción en las horas del mediodía que compensan en parte los consumos de las primeras y últimas horas del día.

Por otro lado, como era de esperar, la gran mayoría de la producción de los días no laborables serán excedentes que se verterán a la red.

Para poder evaluar la producción frente al consumo de forma anual se deberá tener en cuenta la cantidad de días de cada tipo (laborable y no laborable) para la empresa cada mes:

	Laborables	No Laborables
ENERO	24	7
FEBRERO	24	4
MARZO	27	4
ABRIL	24	6
MAYO	24	7
JUNIO	25	5
JULIO	27	4
AGOSTO	8	23
SEPTIEMBRE	26	4
OCTUBRE	24	7
NOVIEMBRE	25	5
DICIEMBRE	25	6

Tabla 22. Días laborables y días no laborables para la empresa

En las tablas 1-4 del Anexo II se puede observar de forma más extensa la comparación diaria en cada mes del año, la producción de la planta con el consumo de los días laborables y no laborables respectivamente, viendo la energía autoconsumida y la excedente por cada tipo de día.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

Sin embargo, este apartado se va a centrar en el análisis de los resultados totales por cada mes, ya habiendo considerado el número de cada tipo de días al mes mostrado en la tabla anterior. En la siguiente tabla se muestra el resumen de estos resultados:

	kWh demandado	kWh producido	kWh autoconsumido	kWh excedentes	kWh importado
ENERO	2.352,00	1.890,52	1.111,31	779,20	1.240,69
FEBRERO	2.116,80	1.846,78	1.109,39	737,39	1.007,41
MARZO	2.229,60	2.446,89	1.332,09	1.114,81	897,51
ABRIL	2.256,00	2.539,50	1.399,94	1.139,56	856,06
MAYO	2.288,40	2.807,49	1.495,99	1.311,50	792,41
JUNIO	2.358,00	2.877,88	1.590,28	1.287,60	767,72
JULIO	2.604,00	2.993,71	1.728,47	1.265,24	875,53
AGOSTO	844,30	2.844,72	541,36	2.303,36	302,94
SEPTIEMBRE	2.300,40	2.443,69	1.389,62	1.054,06	910,78
OCTUBRE	2.856,60	2.122,46	1.391,65	730,81	1.464,95
NOVIEMBRE	2.397,60	1.783,73	1.142,67	641,05	1.254,93
DICIEMBRE	2.280,00	1.750,43	1.053,88	696,54	1.226,12
TOTAL	26.883,70	28.347,79	15.286,66	13.061,13	11.597,04

Tabla 23. Balance mensual de generación y demanda.

En las siguientes dos gráficas se muestra el balance de la producción a nivel mensual y anual, en relación a la energía autoconsumida y la vertida a la red como excedente:

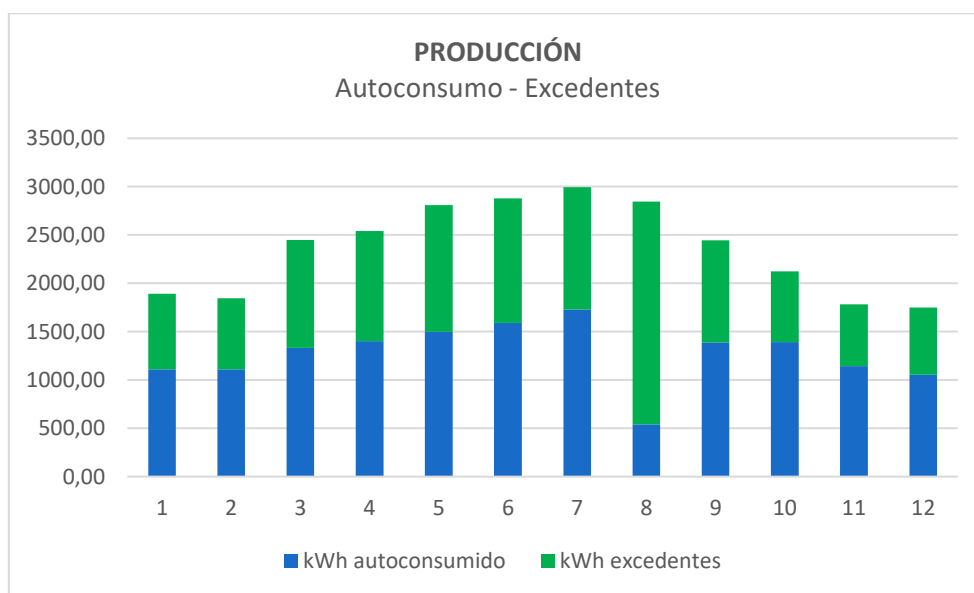


Figura 44. Balance energético de la producción de la planta fotovoltaica mensual.

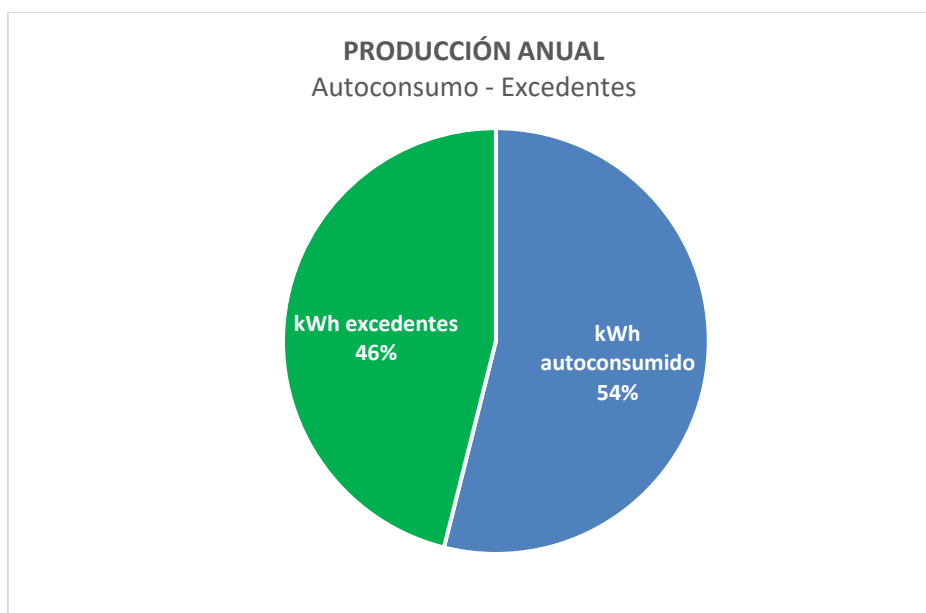


Figura 45. Balance energético de la producción de la planta fotovoltaica anual.

Por otro lado, las siguientes dos gráficas representan el balance del consumo eléctrico de la empresa, a nivel mensual y anual, en relación a la energía autoconsumida y a la importada de la red.

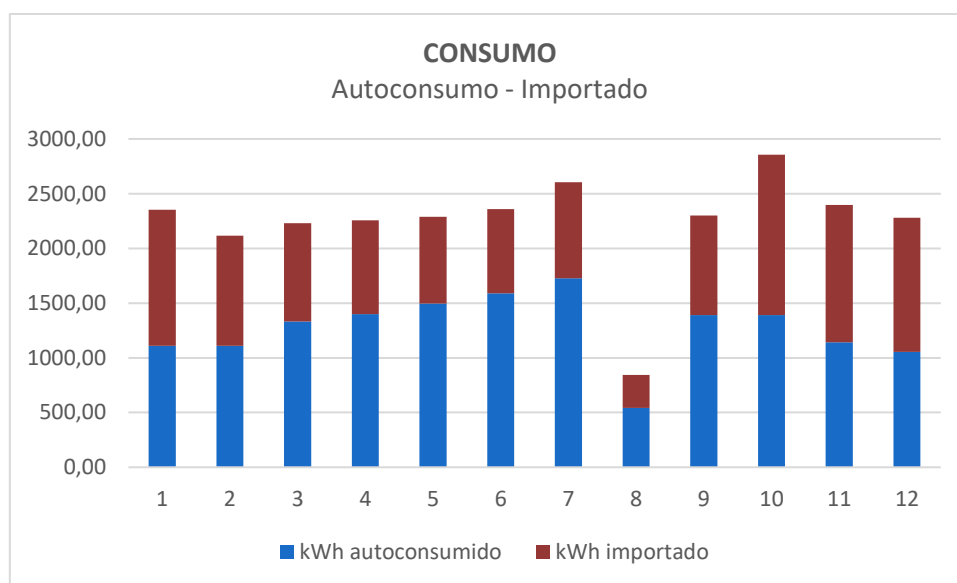


Figura 46. Balance energético de la demanda mensual.

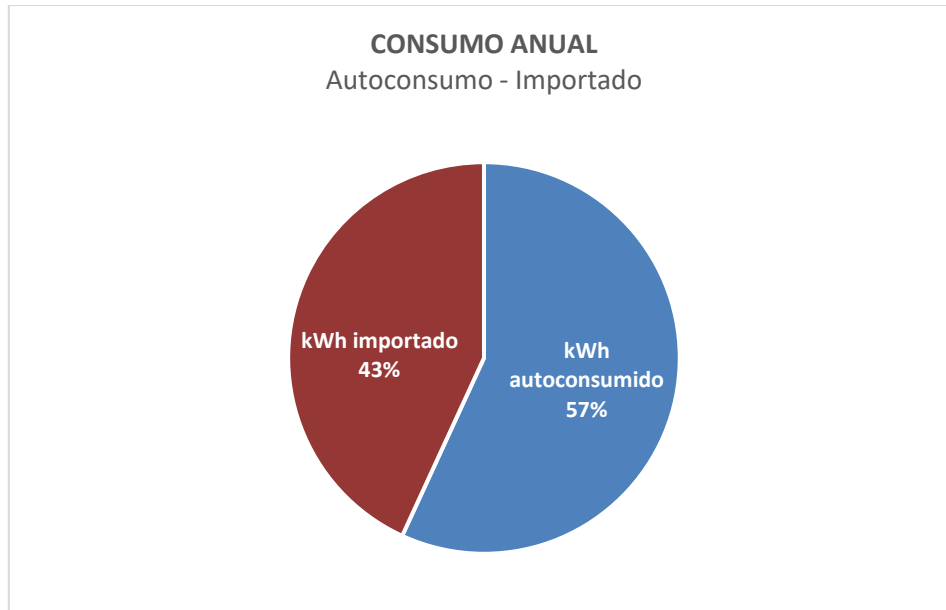


Figura 47. Balance energético de la demanda anual.

Estos resultados son coherentes con lo que cabría esperar de una instalación fotovoltaica para unos consumos de carácter industrial, donde la existencia de días no laborables, o las horas de descanso a medio día, donde los consumos son muy pequeños, acaban produciendo una cantidad de excedentes considerables en la instalación. A pesar de ello, tanto el porcentaje de energía autoconsumida respecto a la producida (54%), como a la demandada (57%), recaen dentro de lo aceptable para este tipo de instalaciones, con este tipo de cargas de consumo.

RESUMEN DEL SISTEMA	
Demanda prevista (kWh)	26883,70
Producción (kWh)	28347,79
Ahorro energético (kWh)	15.286,66
Cobertura demanda	56,86%
Autoconsumo	53,93%

Tabla 24. Resumen del sistema.

Finalmente, según los resultados elaborados a partir de los datos inicialmente extraídos de la base de datos PVGIS-SARAH, esta instalación fotovoltaica supone un ahorro energético anual de 15.286,66 kWh para la empresa, lo cual equivale a 7.09 Toneladas de CO₂. Además, se deben tener en consideración los excedentes vertidos a la red, que evidentemente también suponen una contribución adicional a mejorar la sostenibilidad del sistema eléctrico, así como un ahorro económico en la factura eléctrica para la empresa.

PVGIS-COSMO

Al igual que en la anterior base de datos, en este caso en las tablas 5-8 del Anexo II, se puede observar de forma más extensa la comparación diaria en cada mes del año, la producción de la planta con el consumo de los días laborables y no laborables respectivamente, viendo la energía autoconsumida y la excedente por cada tipo de día.

En la siguiente tabla se puede ver los resultados del balance eléctrico esta vez con los datos de producción previamente calculados a partir de la base de datos PVGIS-COSMO:

	kWh demandado	kWh producido	kWh autoconsumido	kWh excedentes	kWh importado
ENERO	2.352,00	1.551,65	950,21	601,44	1.401,79
FEBRERO	2.116,80	1.708,70	1.029,89	678,81	1.086,91
MARZO	2.229,60	2.292,47	1.271,79	1.020,68	957,81
ABRIL	2.256,00	2.455,31	1.361,14	1.094,17	894,86
MAYO	2.288,40	2.671,73	1.447,39	1.224,34	841,01
JUNIO	2.358,00	2.675,89	1.529,62	1.146,27	828,38
JULIO	2.604,00	2.732,01	1.648,55	1.083,46	955,45
AGOSTO	844,30	2.528,92	523,40	2.005,52	320,90
SEPTIEMBRE	2.300,40	2.185,15	1.308,71	876,44	991,69
OCTUBRE	2.856,60	1.878,45	1.257,93	620,52	1.598,67
NOVIEMBRE	2.397,60	1.462,72	991,18	471,55	1.406,42
DICIEMBRE	2.280,00	1.371,93	889,55	482,38	1.390,45
TOTAL	26.883,70	25.514,95	14.209,36	11.305,59	12.674,34

Tabla 25. Balance mensual de generación y demanda.

