

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA IN SITU DE 99,9 KW DE
AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE
EXCEDENTES EN UNA NAVE INDUSTRIAL***



Estudiante: Eriz Garaizabal, Martxelo

Director: Mazón Sain-Maza, Javier

Curso: 2022-2023

Fecha: Bilbao, 05/09/2023

Resumen

En este trabajo se explica el proyecto de una instalación fotovoltaica llevado a cabo en la azotea de una pequeña empresa ubicada en Bizkaia, y a lo largo de este trabajo se explican los diferentes apartados a realizar para llevar a cabo la instalación, tales como análisis de consumo, dimensionamiento, diseño, selección de materiales, tramitaciones, análisis económico...

Además, se han analizado los diferentes factores limitantes que puede presentar una instalación fotovoltaica, mostrando el análisis y el trabajo que supone el diseño de un gran proyecto.

La instalación fotovoltaica se ha realizado para llevar a cabo el autoconsumo, con el fin de satisfacer parcialmente los consumos de la empresa. Los excedentes se trasladarán a la red para reducir la factura eléctrica mensual.

Palabras clave

Autoconsumo, instalación fotovoltaica, factores limitantes

Laburpena

Lan honetan, instalazio fotovoltaiko baten proiektuaren nondik norakoak azaldu dira. Bizkaian kokatutako tamaina txikiko enpresa baten azotean egin da instalazioa, eta lan honetan zehar instalazioa aurrera ateratzeko egin beharreko atal desberdinak azaldu dira, hala nola, kontsumo analisia, dimentsionamendua, diseinua, kalkulu desberdinak, material aukeraketa, tramitazioak, analisi ekonomikoa...

Horrez gain, instalazio fotovoltaiko batek izan ditzakeen hainbat faktore mugatzaile aztertu dira, eta proiektu handi bat diseinatzeak dakarren analisia eta lana erakutsi da.

Instalazio fotovoltaikoa autokontsumoa gauzatzeko egin da, enpresak dituen kontsumoak neurri batean asebetetzeko, eta soberakinak sarera bialduko dira hileko faktura elektrikoa murrizteko asmoz.

Summary

In this work, the direction of the project of a photovoltaic installation has been explained. The installation was carried out on the premises of a small company located in Bizkaia, and during this work the different parts that must be carried out in order to proceed with the installation were explained, such as consumption analysis, sizing, design, different calculations, material selection, procedures, economic analysis...

In addition, several limiting factors that a photovoltaic installation can have have been analyzed, and the analysis and work involved in designing a large project has been shown.

The photovoltaic installation has been made for self-consumption, to partially satisfy the company's consumption, and the surpluses will be sent to the network in order to reduce the monthly electric bill.

Índice

Resumen	2
Laburpena.....	3
Summary	3
Índice	4
1. Memoria.....	12
1.1 Introducción.....	12
1.2 Contexto	14
1.3 Objetivos y alcance del trabajo	22
1.4 Beneficios que aporta el trabajo	23
1.4.1 Beneficios técnicos	23
1.4.2 Beneficios económicos.....	23
1.4.3 Beneficios medioambientales.....	24
1.4.4 Beneficios sociales.....	24
1.5 Descripción de requerimientos	25
1.6 Análisis del estado del arte	28
1.6.1 Curva característica de una célula fotovoltaica y parámetros asociados	28
1.6.2 Componentes de una instalación solar fotovoltaica.....	32
1.6.3 Tramitación de la instalación fotovoltaica	37
1.7 Análisis de alternativas	38
1.7.1 Tipos de instalaciones fotovoltaicas para el autoconsumo	38
1.7.2 Hitos de la instalación	42
1.8 Análisis de riesgos.....	53
1.9 Descripción de la solución propuesta	55
1.9.1 Descripción de la instalación.....	55
1.9.2 Punto de interconexión con la red	56
1.9.3 Componentes de la instalación	57
2. Metodología seguida en el desarrollo del trabajo	67
2.1 Cálculos.....	67
2.1.1 Cálculos eléctricos	67
2.1.2 Cálculo de pérdidas por orientación, inclinación y sombras	82
2.1.3 Cálculos de cargas en la cubierta	85
2.2. Producción energética de la instalación.....	87

2.2.1	Calculo teórico	87
2.2.2	Cálculo experimental con PVSYST	92
2.2.3	Comparación cálculo teórico vs experimental	94
2.3	Descripción/Análisis de los resultados	97
2.3.1	Ahorro mensual.....	101
2.4	Plan de proyecto y planificación	103
2.4.1	Tareas previas al montaje	103
2.4.2	Montaje de la instalación.....	103
2.4.3	Tareas posteriores al montaje	110
2.4.4	Tramitación de la solicitud de subvención	111
2.5	Diagrama de Gantt	112
3.	Aspectos económicos	113
3.1	Presupuestos parciales	113
3.1.1	Presupuesto de Material	114
3.1.2	Montaje	116
3.1.3	Seguridad y Salud.....	116
3.1.4	Gestión de Residuos	116
3.2	Resumen	117
3.3	Subvenciones de los fondos next generation.....	118
3.4	Ahorro mensual	120
3.5	Análisis de Rentabilidad	122
3.5.1	Análisis de Rentabilidad sin ayudas	123
3.5.2	Análisis de Rentabilidad con ayudas	124
3.5.3	El efecto de las ayudas	125
4.	Conclusiones	126
5.	Bibliografía.....	127
6.	Anexo I	130
7.	Anexo II	131
8.	Anexo III	143
9.	Anexo IV	153

Lista de imágenes

Imagen 1. Consumo eléctrico mundial [1]	14
Imagen 2. Central hidroeléctrica de Baihetan, China [2].....	16
Imagen 3. Onshore vs offshore [3]	17
Imagen 4. Central de biomasa en Florida Crystals, Estados Unidos [4]	18
Imagen 5. Mapa Europeo de Radiación Solar (1994-2020) [8].....	21
Imagen 6. Ubicación de Bizkaia	25
Imagen 7. Instalación fotovoltaica	27
Imagen 8. Curva característica del módulo fotovoltaico [9]	28
Imagen 9. El efecto de la irradiancia en la curva característica [9]	29
Imagen 10. El efecto de la temperatura en la curva característica [9]	30
Imagen 11. El efecto de la temperatura en la potencia máxima [9]	31
Imagen 12. Tipos de células fotovoltaicas [10].....	32
Imagen 13. Funcionamiento del módulo fotovoltaico [11].....	33
Imagen 14. Elementos de un módulo fotovoltaico [13].....	34
Imagen 15. Diferentes tipos de inversores [14]	35
Imagen 16. Tipos de estructuras [15].....	35
Imagen 17. Número de ciclos de carga-descarga y profundidad de descarga [16].....	36
Imagen 18. Tipos de instalaciones fotovoltaicos	38
Imagen 19. Esquema de instalación con compensación de excedentes [19]	39
Imagen 20. Esquema de instalación con acumulación de baterías [19]	40
Imagen 21. Esquema de instalación sin excedentes [19].....	40
Imagen 22. Esquema de instalación aislada de la red [19].....	41
Imagen 23. Instalación de 60 kWp	42
Imagen 24. Instalación de 96,9 kWp	45
Imagen 25. Instalación de 138 kWp	47
Imagen 26. Instalación de 99,9 kWp	51
Imagen 27. Actualización del diseño de la instalación de 99,9 kWp	52
Imagen 28. Hitos en la legislación de la energía fotovoltaica en España [20].....	53
Imagen 29. Precio medio de la factura en los últimos años [21].....	54
Imagen 30. Cubierta abovedada de chapa trapezoidal de la nave	55
Imagen 31. Instalación fotovoltaica	56
Imagen 32. Cuadro eléctrico de la empresa.....	56
Imagen 33. Panel fotovoltaico SEG Solar [Anexo III, 1].....	57
Imagen 34. Rendimiento del módulo durante 25 años [Anexo III, 1].....	58
Imagen 35. Perfil Solar-flat [Anexo III, 6].....	59
Imagen 36. Abrazadera premontada regulable universal PMC U [Anexo III, 6]	59
Imagen 37. Abrazadera premontada regulable universal PM U [Anexo III, 6].....	59
Imagen 38. Inversor Salicru EQX2 100010-T [Anexo III, 3]	60
Imagen 39. Distancias del inversor a tener en cuenta [Anexo III, 3]	62
Imagen 40. Interruptor automático [Anexo III, 9].....	63
Imagen 41. Relé de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial tipo B [Anexo III, 9].....	63
Imagen 42. Transformador diferencial para relé diferencial tipo B [Anexo III, 9].....	63
Imagen 43. Protecciones contra sobretensiones permanentes + transitorias [Anexo III, 9] .	63
Imagen 44. Caja de protecciones CC [Anexo III, 9].....	64

Imagen 45. Protecciones sobretensiones CC [Anexo III, 9].....	64
Imagen 46. Cable utilizado en CC [Anexo III, 8].....	64
Imagen 47. Cable utilizado en AC [Anexo III, 8].....	65
Imagen 48. Los accesorios utilizados en la monitorización [Anexo III, 5].....	65
Imagen 49. Monitorización del sistema [Anexo III, 5].....	66
Imagen 49. Monitorización del sistema [Anexo II, 11].....	66
Imagen 50. Datos de la temperatura de AEMET [24].....	68
Imagen 51. Datos de la temperatura de AEMET [24].....	69
Imagen 52. Longitud de los cables CC de la instalación [Anexo II, 8].....	74
Imagen 53. Protección contra sobretensiones [Anexo III, 9].....	80
Imagen 54. Ángulo e inclinación de los paneles [26].....	83
Imagen 55. Simulación de sombras de la instalación realizada con PVSYST.....	84
Imagen 56. Instalación de la estructura.....	104
Imagen 57. Colocación de cabeceras.....	104
Imagen 58. Instalación de los módulos fotovoltaicos.....	105
Imagen 59. Instalación fotovoltaica.....	105
Imagen 60. Plataforma elevadora utilizada.....	106
Imagen 61. Subida del material.....	106
Imagen 62. Gestión de residuos.....	107
Imagen 63. Canalización y la entrada de los cables en la nave.....	107
Imagen 64. Puesta a tierra.....	108
Imagen 65. Instalación en el interior de la nave.....	109
Imagen 66. El cuadro eléctrico.....	109
Imagen 67. La solicitud de subvención.....	111

Lista de tablas

Tabla 1. Comparación de tipos de energías renovables [1].....	15
Tabla 2. Capacidad instalada de la energía eólica [1]	17
Tabla 3. Capacidad instalada de la energía solar [1].....	19
Tabla 4. Capacidad fotovoltaica instalada en Europa en 2022 [1]	19
Tabla 5. Capacidad fotovoltaica instalada en España [1]	20
Tabla 6. Condiciones estándar o STC.....	28
Tabla 7. Características de diferentes tipos de baterías [17]	36
Tabla 8. Datos del autoconsumo de la instalación de 60,1 kWp.....	43
Tabla 9. Resumen de la instalación de 60,1 kWp.....	44
Tabla 10. Datos del autoconsumo de la instalación de 96,9 kWp.....	45
Tabla 11. Resumen de la instalación de 96,9 kWp.....	46
Tabla 12. Datos del autoconsumo de la instalación de 138 kWp.....	48
Tabla 13. Resumen de la instalación de 138 kWp.....	50
Tabla 14. Resumen de la instalación de 99,9 kWp.....	52
Tabla 15. Características del panel SEG Solar SRP-540-BMA-HV [Anexo III, 1]	58
Tabla 16. Características del inversor Salicru EQX2 100010-T [Anexo III, 3]	61
Tabla 17. Protecciones del inversor Salicru EQX2 100010-T [Anexo III, 3]	61
Tabla 18. Características del cable utilizado [Anexo III, 8]	72
Tabla 19. Características del cable utilizado [Anexo III, 8]	73
Tabla 20. Caídas de tensión de cada string fotovoltaico	74
Tabla 21. Características técnicas del inversor utilizado [Anexo III, 3]	76
Tabla 22. Intensidades admisibles al aire 40 °C de diferentes tipos de cable [REBT]	77
Tabla 23. Límites establecidos de CTE de las pérdidas [25]	82
Tabla 24. Distribución de los módulos fotovoltaicos con diferentes inclinaciones.....	82
Tabla 25. Coeficientes parciales de seguridad CTE	85
Tabla 26. Resumen de los resultados de las cargas	86
Tabla 27. Media de la irradiación mensual entre los años 2017-2020 (kWh/m2/mes)	88
Tabla 28. Condiciones específicas TONC.....	89
Tabla 29. Tabla resumen del cálculo del rendimiento de temperatura.....	89
Tabla 30. Resumen del PR mensual.....	91
Tabla 31. Producción anual esperada.....	92
Tabla 32. Diferentes datos de radiación solar	93
Tabla 33. Producción experimental anual	93
Tabla 34. Tabla comparativa teórico vs práctico	94
Tabla 35. PR de cada mes e inclinación	95
Tabla 36. La potencia en cada inclinación.....	95
Tabla 37. Generación de energía cada mes e inclinación	96
Tabla 38. Datos del autoconsumo de la instalación	99
Tabla 39. Precio medio de la energía en los últimos años [29].....	101
Tabla 40. Resumen del presupuesto.....	117
Tabla 41. Módulos de ayuda que definen la ayuda en el sector industrial [EVE]	118
Tabla 42. Módulos de ayuda que definen la ayuda por el reto demográfico [EVE]	119
Tabla 43. Resumen de las ayudas por parte del EVE	119
Tabla 44. Resumen del ahorro anual	121

Tabla 45. Parámetros para el cálculo de la rentabilidad	122
Tabla 46. VAN y TIR de la instalación sin ayudas	123
Tabla 47. VAN y TIR de la instalación con ayudas.....	124
Tabla 48. Comparación de la rentabilidad sin ayudas o con ayudas	125

Lista de gráficas

Gráfico 1. Cuota de energías renovables en la producción de electricidad [1]	14
Gráfico 2. Capacidad fotovoltaica instalada en el mundo	19
Gráfico 3. Países de Europa con mayor capacidad fotovoltaica instalada.....	20
Gráfico 4. Capacidad fotovoltaica instalada en España en los últimos años [1].....	20
Gráfico 5. Consumo mensual de la empresa en 2022.....	25
Gráfico 6. Consumo de la empresa en los días laborales en 2022.....	26
Gráfico 7. Consumo de la empresa en los días festivos en 2022	26
Gráfico 8. Consumo semanal media de la empresa	27
Gráfico 9. Consumo total vs autoconsumo cada mes con la instalación de 60,1 kWp.....	43
Gráfico 10. Curvas de consumo vs producción medio diario en Enero y Julio.....	44
Gráfico 11. Consumo total vs autoconsumo cada mes con la instalación de 96,9 kWp.....	46
Gráfico 12. Curvas de consumo vs producción medio diario en Julio y Agosto	49
Gráfico 13. Ahorro mensual con la instalación fotovoltaica de 138 kWp teniendo en cuenta los excedentes	49
Gráfico 14. Ahorro mensual real con la instalación fotovoltaica de 138 kWp.....	50
Gráfico 15. Media de la irradiación mensual entre los años 2017-2020	87
Gráfico 16. Producción energética de la instalación con PVSYST	94
Gráfico 17. Curvas de consumo vs producción medio diario en cada mes.....	99
Gráfico 18. Consumo total vs autoconsumo cada mes.....	100
Gráfico 19. Ahorro mensual con la instalación fotovoltaica	120
Gráfico 20. Ahorro mensual con la instalación fotovoltaica	121
Gráfico 21. Flujo de caja acumulado sin ayudas	123
Gráfico 22. Flujo de caja acumulado con ayudas	124

Lista de acrónimos

AIE Agencia Internacional de la Energía
IRENA Agencia Internacional de las Energías Renovables
PNIEC El Plan Nacional de Energía y Clima
IDAE InstitutoparalaDiversificaciónyAhorrodelaEnergía
EVE Ente vasco de la Energía
UTC El tiempo universal coordinado
MPPT punto de máxima potencia
MITECO Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
PVPC Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
CNMC La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
AEMET Agencia Estatal de Meteorología
PEM Presupuesto de Ejecución Material
GG Gastos Generales
BI Beneficio Industrial
IBI Impuesto sobre Bienes Inmuebles

1. Memoria

1.1 Introducción

En estos tiempos de creciente uso de la energía, el cambio de los recursos energéticos es necesario si no se quiere vivir en un mundo sin combustibles fósiles. Los gobernantes se han dado cuenta del problema y las medidas de este uso de la energía se van persiguiendo cada mes.

La medida más importante que se puede tomar es la reducción del consumo, ya que la mejor energía y la menos contaminante es la que no se utiliza. No obstante, la implantación de energías renovables también debe considerarse una medida innegable, ya que se trata de una energía verde no contaminante.

No se sabe si por conciencia, por las ayudas que están dando, por las medidas de los gobernantes, por la rentabilidad, por la moda... pero cada vez son más las instalaciones fotovoltaicas que se ven en diferentes tejados, azoteas, huertas...

Este proyecto trata sobre el diseño de una instalación fotovoltaica para abastecer de energía eléctrica una nave industrial situada en Bizkaia, con la posibilidad de poder verter los excedentes a la red. El edificio en cuestión pertenece a una empresa dedicada a la electrificación de motores en movimiento.

Para conocer la realidad de la instalación, en primer lugar se ha realizado un análisis de las variaciones que ha experimentado la tecnología fotovoltaica y su implantación en los últimos años, así como de la legislación y subvenciones que tanto están cambiando y evolucionando.

Para el dimensionamiento de la instalación se han realizado los estudios del consumo eléctrico y la disponibilidad del tejado. Por un lado, en cuanto al consumo eléctrico de la nave, se han analizado las facturas eléctricas mensuales, donde se han podido analizar los consumos mensuales y horarios del último año de la empresa. Por otro lado, la parte de la disponibilidad y el estado del tejado se han estudiado con las medidas necesarias a través de la herramienta Google Earth, y se ha realizado una visita a la empresa para analizar el terreno.

Una vez seleccionado el material que va a constituir la instalación, teniendo en cuenta las características que ofrece el material utilizado se han calculado el número máximo de paneles por fila, el número mínimo de paneles, las bajadas de tensión con el cable de conexión utilizado, etc., donde se ha llegado a la conclusión de que habrá un total de 12 ramas en paralelo de distintos número de paneles conectadas a las 10 entradas que ofrece el inversor utilizado. En total, la instalación contará con 185 módulos fotovoltaicos de 540 Wp, con una potencia pico total de 99,9 kWp.

Para el dimensionamiento y el diseño de la instalación, se han tenido en cuenta diferentes factores como son los condicionantes que debe cumplir la instalación y los límites tanto de las ayudas económicas como de la potencia que ofrece la red de conexión a la red local.

El dato de producción anual que obtendrá la instalación fotovoltaica se calcula teóricamente y de forma práctica. Para su cálculo teórico se han tenido en cuenta las diferentes radiaciones que se tendrán en los planos de los módulos, las pérdidas globales que se producen en la instalación y la potencia correspondiente a cada inclinación. Para el cálculo práctico se ha utilizado el software PVSYST.

Por último, se ha realizado un análisis económico de la instalación que es imprescindible y que debe ser observado en la elaboración de un proyecto. En cuanto a los indicadores económicos como son el VAN y el TIR, teniendo en cuenta las subvenciones que se explicarán durante el proyecto, sus valores se han previsto en 180.000 euros y 17% respectivamente, y el periodo de retorno de la inversión se prevee que serán 6 años.

1.2 Contexto

Hoy en día, como todos sabemos, se están tomando numerosas medidas para reducir en cierta medida el problema climático que padecemos y el uso de combustibles fósiles, así como para acabar con la dependencia energética que existe con otros países.

De hecho, el consumo energético va en aumento constante y la necesidad de una importante intervención en su producción es evidente si se quiere que sea sostenible y verde.

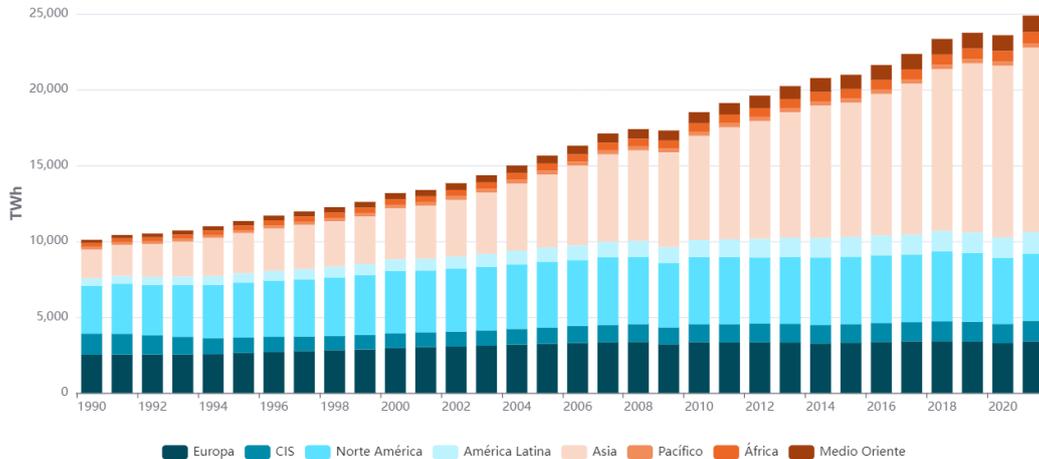


Imagen 1. Consumo eléctrico mundial [1]

Dentro de estas medidas, la incorporación de la energía verde en la red tiene un apartado importante, lo que implica la renovación y mejora continua de la tecnología de las energías renovables.