RESUMEN DEL SISTEMA	
Demanda prevista (kWh)	26883,70
Producción (kWh)	25514,95
Ahorro energético (kWh)	14209,36
Cobertura demanda	52,85%
Autoconsumo	55,69%

Tabla 26. Resumen del sistema.

Como se puede observar, con estos datos, al ser la producción inferior, también lo es ligeramente la cantidad de energía autoconsumida, 14.209,36 kWh exactamente, equivalentes a 6.59 Toneladas de CO₂. Sin embargo, el porcentaje de energía autoconsumida en relación a la energía producida es ligeramente superior al caso anterior (55,7% frente al 54% anterior), ya que se producen menos excedentes también. Sin embargo, la cobertura de la demanda en este caso resulta ser menor que en el anterior, pasando de un 56,9% a un 52,9%.

Cabe mencionar que, a pesar de haber usado dos bases de datos distintas para el cálculo de la producción, los resultados finales no varían en exceso, manteniéndose en ambos casos los valores de cobertura de la demanda y autoconsumo dentro de un rango que resulta adecuado en este tipo de instalaciones.

RESUMEN DEL SISTEMA		
	SARAH	COSMO
Demanda prevista (kWh)	26.883,70	26.883,70
Producción (kWh)	28.347,79	25.514,95
Ahorro energético (kWh)	15.286,66	14.209,36
Cobertura demanda	56,86%	52,85%
Autoconsumo	53,93%	55,69%

Tabla 27. Resumen energético del sistema.

4.9.2. EVALUACIÓN FINANCIERA

Una vez evaluada la instalación a nivel energético, es necesario realizar una evaluación financiera para comprobar hasta qué punto puede ser interesante llevar a cabo la ejecución de la instalación en términos financieros, analizando el ahorro económico, el periodo de retorno de la inversión, así como otros factores como el VAN y el TIR, que definiremos en este apartado.

En primer lugar, a partir de la tabla anterior con el balance energético, se determina el ahorro económico mensual que se obtiene gracias al sistema generador, teniendo en cuenta un precio medio de compra del kWh a la compañía suministradora de 0,14 €/kWh, y un precio de venta de excedentes de 0,06 €/kWh.

PVGIS-SARAH	kWh demandado	kWh producido	kWh autoconsum.	kWh excedentes	kWh importado	Coste inicial Energía	Coste final Energía	Ingreso vertido exc	Ahorro económico
ENERO	2.352,00	1.890,52	1.111,31	779,20	1.240,69	329,28 €	126,94 €	46,75 €	202,34 €
FEBRERO	2.116,80	1.846,78	1.109,39	737,39	1.007,41	296,35 €	96,79 €	44,24 €	199,56 €
MARZO	2.229,60	2.446,89	1.332,09	1.114,81	897,51	312,14 €	58,76 €	66,89 €	253,38 €
ABRIL	2.256,00	2.539,50	1.399,94	1.139,56	856,06	315,84 €	51,47 €	68,37 €	264,37 €
MAYO	2.288,40	2.807,49	1.495,99	1.311,50	792,41	320,38 €	32,25 €	78,69 €	288,13 €
JUNIO	2.358,00	2.877,88	1.590,28	1.287,60	767,72	330,12 €	30,22 €	77,26 €	299,90 €
JULIO	2.604,00	2.993,71	1.728,47	1.265,24	875,53	364,56 €	46,66 €	75,91 €	317,90 €
AGOSTO	844,30	2.844,72	541,36	2.303,36	302,94	118,20 €	- €	44,42 €	118,20 €
SEPTIEMBRE	2.300,40	2.443,69	1.389,62	1.054,06	910,78	322,06 €	64,26 €	63,24 €	257,79 €
OCTUBRE	2.856,60	2.122,46	1.391,65	730,81	1.464,95	399,92 €	161,24 €	43,85 €	238,68 €
NOVIEMBRE	2.397,60	1.783,73	1.142,67	641,05	1.254,93	335,66 €	137,23 €	38,46 €	198,44 €
DICIEMBRE	2.280,00	1.750,43	1.053,88	696,54	1.226,12	319,20 €	129,86 €	41,79 €	189,34 €
TOTAL	26.883,70	28.347,79	15.286,66	13.061,13	11.597,04	3.763,72 €	935,71 €	707,90 €	2.828,01 €

Tabla 28. Balance económico del sistema a partir de la base de datos PVGIS-SARAH.

PVGIS-COSMO	kWh demandado	kWh producido	kWh autoconsum.	kWh excedentes	kWh importado	Coste inicial Energía	Coste final Energía	Ingreso vertido exc	Ahorro económico
ENERO	2.352,00	1.551,65	950,21	601,44	1.401,79	329,28 €	160,16 €	36,09 €	169,12 €
FEBRERO	2.116,80	1.708,70	1.029,89	678,81	1.086,91	296,35 €	111,44 €	40,73 €	184,91 €
MARZO	2.229,60	2.292,47	1.271,79	1.020,68	957,81	312,14 €	72,85 €	61,24 €	239,29 €
ABRIL	2.256,00	2.455,31	1.361,14	1.094,17	894,86	315,84 €	59,63 €	65,65 €	256,21 €
MAYO	2.288,40	2.671,73	1.447,39	1.224,34	841,01	320,38 €	44,28 €	73,46 €	276,10 €
JUNIO	2.358,00	2.675,89	1.529,62	1.146,27	828,38	330,12 €	47,20 €	68,78 €	282,92 €
JULIO	2.604,00	2.732,01	1.648,55	1.083,46	955,45	364,56 €	68,75 €	65,01 €	295,81 €
AGOSTO	844,30	2.528,92	523,40	2.005,52	320,90	118,20 €	- €	44,90€	118,20 €
SEPTIEMBRE	2.300,40	2.185,15	1.308,71	876,44	991,69	322,06 €	86,25 €	52,59 €	235,81 €
OCTUBRE	2.856,60	1.878,45	1.257,93	620,52	1.598,67	399,92 €	186,58 €	37,23 €	213,34 €
NOVIEMBRE	2.397,60	1.462,72	991,18	471,55	1.406,42	335,66 €	168,61 €	28,29 €	167,06 €
DICIEMBRE	2.280,00	1.371,93	889,55	482,38	1.390,45	319,20 €	165,72 €	28,94 €	153,48 €
TOTAL	26.883,70	25.514,95	14.209,36	11.305,59	12.674,34	3.763,72 €	1.171,48 €	605,06 €	2.592,24 €

Tabla 29. Balance económico del sistema a partir de la base de datos PVGIS-COSMO.

Se comprueba tras los cálculos que el ahorro anual económico que supone el sistema es de 2.828,01€ usando los datos del PVGIS-SARAH, y de 2.592,24 € con los de PVGIS-COSMO, valores que suponen un ahorro de un 75,14% y 68,9% respectivamente del término de energía de la factura eléctrica.

Como es lógico, el mayor ahorro económico se logra a través del autoconsumo, y no con la venta de excedentes, ya que la normativa actual está diseñada para fomentar el autoconsumo propio.

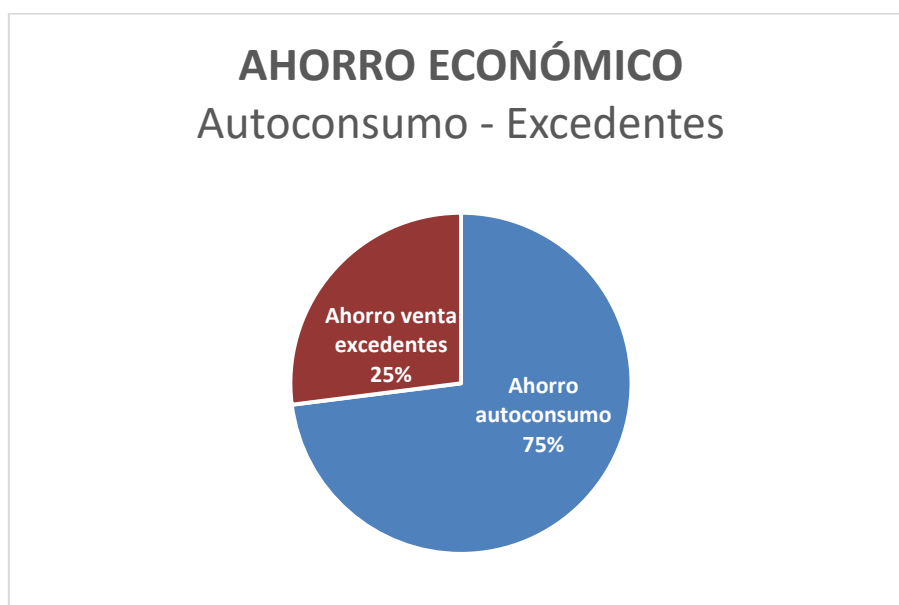


Figura 48. Desglose del ahorro económico anual PVGIS-SARAH.

Una vez determinado el ahorro económico que supone la instalación, se evaluará el periodo de retorno, el VAN, el TIR y el flujo neto de caja por unidad monetaria comprometida, pero para ello se define brevemente primero cada uno de estos indicadores:

- Periodo de retorno: Es el periodo que transcurre hasta que los flujos netos de caja permiten recuperar el coste de la inversión. En instalaciones fotovoltaicas suele estar entre 7 y 10 años.
- Flujo neto de caja por unidad monetaria comprometida (r), se obtiene como el cociente entre la suma de los flujos de caja, incluyendo la inversión, y el coste de la inversión (D).

$$r = \frac{\sum_{j=1}^n F_j - D}{D} \quad [20]$$

Un proyecto de inversión será aconsejable cuando r sea superior a 0.

- Valor Actual Neto (VAN): se trata de la suma de todos los flujos de caja netos actualizados al momento inicial, a una tasa de descuento (k), que en este caso será 7%.

$$VAN = -D + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+k)^j} \quad [21]$$

Si el $VAN > 0$, esto significa que el proyecto permitirá recuperar la inversión y obtener beneficios netos y obtener un beneficio neto igual al VAN.

- Tasa Interna de Rendimiento (TIR): consiste en la tasa de descuento que hace 0 el VAN, y se basa en calcular la tasa de interés que iguala el valor actual de las entradas de capital al coste de la inversión:

$$0 = -D + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+TIR)^j} \quad [22]$$

Conociendo esto, se elabora la tabla con los flujos de caja teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Los ingresos de capital equivalen al ahorro por autoconsumo y venta de excedentes.
- Se estima un 0,5% de pérdidas de producción anual de la planta.
- Se estima un incremento del IPC del 1,35 anual, basado en los datos históricos de los últimos 10 años en España según el INE. [14]
- Se estima un coste de mantenimiento de la instalación del 3% anual de los ingresos.
- Se estima vida útil de la instalación de 25 años.

AÑO	ENTRADAS	PAGOS	FLUJOS DE CAJA	FLUJOS DE CAJA ACUMULADO
0			- 19.616,74 €	- 19.616,74 €
1	2.828,01 €	84,84 €	2.743,17 €	- 16.873,57 €
2	2.851,86 €	85,56 €	2.766,30 €	- 14.107,27 €
3	2.875,91 €	86,28 €	2.789,63 €	- 11.317,64 €
4	2.900,16 €	87,00 €	2.813,15 €	- 8.504,49 €
5	2.924,61 €	87,74 €	2.836,87 €	- 5.667,61 €
6	2.949,27 €	88,48 €	2.860,80 €	- 2.806,82 €
7	2.974,14 €	89,22 €	2.884,92 €	78,10 €
8	2.999,22 €	89,98 €	2.909,25 €	2.987,35 €
9	3.024,51 €	90,74 €	2.933,78 €	5.921,13 €
10	3.050,02 €	91,50 €	2.958,52 €	8.879,65 €
11	3.075,74 €	92,27 €	2.983,47 €	11.863,11 €
12	3.101,67 €	93,05 €	3.008,62 €	14.871,73 €
13	3.127,83 €	93,83 €	3.033,99 €	17.905,73 €
14	3.154,20 €	94,63 €	3.059,58 €	20.965,31 €
15	3.180,80 €	95,42 €	3.085,38 €	24.050,68 €
16	3.207,62 €	96,23 €	3.111,40 €	27.162,08 €
17	3.234,67 €	97,04 €	3.137,63 €	30.299,71 €
18	3.261,95 €	97,86 €	3.164,09 €	33.463,80 €
19	3.289,46 €	98,68 €	3.190,77 €	36.654,57 €
20	3.317,19 €	99,52 €	3.217,68 €	39.872,25 €
21	3.345,17 €	100,35 €	3.244,81 €	43.117,06 €
22	3.373,37 €	101,20 €	3.272,17 €	46.389,24 €
23	3.401,82 €	102,05 €	3.299,77 €	49.689,00 €
24	3.430,51 €	102,92 €	3.327,59 €	53.016,59 €
25	3.459,43 €	103,78 €	3.355,65 €	56.372,24 €

Tabla 30. Flujos de caja netos a partir de base de datos PVGIS-SARAH.

Con esta tabla, y la correspondiente tabla de flujos de caja según base de datos PVGIS-COSMO, que se puede encontrar en la Tabla 9 del Anexo II, se obtiene los siguientes valores para los indicadores analizados:

	PVGIS-SARAH	PVGIS-COSMO
P. retorno	7 años	7 años 7 meses
r	2,87	2,55
VAN	14.811,82 €	11.941,54 €
TIR	14,20%	12,90%

Tabla 31. Resumen de los indicadores de rentabilidad del proyecto.

A la vista de estos resultados se puede afirmar que el proyecto tiene buenas perspectivas de rentabilidad, con unos valores para los indicadores principales que determinan que la inversión podría resultar aconsejable, independientemente de la base de datos usada para realizar el cálculo.

4.10. LEGALIZACIÓN

Para llevar a cabo la legalización de una instalación fotovoltaica hay que realizar una serie de trámites, los cuales dependen de la potencia que se haya instalado en el sistema fotovoltaico.

En el caso de estudio la potencia instalada a efectos de inversor es de 17 kW, por lo tanto, por estar entre los 15 kW y los 25 kW de potencia, los trámites a realizar serán los siguientes:

- Proyecto técnico visado de la instalación.
- Licencia de obra.
- Certificado de dirección de obra firmado por técnico titulado competente.
- Boletín eléctrico (CIE).
- Certificado de adecuación al RD 1699/2011.
- Certificado de puesta en servicio.
- Punto de acceso y conexión (con excedentes solo).

4.11. MANTENIMIENTO

A pesar de que las necesidades de mantenimiento de este tipo de instalaciones suelen ser bastante escasas debido a sus elementos y la ausencia de parte móviles, siempre es aconsejable un programa mínimo de mantenimiento que contribuya a un funcionamiento adecuado de la instalación proyectada, optimizando la producción y alargando la vida útil de la misma.

En el Pliego del IDAE se establecen unas recomendaciones para llevar a cabo el mantenimiento, el cual estará formado por dos escalones de actuación:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Dentro del plan de mantenimiento preventivo se incluyen operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Para instalaciones inferiores a 100 kW se estipula realizar al menos una visita al año a la instalación para hacer comprobaciones del estado de los paneles, del estado de inversor, de las protecciones eléctricas y del estado del sistema de cableado dispuesto. Estas visitas tendrán que estar supeditadas a la elaboración de un informe que recoja el estado del sistema y las posibles incidencias.

Por otro lado, en cuanto al plan de mantenimiento correctivo se llevarán a cabo todas las operaciones de sustitución necesarias que garanticen que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

A la hora de realizar el diseño de una instalación fotovoltaica existen múltiples opciones, las cuales se van acortando en función de los requerimientos energéticos del consumidor, la ubicación y disposición de la cubierta, presupuesto disponible, entre otros factores.

En este proyecto se han barajado distintas soluciones, realizando diversos planteamientos de diseño de la instalación, con el fin de encontrar el sistema que mejor se adaptara al usuario y sus consumos, e intentando optimizar la producción energética y el ahorro económico.

El sistema diseñado ha consistido en una instalación fotovoltaica de 17,6 kWp, de conexión a red en modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes, sin acumulación. Este sistema está compuesto por 40 módulos, dispuestos en 4 ramas de 10 paneles en serie, sobre estructura inclinada 30º, y sistema de inversor centralizado, con 2 MPPT.

A partir de los cálculos realizados se ha determinado que con esta instalación se podría conseguir cifras de ahorro energético cercanas a 15.000 kWh anuales, con una cobertura de la demanda de aproximadamente el 56%, y un ahorro económico de alrededor de 2.800€, lo cual supone un ahorro cercano al 70%, que permitiría recuperar la inversión en poco más de 7 años.

Además de la posibilidad de ofrecer al cliente un sistema fotovoltaico con las mejores prestaciones, una de las principales motivaciones para realizar este proyecto ha sido mostrar un camino, en ocasiones desconocido, para el autoconsumo de energía en la industria y los beneficios que conlleva para la empresa.

Más allá del beneficio económico que pueden suponer las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, existe un afán por contribuir a la transición del sistema energético basado en combustibles fósiles, hacia un sistema sostenible, desarrollando una conciencia ecológica y respetuosa con el medioambiente.

Cabe mencionar que la Comunidad Valenciana está siendo una de las comunidades de España que ofrece más incentivos para la realización de instalaciones fotovoltaicas, tanto para el ámbito residencial, como para el industrial, fomentando en gran medida la instalación de estos sistemas y apoyando a su vez el incremento del número de empresas instaladoras, haciendo crecer un sector laboral con unas grandes perspectivas de futuro.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que al final la viabilidad de este tipo de instalaciones dependerá en gran medida de la normativa que las regule, por lo que todos los cálculos realizados en el proyecto están ligados a la normativa vigente en España. Es por ello que, cualquier modificación de esta normativa podría alterar los resultados obtenidos en el presente proyecto, haciendo necesaria una revisión de los mismos para adaptarse a los nuevos requerimientos legales.

CAPÍTULO 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «Estadísticas de capacidad renovable 2021» - Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA)
- [2] Apuntes del Diploma de Extensión universitaria en Energía Solar Fotovoltaica - Centro de Formación Permanente de la Universidad Politécnica de Valencia.
- [3] «Energy Technology Perspectives de 2020» – International Energy Agency. (IEA).
- [4] «Informe anual de 2021» - Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
- [5] Real Decreto Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Publicado en el BOE a 6 de octubre de 2018.
- [6] Web Solaria Energía - <https://www.solariaenergia.com/>
- [7] Web Ecofener - <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>
- [8] Web Peimar - <https://www.peimar.com/es/home/productos/>
- [9] Web Fronius - <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/empresa/productos-y-soluciones/commercial-photovoltaic-systems>
- [10] Web Sunfer - <https://sunfer-energy.com/productos/>
- [11] Web Google Maps: Emplazamiento y situación de la nave Mármoles Monserrat - <https://www.google.com/maps/place/39%C2%B021'06.4%22N+0%C2%B036'44.8%22W/>
- [12] Tendencias en Módulos fotovoltaicos y sus tecnologías: <https://www.abc-solar.es/blog/post/news/detail/News/tendencias-en-modulos-fotovoltaicos-y-sus-tecnologias-cast-mono-1/>
- [13] «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red» - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- [14] Datos históricos del IPC en España: <https://www.ine.es/varipc/verVariaciones.do?idmesini=7&anyoini=2010&idmesfin=7&anyofin=2021&ntipo=1&enviar=Calcular>
- [15] Herramienta PVGIS https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

PRESUPUESTO

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 17,6 KW
SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL EN MONSERRAT EN
RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON VENTA DE EXCEDENTES

PRESUPUESTO

1. NECESIDAD DEL PRESUPUESTO

En un proyecto de este tipo es imprescindible la elaboración de un presupuesto completo que abarque todos los elementos y partidas de las que está formado, con la finalidad de conocer exactamente el coste final de la instalación proyectada y poder transmitírselo al cliente, y para poder realizar de forma precisa el análisis de viabilidad del sistema, analizando el ahorro que supondría la instalación fotovoltaica y el periodo de amortización.

2. CONTENIDO DEL PRESUPUESTO

En este apartado se van a encontrar todas las mediciones y precios descompuestos de cada uno de los elementos de la instalación fotovoltaica y de su correspondiente instalación, así como el propio resumen del mismo.

Cada uno de los precios reflejados y utilizados en el presente presupuesto han sido obtenidos de los catálogos y tarifas de las diversas marcas de material eléctrico y fotovoltaico seleccionados para formar parte del proyecto final.

En el caso de que sea imprescindible alguna alteración en los componentes, este se sustituirá por alguno de similares características y con un precio lo más ajustado posible al precio del elemento sustituido, el cual estará reflejado en el actual presupuesto del proyecto.

2.1. PRECIOS UNITARIOS

CÓDIGO	UNIDADES	DESCRIPCIÓN	PRECIO
M1	Ud.	Panel solar monocristalino CanadianSolar CS3W-440	179,00 €
M2	Ud.	Inversor Huawei SUN2000-17KTL-M0 17 kW	2.579,16 €
M3	Ud.	HUAWEI Smart Meter Trifásico DDSU666-H	231,50 €
M4	Ud.	Soporte inclinado 30° cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas 21H, 5 Paneles	518,00 €
M5	Ud.	Armario eléctrico (800x1000x400)	201,77 €
M6	Ud.	Cofret Superficie MAXGE IP65 (245x190x105)	16,99 €
M7	Ud.	Portafusibles 14x51	13,41 €
M8	Ud.	Fusible 20A 14x51	9,21 €
M9	Ud.	Int. Automático 4x35 A	256,10 €

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

M10	Ud.	Int. Diferencial 4x40 A 300 mA	144,89 €
M11	Ud.	Conector MC4	2,11 €
M12	metros	Tubo corrugado reforzado 32 mm	1,19 €
M13	metros	Tubo corrugado reforzado 25 mm	1,03 €
M14	metros	Cable conductor H07Z1-K (AS) 1 x 16 mm ²	1,60 €
M15	metros	Cable conductor RZ1-K 1 x 4 mm ²	1,13 €
M16	metros	Conductor de cobre desnudo 1 x 35 mm ²	3,70 €
M17	metros	Caja de seccionamiento de tierra	29,30 €
M18	metros	Borne y Pica de tierra de 2 m	11,77 €
T1	horas	Oficial primera electricista	17,56 €
T2	horas	Ayudante electricista	15,40 €
C1	%	Costes directos	1,00%
C2	%	Costes indirectos	3,00%
C3	%	Pequeño material	2,00%

2.2. MEDICIONES Y PRECIOS DESCOMPUESTOS

C001 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					
Paneles fotovoltaicos y sus respectivas conexiones, incluyendo transporte e instalación					
M1	Módulo solar fotovoltaico monocristalino CanadianSolar CS3W-440	ud.	40	179,00 €	7.160,00 €
M11	Conector MC4	ud.	20	2,11 €	42,20 €
C3	Pequeño material	%	2 %	7.202,20 €	144,04 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	3	17,56 €	52,68 €
T2	Ayudante electricista	h.	3	15,40 €	46,20 €
C1	Costes directos	%	1 %	7.445,12 €	74,45 €
				Suma de la partida	7.519,58 €
				Costes indirectos del 3%	225,59 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	7.745,16 €

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

C001		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.2		INVERSOR			
Inversor trifásico y sus respectivas conexiones, incluyendo transporte e instalación					
M2	Inversor Huawei SUN2000-17KTL-M0 17 kW	ud.	1	2.579,16 €	2.579,16 €
M11	Conector MC4	ud.	8	2,11 €	16,88 €
M5	Armario eléctrico (800x1000x400)	ud.	1	201,77 €	201,77 €
C3	Pequeño material	%	2 %	2.797,81 €	55,96 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	2	17,56 €	35,12 €
T2	Ayudante electricista	h.	2	15,40 €	30,80 €
C1	Costes directos	%	1 %	2.919,69 €	29,20 €
Suma de la partida					2.948,88 €
Costes indirectos del 3%					88,47 €
TOTAL DE LA PARTIDA					3.037,35 €

C001		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.3		ESTRUCTURA			
Estructura inclinada 30°, incluyendo transporte e instalación					
M4	Soporte inclinado 30° cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas 21H, 5 Paneles	ud.	8	518,00 €	4.144,00 €
C3	Pequeño material	%	2 %	4.144,00 €	82,88 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	12	17,56 €	210,72 €
T2	Ayudante electricista	h.	12	15,40 €	184,80 €
C1	Costes directos	%	1 %	4.622,40 €	46,22 €
Suma de la partida					4.668,62 €
Costes indirectos del 3%					140,06 €
TOTAL DE LA PARTIDA					4.808,68 €

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

C001 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.4 CUADRO DE CONTINUA					
Cuadro de superficie para las protecciones de corriente continua					
M6	Cofret Superficie MAXGE IP65 (245x190x105)	ud.	1	16,99 €	16,99 €
M7	Portafusibles 14x51	ud.	8	13,41 €	107,28 €
M8	Fusible 20A 14x51	ud.	8	9,21 €	73,68 €
C3	Pequeño material	%	2 %	197,95 €	3,96 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	1	17,56 €	17,56 €
T2	Ayudante electricista	h.	1	15,40 €	15,40 €
C1	Costes directos	%	1 %	234,87 €	2,35 €
Suma de la partida					237,22 €
Costes indirectos del 3%					7,12 €
TOTAL DE LA PARTIDA					244,33 €