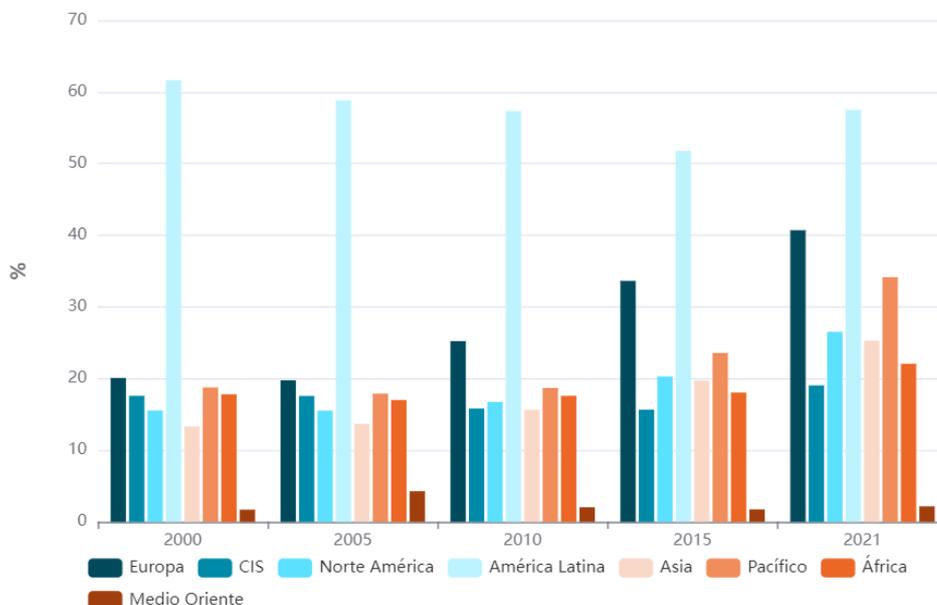


Gráfico 1. Cuota de energías renovables en la producción de electricidad [1]

En el Gráfico 1 podemos observar el dato del porcentaje de energías renovables en la producción total en los últimos años en los diferentes continentes, donde en el año 2021 el 28,1% de la producción eléctrica mundial ha sido procedente de energías renovables según Enerdata.

Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), la capacidad global de las Energías Renovables en 2013 era de 1.566 GW, mientras que en el 2022 ha sido de 3.371 GW, es decir, ha aumentado un 67,52% desde 2013.

Entre los tipos más avanzados de Energías Renovables se encuentran la energía eólica, la energía fotovoltaica, la energía hidráulica y la bioenergía.

	2013	2022
Total	1.566 GW	3.371 GW
Hidráulica	1.029 GW	1.255 GW
Eólica	300 GW	898 GW
Solar	140 GW	1.053 GW
Bioenergía	84 GW	148 GW

Tabla 1. Comparación de tipos de energías renovables [1]

Energía Hidráulica

Como se puede observar en la Tabla 1, el tipo de energía renovable más instalada a lo largo del mundo es el tipo hidráulico. Actualmente existen 1.255 GW instalados en todo el mundo. Este tipo de energía utiliza la altura del agua como fuente de energía, es decir, transforma la energía potencial del agua en energía cinética tras dejarla caer de una altura y transforma esta energía cinética en energía mecánica a través de unas turbinas instaladas en la parte inferior.



Imagen 2. Central hidroeléctrica de Baihetan, China [2]

Unas de las ventajas en la utilización de la energía hidráulica es que debido al ciclo de agua este tipo de energía es inagotable. Además, no produce ningún residuo y es fácil de almacenar.

Sin embargo, hace falta mucha superficie para estas instalaciones, y hay que hacer una inversión muy grande para llevarla a cabo. El cuidado de la fauna y la flora del terreno es también un aspecto muy importante a tener en cuenta.

Energía Eólica

Este tipo de energía renovable utiliza el viento como fuente de energía. El viento mueve las palas que tienen los aerogeneradores y convierte así la energía cinética que aporta el viento en energía mecánica. Existen aerogeneradores de diferentes ejes para adaptarse a diferentes lugares y usos.

Como se puede observar en la Tabla 2, la capacidad instalada se ha triplicado desde 2013.

En los últimos años se han puesto en marcha proyectos de aerogeneradores denominados "offshore" que, ante las escasas zonas terrestres, han comenzado a instalar aerogeneradores en el mar.

	2013	2022
TOTAL	300	898
TERRESTRE	292	835
EÓLICA MARINA	7	63

Tabla 2. Capacidad instalada de la energía eólica [1]



Imagen 3. Onshore vs offshore [3]

La energía eólica no produce ningún tipo de residuos y el viento es inagotable, pero se deben hacer estudios previos de al menos 1 año para poder localizar el terreno. Los impactos tanto visuales como acústicos son factores a tener en cuenta. Este tipo de instalaciones requieren una gran inversión, como es el caso de transporte, además de realizar grandes obras, se necesita una maquinaria especial para el transporte de los aerogeneradores.

Biomasa

La biomasa tiene su origen en la materia orgánica producida por los seres vivos. Esta materia se puede obtener de forma natural (por ejemplo, cuando las ramas de los árboles caen al suelo), residual (en actividades agrícolas, excedentes de transformación de la madera...) y cultivos energéticos (plantaciones realizadas expresamente para la obtención de biocombustibles).

Hoy en día ocupa el 4º puesto de las energías renovables más utilizadas en el mundo, con un 4,4% de la totalidad de las renovables.



Imagen 4. Central de biomasa en Florida Crystals, Estados Unidos [4]

Puede decirse que este tipo de energía tiene dos factores limitantes importantes, entre otros, que la producción de este tipo de energía requiere una gran cantidad de materia orgánica y un gran espacio de almacenamiento. Además, en cuanto al uso de cultivos de hortalizas alimenticias (el maíz, por ejemplo, es perfecto para estos usos), la plantación que hasta ahora se utilizaba para la alimentación puede ser modificada para la producción de biocombustibles. Sin embargo, la recogida de la materia orgánica necesaria para la biomasa contribuye a la limpieza de los bosques y a la prevención de incendios.

Energía fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica es sin duda una de las tecnologías de energías renovables más desarrolladas en la actualidad, y no hay más que ver el auge que ha experimentado en los últimos años. Como se puede observar en la Tabla 1, la energía solar ha sido el tipo de energía renovable que más ha crecido en los últimos años a nivel mundial, en la que el 99,3% de esta energía solar corresponde a la energía fotovoltaica como se ve en la Tabla 3.

	2013	2022
TOTAL	140 GW	1.053 GW
Fotovoltaica	136 GW	1.046 GW
Termoeléctrica	4 GW	7 GW

Tabla 3. Capacidad instalada de la energía solar [1]

Si nos fijamos en el Gráfico 2, podemos observar que en los últimos años este incremento ha ido creciendo exponencialmente, es decir, cada vez se está haciendo más fuerte, y se espera un aumento colectivo de la energía solar fotovoltaica a más de 1 TW para el año 2030, según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA). [5]

Capacidad fotovoltaica instalada en el mundo (IRENA)



Gráfico 2. Capacidad fotovoltaica instalada en el mundo

A nivel europeo, Alemania lidera la producción de energía fotovoltaica, en la que ha alcanzado el 30% de la capacidad fotovoltaica total europea en el año 2022.

TOTAL	225.478 MW
Alemania	66.552 MW
Italia	25.077 MW
Países Bajos	22.590 MW
España	18.214 MW
Francia	17.410 MW
Polonia	11.167 MW

Tabla 4. Capacidad fotovoltaica instalada en Europa en 2022 [1]

Capacidad fotovoltaica instalada en Europa en 2022 (IRENA)

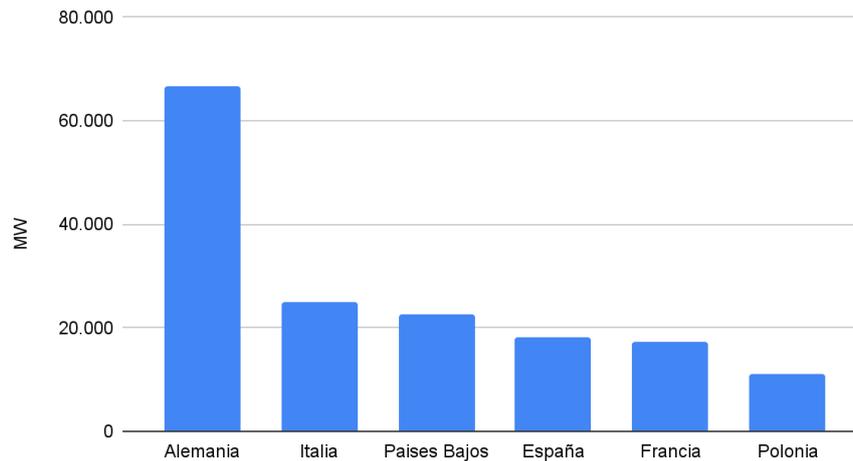


Gráfico 3. Países de Europa con mayor capacidad fotovoltaica instalada

España es la 4ª potencia en producción de energía fotovoltaica, tal y como se observa en el Gráfico 3, donde en 2022 ha tenido instalados 20 GW. En el caso de España, el Gráfico 4 muestra que la energía fotovoltaica ha experimentado un repunte desde el año 2018, ya que el impuesto al sol que se estableció en 2015 quedó suspendido y se simplificaron los trámites administrativos como medidas urgentes para abaratar la factura eléctrica.

MW de energía fotovoltaica instalada en España									
2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
4.690	4.697	4.704	4.713	4.723	4.764	8.807	10.136	13.715	18.214

Tabla 5. Capacidad fotovoltaica instalada en España [1]

Capacidad fotovoltaica instalada en España (IRENA)

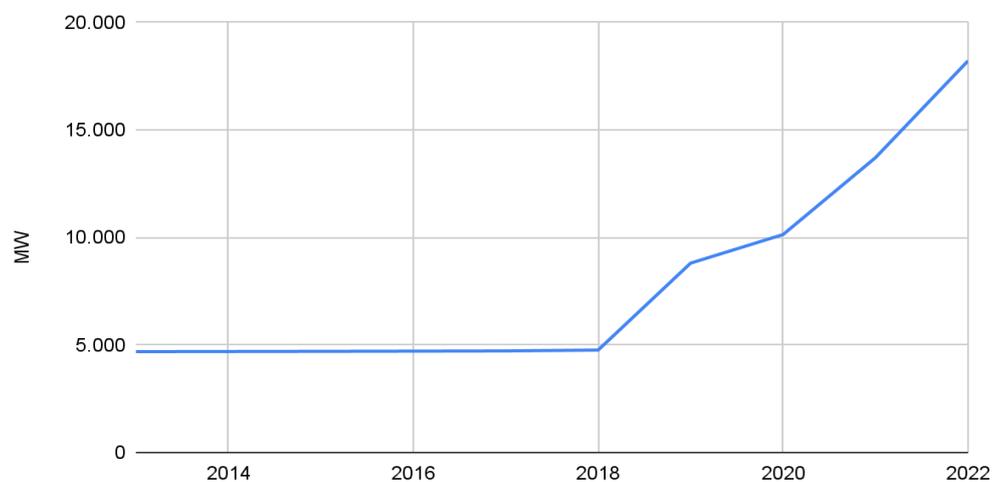


Gráfico 4. Capacidad fotovoltaica instalada en España en los últimos años [1]

También se observa una variación en la pendiente de la energía fotovoltaica instalada en 2020. Esto es debido al Real Decreto publicado en el año 2019 por el que se aprueba e impulsa el autoconsumo colectivo. [6]

El Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) espera que para 2050 el 100% del sector eléctrico sea renovable y para 2030 el 74%. Para esta última medida se espera una potencia total instalada de 44 GW de energía solar, de los cuales 37 serán fotovoltaicas. [7]

Junto con el objetivo de abastecer la generación eléctrica con un 74% de energía renovable, este PNIEC también incluye los siguientes objetivos:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética

En cuanto al grado de irradiación de España, la Imagen 5 muestra que es una de las más altas en comparación con el resto de países europeos. Si se dirigen hacia el sur hay niveles de radiación solar más altos. Al estar Bizkaia en el norte del Estado, tiene un nivel de irradiación inferior al de Andalucía, pero superior al de muchos países europeos, por lo que se puede hablar de la posibilidad de instalaciones fotovoltaicas de alto rendimiento.

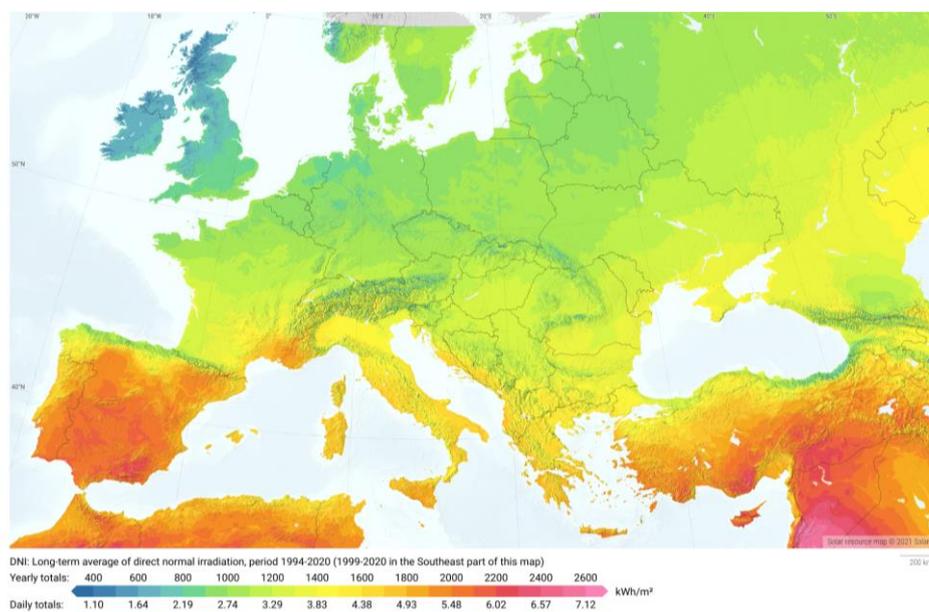


Imagen 5. Mapa Europeo de Radiación Solar (1994-2020) [8]

1.3 Objetivos y alcance del trabajo

El objeto del presente proyecto es realizar la descripción de las características técnicas, el diseño, el cálculo y el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica de 99,90 kW de potencia nominal realizada para una nave industrial en la cubierta abovedada de chapa trapezoidal de su pabellón, ubicado en Bizkaia.

En el proyecto se definen los elementos que componen la instalación fotovoltaica que se va a realizar, mostrándose las características de los equipos y el material que se van a utilizar, con la finalidad de ofrecer una solución técnica que servirá de base documental para la ejecución, legalización, tramitación y puesta en marcha de la instalación.

La instalación solar fotovoltaica que se ejecute se tramitará de manera inicial en la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación, acorde al Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Según esta modalidad, con la energía generada se cubrirá la parte correspondiente del consumo eléctrico de la nave y, en caso de tener una mayor generación respecto al consumo, los excedentes se verterán a la red de distribución. Con la situación particular del autoconsumo, se realizará la compensación en la factura de energía eléctrica.

Todos los trabajos, ya sean de diseño, cálculos, elección de equipos y materiales, montaje, realización de pruebas de la instalación, puesta en marcha y recepción, se harán de acuerdo a la normativa vigente a nivel estatal, autonómico y local, y en especial de acuerdo a las siguientes normas:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

1.4 Beneficios que aporta el trabajo

En este apartado se exponen los diferentes tipos de ventajas que puede suponer la ejecución de este tipo de proyectos, así como las ventajas que puede aportar el trabajo realizado.

1.4.1 Beneficios técnicos

Las ventajas técnicas que pueden aportar las instalaciones de energía fotovoltaica a nivel industrial son:

- En caso de tener problemas en la red y quedarse sin electricidad, se podría seguir trabajando con la energía obtenida de la instalación en función de las condiciones climatológicas.
- Hay estructuras semicirculares a lo largo de la azotea, donde se aprovechará su inclinación para optimizar la instalación, sin ninguna otra estructura elevada.
- Con la azotea de esta empresa, la línea de vida que hay que instalar en cada instalación no presenta ninguna complicación, además hay un muro de 1 metro alrededor de la azotea para aumentar la seguridad.

1.4.2 Beneficios económicos

En cuanto a las ventajas económicas, en el apartado 3.5, correspondiente al análisis económico, se pueden comprobar los siguientes beneficios:

- Reducción de la factura eléctrica mensual por el uso de la energía fotovoltaica obtenida de la instalación fotovoltaica en lugar de energía eléctrica de la red.
- La reducción del elevado importe del coste de la instalación por el uso de la subvención actualmente existente podrá alcanzar hasta el 50% del coste de la instalación, dependiendo del lugar, tamaño de la empresa y tipo de instalación.
- Si existen excedentes de energía, también es posible su venta a la red, obteniendo un rendimiento económico, aunque conviene que la energía obtenida de la instalación fotovoltaica sea en gran medida autoconsumida.
- Esta nave dispone de una azotea adecuada para colocar los paneles fotovoltaicos sin ninguna estructura extraña, es decir, dispone de una sencilla instalación en la que se podrán reducir los costes económicos de la instalación.
- Dado que el consumo de esta empresa es bastante similar a la producción obtenida a través de la instalación y no necesita batería, se ha evitado el elevado coste de la batería.

1.4.3 Beneficios medioambientales

También presenta ventajas medioambientales por su producción de energía procedente de energías renovables, como son:

- El uso de las energías renovables es un paso imprescindible para hacer frente al actual problema climático, en el que la energía fotovoltaica juega un papel importante.
- Es una energía limpia, verde. La producción de este tipo de energía, así como la instalación, no genera ningún tipo de contaminación, y sustituye a la energía procedente de combustibles fósiles, reduciendo su uso.

1.4.4 Beneficios sociales

Por último, en cuanto a las ventajas sociales, se explican las ventajas de la instalación, pero también la información que este trabajo puede aportar para el lector:

- Como empresa impulsora de Energías Renovables para la realización de una instalación fotovoltaica, se beneficiará de la atención de sus clientes.
- Además, esta empresa, situada en un polígono, puede ser modélica para el resto de empresas y constituir en todo el polígono una comunidad energética basada en el autoconsumo compartido, tan de moda en Energías Renovables. De esta forma pueden aumentar el porcentaje de autoconsumo de las instalaciones optimizando la instalación y si otra empresa del entorno tiene problemas para realizar la instalación en su tejado, podrá satisfacer su consumo con energía procedente de energías renovables.

Este trabajo ha servido para dar a conocer la realidad de una instalación fotovoltaica de 100 kWp en la que se ha seguido de cerca y se ha explicado el proceso que éste requiere.

El estudio del dimensionamiento de la instalación, la resolución de los problemas y limitaciones que pueden surgir en el diseño de la instalación, la selección del material utilizado, la optimización de las ayudas económicas a las instalaciones fotovoltaicas, la realización de los cálculos necesarios, las tramitaciones necesarias para la autorización de la instalación y/o para la solicitud de subvenciones, etc. Se exponen diversos puntos para explicar la puesta en marcha real de una instalación fotovoltaica.

De hecho, el sector de las instalaciones fotovoltaicas está en constante auge, y tal vez sea necesaria la presencia de personas que todavía no tienen mucho conocimiento sobre ella para poder hacer frente a la demanda existente.

1.5 Descripción de requerimientos

Dado que a lo largo del proyecto se utilizan datos reales de la empresa donde se ha realizado la instalación fotovoltaica, se ha optado por no indicar el nombre de la empresa situada en un polígono de Bizkaia. Bizkaia es una provincia situada al norte de la península ibérica.

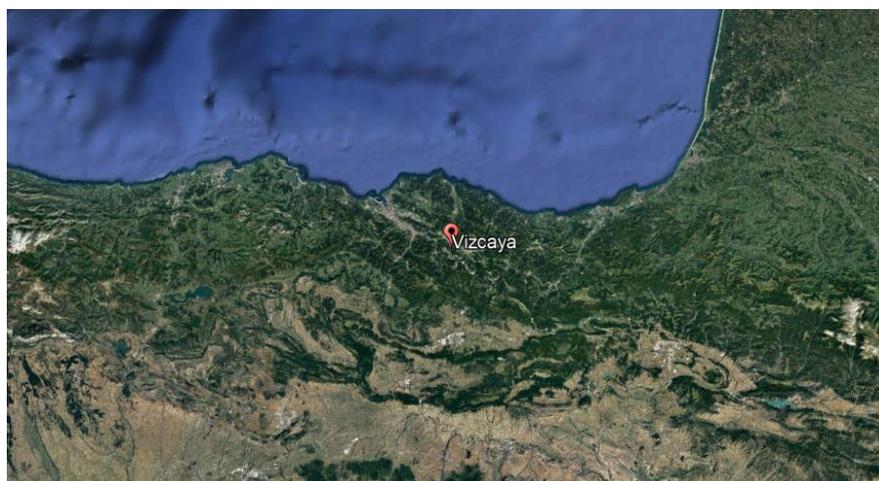


Imagen 6. Ubicación de Bizkaia

El edificio en cuestión pertenece a una empresa dedicada a la electrificación de motores en movimiento, donde se ha analizado el consumo que tiene para el dimensionamiento de la instalación.

Para los datos de consumo se cuenta con el histórico del último año (desde el "2022-01-01 01:00:00 UTC" hasta el "2023-01-01 00:00:00 UTC"). Analizando estos datos tenemos un consumo total anual de 113.445 kWh. Lo cual se traduce en una media mensual de 9.453,75 kWh aunque tal y como se puede apreciar en la gráfica de barras, el consumo es irregular donde el transcurso del año con consumos más altos en los meses invernales y consumos menores en los primaverales-veraniegos, con un descenso marcado en el mes de Agosto principalmente producido por el cese de la actividad.

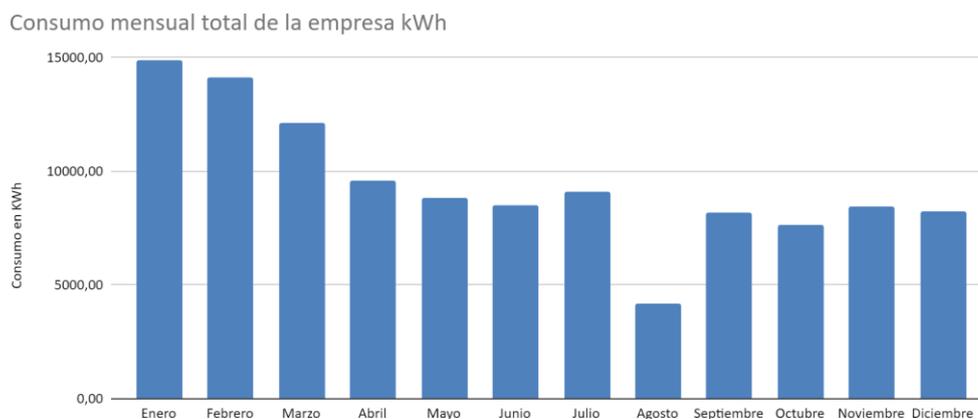


Gráfico 5. Consumo mensual de la empresa en 2022

Analizando el comportamiento del consumo a lo largo de la semana tenemos que casi todo el consumo se centra en los días laborales (lunes-viernes) con un descenso pronunciado en los fines de semana.

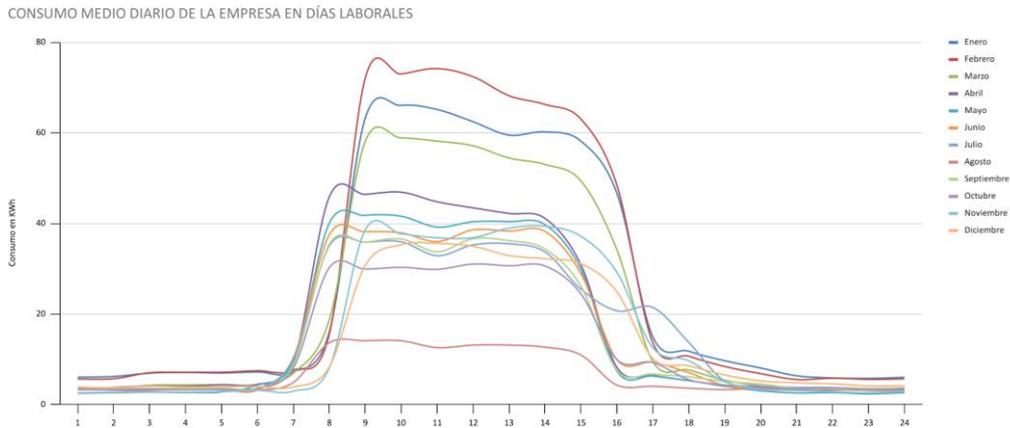


Gráfico 6. Consumo de la empresa en los días laborales en 2022

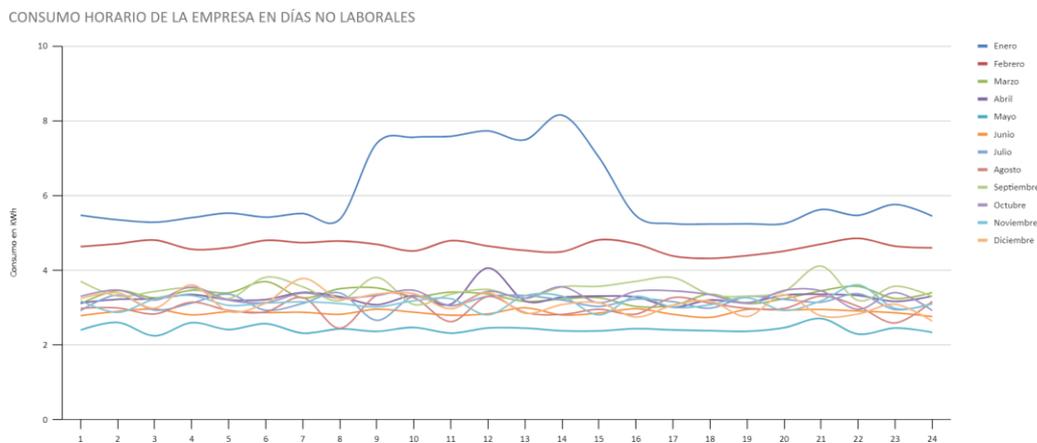


Gráfico 7. Consumo de la empresa en los días festivos en 2022

En el siguiente gráfico se puede apreciar el consumo que ha tenido la empresa en los distintos días de la semana.

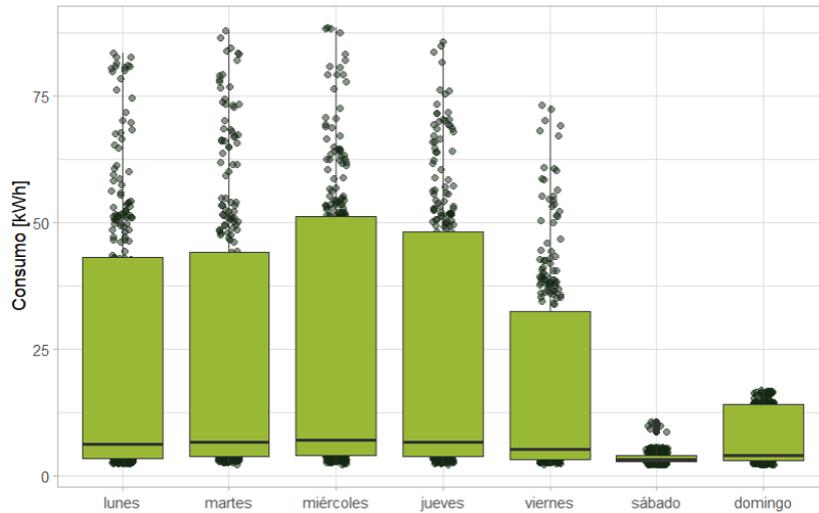


Gráfico 8. Consumo semanal media de la empresa

La instalación fotovoltaica se ha realizado para satisfacer el consumo de la empresa, es decir, el autoconsumo será la principal función de la instalación fotovoltaica, y la energía excedentaria producida será enviada a la red para que pueda ser compensada en la factura eléctrica.

La instalación fotovoltaica está compuesta por 185 paneles fotovoltaicos distribuidos en 5 estructuras de chapa trapezoidal de la azotea de la empresa, como se puede ver en la Imagen 7. Estos paneles fotovoltaicos han permitido una instalación de 99,9 kWp.

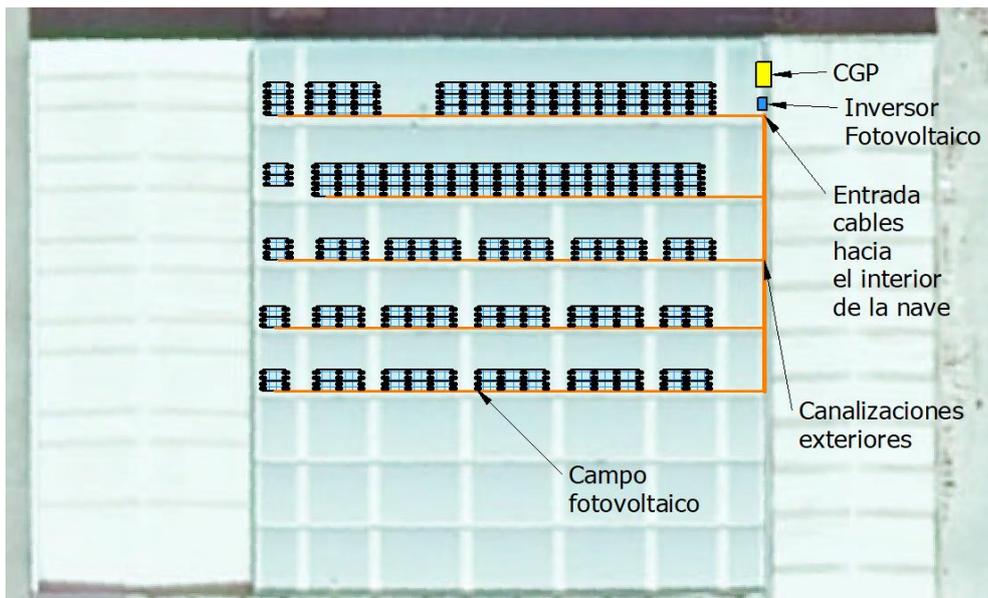


Imagen 7. Instalación fotovoltaica

1.6 Análisis del estado del arte

En este apartado se exponen una serie de factores relacionados con la energía fotovoltaica.

1.6.1 Curva característica de una célula fotovoltaica y parámetros asociados

Las condiciones climáticas de referencia para la comparación exacta de los módulos fotovoltaicos están establecidas según la ley IEC 60904, donde se conocen como “condiciones estándar”. En la siguiente tabla podemos ver las características de estas condiciones.

Condiciones estándar o STC (IEC 60904)		
Nivel de irradiancia (E)	Temperatura de la célula	Masa de aire (AM)
1000 W/m ²	25°C con tolerancia de $\pm 2^\circ$	1.5

Tabla 6. Condiciones estándar o STC

Las características más importantes de un módulo fotovoltaico son las curvas características del módulo en las que se expresan los valores de tensión e intensidad del módulo ante los datos de la irradiación antes mencionados, indicando los puntos de trabajo del módulo.

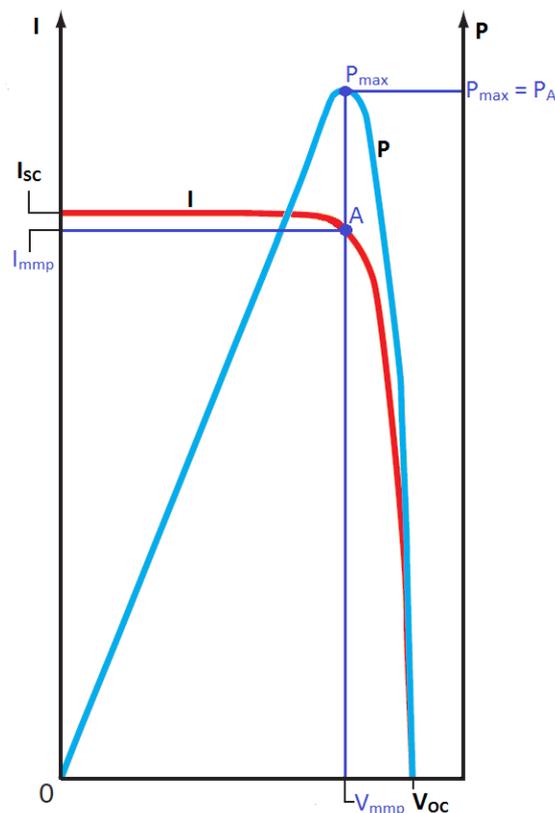


Imagen 8. Curva característica del módulo fotovoltaico [9]

La Imagen 8 muestra la gráfica de la curva característica en la que se presentan tres puntos importantes:

- Punto de máxima potencia (P_{max}): Es la potencia máxima que puede producir la célula, donde está formada por la intensidad I_{mmp} y la tensión V_{mmp} .
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): Es el valor de la tensión cuando la célula no produce intensidad eléctrica.
- Intensidad de cortocircuito (I_{cc}): Valor de la intensidad cuando la célula no produce tensión.

Influencia de la irradiancia en la curva característica

La intensidad y la tensión que se genera en una célula fotovoltaica depende directamente de la iluminación recibida, es decir, depende de la irradiancia. La corriente de cortocircuito de la célula es directamente proporcional a la irradiancia como se muestra en la Imagen 9, disminuyendo a medida que se reduce la irradiancia. La tensión de circuito abierto varía poco con la irradiancia, pero a efectos prácticos se puede considerar constante.

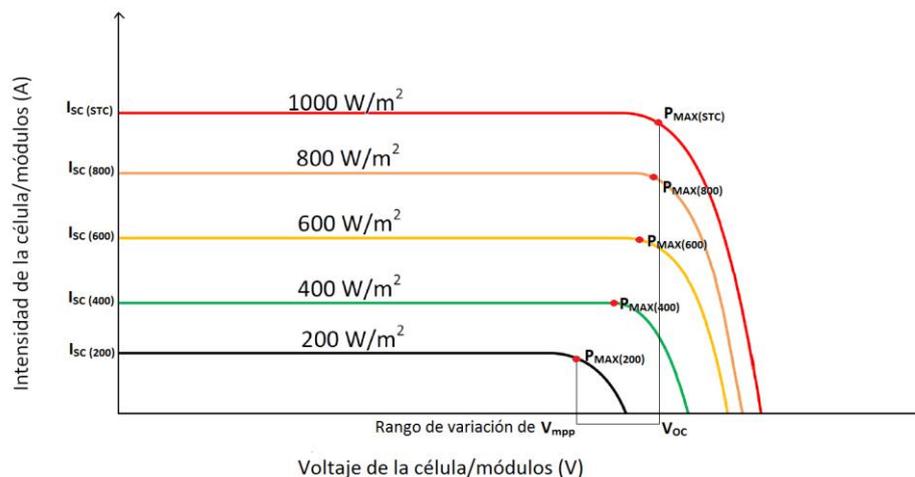


Imagen 9. El efecto de la irradiancia en la curva característica [9]

Si se toma como referencia la intensidad de cortocircuito para una irradiancia de 1000 W/m^2 , la intensidad de cortocircuito para otro nivel de irradiancia se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_{CC}(E) = E \cdot \frac{I_{CC}}{1000}$$

Influencia de la temperatura en la curva característica

Por otro lado, la temperatura afecta directamente al voltaje de la célula. Como se aprecia en la Imagen 10, la tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura. La intensidad de cortocircuito, en cambio, aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante.

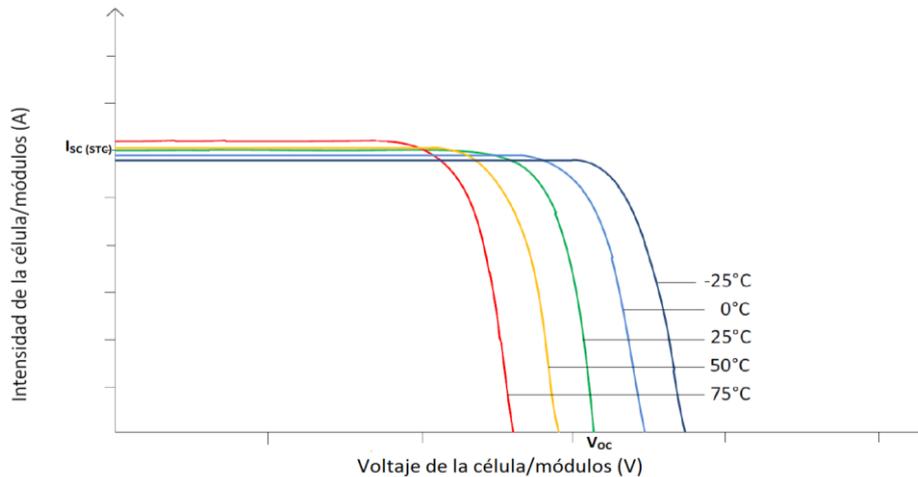


Imagen 10. El efecto de la temperatura en la curva característica [9]

Estas variaciones se comprueban con las siguientes fórmulas, donde el aumento de la intensidad de cortocircuito se puede expresar a través del coeficiente α (un valor típico suele ser $\alpha=1.5 \text{ mA/}^\circ\text{C}$), mediante la siguiente relación lineal:

$$I_{CC}(T) = I_{CC}(25^\circ\text{C}) + \alpha \cdot (T_{\text{célula}} - 25^\circ\text{C})$$

Para la tensión del circuito abierto en cambio, se utiliza el coeficiente β (un valor típico suele ser $\beta=-2.3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$), donde su valor es negativo.

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(25^\circ\text{C}) + \beta \cdot (T_{\text{célula}} - 25^\circ\text{C})$$

Es evidente que si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad prácticamente se mantiene constante, la potencia generada por la célula, disminuirá cuando aumente la temperatura de la célula, tal y como muestra la siguiente imagen.

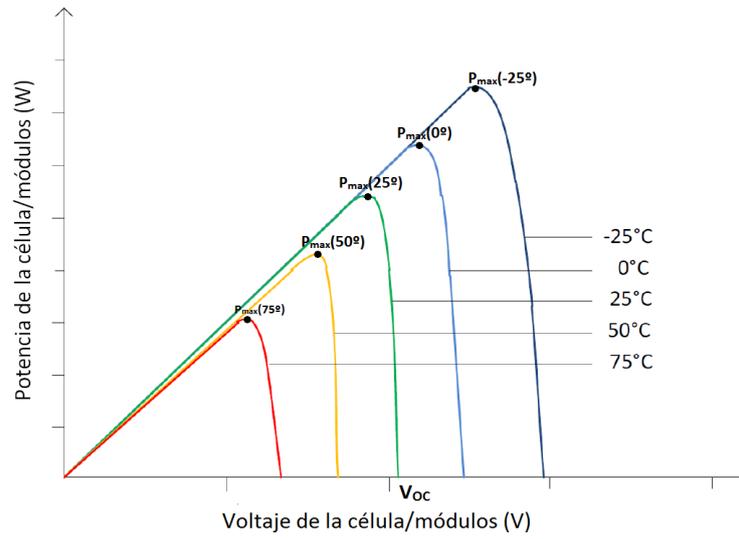


Imagen 11. El efecto de la temperatura en la potencia máxima [9]

1.6.2 Componentes de una instalación solar fotovoltaica

Para el correcto funcionamiento de una instalación fotovoltaica, se requieren una serie de elementos que se describen en este apartado. Cada elemento tiene su función en la utilización de la energía procedente de la instalación fotovoltaica con total seguridad.

1.6.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los elementos encargados de producir energía eléctrica mediante la radiación solar, es decir, convierten la energía que proviene de la luz solar en energía eléctrica. Disponen de unas celdas fotovoltaicas iguales pero configurables para adaptarse a las necesidades de tensión e intensidad, y están fabricadas con silicio.

Dependiendo del tipo y cantidad de silicio que se utilice en la fabricación de las células, en el mercado encontramos tres tipos diferentes:

- Células de silicio monocristalino: Las celdas monocristalinas se fabrican con bloques de silicio. Para optimizar el rendimiento y reducir los costes de cada celda solar monocristalina, se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, y que les da esa apariencia característica. Suelen tener un rendimiento entre el 13-17%.
- Células de silicio policristalino: El silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas. En comparación con los monocristalinos, tienen un rendimiento y durabilidad inferior, pero son más baratos ya que su fabricación es más sencilla. Suelen tener un rendimiento del 13%.
- Células de silicio amorfo: Son el tipo de células con el proceso de fabricación más sencillo y barato, ofreciendo así menos durabilidad y rendimiento. Se construyen a base de evaporar sobre un cristal el material semiconductor o foto-reactivo en una cámara de efluvios y colocando el par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes. Suelen tener un rendimiento entre el 6-8%.

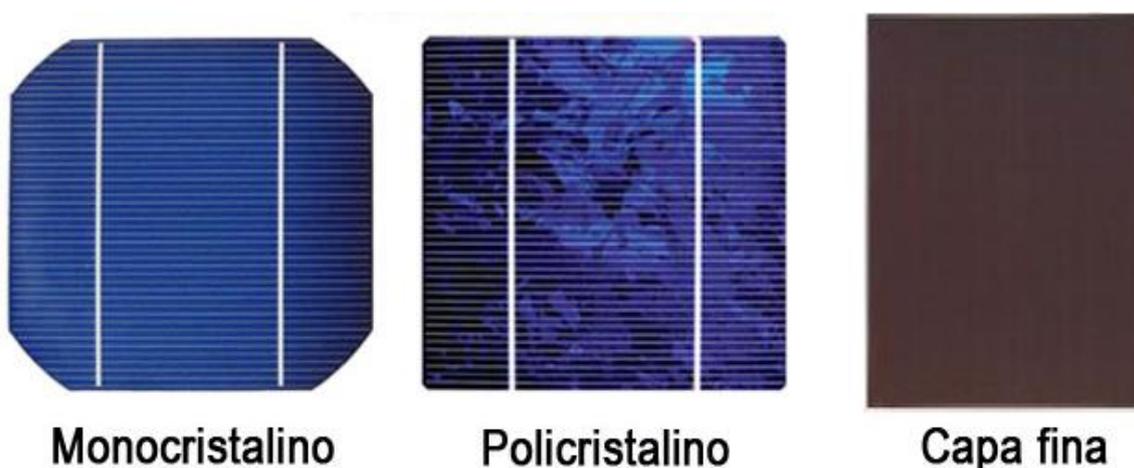


Imagen 12. Tipos de células fotovoltaicas [10]

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo con la distribución de protones y electrones, ya que estas celdas están formadas por dos semiconductores de silicio, uno de los cuales tiene más electrones que protones y el otro al revés. Cuando la radiación solar impacta en las celdas se producen cargas positivas y otras negativas, generando un campo eléctrico capaz de poder generar corriente eléctrica.

Como se puede ver en la Imagen 13, los fotones que provienen de la radiación solar inciden en el semiconductor de tipo P, donde se liberan electrones de los átomos de silicio de este semiconductor para atravesar la capa y llegar al semiconductor de tipo N. Esta adquiere una diferencia de potencia respecto a la capa P, creando electricidad en corriente continua.

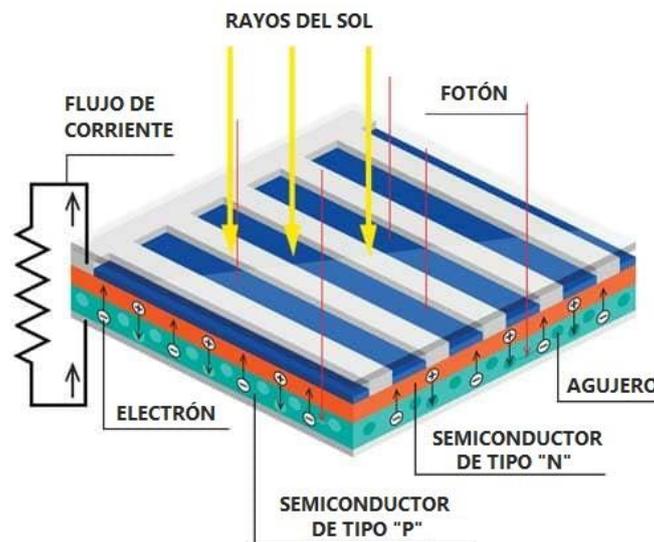


Imagen 13. Funcionamiento del módulo fotovoltaico [11]

Para asegurar la protección y el buen funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, además de las células fotovoltaicas podemos encontrar los siguientes elementos [12]:

- Cubierta frontal: es la parte del panel solar que tiene la función de proteger el panel solar de las condiciones climáticas y los agentes atmosféricos. Se utiliza el vidrio templado con bajo contenido en hierro, ya que presenta una buena protección contra los impactos y es muy buen transmisor de la radiación solar.
- Capas encapsuladas: son las encargadas de proteger las células solares y sus contactos. Los materiales empleados (etil-vinil-acetileno o EVA) proporcionan una excelente transmisión a la radiación solar, así como una nula degradación frente a las radiaciones ultravioleta.
- Marco de apoyo: es la parte que da robustez mecánica al conjunto. El material debe ser resistente a las diferentes condiciones climáticas, y debe favorecer la disipación de calor. El aumento de la energía térmica del panel solar reduce el rendimiento del efecto fotovoltaico.