C001 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.5 CUADRO DE ALTERNA					
Cuadro de superficie para las protecciones de corriente alterna					
M6	Cofret Superficie MAXGE IP65 (245x190x105)	ud.	1	16,99 €	16,99 €
M9	Int. Automático 4x35 A	ud.	1	256,10 €	256,10 €
M10	Int. Diferencial 4x40 A 300 mA	ud.	1	144,89 €	144,89 €
M3	HUAWEI Smart Meter Trifásico DDSU666-H	ud.	1	231,50 €	231,50 €
C3	Pequeño material	%	2 %	649,48 €	12,99 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	2	17,56 €	35,12 €
T2	Ayudante electricista	h.	2	15,40 €	30,80 €
C1	Costes directos	%	1 %	728,39 €	7,28 €
Suma de la partida					735,67 €
Costes indirectos del 3%					22,07 €
TOTAL DE LA PARTIDA					757,74 €

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

C001 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.6 CABLEADO DE CONTINUA					
Cableado de corriente continua					
M14	Cable conductor H07Z1-K (AS) 1 x 16 mm ²	ud.	344	1,60 €	550,40 €
M12	Tubo corrugado reforzado 32 mm	ud.	86	1,03 €	88,58 €
C3	Pequeño material	%	2 %	638,98 €	12,78 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	3	17,56 €	52,68 €
T2	Ayudante electricista	h.	3	15,40 €	46,20 €
C1	Costes directos	%	1 %	750,64 €	7,51 €
Suma de la partida					758,15 €
Costes indirectos del 3%					22,74 €
TOTAL DE LA PARTIDA					780,89 €

C001 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.7 CABLEADO DE ALTERNA					
Cableado de corriente alterna					
M15	Cable conductor RZ1-K 1 x 4 mm ²	ud.	4	1,13 €	4,52 €
M13	Tubo corrugado reforzado 25 mm	ud.	4	1,03 €	4,12 €
C3	Pequeño material	%	2 %	8,64 €	0,17 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	1	17,56 €	17,56 €
T2	Ayudante electricista	h.	1	15,40 €	15,40 €
C1	Costes directos	%	1 %	41,77 €	0,42 €
Suma de la partida					42,19 €
Costes indirectos del 3%					1,27 €
TOTAL DE LA PARTIDA					43,46 €

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6 kW sobre cubierta de nave industrial en
 Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes

C001		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.8		TOMA DE TIERRA			
Toma de tierra					
M15	Cable conductor RZ1-K 1 x 4 mm2	ud.	38	1,13 €	42,94 €
M16	Conductor de cobre desnudo 1 x 35 mm2	ud.	5	3,70 €	18,50 €
M17	Caja de seccionamiento de tierra	ud.	1	29,30 €	29,30 €
M18	Borne y Pica de tierra de 2 m	ud.	1	11,77 €	11,77 €
C3	Pequeño material	%	2 %	102,51 €	2,05 €
T1	Oficial Primera electricista	h.	2	17,56 €	35,12 €
T2	Ayudante electricista	h.	2	15,40 €	30,80 €
C1	Costes directos	%	1 %	170,48 €	1,70 €
Suma de la partida					172,19 €
Costes indirectos del 3%					5,17 €
TOTAL DE LA PARTIDA					183,35 €

2.3. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

PRESUPUESTO TOTAL		
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE
C001	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	17.600,97 €
C001.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	7.745,16 €
C001.2	INVERSOR	3.037,35 €
C001.3	ESTRUCTURA	4.808,68 €
C001.4	CUADRO DE CONTINUA	244,33 €
C001.5	CUADRO DE ALTERNA	757,74 €
C001.6	CABLEADO DE CONTINUA	780,89 €
C001.7	CABLEADO DE ALTERNA	43,46 €
C001.8	TOMA DE TIERRA	183,35 €
C002	INGENIERÍA	2.015,77 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		19.616,74 €
IVA (21%)		4.119,51 €
TOTAL DEL PRESUPUESTO		23.736,25 €

El presupuesto total asciende a:

VEINTITRÉS MIL SETECIENTOS TREINTA Y SEIS EUROS CON VEINTICINCO CÉNTIMOS



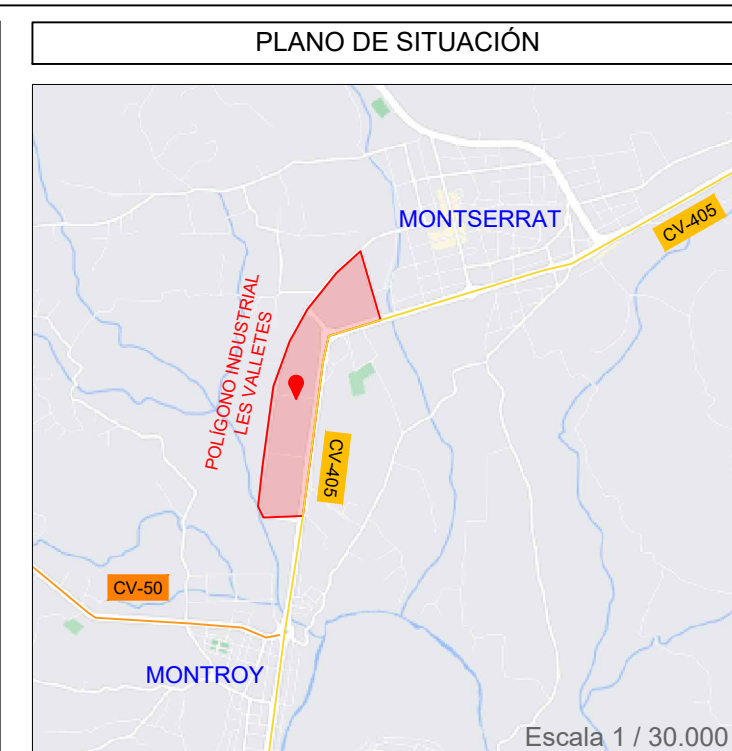
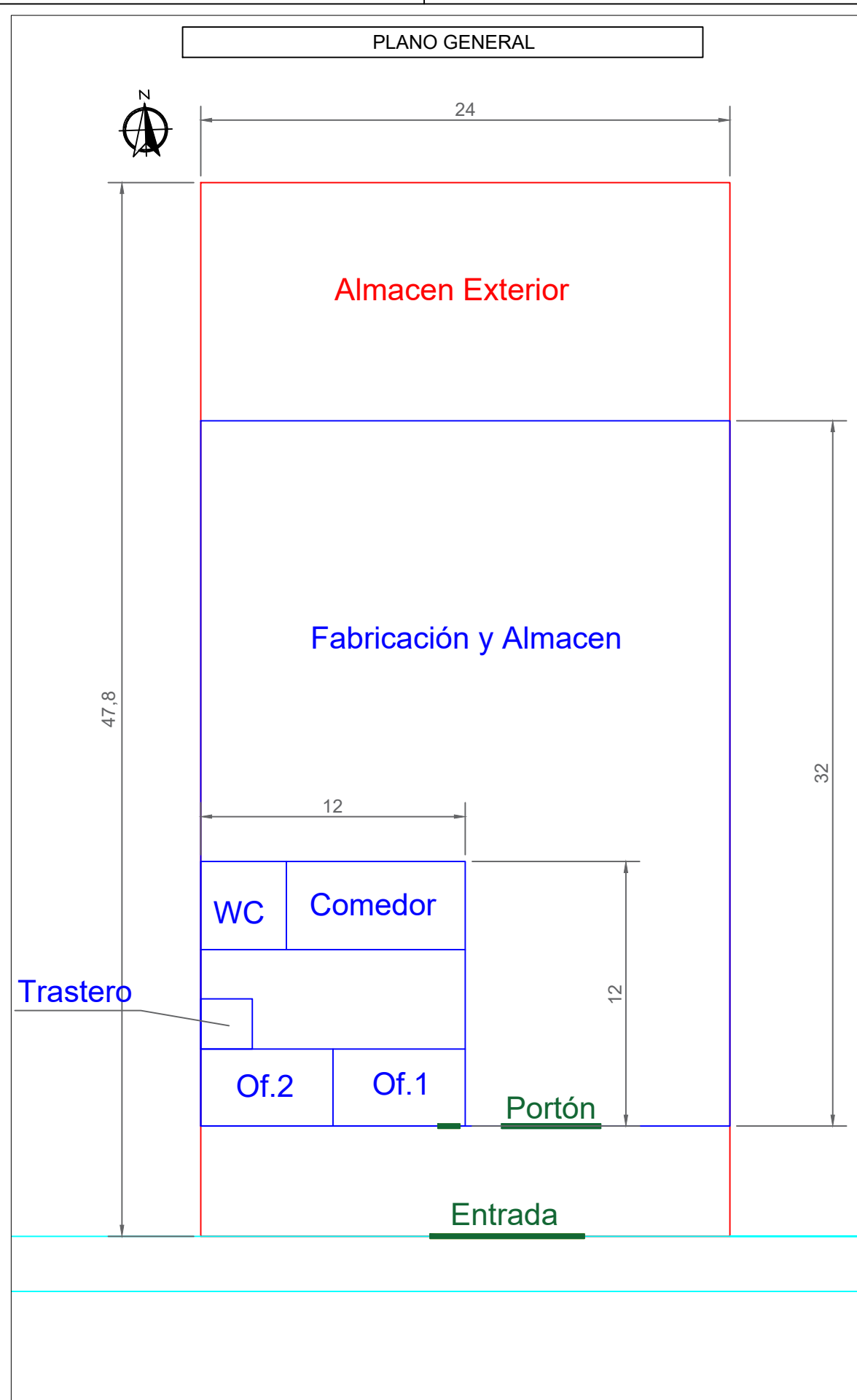
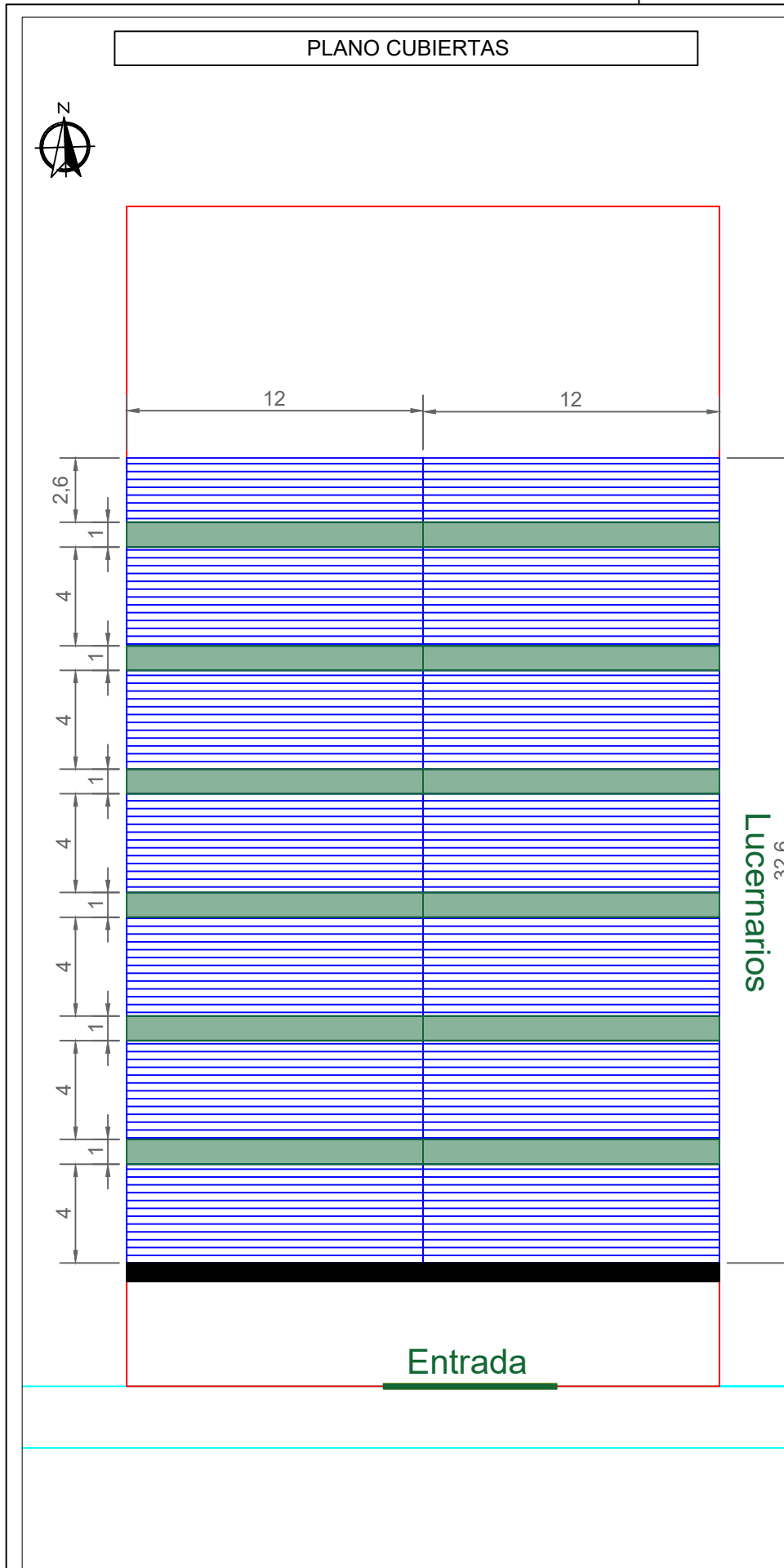
UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