- Caja de conexiones eléctricas: Las corrientes eléctricas que generan las células fotovoltaicas se conducen a una caja de conexiones para unificarse.
- De la caja de conexiones eléctricas salen dos cables con una diferencia de potencial eléctrico entre ellos. La caja es el lugar por donde se da una continuidad en el circuito eléctrico.

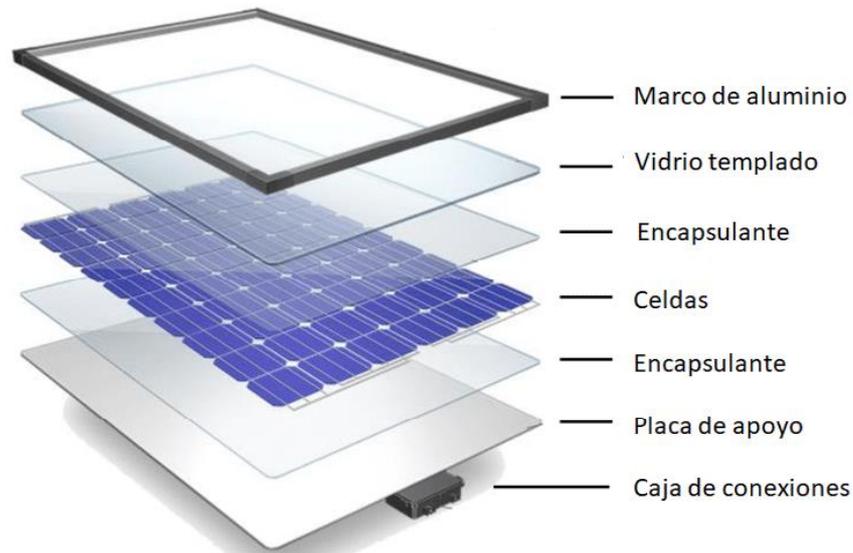


Imagen 14. Elementos de un módulo fotovoltaico [13]

1.6.2.2 Inversor

La función principal del inversor es transformar la corriente continua procedente de módulos fotovoltaicos en corriente alterna, haciendo útil la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos. Además de la transformación de energía, protege el circuito eléctrico, ya que incorpora protecciones.

Actualmente existen dos tipos principales de inversores, los aislados y los que están conectados a la red.

Los inversores aislados se utilizan en las instalaciones que no están conectadas a la red eléctrica, en casetas de campo, caravanas y barcos por ejemplo. Deben estar unidos a baterías, siendo capaces de generar una onda senoidal directamente extrayendo energía de la batería.

Los inversores de conexión a red en cambio, se utilizan cuando la instalación está unida a la red eléctrica. Estos inversores cuentan con seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) para poder maximizar la producción de la instalación. Tras transformar la corriente directa a alterna, la inyectan al lugar donde se va a consumir la energía. La tensión a la que se inyecta suele ser ligeramente superior a la de la red, por lo que la energía fotovoltaica se consume antes, y únicamente se consumirá de la red cuando la producción solar no sea la suficiente. Si la producción de la instalación es mayor que el consumo, y si no se cuenta con un sistema

de inyección cero, el excedente será vertido a la red. Si el inversor es híbrido, es capaz de almacenar el excedente de la producción en baterías para utilizarlo cuando se necesite.



Imagen 15. Diferentes tipos de inversores [14]

1.6.2.3 Estructuras

Las estructuras son otro de los elementos más importantes de la instalación fotovoltaica, ya que se utilizan para fijar los módulos fotovoltaicos y si éstos no realizan correctamente su función, al mover los paneles la instalación no funcionará. Por lo tanto, es muy importante que para la instalación se opten estructuras de calidad, y más si se quieren colocar los paneles inclinados o en una zona ventilada.

Existen diferentes tipos de estructuras y hay que fijarse en diferentes factores para elegir la más adecuada en cada caso, como, el tamaño del panel fotovoltaico (hay que mirar el tamaño del panel para elegir una estructura que se ajuste a ese tamaño), la ubicación del panel fotovoltaico (si el panel fotovoltaico se instala en un tejado muy inclinado y que hay mucho viento se necesitará una estructura coplanar y resistente), el material donde se va a anclar (hay varios métodos para anclar la estructura dependiendo del tipo de material, por ejemplo, si se tiene que anclar al hormigón o a la teja) o la orientación del panel fotovoltaico (en función de si los paneles se colocan verticalmente u horizontalmente y inclinados o no inclinados) entre otros.



Imagen 16. Tipos de estructuras [15]

1.6.2.4 Baterías

Las baterías sirven para almacenar la energía sobrante cuando la producción es mayor que el consumo y para utilizar la energía almacenada cuando el consumo es mayor que la producción. De esta forma, aumentan el rendimiento de la instalación aumentando y optimizando el autoconsumo de la instalación.

La capacidad de la batería para el almacenamiento y posterior uso de esta energía se puede definir gracias a los factores de profundidad de carga y velocidad de carga y descarga.

La cantidad de energía que puede almacenar se define por la profundidad de la carga, donde cada vez es más profunda, su vida útil es menor, debido al esfuerzo que debe realizar o al mayor cambio de energía. Por ello, es conveniente que la profundidad de la batería sea en todo momento superior al 30-40%. Mientras que el tiempo que tarda en cargarse y descargarse se mide con el factor de la velocidad de carga y descarga.

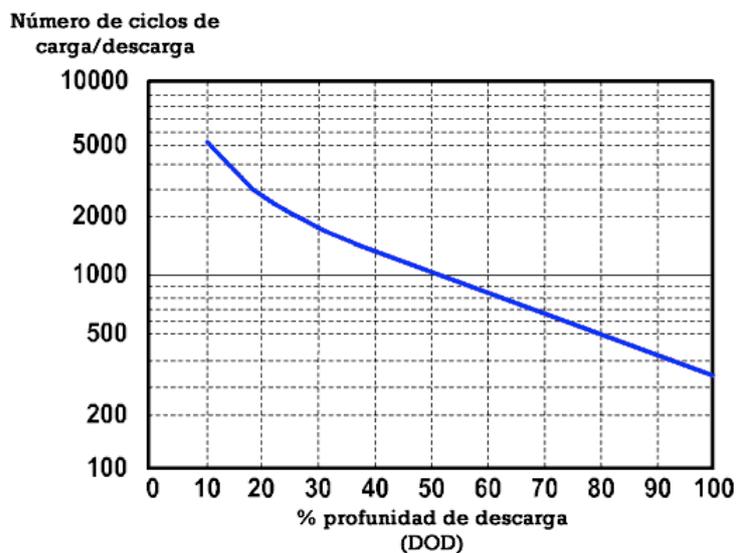


Imagen 17. Número de ciclos de carga-descarga y profundidad de descarga [16]

Existen varios tipos de baterías, dependiendo del material que se usa para su fabricación. Los más utilizados son los que aparecen en la Tabla 7.

Tipo	Peso	Profundidad de descarga (DoD)	Nº ciclos según DoD	Mantenimiento	Fugas	Precio
Ácido-plomo FLA	Elevado	30%	2400	Sí	No	Muy bajo
Ácido-plomo VRLA AGM	Elevado	30%	1200	No	Sí	Bajo
Ácido-plomo VRLA de gel	Elevado	30%	1500	No	Sí	Bajo
Litio fosfato de hierro	Muy bajo	80%	3000	No	Sí	Elevado

Tabla 7. Características de diferentes tipos de baterías [17]

1.6.2.5 Protecciones

Otro elemento esencial de una instalación fotovoltaica son las protecciones. Su función es hacer frente a diferentes problemas protegiendo el sistema eléctrico de la instalación. En el apartado 1.9.4.4 se explican las protecciones que debe tener una instalación para que sea segura.

1.6.2.6 Cables

Los cables utilizados en las instalaciones fotovoltaicas suelen estar compuestos por cobre electrolítico de estaño, ya que este material se encarga de la correcta conductividad del sistema. Además, este tipo de sistemas cuentan con un sistema de doble aislamiento que aumenta la resistencia a la intemperie, la incidencia directa de los rayos UV y la temperatura ambiente exterior. Las diferentes características de los cables se indican en el apartado de cables utilizados para la instalación.

1.6.3 Tramitación de la instalación fotovoltaica

Para la correcta legalización de una instalación fotovoltaica es necesario realizar una serie de trámites en los que los más importantes son [18]:

- Diseño del sistema de la instalación
- Permiso de acceso y conexión
- Licencia de obra e impuesto (ICIO y tasa urbanística)
- Autorización administrativa previa y de construcción
- Autorización ambiental y de utilidad pública
- Certificado de fin de obra
- Autorización de explotación (en caso de ser una instalación industrial)
- Inspección inicial e inspecciones periódicas
- Registro de la instalación de autoconsumo en industria
- Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo
- Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares
- Contrato de compensación de excedentes
- Contrato de representación

1.7 Análisis de alternativas

1.7.1 Tipos de instalaciones fotovoltaicas para el autoconsumo

A la hora de realizar el análisis y diseño del proyecto, se ha planteado la realización de dos tipos diferentes de instalaciones fotovoltaicas, por lo que se han analizado las distintas alternativas posibles para una instalación de autoconsumo. Las instalaciones basadas en el autoconsumo satisfacen los consumos energéticos de la empresa o de los hogares con la energía obtenida en la planta. Existen, sin embargo, diferentes funcionamientos en instalaciones basadas en autoconsumo, según lo requiera el caso, diferenciándose en este apartado este tipo de instalaciones.



Imagen 18. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Como se puede apreciar en la Imagen 18, las instalaciones de autoconsumo se dividen en dos grupos principales, las conectadas a la red y las no conectadas a la red. Las instalaciones conectadas a la red tienen una generación distribuida, pero prioriza el autoconsumo utilizando la energía producida cuando hay radiación solar, y absorbe la energía de la red cuando no la hay.

1.7.1.1 Instalaciones con compensación de excedentes

Este tipo de instalación incorpora la energía no utilizada producida por la instalación a la red, sustituyéndola por una compensación económica que permite la rentabilidad económica de dichos excedentes.

Existen tres formas diferentes de obtener esta compensación, dependiendo del país y la legislación vigente en cada uno de ellos:

- El balance neto: por cada kilovatio-hora vertido a la red, el prosumidor tiene derecho a consumir sin coste un kilovatio-hora importado de la red cuando lo necesite.

- Venta a red: se recibe una cantidad de dinero fija por cada kilovatio-hora que se vierte a la red.
- La tarifa neta (compensación): cada kilovatio-hora vertido a la red descuenta de la factura eléctrica una cantidad de dinero determinada.

En España, desde abril de 2019, quedó regulado el autoconsumo con compensación económica a través del 2019 RD 244/2019. Con este decreto se estableció que para las instalaciones menores de 100 kW, el sobrante de electricidad generada y vertida a la red podría generar una compensación que, en este caso, sería reflejada en la factura eléctrica.

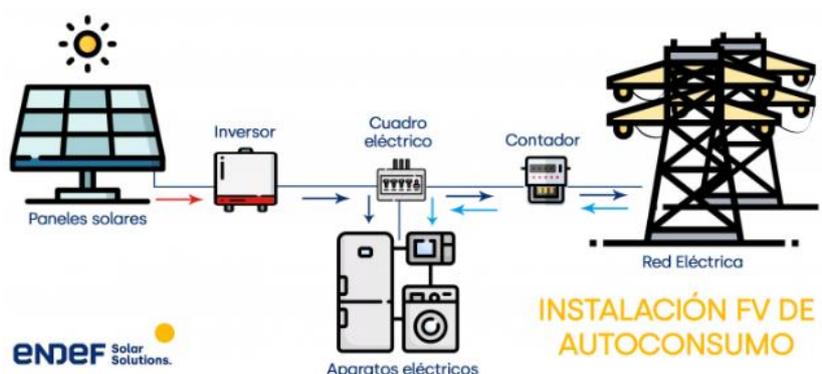


Imagen 19. Esquema de instalación con compensación de excedentes [19]

1.7.1.2 Instalaciones con acumulación de baterías

La energía no utilizada en este tipo de instalaciones se almacena en baterías en lugar de ser vertida inmediatamente a la red para ser utilizada en momentos de ausencia de radiación. Sin embargo, el sistema sigue conectado a la red, ya que una vez finalizada la energía almacenada en la batería, será necesario consumirla desde la red.

Además, si se cumple el compromiso de almacenamiento de la batería y la instalación sigue produciendo energía, los excedentes se enviarán a la red, y según el contrato estos excedentes podrán ser vendidos, tal y como se explica en el apartado anterior.

A pesar de las ventajas de un mayor autoconsumo de energía producida, las baterías suponen gran parte de la inversión inicial, ya que son muy caras. Además, una batería tiene una vida más corta que el resto de los elementos que intervienen en la instalación, donde es necesario cambiar estas baterías durante los 25 años.

Sin embargo, aprovechando las ayudas que actualmente vienen recibiendo desde Europa, las instalaciones que habitualmente se observan en los hogares disponen de baterías, ya que en muchos hogares el mayor consumo de energía se produce cuando no hay radiación.

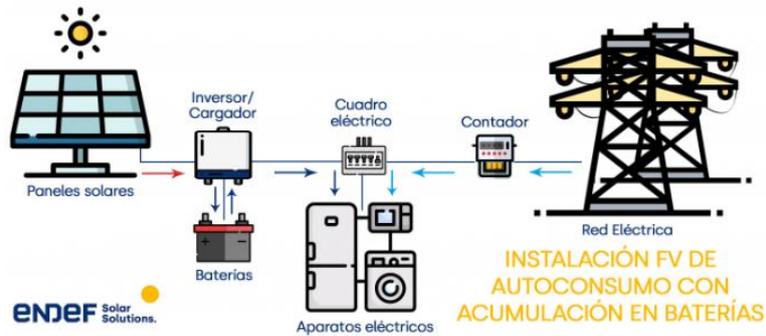


Imagen 20. Esquema de instalación con acumulación de baterías [19]

1.7.1.3 Instalaciones sin excedentes

La característica principal de este modelo de instalaciones es que no hace ningún tipo de inyección a la red eléctrica, sin embargo toma energía de ella cuando la necesita. Se trata de instalaciones muy parecidas a las anteriores, con la diferencia de que a la instalación se le añade un mecanismo antivertido que se comunicará directamente con el inversor para que no se produzca más energía de la consumida y evitará que ésta pase a la red.

Al desechar nuestros excedentes perdemos la oportunidad de aprovecharlos, ni para que otros los usen, ni para sacar algún tipo de compensación o rentabilidad por esa energía que se ha generado.

Este tipo de instalaciones son necesarias cuando la legislación vigente no permite inyectar energía a la red eléctrica, se observan principalmente a nivel industrial de gran consumo, donde existen problemas con el punto de conexión a la red a la hora de conectar instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño. En efecto, en la conexión de la instalación fotovoltaica en baja tensión, la red normalmente no admite potencias superiores a 100 kW y es necesario conectarse a media tensión, aumentando el presupuesto de la instalación fotovoltaica por efecto del transformador.

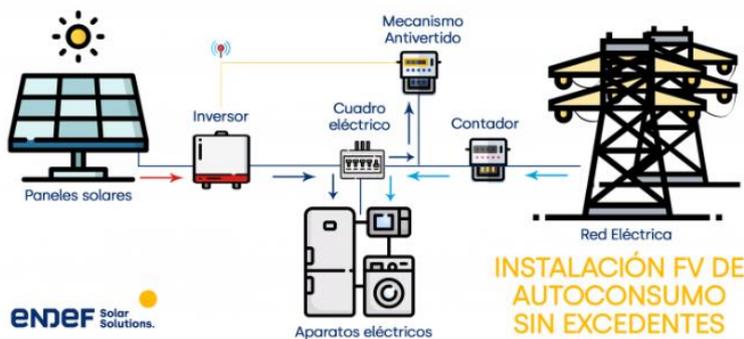


Imagen 21. Esquema de instalación sin excedentes [19]

1.7.1.4 Instalaciones aisladas de la red

Este tipo de instalaciones no están conectadas a la red eléctrica, es decir, toda la energía generada por la instalación se consume en ese punto, evitando así la dependencia de la red.

El grupo de electrógenos desempeña un papel importante en este tipo de instalaciones no conectadas a la red, ya que en momentos de ausencia de radiación sólo se podría utilizar la energía previamente adquirida por la instalación al no contar con el suministro de la red, por lo que las instalaciones aisladas suelen tener una gran capacidad de almacenamiento.

Este tipo de instalaciones se utilizan en lugares con problemas de conexión a la red, donde las obras necesarias para la conexión a la red pueden ser más costosas y difíciles de realizar que estas instalaciones.

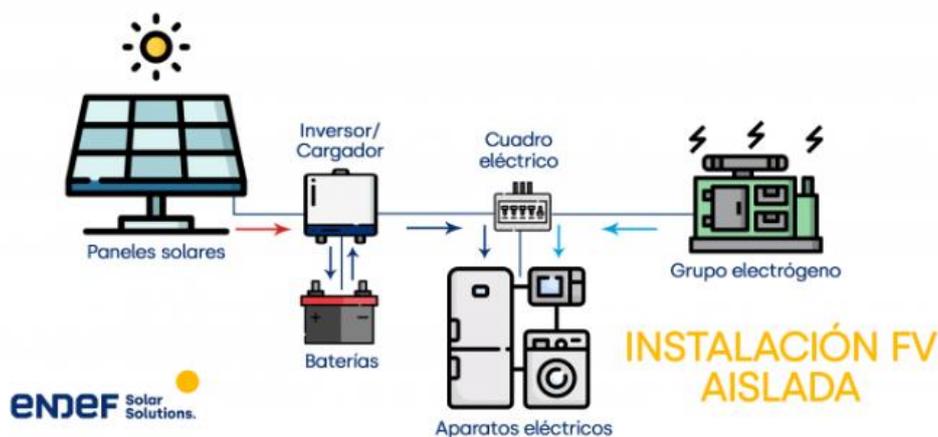


Imagen 22. Esquema de instalación aislada de la red [19]

1.7.2 Hitos de la instalación

En este apartado se han comparado diferentes instalaciones posibles que se han ido diseñando durante el proyecto antes de llegar a la propuesta final. Se han querido optimizar tanto la superficie disponible como las ayudas económicas que están ofreciendo, siempre y cuando se respeten diferentes factores que se explicarán a continuación. La instalación de generación fotovoltaica se propone sin equipo de almacenamiento planteando crear un autoconsumo directo ya que como se pudo ver a través de los datos horarios las curvas de consumo se asemejan a las curvas de producción solar.

Instalación de 60 kWp

Dado que ha sido el primer proyecto de gran potencia realizada por la empresa fotovoltaica, la primera idea ha sido, tras analizar los consumos de la empresa, realizar una instalación de 60,1 kWp de autoconsumo con compensación de excedentes, con el fin de que toda la energía generada fuera autoconsumida. Se planteó la utilización de 132 paneles de la marca JA Solar de 455 W, situándolos lo más cerca posible del punto de encuentro con la red, para una superficie total de unos 287 m². Estos paneles fueron seleccionados por su relación precio y calidad, y por supuesto por su disponibilidad. Además, estos paneles fotovoltaicos han dado buenos resultados en varias pequeñas instalaciones realizadas por la empresa.

Estos módulos fotovoltaicos irían conectados a un inversor trifásico de la marca Sofar Solar de 50 kW de potencia, capaz de gestionar el correcto funcionamiento de los módulos y alimentar los consumos. Cuenta con 3 entradas MPPT donde se conectarían los 10 strings.

En la Imagen 23 se observa la localización de los 132 paneles fotovoltaicos, repartidos en 9 filas

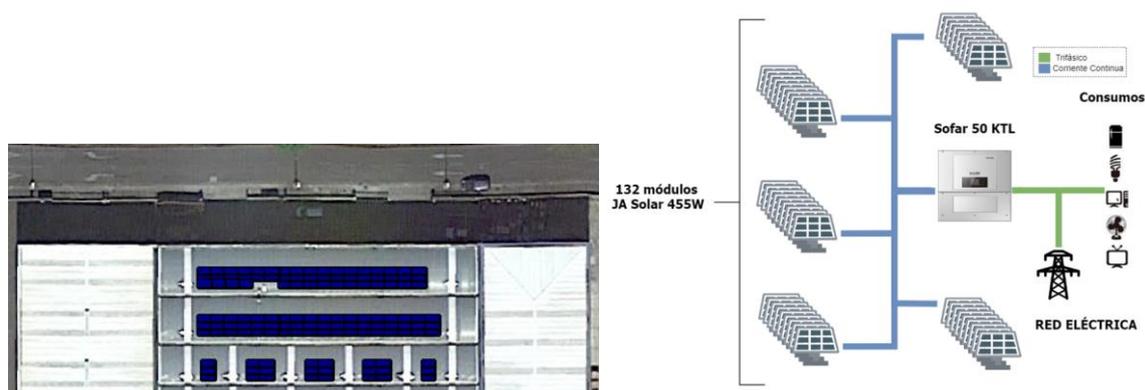


Imagen 23. Instalación de 60 kWp

En cuanto al análisis del autoconsumo de la instalación fotovoltaica de 60 kWp, se han obtenido los resultados que se muestran en la siguiente tabla. Para ello se ha comparado la media de la producción horaria de lo que produciría la planta entre 2018 y 2020 con los datos de los consumos de la empresa en el año 2022.

Producción anual de la instalación	66,2 MWh
Demanda energética anual de la empresa	113,4 MWh
Producción auto consumida por la empresa	25,01 MWh
Producción no auto consumida (excedentes)	41,19 MWh

Tabla 8. Datos del autoconsumo de la instalación de 60,1 kWp

Con los datos de la tabla X se calcula la cobertura de la demanda.

$$Cobertura\ demanda\ (\%) = \frac{Generación\ energética\ autoconsumida\ (wh)}{Demanda\ energética\ (wh)} = \frac{41.190.000\ Wh}{113.445.000\ Wh} = 36,3\ \%$$

Con esta instalación de 60,1 kWp la empresa abastecería el 36,3% de su consumo energético anual. No es un porcentaje muy alto, y quiere decir que la instalación se queda un poco pequeña para los consumos que tiene la empresa.

Así como el autoconsumo de la energía producida por la instalación fotovoltaica.

$$Aprovechamiento\ FV\ (\%) = \frac{Generación\ energética\ autoconsumida}{Producción\ fotovoltaica} = \frac{41.190.000\ Wh}{66.200.000\ Wh} = 62,22\ \%$$

Como se puede ver en los resultados, el 62,22% de la producción de la instalación se autoconsumirá in situ en la empresa. Es un muy buen porcentaje teniendo en cuenta que no se van a usar baterías.

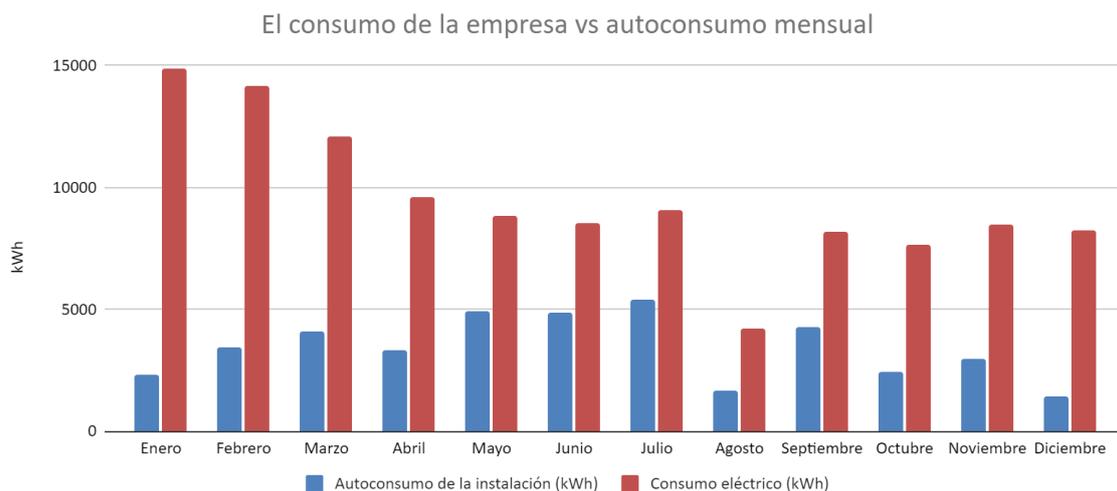


Gráfico 9. Consumo total vs autoconsumo cada mes con la instalación de 60,1 kWp

A continuación se han comparado las curvas de consumo medio diario y producción media diaria para dos meses del año.

En azul se muestra la producción que generará la instalación fotovoltaica. En rojo, el consumo medio diario de la empresa en días laborables. En verde, el consumo medio diario de la empresa en días festivos.

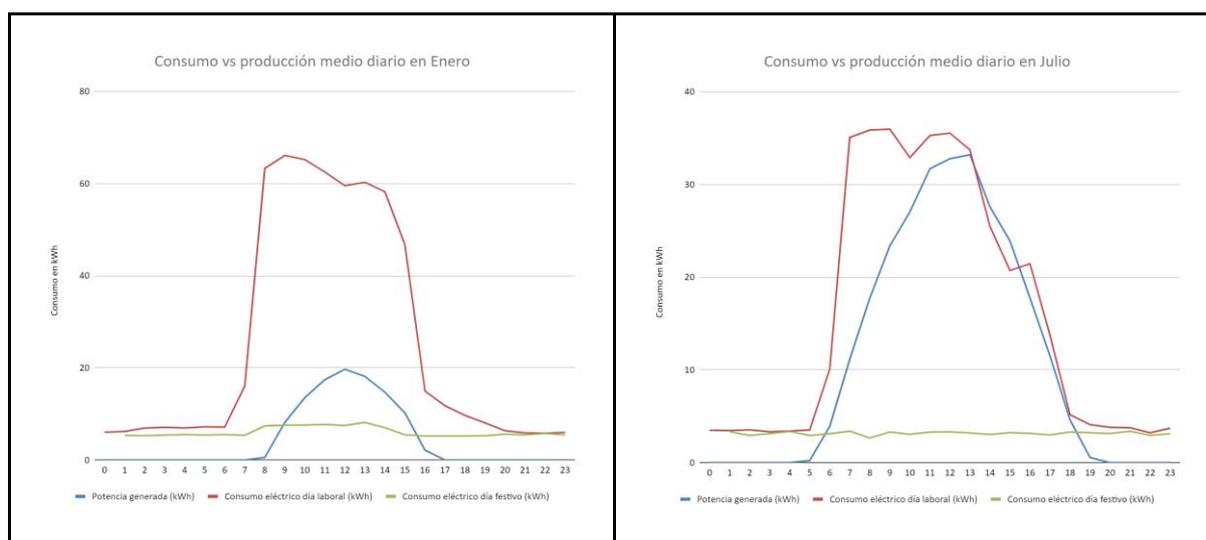


Gráfico 10. Curvas de consumo vs producción medio diario en Enero y Julio

En julio queda perfectamente la comparación de curvas entre producción y consumo, pero en enero la curva de producción es muy baja respecto al consumo de la empresa.

Datos proporcionados	
Base de Datos	PVGIS-API-TMY
FV Instalada [kWp]	60,1 kWp
Pérdidas sistema	14%
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]	3,8,12,16 y 20°
Ángulo de azimut [°]	-2°
Producción anual FV [kWh]	66,2 MWh
Resultados económicos	
Generación en € al año	9.323 €
Coste instalación sin IVA	57.600 €
Amortización sin ayudas	7,47 años
Subvención EVE	19.142 €
Coste instalación CON ayudas	38.458 €
Amortización CON ayudas	5 años

Tabla 9. Resumen de la instalación de 60,1 kWp

Instalación de 97 kWp

Tras la presentación del proyecto a los miembros de la empresa, dada la superficie suficiente y la intención de invertir más dinero en el proyecto, se planteó un aumento de la potencia de la instalación mediante la instalación de nuevos paneles fotovoltaicos y la modificación de la potencia del inversor. Así, se propuso la inclusión de 213 paneles fotovoltaicos de 455 W que completarían la instalación de 96,9 kWp. Para ello se planteó la instalación de paneles fotovoltaicos de la misma marca y potencia, con una superficie de 460 m2, utilizando las 8 estructuras en forma de circunferencia que componen el tejado de la empresa, tal y como se puede ver en la Imagen 24. Estos módulos fotovoltaicos irían conectados a un inversor Sofar solar 80 KTL, capaz de gestionar el correcto funcionamiento de los módulos y alimentar los consumos.



Imagen 24. Instalación de 96,9 kWp

A continuación se muestran los datos obtenidos para el autoconsumo:

Producción anual de la instalación	106,9 MWh
Demanda energética anual de la empresa	113,4 MWh
Producción auto consumida por la empresa	54,31 MWh
Producción no auto consumida (excedentes)	52,6 MWh

Tabla 10. Datos del autoconsumo de la instalación de 96,9 kWp

Con los datos de la tabla X se calcula la cobertura de la demanda.

$$Cobertura\ demanda\ (\%) = \frac{Generación\ energética\ autoconsumida}{Demanda\ energética} = \frac{54.310.000\ Wh}{113.445.000\ Wh} = 47,87\ \%$$

Con esta instalación de 138 kWp la empresa abastecería el 55,57% de su consumo energético anual.

Así como el autoconsumo de la energía producida por la instalación fotovoltaica.

$$Aprovechamiento\ FV\ (\%) = \frac{Generación\ energética\ autoconsumida}{Producción\ fotovoltaica} = \frac{54.310.000\ Wh}{106.900.000\ Wh} = 50,8\ \%$$

En este caso, si comparamos con la instalación de 60 kWp, la cobertura de la demanda es mayor, ya que es una instalación más grande, pero el porcentaje del autoconsumo se reducirá al contar con más excedentes.

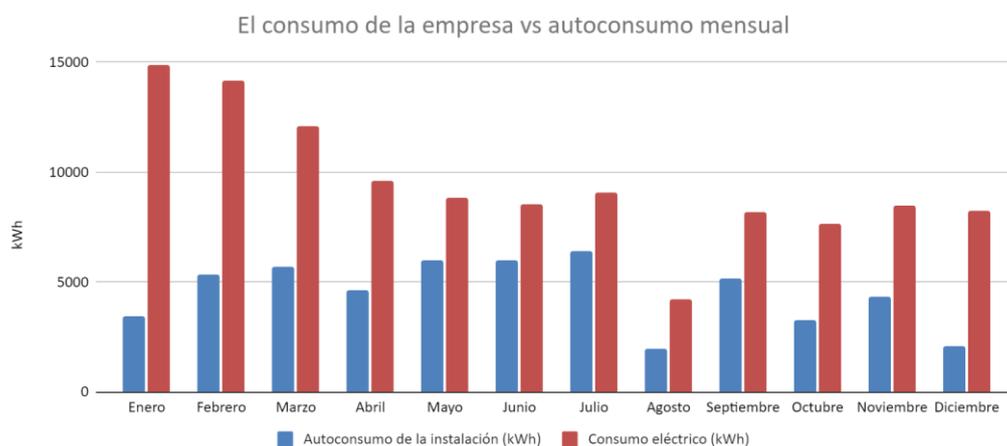


Gráfico 11. Consumo total vs autoconsumo cada mes con la instalación de 96,9 kWp

Datos proporcionados	
Base de Datos	PVGIS-API-TMY
FV Instalada [kWp]	96,9 kWp
Pérdidas sistema	14%
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]	3,8,12,16 y 20°
Ángulo de azimut [°]	-2°
Producción anual FV [kWh]	106,9 MWh
Resultados económicos	
Generación en € al año	11.837 €
Coste instalación sin IVA	86.444 €
Amortización sin ayudas	8,83 años
Subvención EVE	30.255 €
Coste instalación CON ayudas	56.189 €
Amortización CON ayudas	5,74 años

Tabla 11. Resumen de la instalación de 96,9 kWp

Instalación de 138 kWp

A los clientes les gustaba el proyecto, pero al ver el buen rendimiento de la ejecución de la instalación y las ayudas que ofrece el gobierno, comunicaron que estaban dispuestos a hacer mayor inversión. Sin embargo, nos encontramos con el primer factor limitante, ya que las instalaciones de más de 100 kWp no tienen derecho a subvención. Sin embargo, a pesar de trasladar esta información al cliente y teniendo en cuenta únicamente el beneficio de la instalación, solicitaron un presupuesto de mayor potencia.

Entonces empezamos a pensar cómo optimizar la superficie disponible, ya que no había espacio para poner más paneles. La decisión que se tomó fue fácil, ir a los paneles que ofrecían mayor potencia. Entonces nos planteamos instalar paneles de 540 W de la marca Canadian Solar en la misma superficie que teníamos.



Imagen 25. Instalación de 138 kWp

Era un proyecto ideal para la empresa, ya que la instalación de 138 kWp cubría el mayor porcentaje de consumo diario y sería amortizado en pocos años. La instalación no sería subvencionable, pero sería la instalación más adecuada desde el punto de vista de la rentabilidad.

Una vez que el proyecto fué aceptado por la empresa, al inicio de la tramitación nos encontramos con el segundo factor limitante, el límite de potencia de la instalación a la hora de conectarse a la red. Tras comentar con la comercializadora que teníamos previsto realizar una instalación de 138 kWp en la zona correspondiente, nos pusieron trabas, ya que los puntos de acceso existentes en la zona permitían instalaciones de hasta 100 kWp, al menos si quisiéramos conectarlas en baja tensión.

Otra solución era la instalación de un transformador que, junto con la instalación, convertiría el nivel de tensión a media tensión. Pero la instalación del transformador encarecería mucho la instalación y enseguida se descartó esa opción.

Sin embargo, había otra posibilidad. Otro tipo de instalación, que consistía en conectarse a la red pero la no venta de energía en desuso. Este modelo de instalaciones no hace ningún

tipo de inyección a la red eléctrica, sin embargo toma energía de ella cuando la necesita, añadiendo un mecanismo antivertido que se comunicará directamente con el inversor para que no se produzca más energía de la consumida y evitará que ésta pase a la red

Para analizar esta posibilidad se planteó una comparación entre el consumo y la producción que tendría la instalación de 138 kW.

Producción anual de la instalación	152,27 MWh
Demanda energética anual de la empresa	113,4 MWh
Producción auto consumida por la empresa	63,05 MWh
Producción no auto consumida (excedentes)	89,22 MWh

Tabla 12. Datos del autoconsumo de la instalación de 138 kWp

Con los datos de la tabla X se calcula la cobertura de la demanda.

$$\text{Cobertura demanda (\%)} = \frac{\text{Generación energética autoconsumida}}{\text{Demanda energética}} = \frac{63.050.000 \text{ Wh}}{113.445.000 \text{ Wh}} = 55,57 \%$$

Con esta instalación de 138 kWp la empresa abastecería el 55,57% de su consumo energético anual.

Así como el autoconsumo de la energía producida por la instalación fotovoltaica.

$$\text{Aprovechamiento FV (\%)} = \frac{\text{Generación energética autoconsumida}}{\text{Producción fotovoltaica}} = \frac{63.050.000 \text{ Wh}}{152.270.000 \text{ Wh}} = 41,4 \%$$

El ratio del aprovechamiento fotovoltaico no es muy alto, y además hay que tener en cuenta que el otro 58,6% de la producción no valdrá para nada, ya que no podría verter los excedentes a la red. En este caso, lo ideal sería hacer un autoconsumo compartido con las empresas de alrededor, para poder aprovechar mejor la generación de la instalación, pero como no es el caso, la idea se ha abandonado.

Este bajo porcentaje de autoconsumo se puede observar claramente en los casos de julio y agosto, ya que, como se puede observar en el gráfico inferior, mientras que en julio la producción tendría un valor del 208% respecto al consumo, en agosto tendría un valor del 379%, es decir, una producción 3,79 veces superior al consumo.

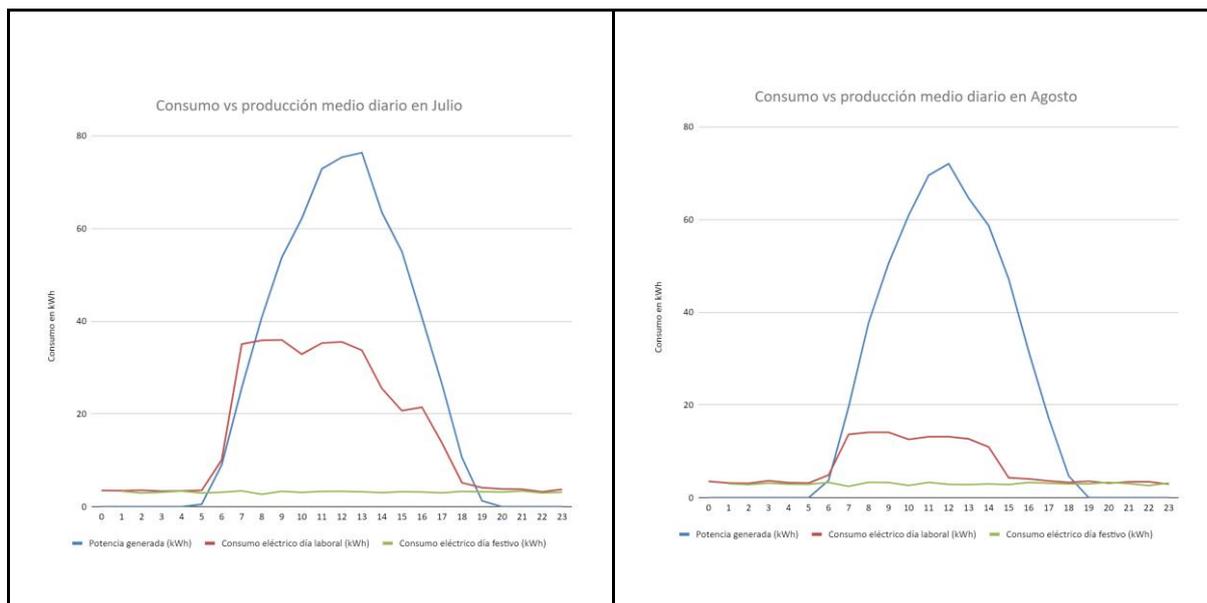


Gráfico 12. Curvas de consumo vs producción medio diario en Julio y Agosto

En cuanto a los ahorros, como se puede observar en el siguiente gráfico, los ahorros correspondientes al autoconsumo y al excedente energético podrían ser similares. Entre otros, los vinculados al autoconsumo podrían situarse en 9.165 euros, mientras que los correspondientes a excedentes se situarían en 8.030 euros.

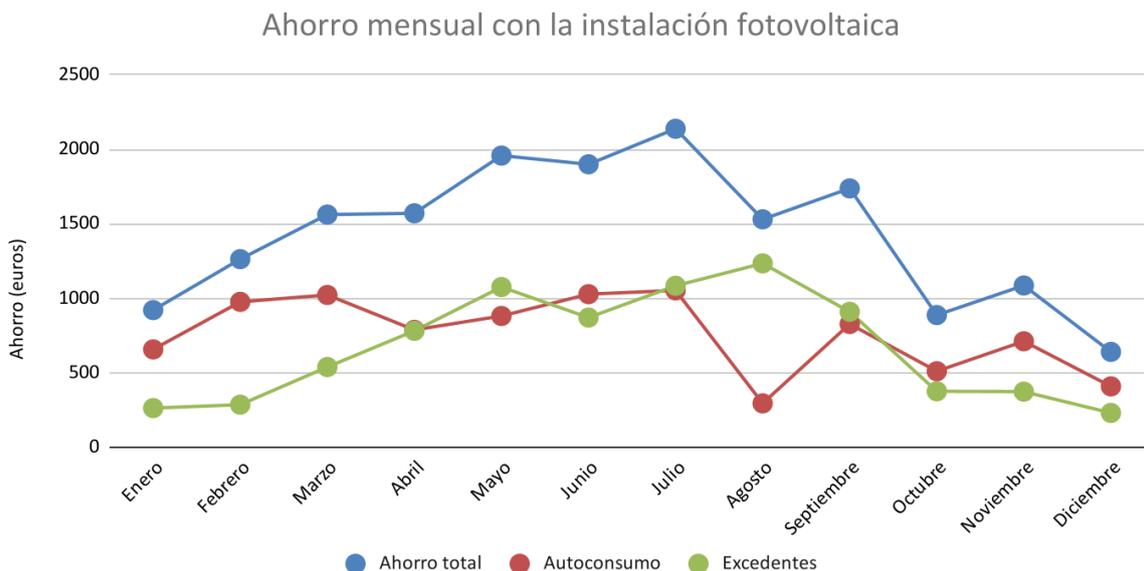


Gráfico 13. Ahorro mensual con la instalación fotovoltaica de 138 kWp teniendo en cuenta los excedentes

Pero dado que este tipo de instalaciones no permite que los excedentes de energía se trasladen a la red, podrían perderse los ahorros correspondientes a los excedentes energéticos, es decir, en lugar de los que marca la línea azul, la instalación ofrecería ahorros que marca la línea roja en el Gráfico 14.

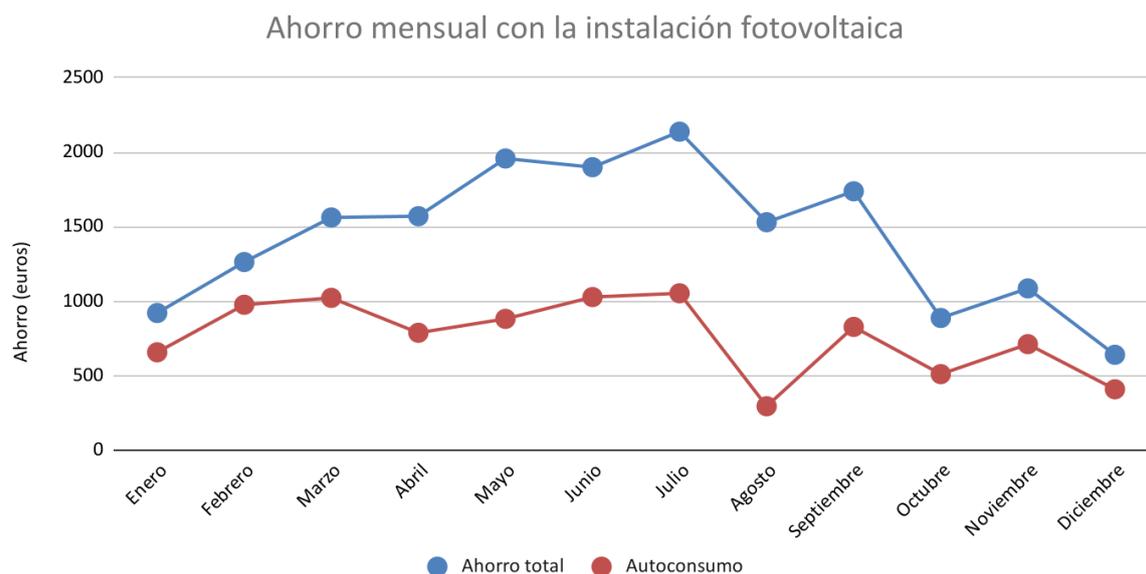


Gráfico 14. Ahorro mensual real con la instalación fotovoltaica de 138 kWp

En la siguiente tabla se puede ver el resumen correspondiente a la instalación de 138 kWp.

Datos proporcionados	
Base de Datos	PVGIS-API-TMY
FV Instalada [kWp]	138 kWp
Pérdidas sistema	14%
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]	3,8,12,16 y 20°
Ángulo de azimut [°]	-2°
Producción anual FV [kWh]	152,27 MWh
Resultados económicos	
Generación en € al año	9.165 €
Coste instalación sin IVA	113.717 €
Amortización sin ayudas	15 años

Tabla 13. Resumen de la instalación de 138 kWp

A la vista de los resultados, se estableció como límite la instalación de 100 kWp, de forma que además de recibir subvenciones, se permitiría la venta de excedentes de energía a la red.