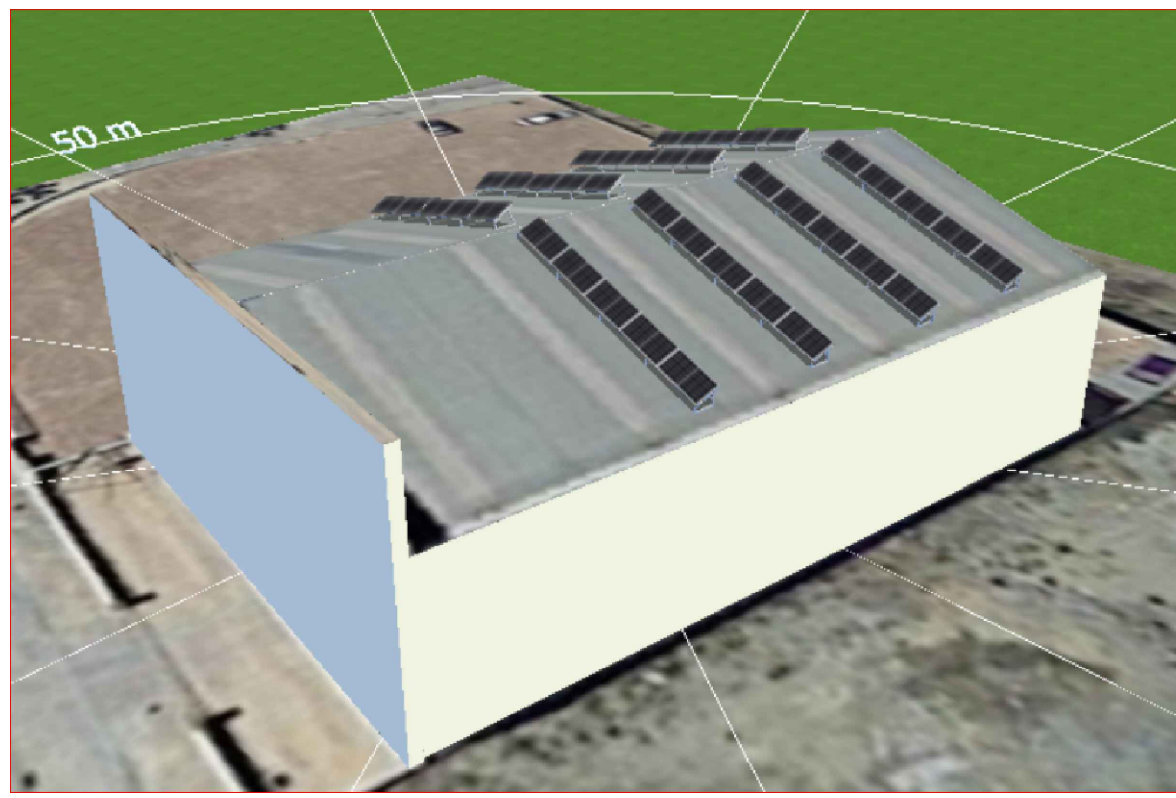
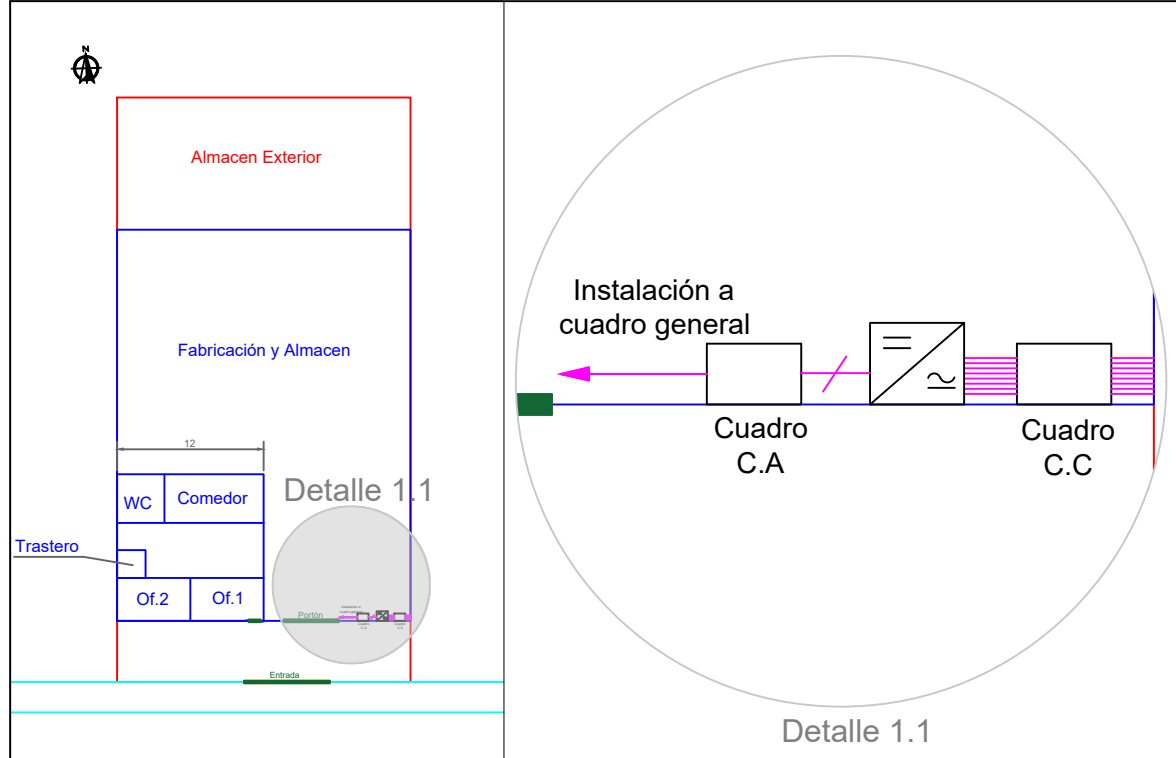
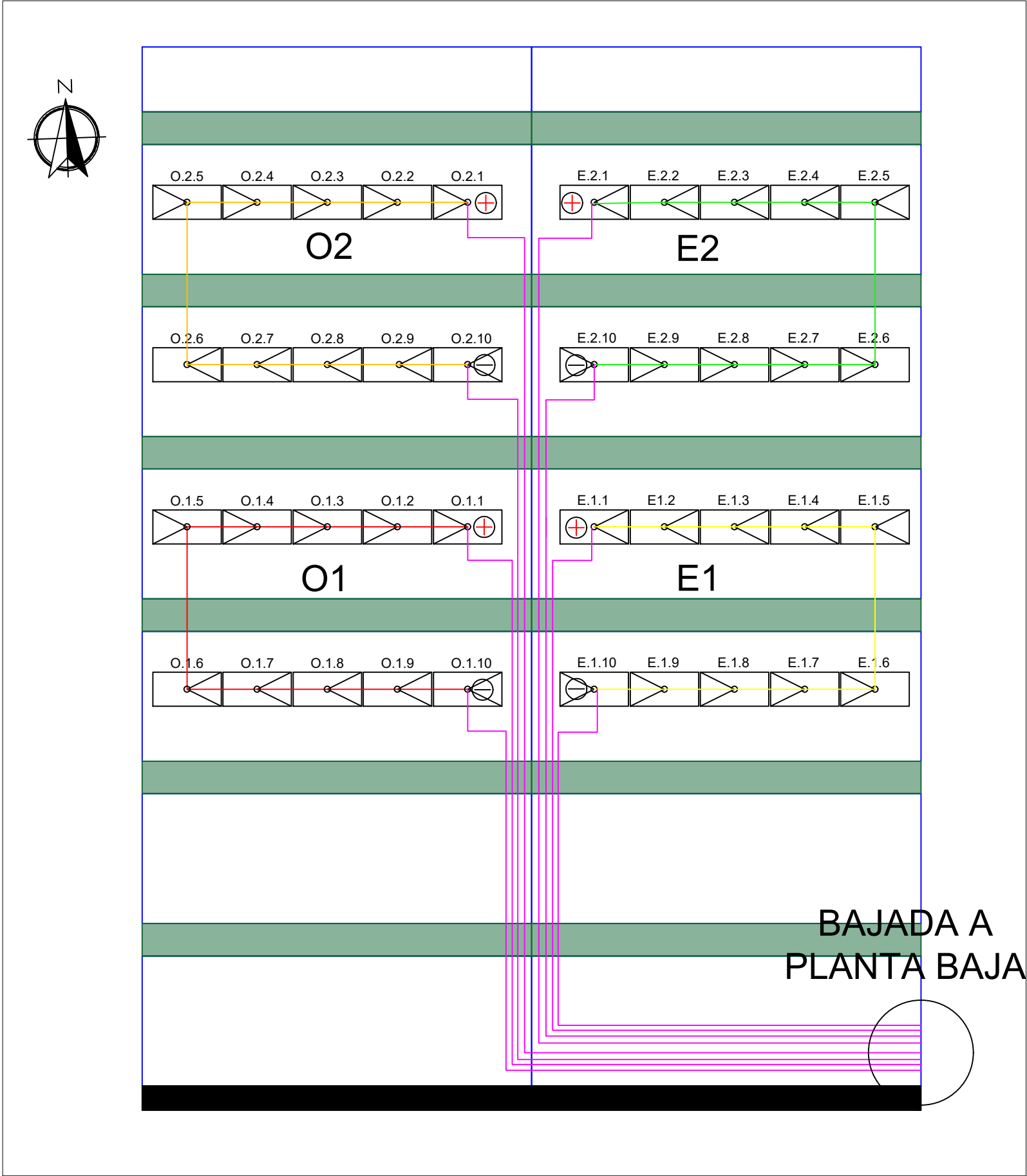
PLANOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 17,6 KW
SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL EN MONSERRAT EN
RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON VENTA DE EXCEDENTES