Se decidió continuar con los paneles de alta potencia, a pesar de tener una superficie suficiente para instalar la potencia necesaria para entrar dentro del límite, para llegar a la misma potencia se necesitarían menos paneles fotovoltaicos, lo que además de abaratar la instalación reduciría las posibles pérdidas de tensión en el camino, evitando la instalación de los paneles fotovoltaicos más alejados.

Así, se propuso incluir 178 paneles de la marca JA Solar de 545 W, ofreciendo una instalación de 97 kWp. A la hora de realizar este planteamiento, los paneles se situaron lo más cerca

posible del cuadro eléctrico para minimizar la caída de tensión en el tramo de corriente continua.

El cliente dejó claro que quería la instalación con la mayor potencia posible, es decir, una instalación de 100 kWp, a pesar de que la bajada de tensión en el apartado de corriente continua fuese algo mayor. Se planteó una instalación de 99,9 kWp de 185 paneles fotovoltaicos de Seg Solar de 540 W para acercarlo lo máximo posible a ese límite de 100 kWp. El modelo de paneles fue modificado, ya que se contactó con un proveedor que lo ofrecía a un precio especial y presenta características similares a las planteadas anteriormente.

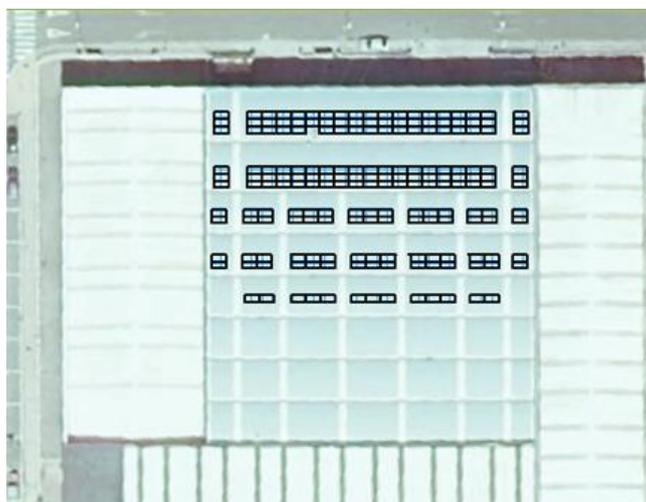


Imagen 26. Instalación de 99,9 kWp

Con la conformidad del cliente, quedó definida la potencia de la instalación, el modelo y la cantidad de paneles.

El proyecto quedaría completado con el estudio de la posición de los paneles que integrarán la instalación, y es que con la posición de los paneles planteada en la imagen 26, la instalación no cumplía con las características que debería de tener según los cálculos realizados en el apartado que les corresponde.

Donde, finalmente, tras las incidencias derivadas de la ejecución de una instalación, se ha decidido ejecutar la instalación representada en la imagen 27.

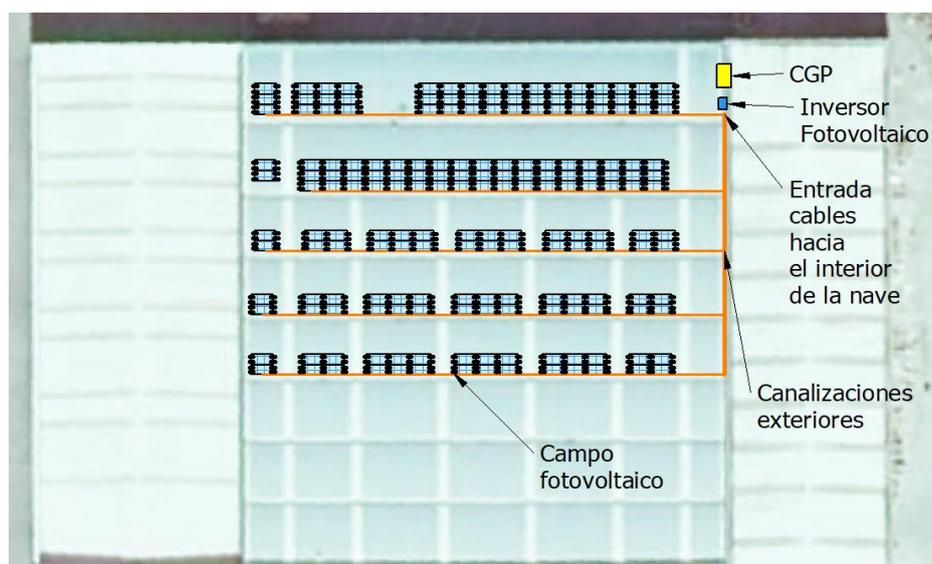


Imagen 27. Actualización del diseño de la instalación de 99,9 kWp

El resumen de los resultados obtenidos en el diseño final se puede ver en la siguiente tabla. Los datos y gráficos del autoconsumo se pueden ver en el apartado de producción energética y los datos y gráficos de ahorro en el apartado de ahorros mensuales.

Datos proporcionados	
Base de Datos	PVGIS-API-TMY
FV Instalada [kWp]	99,9 kWp
Pérdidas sistema	14%
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]	3,8,12,16 y 20°
Ángulo de azimut [°]	-2°
Producción anual FV [kWh]	111,415 MWh
Resultados económicos	
Generación en € al año	12.017 €
Coste instalación sin IVA	84.211 €
Amortización sin ayudas	8,47 años
Subvención EVE	33.469 €
Coste instalación CON ayudas	50.742 €
Amortización CON ayudas	5,1 años

Tabla 14. Resumen de la instalación de 99,9 kWp

1.8 Análisis de riesgos

Se sabe que la instalación de una planta fotovoltaica tiene muchas ventajas, pero como todo, también tiene sus riesgos. Como se ha visto, en el caso de España, por ejemplo, se ha ido modificando la legislación relativa a las energías renovables y también la fotovoltaica, siendo la dependencia más importante la del Gobierno español.

Los ejemplos más claros son el impuesto del 7% fijado en 2013 y el impuesto solar implantado en 2015, donde se establecieron los descensos de las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, los tiempos han cambiado y, debido al aumento progresivo de la conciencia y a la adopción de medidas drásticas desde Europa, parece que en este sector no habrá grandes obstáculos.

Además, como se ha mencionado anteriormente, el PNIEC espera que para el año 2030 la capacidad instalada actual de energía fotovoltaica en España sea el triple, satisfaciendo el 40% del consumo total.

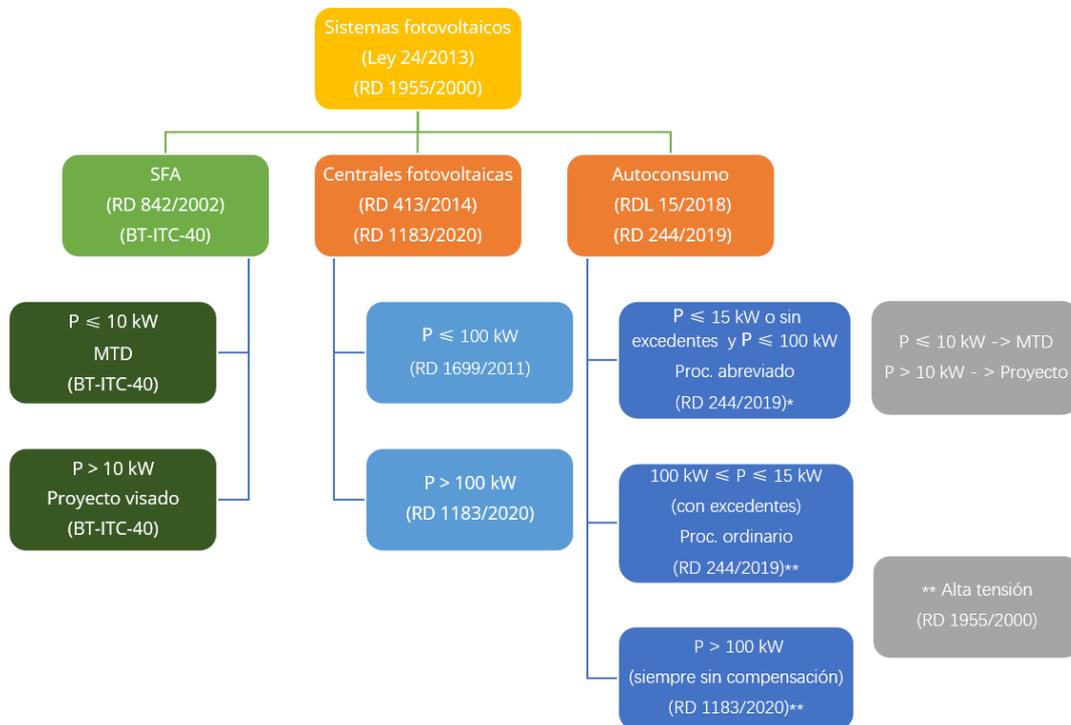


Imagen 28. Hitos en la legislación de la energía fotovoltaica en España [20]

Otro factor que puede influir en la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas es la variabilidad de la tarifa energética. La energía obtenida de la instalación fotovoltaica sustituye a la energía que se consume de la red, por lo que al ser cada vez más cara la energía consumida de la red, la instalación fotovoltaica será más rentable. Con el excedente de energía también pasa lo mismo, ya que si cada vez se recibe una mayor compensación para transferir la energía sobrante a la red, se notará más ahorro en la factura eléctrica.

Un buen ejemplo es el incremento del precio de la energía en el año 2022, ya que ante el continuo incremento del precio, fueron muchos los que instalaron instalaciones fotovoltaicas tanto en hogares como en empresas, ya que con los precios del momento se calculaban amortizaciones de 4-5 años.

En la actualidad parece que la energía ha vuelto a los precios habituales, por lo que tardarán un poco más en amortizar las instalaciones.

EVOLUCIÓN ANUAL PRECIO MEDIO DE LA FACTURA

Factura mensual 2023 (provisional)	60,82
Factura mensual 2022	105,48
Factura mensual 2021	79,11
Factura mensual 2020	56,28
Factura mensual 2019	62,33
Factura mensual 2018	67,21
Factura mensual 2017	65,64
Factura mensual 2016	60,03
Factura mensual 2015	66,93
Factura mensual 2014	63,85

Imagen 29. Precio medio de la factura en los últimos años [21]

Con el fin de evitar la constante variabilidad del precio de la factura eléctrica y de la energía, el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), el junio de 2023 ha aprobado el Real Decreto por el que se modifica la metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), la tarifa eléctrica regulada. [22]

Con esta reforma del PVPC se lleva a cabo una desindexación parcial de los mercados al contado, al incorporar referencias de los mercados de futuros que aportarán más estabilidad a las facturas finales de los consumidores. Esta incorporación de los futuros será gradual: representarán el 25% en 2024, el 40% en 2025 y el 55% en 2026.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha señalado que esta medida finalizará con la volatilidad de la factura eléctrica, pero al mismo tiempo supondrá un incremento del precio de la energía. [23]

1.9 Descripción de la solución propuesta

En este apartado se incluirá una descripción de la instalación fotovoltaica, en primer lugar una descripción de la instalación y a continuación los elementos que la componen.

Los cálculos realizados para el diseño y la selección de los elementos de las instalaciones fotovoltaicas se pueden encontrar en el apartado de cálculos.

1.9.1 Descripción de la instalación

La instalación solar fotovoltaica se localiza en una nave industrial situada en un polígono de Bizkaia. Los módulos fotovoltaicos se instalarán en la cubierta abovedada de chapa trapezoidal del pabellón (Imagen 30).



Imagen 30. Cubierta abovedada de chapa trapezoidal de la nave

La instalación solar fotovoltaica a realizar contará con 185 módulos fotovoltaicos del fabricante SEG Solar, modelo SRP-540-BMA-HV, cada uno con una potencia pico de $540 W_p$, sumando así una potencia pico total de $99,90 kW_p$.

El campo de módulos ocupará una superficie fotovoltaica de $477,90 m^2$ y se instalarán en disposición horizontal, paralelos a la fachada sur del pabellón y coplanares a las bóvedas de la cubierta abovedada de chapa trapezoidal. De esta manera, los módulos obtendrán una orientación de 2° al suroeste (ángulo de acimut = -2°) y los siguientes valores de inclinación respecto a la horizontal:

- Módulos ubicados en Fila 1 y 4: 20°
- Módulos ubicados en Fila 2 y 5: 12°
- Módulos ubicados en Fila 3 y 6: 3°

- Módulos ubicados en Fila 7, 9 y 11,: 16°
- Módulos ubicados en Fila 8, 10 y 12: 8°

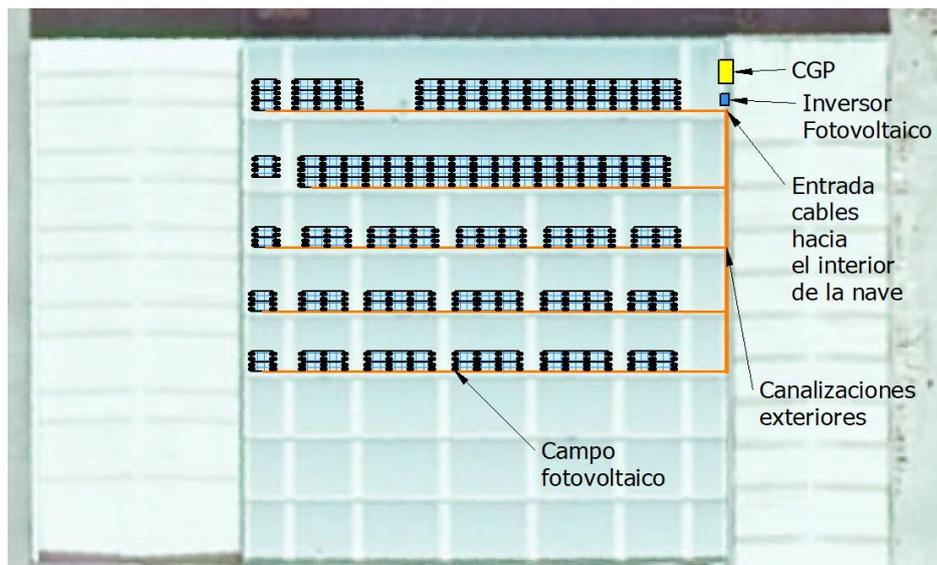


Imagen 31. Instalación fotovoltaica

1.9.2 Punto de interconexión con la red

La interconexión de la instalación solar fotovoltaica se realizará en Baja Tensión en la red eléctrica interna de la nave, en el cableado aguas abajo del interruptor general automático de 250 A de intensidad nominal ubicado en el CGBT. Para realizar esta conexión, será necesario realizar el corte del suministro eléctrico.



Imagen 32. Cuadro eléctrico de la empresa

En la acometida de cables unipolares del interruptor general automático se instalarán los transformadores de intensidad de núcleo abierto para medir la potencia eléctrica por fase consumida en el pabellón.

1.9.3 Componentes de la instalación

La instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto dispondrá de los componentes que se enumeran a continuación:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructura coplanar
- Inversor
- Protecciones eléctricas de la instalación
 - o Protecciones en la parte de CC
 - o Protecciones en la parte de CA
- Cables eléctricos
 - o Cables de CC
 - o Cables de CA
- Instalación de puesta a tierra
- Sistema de monitorización

Los cálculos que se han realizado para la elección de cada componente de la instalación fotovoltaica se encuentran en el apartado 2.1.

1.9.3.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos que se van a instalar en la cubierta de Industrias Galarza serán del fabricante SEG Solar y modelo SRP-540-BMA-HV, cada uno con una potencia pico de 540 W_p. Se instalarán 185 paneles, obteniendo así una potencia pico de la instalación de 99,90 kW_p.



Imagen 33. Panel fotovoltaico SEG Solar [Anexo III, 1]

Se detallan a continuación las características técnicas de los paneles fotovoltaicos mencionados:

Características del panel SEG Solar SRP-540-BMA-HV	
Fabricante	SEG Solar
Modelo	SRP-540-BMA-HV
Células	PERC Mono (144 piezas)
Dimensiones (mm)	2.278 x 1.134 x 35
Peso del módulo (kg)	27
Máxima potencia en STC – P_{mp} (W _p)	540
Tensión en el PMP – V_{mp} (V)	41,55
Intensidad en el PMP – I_{mp} (A)	13,00
Tensión en circuito abierto – V_{OC} (V)	49,50
Intensidad en cortocircuito – I_{SC} (A)	13,81
Rendimiento del panel en STC (%)	20,90
Intensidad máxima de fusible (A)	25
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (%/°C)	-0,27
Coefficiente de temperatura de I_{SC} (%/°C)	+0,05
Coefficiente de temperatura en P_{max} (%/°C)	-0,35

Tabla 15. Características del panel SEG Solar SRP-540-BMA-HV [Anexo III, 1]

Los módulos del fabricante SEG Solar ofrecen una garantía de fábrica de 15 años y una garantía de producción lineal que asegura durante los próximos 25 años los porcentajes de producción respecto a la potencia nominal que aparecen en la siguiente imagen:

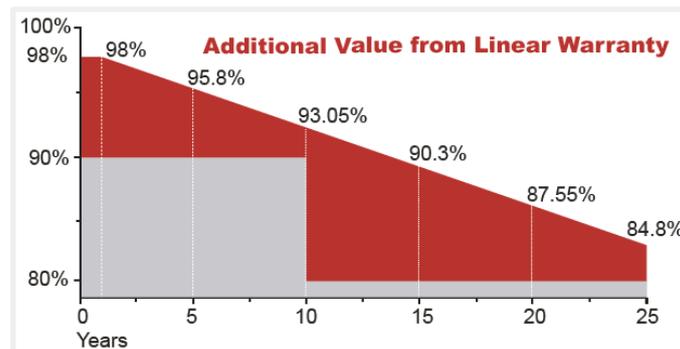


Imagen 34. Rendimiento del módulo durante 25 años [Anexo III, 1]

1.9.3.2. Estructura coplanar

La estructura está formada por perfiles cortos del fabricante FISCHER y modelo SolarFlat AL P 400 mm. Los paneles son fijados a los perfiles de aluminio empleando unas grapas también fabricadas por FISCHER, tienen dos tipos de grapas: una grapa de unión intermedia (para fijar dos paneles) y una grapa de unión final (para fijar un panel).

fischer  **Perfil Solar-flat**

El perfil en aluminio para instalaciones fotovoltaicas en cubiertas industriales con fijación perpendicular a chapa grecada





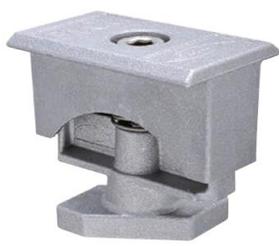
Cubierta industrial en chapa grecada

Instalación en cubierta con perfil pre-cortado de 400mm

Imagen 35. Perfil Solar-flat [Anexo III, 6]

fischer  **Abrazadera premontada regulable universal PMC U**

La abrazadera universal central para todos los módulos fotovoltaicos con espesores de 30 a 52mm





Detalle: Posicionamiento de las abrazaderas

Detalle: utilización como abrazadera central

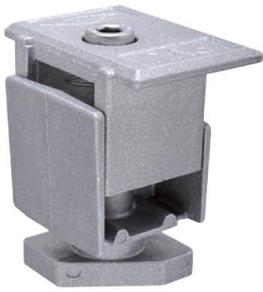
VERSIÓN

- Abrazadera en aleación de aluminio EN AB 46100 según EN 755-2:2013
- Tornillería con cabeza redonda con apriete hexagonal TCEI en acero inoxidable A2-70 según EN ISO 3506-1/2:2009

Imagen 36. Abrazadera premontada regulable universal PMC U [Anexo III, 6]

fischer  **Abrazadera premontada regulable universal PM U**

La abrazadera universal central y final para todos los módulos fotovoltaicos con espesores de 30 a 52mm





Detalle: utilización como abrazadera final

Detalle: Posicionamiento de las abrazaderas

VERSIÓN

- Abrazadera en aleación de aluminio EN AB 46100 según EN 755-2:2013
- Tornillería con cabeza redonda con apriete hexagonal TCEI en acero inoxidable A2-70 según EN ISO 3506-1/2:2009

Imagen 37. Abrazadera premontada regulable universal PM U [Anexo III, 6]

Las principales ventajas de este tipo de estructuras coplanares son la simplificación y facilidad del montaje, la reducción de la carga ejercida en las cubiertas y la disminución del impacto visual de la instalación fotovoltaica.

Los perfiles se amarrarán empleando 4 remaches de aluminio con juntas EPDM también proporcionados por FISCHER (2 remaches por greca) y entre el tejado y el perfil de aluminio se añade un trozo de cinta butílica. Tanto las juntas EPDM de los remaches como la cinta butílica se emplean con la intención de evitar la corrosión galvánica del tejado. Además, para evitar infiltraciones, cada remache es pintado con pintura impermeabilizante polímero MS. De este modo, se garantiza la estanqueidad de las perforaciones realizadas en la cubierta, la preservación del tejado y la durabilidad de la instalación fotovoltaica.

1.9.3.3. Inversor

El inversor es el equipo encargado de transformar la corriente eléctrica continua generada en los strings fotovoltaicos a corriente alterna con las propiedades adecuadas para la inyección en la red eléctrica interna a la que se conecta la instalación fotovoltaica y en la red de distribución en Baja Tensión de la compañía distribuidora.



Imagen 38. Inversor Salicru EQX2 100010-T [Anexo III, 3]

Debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética, de acuerdo a la legislación actual.

En el presente proyecto, se ha optado por instalar un inversor trifásico de conexión a la red del fabricante Salicru y modelo EQX2 100010-T, con una potencia nominal de salida de 100 kW_n. Se muestran en la siguiente tabla las características del equipo:

Características del inversor Salicru EQX2 100010-T	
Fabricante	Salicru
Modelo	EQX2 100010-T
Potencia nominal (kW_n)	100
Número de seguidores del MPPT	10
Entradas de string por seguidor del PMP	2
Entradas de string totales	20
Rango de funcionamiento del MPPT – V_{CC} (V)	200 – 950
Tensión de entrada máxima circuito abierto – V_{OC_MAX} (Vdc)	1100
Intensidad máxima de entrada por MPPT – I_{CC_MAX} (A)	26
Intensidad de cortocircuito máxima por MPPT – I_{SC_MAX} (A)	40
Tensión de red / Frecuencia (V_{CA} / Hz)	3x400 / 50
Factor de potencia	0,8 ind. – 0,8 cap.
Grado de protección (según IEC 60529)	IP65
Rendimiento máximo (%)	98,80
Rendimiento EU (%)	98,30

Tabla 16. Características del inversor Salicru EQX2 100010-T [Anexo III, 3]

El inversor EQX2 100010-T de Salicru incorpora las siguientes protecciones:

Protecciones del inversor Salicru EQX2 100010-T	
Seccionador DC de entrada	Incluido
Polaridad inversa DC	Integrada
Aislamiento	Integrada
Sobretensiones (Categoría II)	Integrada
Sobre temperatura	Integrada
Diferencial	Integrada
Funcionamiento en isla	Integrada
Cortocircuitos AC	Integrada
Sobre tensión AC (Categoría II)	Integrada

Tabla 17. Protecciones del inversor Salicru EQX2 100010-T [Anexo III, 3]

Los inversores Salicru admiten un 30% de potencia de entrada en DC, por encima de la nominal. Además, ofrece la posibilidad de limitar los excedentes a la red integrada en caso de que sea necesario.

Salicru ofrece 10 años de garantía estándar por el inversor, con la posibilidad de ampliarlo hasta 20 años. Durante este periodo, garantiza que sus inversores fotovoltaicos se encuentran libres de cualquier defecto en sus materiales o en su fabricación que impidan su normal funcionamiento en condiciones correctas de utilización, instalación y mantenimiento.

Este inversor cuenta con 10 entradas con seguidor del Punto de Máxima Potencia, cada una con dos entradas para strings (20 entradas para strings en total). Los strings del campo fotovoltaico se configurarán según lo dispuesto en la Tabla 18.

Este modelo de inversor tiene tres seccionadores en la parte de CC del inversor para conectar y desconectar el total de los strings por grupos (String 1-4, String 5-7, String 8-10). Cuenta con protección contra sobretensiones tanto en el lado de CC como en el lado de CA. Además, tiene integradas en CC la protección contra inversión de polaridad en CC, protección de

resistencia de aislamiento, protección de sobretensión, protección ante corrientes residuales y protección de isla, la cual funciona realizando el desplazamiento de frecuencia.

El inversor se instalará fijado a la pared, a la derecha del CGBT de la nave, protegido de las condiciones meteorológicas exteriores. Según el manual de instalación, se deberán utilizar tornillos de métrica 12. El inversor se instalará de manera vertical sobre el soporte que este incluye, respetando las distancias que el fabricante indica para disipar el calor generado por el equipo de manera correcta.

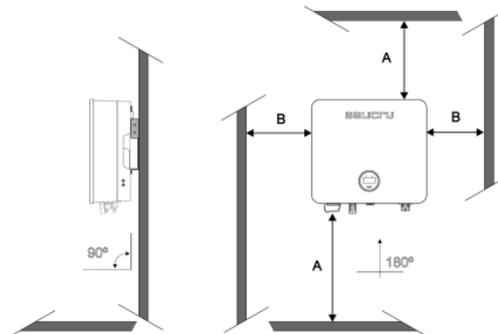


Fig. 18. Distancias recomendadas de instalación.

	A	B
EQX2 4002-T .. EQX2 25002-T	500	300
EQX2 33004-T, EQX2 40004-T, EQX2 50004-T		800
EQX2 100010-T		1000

Imagen 39. Distancias del inversor a tener en cuenta [Anexo III, 3]

1.9.3.4. Protecciones eléctricas de la instalación

El inversor Salicru EQX2 100010-T empleado contiene todas las protecciones exigidas por el REBT y está homologado para funcionar de manera interconectada con la red en España según el RD1699/661. Aún así, se añaden protecciones extra tanto al campo fotovoltaico como al inversor. Todas las protecciones extra están homologadas. Las protecciones del campo fotovoltaico se encuentran integradas en una caja independiente cerca del inversor y las protecciones de alterna se integran en el cuadro general de la nave.

1.9.3.4.1 Protecciones AC

Para la parte de CA se incluirán protecciones adicionales contra sobrecorriente (Magnetotérmico), Diferencial (Relé diferencial) y sobretensiones (Descargador de sobretensiones trifásico AC), que agarrarán tanto la seguridad de los usuarios como la durabilidad de los equipos. Entre el inversor y el punto de conexión con la red eléctrica interna de Industrias Galarza, se colocarán las siguientes protecciones dentro del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) en el que se realizará la conexión:

- Interruptor automático en caja moldeada de 4P, SCHNEIDER Schneider Electric NSX160F de 160 A de intensidad nominal, 36 kA de capacidad de corte.



Imagen 40. Interruptor automático [Anexo III, 9]

- Relé de protección diferencial tipo B ajustable con toroidal para accionar disparo del Interruptor Automático Schneider en caso de fuga, modelo CIRCUITOR RGU-10 B con toroidal WGC-180 TB.



Imagen 41. Relé de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial tipo B [Anexo III, 9]



Imagen 42. Transformador diferencial para relé diferencial tipo B [Anexo III, 9]

- Protectores contra sobretensiones permanentes + transitorias trifásico, Aplicaciones tecnológicas AT-8702

ATCONTROL/B PT-T - Protector contra sobretensiones permanentes + transitorias, trifásico que actúa sobre cualquier bobina de emisión (sobre IGA). Tiempo de actuación 275V→3-5s / 400V→0,1-0,2s. $I_{max}(8/20) = 40kA$. $U_p = 1,8kV$.



Los protectores de la serie ATCONTROL cortan la línea cuando detectan una sobretensión permanente (por ejemplo, fallos de neutro), protegiendo así los equipos instalados aguas abajo.

Además actúa también al detectar una sobretensión transitoria derivando la corriente hacia tierra y reduciendo la tensión a un nivel no perjudicial para los equipos conectados. Ensayado y certificado como protector de Tipo 2 en laboratorios oficiales e independientes según la norma UNE-EN IEC 61643-11.

Dispone de botón de test para comprobar que la instalación se ha realizado correctamente.

Este protector es autoconfigurable. Detecta automáticamente la tensión de red y autoprograma los límites de sobretensión permanente en los que va a actuar.

Imagen 43. Protecciones contra sobretensiones permanentes + transitorias [Anexo III, 9]

1.9.3.4.2 Protecciones CC

Para la parte de CC se emplearán cajas de protecciones prefabricadas especialmente diseñadas para fotovoltaica de la marca Eleksol. Estas cajas prefabricadas contienen fusibles para la protección contra sobrecorriente empleando portafusibles sobre carril DIN y fusibles de 15A.



Imagen 44. Caja de protecciones CC [Anexo III, 9]

Estas cajas de protecciones prefabricadas incluyen protecciones contra sobretensiones en CC de la marca MD Equipos Tecnológicos modelo BF3-40, que ofrece protección contra sobretensiones tipo II de origen atmosférico con una tensión máxima de entrada 1060 Vdc y 40 kA de corriente máxima de descarga.



LIMITADOR DE SOBRETENSIONES ENCHUFABLE TIPO 2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Protectores de sobretensiones Tipo 2 para protección de equipos que trabajan en corriente continua.

Protegen los equipos fotovoltaicos contra sobretensiones transitorias de origen atmosférico y de maniobra.

- Protección Clase II de acuerdo con la norma IEC 61643-1
- Protección Tipo 2 de acuerdo con la norma IEC 61142-11
- Protección en modos común y diferencial.
- Fácil supervisión gracias al dispositivo de desconexión.
- Terminal de alarma remota opcional.
- Diseño en dos partes consistentes en una base y un módulo de protección enchufable.
- Indicación de fallo mediante indicador rojo en ventana.
- Respuesta rápida.



Imagen 45. Protecciones sobretensiones CC [Anexo III, 9]

1.9.3.5. Cables eléctricos

1.9.3.5.1 Cables parte CC

Todos los cableados de la parte de CC se hacen empleando cable unipolar fotovoltaico H1Z2Z2-K totalmente homologado para tal fin. Todos los cables relativos a la parte continua, se hacen con cables de sección de 6 mm².

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



Imagen 46. Cable utilizado en CC [Anexo III, 8]

1.9.3.5.2 Cables parte AC

Los cables de la parte de AC serán cables de cobre libre de halógenos RZ1-K. Los cables empleados para conectar el inversor con el punto de interconexión en el cuadro general de la nave se realizan con cuatro cables unipolares (3L + N) de 95 mm² de sección.



Imagen 47. Cable utilizado en AC [Anexo III, 8]

1.9.3.6. Instalación de puesta a tierra

Todas las partes metálicas de la instalación son puestas a tierra de acuerdo al REBT. Los marcos de los paneles se conectan empleando cable de cobre de 6 mm² que son canalizados hasta la tierra de la instalación existente.

1.9.3.7. Sistema de monitorización

La instalación es monitorizada empleando las herramientas proporcionadas por el fabricante (Salicru). El propio Inversor se encarga de monitorizar la instalación ayudado por un medidor trifásico situado en el punto de frontera de la instalación que informa al inversor de lo que ocurre en este punto permitiendo completar la información de generación solar que tiene el inversor fotovoltaico con la información de energía excedentaria y consumos totales de la instalación. El inversor se conecta a internet a través del WiFi disponible en las instalaciones del cliente empleando un conector WIFI suministrado junto con el inversor.



Imagen 48. Los accesorios utilizados en la monitorización [Anexo III, 5]

A través de este dispositivo el inversor es capaz de enviar los datos de funcionamiento directamente a la aplicación de monitorización, que es una aplicación especialmente diseñada para tal propósito por el fabricante. Desde esta aplicación tanto el cliente como el instalador pueden vigilar el correcto funcionamiento de la instalación, visualizar datos de generación, ahorro, consumo, historial de alarmas y mucha más información. Todos estos datos se pueden visualizar en términos diario, mensual y anual.

Finalmente, la monitorización de la instalación fotovoltaica se realizará con la aplicación EQX-Sun (para móvil) y a través del portal <https://equinox.salicru.com/home> (para web). Se trata de una aplicación para PC y dispositivos con sistema operativo Android o iOS, que muestra la información sobre los parámetros más relevantes de la instalación solar fotovoltaica.

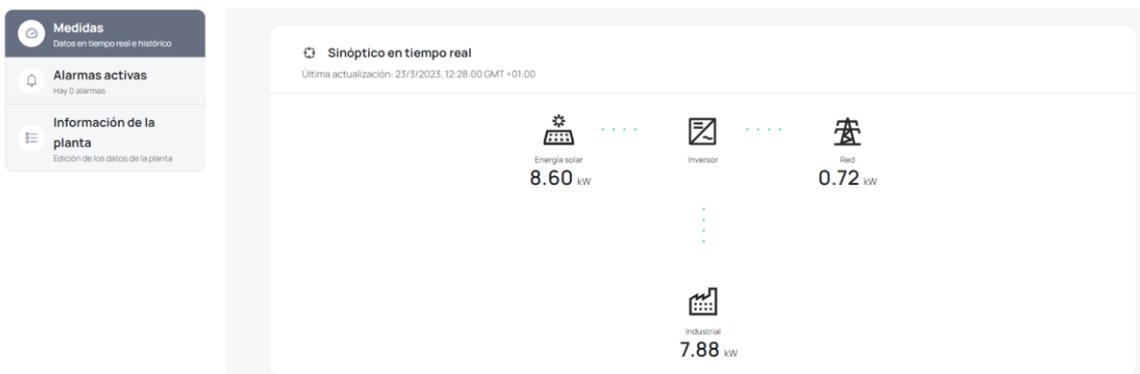


Imagen 49. Monitorización del sistema [Anexo III, 5]

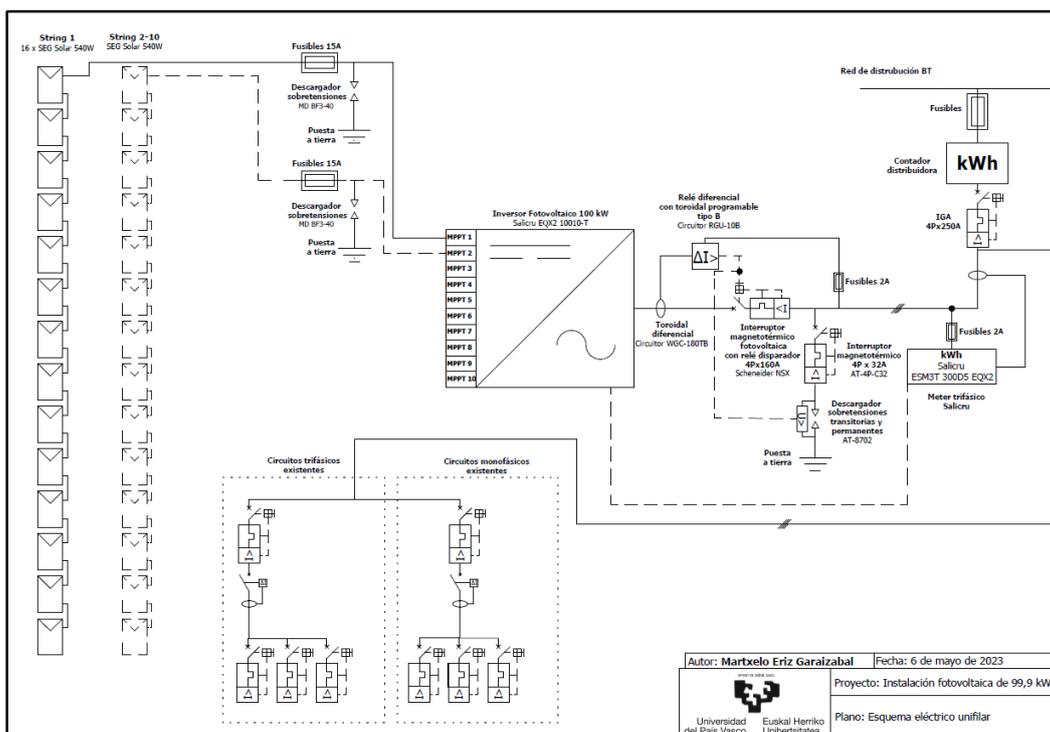


Imagen 50. Monitorización del sistema [Anexo II, 11]

2. Metodología seguida en el desarrollo del trabajo

En este apartado se indican los pasos que se han dado para el desarrollo del proyecto, así como los cálculos realizados para el diseño de la instalación y la elección de diferentes elementos de la instalación, la planificación y el proceso de la instalación fotovoltaica...

2.1 Cálculos

Entre los cálculos que se han realizado, se pueden distinguir los eléctricos, técnicos y mecánicos.

2.1.1 Cálculos eléctricos

2.1.1.1. Configuración del campo fotovoltaico

Para la correcta configuración de una instalación fotovoltaica para autoconsumo, se deben analizar la superficie disponible para instalar los módulos fotovoltaicos y los consumos horarios.

Al diseñar la instalación es muy importante tener en cuenta las características técnicas de los materiales que se van a utilizar, ya que cada marca cuenta con condiciones de funcionamiento distintas. Los módulos fotovoltaicos elegidos, del fabricante SEG Solar modelo SRP-540-BMA-HV, con 540 Wp de potencia pico y una tolerancia positiva del 3%, cuenta con los parámetros técnicos que se muestran en la tabla 15, para condiciones estándar (STC).

2.1.1.2. Dimensionamiento de los strings fotovoltaicos

Una vez elegidos los módulos fotovoltaicos y el inversor, siguiendo con la configuración, para calcular el número mínimo y máximo de paneles que se van a poder conectar en serie se debe tener en cuenta los parámetros de tensión del inversor.

En caso del máximo número de módulos que se pueden conectar en serie, para los cálculos hay que tener en cuenta la máxima tensión del módulo fotovoltaico cuando trabaja en el punto de máxima potencia, cuando la temperatura de la célula fotovoltaica es mínima y considerando una irradiancia de tan solo 100 W/m^2 .

Para el cálculo de la temperatura de las células se utiliza la siguiente expresión:

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{ambiente}} + G \cdot \frac{T_{\text{ONC}} - 20[^\circ\text{C}]}{800 [\text{W/m}^2]}$$

Dónde:

- $T_{\text{célula}}$: Temperatura de trabajo de la célula [$^\circ\text{C}$]
- T_{ambiente} : Temperatura ambiente [$^\circ\text{C}$]
- G : Irradiancia [W/m^2]
- T_{ONC} : Temperatura de operación nominal de la célula [$^\circ\text{C}$]

Para calcular la temperatura mínima de las células, dado que el emplazamiento no cuenta con una estación meteorológica, se ha interpolado en base a los datos de las temperaturas mínimas históricas registradas en la estación meteorológica del aeropuerto de bilbao (-8.6 °C), situada a una altura de 41 msnm y la estación meteorológica del aeródromo de Vitoria (-21.0 °C), ubicada a 521 msnm, teniendo en cuenta que la instalación se sitúa a 112 msnm. Los datos se han obtenido de la página web de AEMET.

Bilbao Aeropuerto	
Latitud: 43° 17' 53" N - Longitud: 2° 54' 23" O Altitud: 42 m - Posición: Ver localización Intervalos de validez por variables: Precipitación: 1947-2023 Temperatura: 1947-2023 Viento: 1950-2023	
Variable	Anual
Tem. mín. absoluta (°C)	-8.6 (03 feb. 1963)
Vitoria Aeródromo	
Latitud: 42° 50' 59" N - Longitud: 2° 39' 22" O Altitud: 521 m - Posición: Ver localización Intervalos de validez por variables: Precipitación: 1943-1980 Temperatura: 1945-1980 Viento: -----	
Variable	Anual
Tem. mín. absoluta (°C)	-21.0 (25 dic. 1962)

Imagen 51. Datos de la temperatura de AEMET [24]

Interpolando linealmente ambos valores tenemos una temperatura mínima de - 14,8 °C . Al valor obtenido se le ha añadido 2°C para quedarse en el lado de la seguridad, por lo tanto la temperatura empleada para los cálculos será de -16.8 °C. Así:

$$T_{célula,min} = -16.8[°C] + 100 [W/m^2] \cdot \frac{45 [°C] - 20[°C]}{800 [W/m^2]} = -13.7 [°C]$$

Teniendo en cuenta la temperatura mínima de la célula (-13.7 °C), se calcula la tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico. Para este cálculo se utilizará el coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto del módulo.

$$V_{pmp,max} = V_{pmp,STC} + \beta \cdot V_{OC,STC} \cdot (T_{célula,min} - 25 [°C])$$

Donde:

- $V_{pmp,max}$: Máxima tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico [V]
- $V_{pmp,STC}$: Tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones STC [V]
- β : Coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto del módulo [$°C^{-1}$]
- $V_{OC,STC}$: Tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico en condiciones STC [V]

Sustituyendo las características técnicas del módulo empleado:

$$V_{pmp,max} = 41,5[V] + (-0,0027 [°C^{-1}] \cdot 49,5 [Vdc]) \cdot (-13,7 - 25 [°C])$$

$$V_{pmp,max} = 46,6 [Vdc]$$

Una vez calculada la tensión máxima en el punto de máxima potencia en la condición menos favorable, se procede a calcular el número máximo de módulos conectados en serie por string. Como se ha comentado anteriormente, para éste cálculo se escoge la tensión máxima del rango PMP del inversor para asegurar que la instalación fotovoltaica no supere el límite del rango de tensión PMP del inversor.

$$N^{\circ} \text{ máx. módulos en serie} = \frac{V_{max,inv}}{V_{pmp,max}}$$

Donde:

- $V_{max,inv}$: Tensión máxima del rango de tensión PMP del inversor [V]

En las características técnicas del inversor se da que $V_{max,inv} = 950 \text{ V}$

$$N^{\circ} \text{ máx. módulos en serie} = \frac{950 \text{ [Vdc]}}{V_{pmp,max}} = \frac{950 \text{ [Vdc]}}{46,6 \text{ [Vdc]}} = 20.4 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ máx. módulos en serie} = 20 \text{ módulos}$$

Por el otro lado, para el cálculo del número mínimo de módulos conectados en serie necesarios para sobrepasar el límite inferior del rango de tensión PMP del inversor, es necesario calcular la temperatura máxima histórica registrada en la zona. Dado que el emplazamiento no cuenta con una estación meteorológica, se ha interpolado en base a los datos de las temperaturas máximas históricas registradas en la estación meteorológica del aeropuerto de Bilbao (42.0 °C), situada a una altura de 41 msnm y la estación meteorológica del aeródromo de Vitoria (39.8 °C), ubicada a 521 msnm.

Bilbao Aeropuerto	
Latitud: 43° 17' 53" N - Longitud: 2° 54' 23" O Altitud: 42 m - Posición: Ver localización Intervalos de validez por variables: Precipitación: 1947-2023 Temperatura: 1947-2023 Viento: 1950-2023	
Variable	Anual
Tem. máx. absoluta (°C)	42.0 (26 jul. 1947)
Vitoria Aeródromo	
Latitud: 42° 50' 59" N - Longitud: 2° 39' 22" O Altitud: 521 m - Posición: Ver localización Intervalos de validez por variables: Precipitación: 1943-1980 Temperatura: 1945-1980 Viento: -----	
Variable	Anual
Tem. máx. absoluta (°C)	39.8 (26 jul. 1947)

Imagen 52. Datos de la temperatura de AEMET [24]

Interpolando linealmente ambos valores tenemos una temperatura máxima de 40.9 °C . Al valor obtenido se le ha añadido 2°C para quedarse en el lado de la seguridad, por lo tanto la temperatura empleada para los cálculos será de 42.9 °C. Así:

$$T_{célula,max} = 42.9[°C] + 1000 [W/m^2] \cdot \frac{45 [°C] - 20[°C]}{800 [W/m^2]}$$

$$T_{célula,max} = 74,15 \text{ } °C$$

$$V_{pmp,min} = 41,5[V] - 0,0027[°C^{-1}] \cdot 49,5[V] \cdot (74.15 [°C] - 25 [°C])$$

$$V_{pmp,min} = 34,79 [V]$$

En las características técnicas del inversor se da que $V_{min,inv} = 200 V$

Por lo tanto, la cantidad mínima de módulos conectados en serie debe ser:

$$N^{\circ} \text{ min. módulos en serie} = \frac{V_{min,inv}}{V_{pmp,min}} = \frac{200}{34.79} = 5.74 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ min. módulos en serie} = 6 \text{ módulos}$$

Resumiendo, los strings deberán tener al menos seis módulos en serie, hasta veinte módulos conectados en serie para garantizar que la tensión de entrada en el inversor va a estar siempre dentro del rango de tensión PMP.