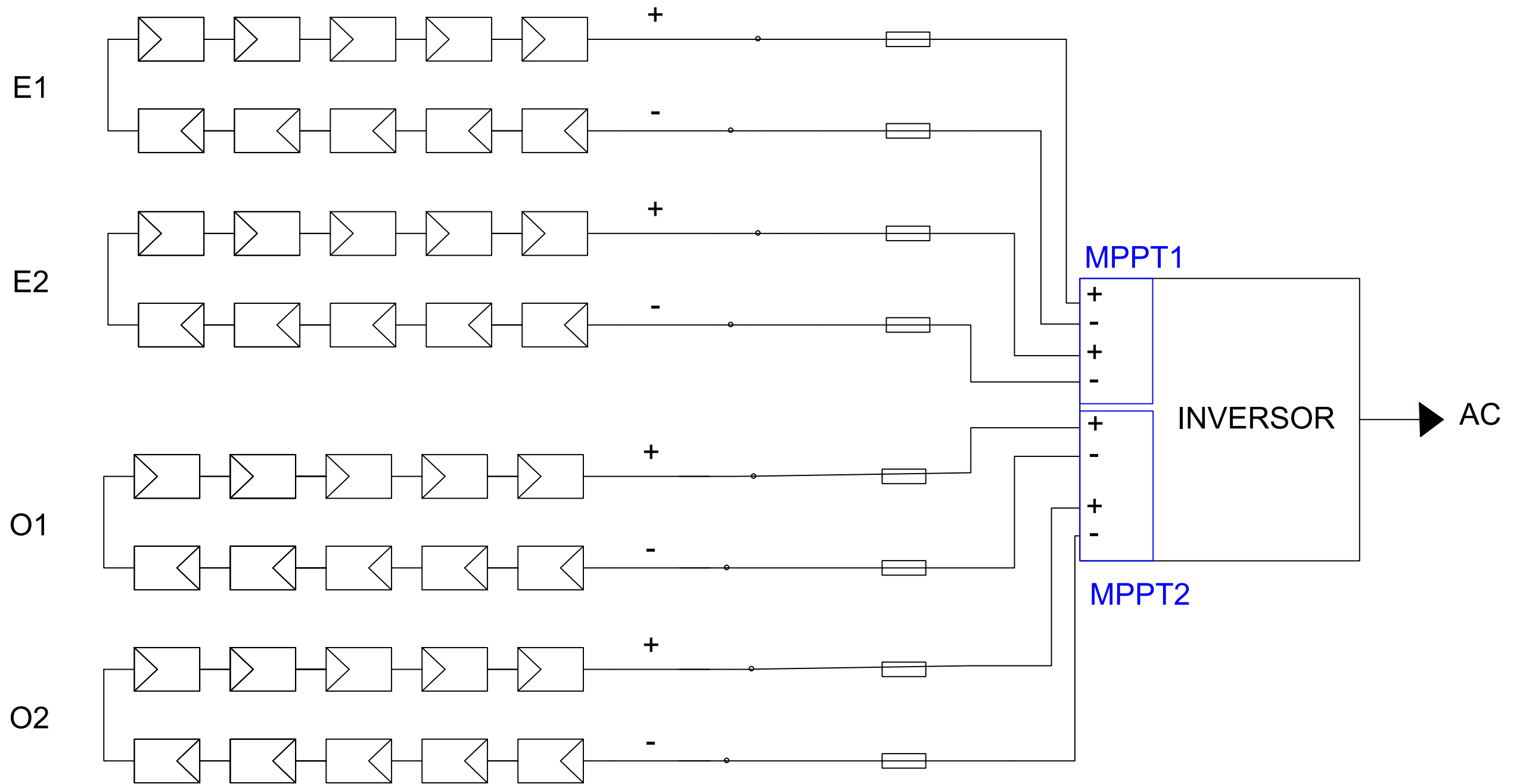


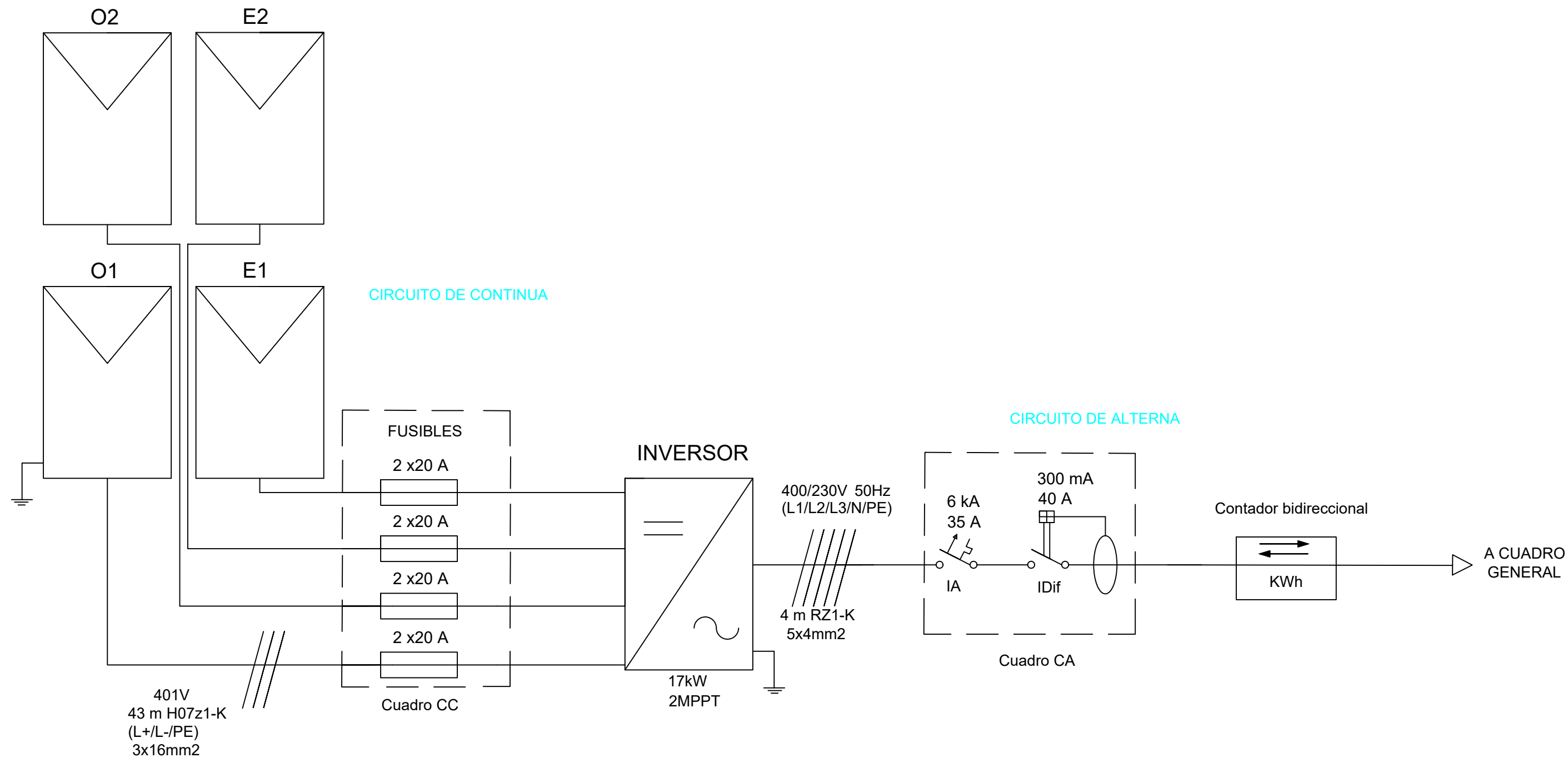
LEYENDA

ACERAS	CUBIERTAS
LÍNEA PROPIEDAD	LUCERNARIOS
LÍNEA EDIFICACIÓN	
PORTONES	



LEYENDA		
—	CONEXIÓN S1	INVERSOR
—	CONEXIÓN S2	LUCERNARIOS
—	CONEXIÓN S3	PANEL FOTOVOLTAICO
—	CONEXIÓN S4	
—	ACERAS	
—	CONEXIONES	
—	LÍNEA EDIFICACIÓN	
—	PORTONES	







UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



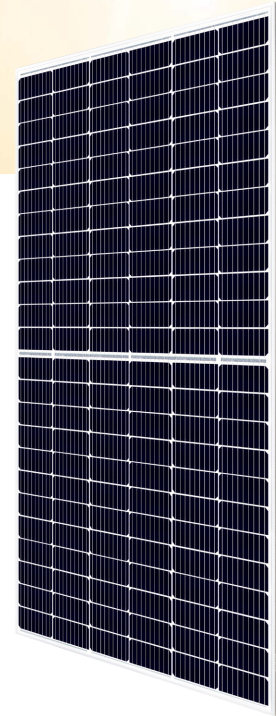
ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

ANEXOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 17,6 KW
SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL EN MONSERRAT EN
RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON VENTA DE EXCEDENTES

ANEXO I.

FICHAS TÉCNICAS



HiKu

SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE

425 W ~ 450 W

CS3W-425 | 430 | 435 | 440 | 445 | 450MS

MORE POWER



26 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
 -0.36 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



linear power output warranty*



enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE (Expected in December, 2019)

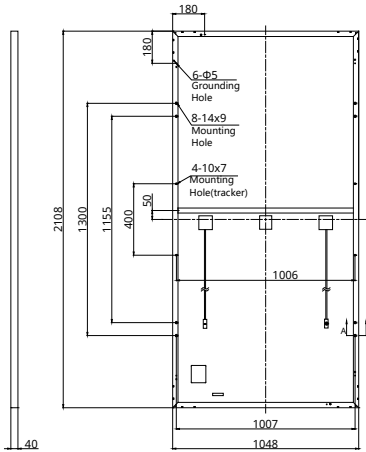
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

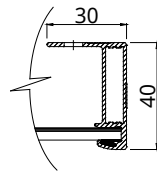
* For detail information, please refer to Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

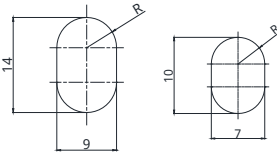
Rear View



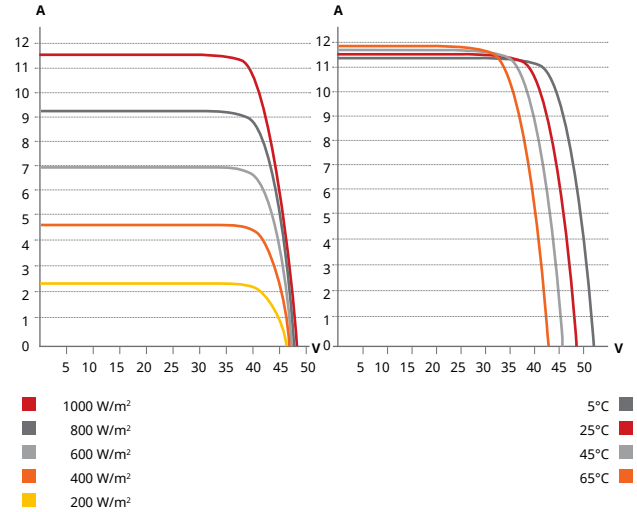
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	425 W	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.76 A	10.84 A	10.91 A	10.98 A	11.05 A	11.12 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.7 V	47.9 V	48.1 V	48.3 V	48.5 V	48.7 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.47 A	11.53 A	11.59 A	11.65 A
Module Efficiency	19.24%	19.46%	19.69%	19.92%	20.14%	20.37%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 5 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	316 W	320 W	324 W	328 W	331 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.8 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V	37.5 V	37.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.60 A	8.67 A	8.73 A	8.79 A	8.84 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.7 V	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.25 A	9.30 A	9.35 A	9.40 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

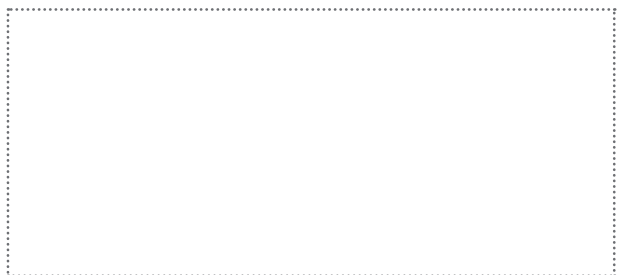
Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Smart String Inverter



Mayores ingresos

Eficiencia máxima del 98,65 %



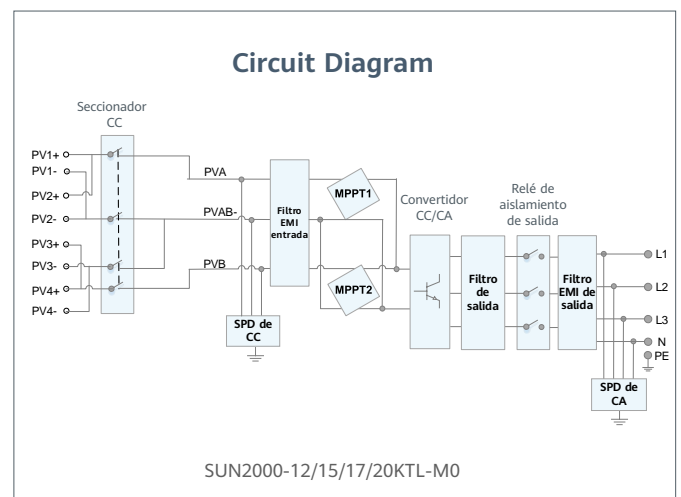
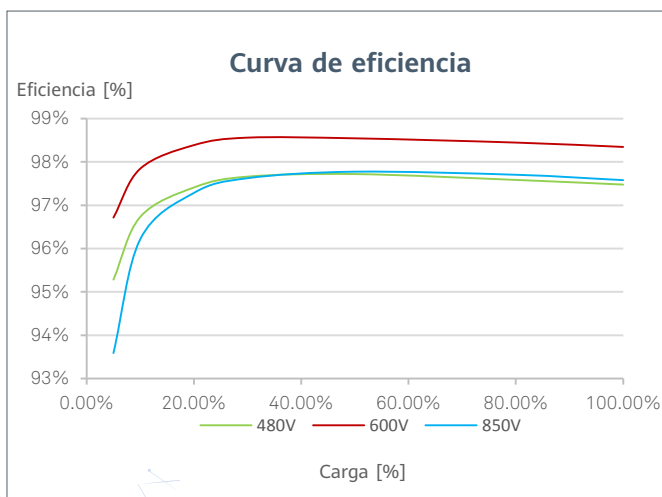
Fácil y sencillo

25 kg



Seguro y fiable

Protección contra arco eléctrico



SUN2000-12/15/17/20KTL-M0
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -12KTL-M0	SUN2000 -15KTL-M0	SUN2000 -17KTL-M0	SUN2000 -20KTL-M0
---------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
Eficiencia europea ponderada	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%

Entrada

Entrada DC máxima recomendada	24,000 Wp	29,760 Wp	29,760 Wp	29,760 Wp
Tensión máxima de entrada ¹	1,080 V			
Rango de tensión de operación ²	160 V ~ 950 V			
Tensión de arranque	200 V			
Rango de tensión de potencia máxima de MPPT	380 Vdc ~ 850 Vdc	380 Vdc ~ 850 Vdc	400 Vdc ~ 850 Vdc	480 Vdc ~ 850 Vdc
Tensión nominal de entrada	600 V			
Intensidad de entrada máxima por MPPT	22 A			
Intensidad de cortocircuito máxima	30 A			
Cantidad de rastreadores MPP	2			
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2			

Salida

Conexión a red eléctrica	Tres fases			
Potencia nominal activa de CA	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Máx. potencia aparente de CA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo			
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %			

Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC ³	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CA ³	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección contra fallas de arco	Sí
Control del receptor Ripple	Sí

Datos generales

Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C (Derating por encima de 45 ° C @ Potencia nominal de salida)
Humedad de operación relativa	0 % RH ~ 100% RH
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2,000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	LED Indicators
Comunicación	RS485; WLAN vía Smart Dongle-WLAN/WLAN-FE; Ethernet vía Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G vía Smart Dongle-4G
Peso (incluida ménsula de montaje)	25 kg
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 262 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de noche la durante energía	< 1 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA 2.0

* 1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

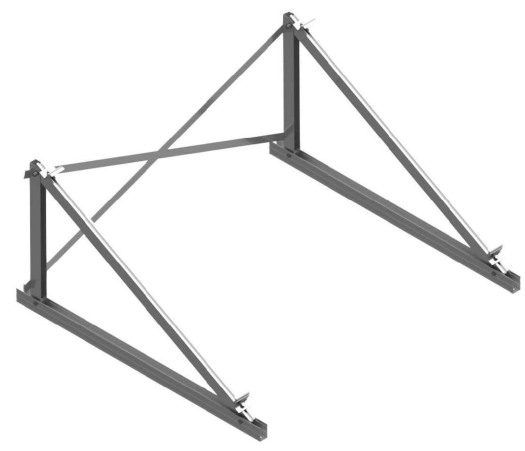
* 2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

* 3 Compatible TYPE II protection class according to EN / IEC 61643-11

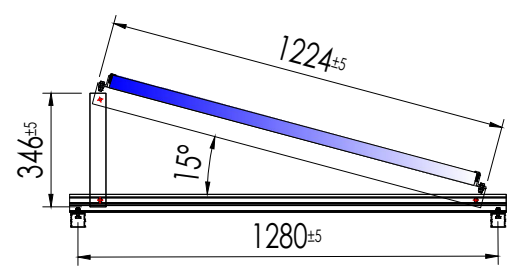
Ficha técnica

Soporte inclinado cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas

21H



- Soporte inclinado para cubierta metálica con subestructura.
- Anclaje a correa.
- Soporte premontado.
- Sin perfil guía.
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación estándar 15° y 30°.



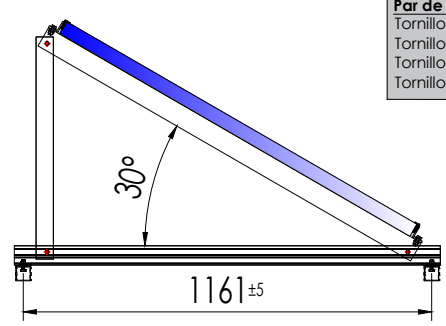
Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

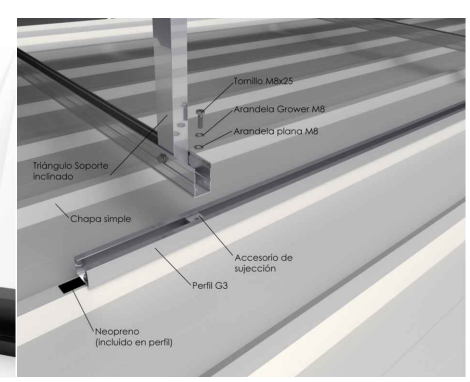
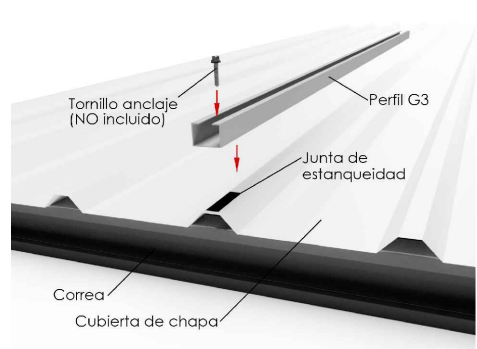
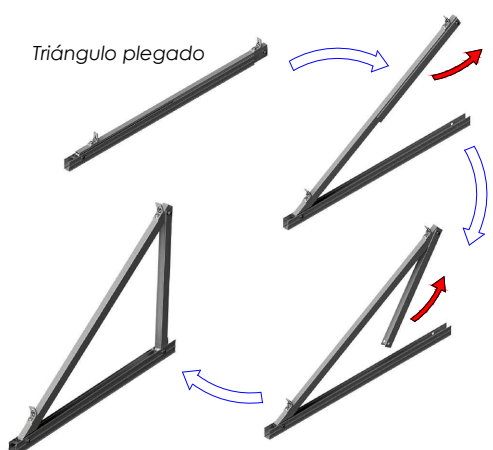
Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm



Para módulos de hasta **2279x1150** - Sistema Kit

2279x1150



Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10

Carga de nieve: 40 kg/m²

Herramientas necesarias:



Seguridad:



100% Reciclable
Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte inclinado cerrado para anclaje a correas en cubiertas metálicas

21H
Sistema kit



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



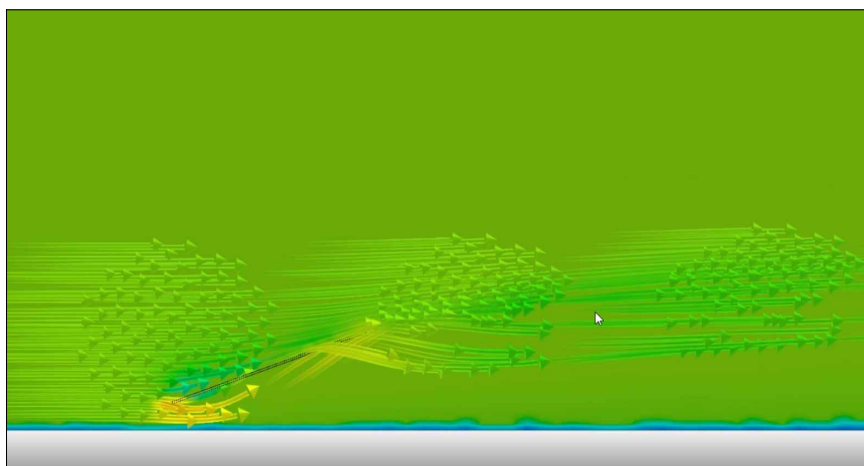
 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento					
Tamaño del módulo 	1	2	3	n° de módulos	
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h	
2279x1150	150	150	150		

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1





Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Potencia de entrada (tensión por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de energía	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	RS485 Cable (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m) 	3 CT 250 A/50 mA (5 m) 

AFUMEX CLASS 750 V (AS) H07Z1-K TYPE 2 (AS)



ECOLÓGICO

Tensión asignada: 450/750 V
Norma diseño: UNE 211002; EN 50525-3-31
Designación genérica: H07Z1-K TYPE 2 (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

N° DoP 1003887



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN
DE HUMOS
EN 50399



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



ALTA
SEGURIDAD



ULTRA
DESLIZANTE



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



BAJA EMISIÓN
DE CALOR
EN 50399



REDUCIDO
DESPRENDIMIENTO
DE GOTAS / PARTICULAS
INFLAMADAS
EN 50399



MÁXIMA DESLIZABILIDAD

Supone hasta un 25% de ahorro en el tiempo de instalación y la cuarta parte de esfuerzo de tracción. Además, esa mayor deslizabilidad y menor esfuerzo de tracción supone una mayor garantía de seguridad para la instalación, ya que el aislamiento no se deteriora durante la tracción en el proceso de inserción del cable en la canalización.

- Temperatura de servicio: -25 °C, +70 °C (Cable termoplástico).
- Tensión asignada: 300/500 V [ES05Z1-K TYPE 2 (AS)] hasta 1 mm² y 450/750 [H07Z1-K TYPE 2 (AS)] desde 1,5 mm².
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 2000 V para ES05Z1-K TYPE 2 (AS) y 2500 V para H07Z1-K TYPE 2 (AS)

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 70 °C en servicio permanente, 160 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Materia: mezcla especial termoplástica, cero halógenos, tipo AFUMEX TI 7 según EN 50363-7.

Colores: Amarillo/verde, azul, blanco, gris, marrón, rojo y negro.

APLICACIONES

- Cable extradeslizante especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable como por ejemplo: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios, etc. o donde se requieran las mejores

propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Derivaciones individuales (ITC-BT 15).
- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
- Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28)
- Cableado interior de cuadros (ITC-BT 28).
- Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29).
- Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004).
- Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

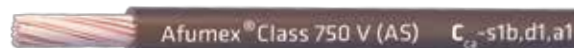
AFUMEX CLASS 750 V (AS)

H07Z1-K TYPE 2 (AS)



ECOLÓGICO

Tensión asignada: 450/750 V
 Norma diseño: UNE 211002; EN 50525-3-31
 Designación genérica: H07Z1-K TYPE 2 (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
						cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	3,4	20	13,3	14,5	28,84	23,22
1 x 2,5	0,8	4,1	32	7,98	20	17,66	14,25
1 x 4	0,8	4,8	46	4,95	26	10,99	8,91
1 x 6	0,8	5,3	65	3,30	34	7,34	5,99
1 x 10	1,0	6,8	111	1,91	46	4,36	3,59
1 x 16	1,0	8,1	164	1,21	63	2,74	2,29
1 x 25	1,2	10,2	255	0,78	82	1,73	1,48
1 x 35	1,2	11,7	351	0,554	101	1,25	1,09
1 x 50	1,4	13,9	520	0,386	122	0,92	0,84
1 x 70	1,4	16	700	0,272	155	0,64	0,61
1 x 95	1,6	18,2	920	0,206	187	0,46	0,46
1 x 120	1,6	20,2	1130	0,161	216	0,36	0,38
1 x 150	1,8	22,5	1410	0,127	247	0,29	0,33
1 x 185	2,0	20,6	1770	0,106	281	0,26	0,28
1 x 240	2,2	28,4	2300	0,0801	330	0,18	0,24

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica bajo tubo o conducto empotrado en pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) o bajo tubo o conducto en montaje superficial.

→ PVC2 con instalación tipo B1 → columna 6a de UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Caídas de tensión monofásicas. Para valores trifásicos dividir por 1,15.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070 C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50399
 EN 60332-3-24
 IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-2
 EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 NFC 20454
 DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN DE HUMOS
 EN 50399



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR
 EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS
 EN 50399



MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.



LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DÍAMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) γ (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Hoja de características del producto

Características

11977

ICP-M C60N interruptor automático magnetotérmico 4P - 35A - 6kA - 400 V



Principal

Aplicación del dispositivo	Conexión de servicio
Gama	Multi 9
Nombre del producto	ICP
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	35 A en 20 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Capacidad de corte	6000 A en 400 V AC 50/60 Hz acorde a UNE 20317

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Clase de limitación	3
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Palanca
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	81 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	72 mm
Peso del producto	450 g
Color	Gris

Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm ² sólido
Protección contra fugas a tierra	Sin

Entorno

Normas	UNE 20317
Certificaciones de producto	Aenor
Grado de protección IP	IP20
Grado de contaminación	2 conforming to IEC 60898-1
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforming to IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % at 55 °C
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...80 °C

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	474 g
Paquete 1 Altura	7,1 cm
Paquete 1 ancho	7,5 cm
Paquete 1 Longitud	8,5 cm

Offer Sustainability

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 mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
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.
Presencia de halógenos	Producto libre de halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Palanca
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	White
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for top or bottom connection
Par de apriete	3.5 N.m top or bottom

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (modular enclosure) conforming to IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	8/20 µs impulse withstand, 250 A conforming to EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	368 g
Paquete 1 Altura	7,5 cm
Paquete 1 ancho	8,2 cm
Paquete 1 Longitud	10 cm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	10,423 kg
Paquete 2 Altura	30 cm
Ancho del paquete 2	30 cm
Longitud del paquete 2	40 cm
Tipo de unidad del paquete 3	P12
Número de unidades en el paquete 3	216
Paquete 3 Peso	95,38 kg
Paquete 3 Altura	80 cm
Ancho del paquete 3	80 cm
Paquete 3 Longitud	120 cm

Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración De REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China
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.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

ANEXO II.

CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS

Anexo II-Tabla 1. Energía (kWh) autoconsumida en día laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,29	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,01	0,65	1,29	1,41	1,16	0,76	0,32	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,24	1,69	2,91	3,64	3,70	3,40	2,97	2,68	1,95	0,62	0,00
9:00	2,62	3,24	4,55	5,53	6,20	6,31	5,93	5,16	5,33	4,63	3,68	2,67
10:00	5,48	5,75	6,46	7,25	7,31	7,33	7,55	5,90	6,92	6,90	6,12	5,53
11:00	7,51	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33	7,55	5,90	6,92	8,78	7,45	7,04
12:00	7,51	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33	7,55	5,90	6,92	9,12	7,45	7,04
13:00	6,10	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95	6,13	4,79	5,62	7,41	6,05	5,72
14:00	3,29	3,01	2,83	3,17	3,20	3,21	3,30	2,58	3,03	3,99	3,26	3,08
15:00	3,29	3,01	2,83	3,17	3,20	3,21	3,30	2,58	3,03	3,99	3,26	3,08
16:00	5,86	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95	6,13	4,79	5,62	5,70	4,75	4,93
17:00	3,11	4,13	4,72	4,94	5,27	5,78	6,17	5,53	4,32	3,01	1,91	1,87
18:00	0,00	0,94	1,99	2,34	2,73	3,16	3,42	2,96	1,74	0,32	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,01	0,33	0,67	0,97	1,04	0,62	0,03	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	44,76	45,29	48,51	56,55	60,13	62,04	62,85	50,44	52,48	55,81	44,54	40,97
TOTAL mes	1074,34	1086,90	1309,81	1357,20	1443,11	1550,99	1696,90	403,54	1364,44	1339,49	1113,58	1024,17

Anexo II-Tabla 2. Energía (kWh) excedente en día laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,73	0,85	1,31	1,24	0,95	2,17	0,79	0,00	0,00	0,00
11:00	0,20	0,92	2,91	2,91	3,06	3,27	2,92	4,30	2,84	0,00	0,45	0,50
12:00	1,79	2,44	4,51	3,81	4,19	4,55	4,35	5,69	4,27	0,83	1,76	1,93
13:00	3,59	4,25	5,82	5,39	5,74	6,42	6,42	7,49	5,80	2,59	3,38	3,46
14:00	6,02	6,65	7,95	7,52	7,90	8,64	8,89	9,40	7,60	5,44	5,43	5,57
15:00	4,63	5,39	6,42	6,11	6,37	7,38	7,60	7,92	6,31	3,79	3,90	4,03
16:00	0,00	1,02	2,09	1,51	1,86	2,40	2,60	3,67	1,35	0,00	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	16,22	20,67	30,42	28,10	30,43	33,89	33,72	41,32	28,98	12,65	14,91	15,50
TOTAL mes	389,29	496,06	821,36	674,40	730,43	847,24	910,53	330,58	753,42	303,71	372,86	387,46

Anexo II-Tabla 3. Energía (kWh) autoconsumida en día no laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,29	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,01	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,32	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,24	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,00
9:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
10:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
11:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
12:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
13:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
14:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
15:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
16:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
17:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
18:00	0,00	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,32	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,01	0,33	0,57	0,57	0,59	0,46	0,03	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	5,28	5,62	5,57	7,12	7,55	7,86	7,89	5,99	6,30	7,45	5,82	4,95
TOTAL mes	36,98	22,49	22,28	42,74	52,88	39,29	31,57	137,81	25,18	52,16	29,10	29,71

Anexo II-Tabla 4. Energía (kWh) excedente en día laborable usando base de datos PVGIS-SARAH.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,72	0,83	0,57	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	1,18	2,34	3,07	3,13	2,81	2,51	2,14	1,24	0,04	0,00
9:00	2,03	2,71	4,04	4,96	5,63	5,74	5,34	5,10	4,79	3,91	3,10	2,12
10:00	4,89	5,22	6,69	7,53	8,05	7,99	7,91	7,61	7,17	6,19	5,54	4,98
11:00	7,12	7,27	8,86	9,59	9,80	10,02	9,87	9,74	9,22	8,07	7,32	6,99
12:00	8,71	8,79	10,47	10,49	10,93	11,30	11,31	11,13	10,65	9,24	8,63	8,42
13:00	9,10	9,31	10,56	10,71	11,11	11,80	11,96	11,82	10,88	9,29	8,85	8,64
14:00	8,72	9,13	10,27	10,12	10,53	11,27	11,61	11,52	10,09	8,72	8,11	8,10
15:00	7,33	7,86	8,74	8,72	8,99	10,01	10,31	10,04	8,80	7,07	6,57	6,56
16:00	5,27	6,07	6,84	6,83	7,23	7,78	8,14	8,00	6,43	4,99	4,17	4,38
17:00	2,52	3,59	4,22	4,37	4,70	5,21	5,58	5,35	3,78	2,30	1,32	1,32
18:00	0,00	0,40	1,49	1,77	2,16	2,59	2,83	2,50	1,20	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,40	0,45	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	55,70	60,33	73,36	77,53	83,01	88,07	88,68	85,77	75,16	61,02	53,64	51,51
TOTAL mes	389,91	241,34	293,45	465,16	581,07	440,36	354,71	1972,78	300,64	427,11	268,19	309,08

Anexo II-Tabla 5. Energía (kWh) autoconsumida en día laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,22	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,01	0,41	0,87	0,90	0,73	0,46	0,16	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,08	1,07	2,21	2,81	2,87	2,51	2,05	1,74	1,06	0,18	0,00
9:00	1,13	2,05	3,59	4,81	5,28	5,31	4,82	4,38	4,07	3,35	2,34	1,22
10:00	3,85	4,80	6,27	7,25	7,31	7,33	7,29	5,90	6,60	5,78	4,71	3,87
11:00	6,34	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33	7,55	5,90	6,92	7,86	6,67	6,07
12:00	7,51	6,88	6,46	7,25	7,31	7,33	7,55	5,90	6,92	9,12	7,45	7,04
13:00	6,10	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95	6,13	4,79	5,62	7,41	6,05	5,72
14:00	3,29	3,01	2,83	3,17	3,20	3,21	3,30	2,58	3,03	3,99	3,26	3,08
15:00	3,29	3,01	2,83	3,17	3,20	3,21	3,30	2,58	3,03	3,99	3,26	3,08
16:00	4,68	5,59	5,25	5,89	5,94	5,95	6,13	4,79	5,62	4,99	3,59	3,49
17:00	1,80	3,40	4,45	4,85	5,21	5,55	5,86	5,32	4,03	2,37	1,05	0,82
18:00	0,05	0,70	1,70	2,28	2,73	3,09	3,24	2,71	1,52	0,33	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,10	0,50	0,85	1,08	1,12	0,74	0,13	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,28	0,26	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	38,04	42,00	46,26	54,93	58,10	59,60	59,87	48,13	49,38	50,24	38,56	34,39
TOTAL mes	912,91	1008,05	1249,15	1318,30	1394,33	1489,90	1616,54	385,07	1283,75	1205,75	964,08	859,84

Anexo II-Tabla 6.Energía (kWh) excedente en día laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,44	0,48	0,00	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	0,36	2,20	2,30	2,41	2,54	2,00	2,95	1,73	0,00	0,00	0,00
12:00	0,47	2,03	3,69	3,52	3,70	3,86	3,40	4,53	3,08	0,00	0,51	0,46
13:00	2,68	4,03	5,62	5,36	5,47	5,70	5,45	6,25	4,85	2,10	2,35	2,24
14:00	5,15	6,60	7,80	7,79	7,89	8,08	8,19	8,40	7,07	4,96	4,55	4,36
15:00	3,72	5,34	6,50	6,26	6,48	6,87	6,97	7,32	5,71	3,30	2,79	2,80
16:00	0,00	0,65	1,89	1,54	1,69	2,08	2,25	3,14	1,02	0,00	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	12,02	19,02	27,69	26,91	28,09	29,60	28,26	33,44	23,46	10,36	10,19	9,86
TOTAL mes	288,37	456,55	747,52	645,95	674,10	740,01	762,96	267,55	610,05	248,53	254,86	246,56

Anexo II-Tabla 7.Energía (kWh) autoconsumida en día no laborable usando base de datos PVGIS-COSMO.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,22	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,01	0,41	0,57	0,57	0,59	0,46	0,16	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,08	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,18	0,00
9:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
10:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
11:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
12:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
13:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
14:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
15:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
16:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
17:00	0,59	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,71	0,58	0,55
18:00	0,05	0,54	0,50	0,57	0,57	0,57	0,59	0,46	0,54	0,33	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,10	0,50	0,57	0,57	0,59	0,46	0,13	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,28	0,26	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	5,33	5,46	5,66	7,14	7,58	7,94	8,00	6,01	6,24	7,45	5,42	4,95
TOTAL mes	37,31	21,84	22,64	42,84	53,06	39,72	32,01	138,33	24,96	52,18	27,10	29,71

Anexo II-Tabla 8.Energía (kWh) excedente en día no laborable usando base de datos PVGIS-COSMO

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,33	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	0,56	1,64	2,24	2,30	1,92	1,59	1,20	0,34	0,00	0,00
9:00	0,54	1,51	3,09	4,24	4,71	4,74	4,23	3,92	3,53	2,63	1,75	0,67
10:00	3,26	4,26	5,76	6,83	7,18	7,23	6,70	6,29	6,06	5,06	4,13	3,32
11:00	5,76	6,71	8,15	8,98	9,15	9,29	8,95	8,39	8,11	7,15	6,09	5,52
12:00	7,39	8,38	9,65	10,20	10,44	10,61	10,36	9,97	9,46	8,41	7,37	6,95
13:00	8,19	9,09	10,36	10,68	10,84	11,08	10,99	10,59	9,93	8,80	7,82	7,42
14:00	7,85	9,07	10,12	10,40	10,52	10,71	10,90	10,52	9,56	8,24	7,22	6,89
15:00	6,42	7,82	8,82	8,87	9,11	9,50	9,69	9,44	8,20	6,57	5,47	5,33
16:00	4,09	5,71	6,63	6,86	7,06	7,46	7,79	7,47	6,10	4,28	3,01	2,94
17:00	1,22	2,86	3,95	4,29	4,64	4,98	5,27	4,86	3,49	1,65	0,47	0,27
18:00	0,00	0,16	1,19	1,71	2,16	2,51	2,65	2,25	0,98	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,51	0,53	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL día	44,72	55,57	68,29	74,70	78,61	81,25	80,13	75,56	66,60	53,14	43,34	39,30
TOTAL mes	313,07	222,26	273,16	448,22	550,24	406,26	320,51	1737,97	266,39	371,99	216,69	235,82

Anexo II-Tabla 9. Flujos de caja netos a partir de base de datos PVGIS-COSMO.

AÑO	ENTRADAS	PAGOS	FLUJOS DE CAJA	FLUJOS DE CAJA ACUMULADO
0			- 19.616,74 €	- 19.616,74 €
1	2.592,24 €	77,77 €	2.514,47 €	- 17.102,27 €
2	2.614,10 €	78,42 €	2.535,68 €	- 14.566,59 €
3	2.636,14 €	79,08 €	2.557,06 €	- 12.009,53 €
4	2.658,37 €	79,75 €	2.578,62 €	- 9.430,91 €
5	2.680,79 €	80,42 €	2.600,37 €	- 6.830,54 €
6	2.703,40 €	81,10 €	2.622,29 €	- 4.208,25 €
7	2.726,19 €	81,79 €	2.644,41 €	- 1.563,84 €
8	2.749,18 €	82,48 €	2.666,71 €	1.102,86 €
9	2.772,36 €	83,17 €	2.689,19 €	3.792,06 €
10	2.795,74 €	83,87 €	2.711,87 €	6.503,93 €
11	2.819,32 €	84,58 €	2.734,74 €	9.238,66 €
12	2.843,09 €	85,29 €	2.757,80 €	11.996,46 €
13	2.867,06 €	86,01 €	2.781,05 €	14.777,51 €
14	2.891,24 €	86,74 €	2.804,50 €	17.582,02 €
15	2.915,62 €	87,47 €	2.828,15 €	20.410,17 €
16	2.940,21 €	88,21 €	2.852,00 €	23.262,17 €
17	2.965,00 €	88,95 €	2.876,05 €	26.138,22 €
18	2.990,00 €	89,70 €	2.900,30 €	29.038,52 €
19	3.015,22 €	90,46 €	2.924,76 €	31.963,28 €
20	3.040,64 €	91,22 €	2.949,42 €	34.912,70 €
21	3.066,28 €	91,99 €	2.974,29 €	37.887,00 €
22	3.092,14 €	92,76 €	2.999,37 €	40.886,37 €
23	3.118,21 €	93,55 €	3.024,67 €	43.911,04 €
24	3.144,51 €	94,34 €	3.050,17 €	46.961,21 €
25	3.171,02 €	95,13 €	3.075,89 €	50.037,10 €