Teniendo en cuenta el número de módulos fotovoltaicos, los cálculos realizados en esta sección y las características técnicas del inversor utilizado, en la Tabla 18 se indica la configuración propuesta para esta instalación:

Entrada MPPT	Entrada string	String	Número de Módulos	Inclinación
1	1.1	1	16	3°
	1.2	-	-	-
2	2.1	2	16	12°
	2.2	-	-	-
3	3.1	3	16	20°
	3.2	-	-	-
4	4.1	4	18	3°
	4.2	-	-	-
5	5.1	5	18	12°
	5.2	-	-	-
6	6.1	6	17	20°
	6.2	-	-	-
7	7.1	7	14	16°
	7.2	7	14	16°
8	8.1	8	14	8°
	8.2	8	14	8°
9	9.1	9	14	16°
	9.2	-	-	-
10	10.1	10	14	8°
	10.2	-	-	-

Tabla 18. La configuración propuesta de la instalación

2.1.1.3. Valores máximos a la entrada del inversor

Límites de tensión

Para asegurar el buen estado del inversor, es imprescindible que la máxima tensión a circuito abierto (cuando la temperatura de las células es la mínima) de 19 módulos en serie no sobrepase el límite de la tensión máxima del inversor, que es de 1100 V.

La máxima tensión a circuito abierto de un sólo módulo:

$$V_{OC,max} = V_{OC,STC} + \beta \cdot V_{OC,STC} \cdot (T_{célula} - 25 [^{\circ}C])$$

$$V_{OC,max} = 49,5[Vdc] - 0,0027 [^{\circ}C^{-1}] \cdot 49,5 [Vdc] \cdot (-13,7 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C])$$

$$V_{OC,max} = 54,67 [Vdc]$$

La máxima tensión a circuito abierto del máximo número de módulos conectados en serie:

$$V_{OC,max,string} = 54,67 \cdot 18$$

$$V_{OC,max,string} = 984,1 [Vdc]$$

Como se puede ver, la tensión a circuito abierto de los strings va a estar por debajo del límite de 1.100 V.

Corriente máxima

Para verificar que la corriente de la instalación no sobrepasa la corriente de cortocircuito máxima permitida por el inversor, se calculará la máxima corriente de cortocircuito del módulo con el dato de la máxima temperatura calculada anteriormente y la irradiancia de $1000 W/m^2$.

$$I_{SC,max} = I_{SC,STC} \cdot \frac{G}{1000 [W/m^2]} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{célula,max} - 25 [^{\circ}C]))$$

Dónde:

- $I_{SC,max}$: Máxima corriente de cortocircuito del módulo [A]
- $I_{SC,STC}$: Corriente de cortocircuito del módulo en condiciones STC [A]
- G : Irradiancia [W/m^2]
- α : Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito [$^{\circ}C^{-1}$]

Sustituyendo los valores:

$$I_{SC,max} = 13,8[A] \cdot \frac{1000 [W/m^2]}{1000 [W/m^2]} \cdot (1 + 0,0005[^{\circ}C^{-1}] \cdot (74,15 - 25 [^{\circ}C]))$$

$$I_{SC,max} = 14,14 A$$

Como el inversor empleado admite como máximo una corriente de cortocircuito de 40 A por string y en un string hay dos circuitos en paralelo, debe cumplir el requisito de:

$$I_{SC,max,inversor} > 2 \cdot I_{SC,max}$$

$$40 A > 2 \cdot 14,14 A (28,29A)$$

Se ha comprobado que en ningún momento la corriente de entrada máxima admitida por el inversor se vea sobrepasada.

2.1.1.4. Sección de los cables

Según la ITC-BT 40 Instalaciones generadores de baja tensión los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión no será superior al 1,5%.

2.1.1.4.1. Cableado solar de corriente (CC)

Para calcular la sección del cable que se va a utilizar se deben tener en cuenta la caída de tensión y la intensidad máxima admisible del conductor.

Caída de tensión

El cálculo de la caída tensión se ha realizado de dos formas diferentes, con el dato que da el fabricante sobre el cable y con el dato de conductividad del cobre.

La caída de tensión empleando los datos del fabricante del cable solar se calculan solamente en función del amperaje máximo (13 A), la distancia del cable (55 m x 2) y la caída de tensión unitaria reglamentaria máxima admisible.

Los valores de la caída de tensión están disponibles en la siguiente tabla y se presentan en V/A*km. Para los cálculos se emplea el valor que pertenece a la sección del cable que se pretende instalar, en nuestro caso 6,78 V/A*km.

NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Tabla 18. Características del cable utilizado [Anexo III, 8]

Se calcula la caída de tensión con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = K \left[\frac{V}{A \cdot km} \right] \cdot I [A] \cdot L [km] = 6,78 \left[\frac{V}{A \cdot km} \right] \cdot 13 [A] \cdot 0,110 [km] = 9,6954 V$$

A continuación se realiza el cálculo de caída de tensión empleando las fórmulas disponibles en la normativa aplicable para el mismo caso:

$$\Delta V_{\text{Continua}} = \frac{2 \cdot L [m] \cdot I [A]}{C [m/\Omega \cdot \text{mm}^2] \cdot S [\text{mm}^2]}$$

Dónde:

- L : La longitud del cable [m]
- I : La intensidad del string en el punto de máxima potencia [A]
- C : La conductividad del cable [$m/\Omega \cdot \text{mm}^2$]
- S : La sección del conductor [mm^2]

Los valores de conductividad (C) están disponibles en la siguiente tabla y se presentan en $m/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$. Para los cálculos se emplea el valor más desfavorable, en nuestro caso 45,49 $m/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$ que es el valor que pertenece al cobre a 90°C.

TEMPERATURA DEL CONDUCTOR			
	20 °C	TERMOPLÁSTICOS 70 °C	TERMOESTABLES 90 °C
Cu	58,00	48,47	45,49
Al	35,71	29,67	27,8

Tabla 19. Características del cable utilizado [Anexo III, 8]

Para distancia igual a 55 metros e intensidad de 13 A en continua con una sección de 6 mm^2 y conductividad de 45,49 tenemos:

$$\Delta V_{\text{Continua}} = \frac{2 \cdot 55 [m] \cdot 13 [A]}{45,49 [m/\Omega \cdot \text{mm}^2] \cdot 6 [\text{mm}^2]} = 5,239 V$$

Dado que el valor ofrecido por el fabricante es más desfavorable que el ofrecido por esta última fórmula, empleamos el dato de la caída de tensión que nos da el fabricante para calcular la caída de tensión del cableado que une el campo fotovoltaico con el inversor.

En la siguiente gráfica se pueden observar las distancias de cableado empleadas para los diferentes strings. Se suponen 10 metros adicionales a las medidas presentadas en la imagen para la bajada desde la cubierta hasta el interior de la nave. En la tabla, las distancias por string es un valor aproximado teniendo en cuenta la distancia total de cable por string, teniendo en cuenta la distancia para cable positivo y cable negativo.

Para el cálculo de la caída de tensión del total del campo fotovoltaico se presentan un cálculo de caída de tensión ponderada por string que se calcula como:

$$\Delta V_{\text{ponderada}} = \Delta V_{\text{string}} \cdot \frac{N^{\circ} \text{ de módulos string}}{N^{\circ} \text{ de módulos totales}}$$

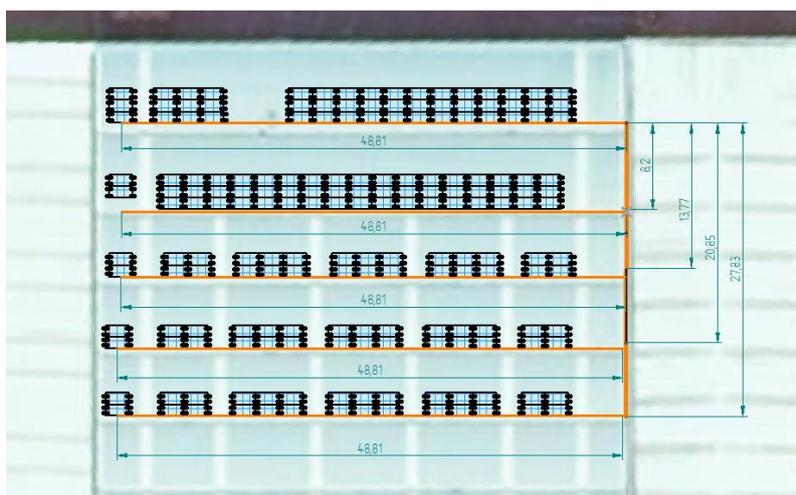


Imagen 53. Longitud de los cables CC de la instalación [Anexo II, 8]

Esta caída de tensión teniendo en cuenta los diferentes strings configurados quedan de la siguiente manera:

Entrada MPPT	Entrada string	Distancia [m]	Nº de módulos	Tensión del string (Vmpp)	Caída de tensión [Vdc]	Caída de tensión [%]	Caída de tensión ponderada
1	1.1	69	16	664	6,08	0,92%	0,08%
	1.2	-	-	-	-	-	-
2	2.1	69	16	664	6,08	0,92%	0,08%
	2.2	-	-	-	-	-	-
3	3.1	69	16	664	6,08	0,92%	0,08%
	3.2	-	-	-	-	-	-
4	4.1	86	18	747	7,58	1,01%	0,10%
	4.2	-	-	-	-	-	-
5	5.1	86	18	747	7,58	1,01%	0,10%
	5.2	-	-	-	-	-	-
6	6.1	86	17	705,5	7,58	1,07%	0,10%
	6.2	-	-	-	-	-	-
7	7.1	96	14	581	8,46	1,46%	0,11%
	7.2	111	14	581	9,78	1,68%	0,13%
8	8.1	96	14	581	8,46	1,46%	0,11%
	8.2	111	14	581	9,78	1,68%	0,13%
9	9.1	124	14	581	10,93	1,88%	0,14%
	9.2	-	-	-	-	-	-
10	10.1	124	14	581	10,93	1,88%	0,14%
	10.2	-	-	-	-	-	-
Caída de tensión ponderada del campo fotovoltaico							1,29%

Tabla 20. Caídas de tensión de cada string fotovoltaico

Intensidad máxima admisible y de calentamiento

Los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad de los módulos fotovoltaicos. Por lo que el cableado de la parte continua deberá soportar una intensidad superior a:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{SC,max} = 1,25 \cdot 14,15 = 17,68 \text{ A}$$

Según la ficha técnica del cable solar H1Z2Z2-K de 6 mm² de sección, la intensidad admisible al aire (60 °C) es de 70 A, por lo que se concluye que la intensidad admitida por los cables solares está muy por encima de 125% de la intensidad máxima de los módulos fotovoltaicos.

Por el otro lado, se usa la siguiente fórmula para calcular el calentamiento de los cables:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot (I/I_{max})^2$$

Dónde:

- T : Temperatura real estimada del conductor [°C]
- T_{max} : Temperatura máxima admisible para el conductor [°C]
- T_0 : Temperatura ambiente del conductor [°C]
- I : Intensidad máxima prevista para el conductor [A]
- I_{max} : Intensidad máxima admisible para el conductor [A]

La temperatura máxima admisible para los conductores es de 120 °C cuando la temperatura ambiente es de 60 °C. Para este cálculo se supone la máxima intensidad que tendrá que soportar el cable teniendo en cuenta el 125% según el REBT, como se calculó en el apartado anterior tenemos una intensidad máxima de cálculo de 17.68 A.

Conociendo los datos, sustituyéndolos en la fórmula se calcula la temperatura real estimada de cada conductor:

$$\begin{aligned} T_{6 \text{ mm}^2} &= 60[^\circ\text{C}] + (120[^\circ\text{C}] - 60[^\circ\text{C}]) \cdot (17.68 \text{ [A]}/70\text{[A]})^2 \\ T_{6 \text{ mm}^2} &= 75,15 [^\circ\text{C}] \\ T_{6 \text{ mm}^2} &< 120 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Se puede observar que los conductores seleccionados cumplen con el criterio de calentamiento.

2.1.1.4.2 Cableado de corriente alterna (CA)

El inversor se ubicará muy próximo al cuadro eléctrico secundario de forma que la longitud del tramo de corriente alterna del inversor al punto de conexión con la red interna de la nave será de aproximadamente 2 metros.

MODELO	CÓDIGO	POTENCIA DE ENTRADA MÁXIMA DC (W)	POTENCIA MÁXIMA (W)	POTENCIA DE SALIDA MÁXIMA APARENTE (VA)	INTENSIDAD SALIDA (A)	DIMENSIONES (F x AN x AL mm)	PESO (Kg)
EQX2 4002-T	6B2AB000018	6400	4000	4400	5,8	175 x 550 x 410	23
EQX2 5002-T	6B2AB000019	8000	5000	5500	7,3	175 x 550 x 410	23
EQX2 6002-T	6B2AB000011	9600	6000	6600	8,7	175 x 550 x 410	23
EQX2 8002-T	6B2AB000012	12800	8000	8800	11,6	175 x 550 x 410	23
EQX2 10002-T	6B2AB000013	16000	10000	11000	14,5	175 x 550 x 410	23
EQX2 12002-T	6B2AB000014	19200	12000	13200	17,4	175 x 550 x 410	23
EQX2 15002-T	6B2AB000015	24000	15000	16500	21,7	175 x 550 x 410	26
EQX2 17002-T	6B2AB000026	27200	17000	18700	24,6	175 x 550 x 410	29
EQX2 20002-T	6B2AB000016	32000	20000	22000	29	175 x 550 x 410	29
EQX2 25002-T	6B2AB000017	40000	25000	27500	36,2	175 x 550 x 410	29
EQX2 33004-T	6B2AB000022	52800	33000	36300	47,8	270 x 600 x 400	42
EQX2 40004-T	6B2AB000023	64000	40000	44000	58	270 x 600 x 400	42
EQX2 50004-T	6B2AB000024	80000	50000	55000	72,5	270 x 600 x 400	42
EQX2 60004-T	6B2AB000034	96000	60000	66000	87	270 x 600 x 400	42
EQX2 100010-T	6B2AB000033	160000	100000	110000	144,3	290 x 975 x 680	82

Tabla 21. Características técnicas del inversor utilizado [Anexo III, 3]

Para el dimensionamiento de los cables de alterna emplearemos el 125% de la máxima intensidad de salida del inversor.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{max,inv} = 1,25 \cdot 144,3 = 180,375 \text{ A}$$

Caída de tensión

Teniendo en cuenta los 2 metros de longitud entre el punto de conexión y el cuadro y el amperaje máximo del inversor. Teniendo en cuenta que la tensión trifásica es de 400V y la caída de tensión no puede exceder el 1,5% la caída de tensión máxima es de: 6 Vac

$$\Delta V_{Trifásico} = \frac{\sqrt{3} \cdot L [m] \cdot I [A] \cdot \cos\phi}{C \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right] \cdot S}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L [m] \cdot I [A] \cdot \cos\phi}{C \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right] \cdot \Delta V_{Trifásico}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 180,38 \cdot 1}{45,49 \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right] \cdot 6} = 2,28 \text{ mm}^2$$

Intensidad máxima admisible de calentamiento

Analizando los criterios establecidos por el REBT, teniendo en cuenta los 180,38 A de amperaje máximo y que los cables que se emplearán son cables unipolares bajo canaleta de PVC (montaje superficial) la sección de cable mínima que se ha de instalar es de 70 mm².

Dado que la intensidad máxima calculada es muy próxima a la del cable (182A), se utilizará un cable RZ1-K de Cobre de sección 70 mm^2 que admite como máximo una corriente de 220 A al aire.

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a $0,3D^0$					3x PVC		2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D^0						3x PVC			3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D^0								3x PVC		3x XLPE o EPR	
		mm^2	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	12	12,5	13	14	-	15	16	17	18
		2,5	15	16	17,5	18,5	20	22	-	23	25	27	30
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	33	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	135
		35			86	96	104	110	119	131	144	154	165
		50	94	100	117	125	133	145	158	172	188	206	220
		70			169	180	190	207	228	254	284	321	360
		95			180	194	207	230	258	291	331	381	435
		120			208	225	240	267	294	334	383	444	510
		150			236	256	278	310	348	398	461	532	610
		185			268	297	317	354	396	455	528	610	700
		240			315	350	374	419	475	550	635	735	840
		300			360	404	433	484	554	645	750	865	990

Tabla 22. Intensidades admisibles al aire 40°C de diferentes tipos de cable [REBT]

Según la ficha técnica del fabricante del cable seleccionado, la intensidad máxima admitida al aire (40°C) es de 220 A. Se le aplica un factor de seguridad de 0,95 por aumento de temperatura ambiente de 5°C (45°C), donde de esta manera, la corriente admitida por el cable será:

$$I_{max,45^\circ\text{C}} = 0,95 \cdot I_{max,40^\circ\text{C}} = 0,95 \cdot 220 = 209 \text{ A}$$

Como se observa, se sigue cumpliendo el criterio de la intensidad máxima admisible.

En cuanto al calentamiento, la Guía-BT-Anexo 2 del REBT indica que la temperatura máxima admisible para el cableado con aislamiento termoestable es de 90°C , con una temperatura ambiente de 40°C para cables al aire libre.

Con estos datos, se calcula la temperatura real estimada de cada conductor:

$$T_{5x50 \text{ mm}^2} = 40[^\circ\text{C}] + (90[^\circ\text{C}] - 40[^\circ\text{C}]) \cdot (180,375[\text{A}]/220[\text{A}])^2$$

$$T_{5x70 \text{ mm}^2} = 80,99 [^\circ\text{C}]$$

$$T_{5x70 \text{ mm}^2} < 90^\circ\text{C}$$

Se puede observar que los conductores seleccionados cumplen con el criterio de calentamiento.

2.1.1.5. Protecciones eléctricas

Las protecciones que se encuentren entre el campo fotovoltaico y el inversor son de la parte de corriente continua, y las que se encuentran entre el inversor y el cuadro eléctrico en cambio de la parte de corriente alterna.

2.1.1.5.1. Protecciones en la parte de corriente continua (CC)

2.1.1.5.1.1 Protección de sobrecorriente: Fusibles CC

El fusible que protege el cableado contra sobrecargas, según la ITC-BT-22 debe cumplir:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$
$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Dónde:

- I_B : Corriente máxima prevista en la instalación [A]
- I_Z : Corriente admisible del cable [A]
- I_n : Corriente asignada del dispositivo de protección [A]
- I_f : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo [A]

Dado que el fusible que se va a emplear es de tipo “g” y tiene que cumplir la norma UNE-60269 (serie) las fórmulas a emplear son las siguientes:

$$I_f = 1,60 \cdot I_n \text{ si } I_n \geq 16A$$
$$I_f = 1,9 \cdot I_n \text{ si } 4A \leq I_n \leq 16A$$
$$I_f = 2,1 \cdot I_n \text{ si } I_n \leq 4A$$

Dado que la corriente máxima por string se calcula en 14,4 A y el cable de 6 mm² a emplear tiene un amperaje máximo admisible de 50A se eligen fusibles de 15A con lo cual se concluye que los fusibles elegidos cumplen con las dos condiciones determinadas por el ITC-BT-22.

2.1.1.5.1.2 Protección contra sobretensiones

Dado que el campo fotovoltaico es una parte expuesta de la instalación el REBT recomienda el uso de protecciones contra sobretensiones transitorias (sobretensiones de origen atmosférico). Se selecciona un protector contra sobretensiones MD BF3-40 especialmente diseñado para circuitos fotovoltaicos CC con protección contra sobretensiones de Tipo 2 y una tensión de servicio adecuada al voltaje de los strings (1060 Vdc). Dicho protector de sobretensiones cumple con la norma IEC 61643 y su máxima corriente de descarga (8/20) es de 40 kA.

Hay que tener en cuenta que, adicionalmente, el inversor fotovoltaico utilizado tiene integradas protecciones contra sobretensiones en las entradas del campo fotovoltaico.

2.1.1.5.2. Protecciones en la parte de corriente alterna (CA)

2.1.1.5.2.1 Protección magnetotérmica

El interruptor automático que protege el cableado contra sobrecargas, según la ITC-BT-22 debe cumplir:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$
$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Dónde:

- I_B : Corriente máxima prevista en la instalación [A]
- I_Z : Corriente admisible del cable [A]
- I_n : Corriente asignada del dispositivo de protección [A]
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo [A]

A la salida del inversor se conducirá un cable multipolar (tres fases, neutro y tierra) de sección 5x70mm² hasta el CGBT de la instalación.

Cuatro cables (las tres fases y el neutro) se conectarán en la entrada del interruptor automático magnetotérmico, siendo la corriente máxima prevista a la entrada de la protección de 144,3 A (corriente máxima de salida del inversor). La corriente admisible del cable multipolar seleccionado es de 220 A, por lo que, teniendo estos dos datos en cuenta, se puede calcular la corriente asignada del dispositivo de protección:

$$144,3 \text{ A} \leq I_n \leq 220 \text{ A}$$

Como se puede observar, la intensidad asignada del interruptor automático magnetotérmico debe estar entre 144,3 A y 220 A.

Así pues, se ha elegido el interruptor automático magnetotérmico tetrapolar modelo NSX en caja modelo del fabricante Schneider, el cual tiene una intensidad nominal asignada de 160 A tal y según su ficha técnica, sigue las directrices de la norma UNE EN 60947-2, por lo que:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_n$$

Como la corriente asignada del interruptor automático en caja moldeada (I_n) es más pequeña que la corriente máxima admitida por el cable (I_Z), se cumple con la segunda condición.

Se concluye que el interruptor automático en caja moldeada seleccionado cumple con las dos condiciones determinadas por el ITC-BT-22.

2.1.1.5.2.2 Protección diferencial

La protección diferencial de la parte AC de la instalación fotovoltaica se realizará mediante el empleo de un relé diferencial con toroidal trifásico programable que en caso de que se registre una fuga por encima del límite programado hace saltar el interruptor magnetotérmico de la instalación fotovoltaica. Este relé diferencial será programado para actuar por encima de los 300 mA de fuga.

2.1.1.5.2.3 Protección contra sobretensiones

Se protegerá la instalación contra sobretensiones permanentes y transitorias. Contra protecciones transitorias el descargador de sobretensiones trifásico descarga sobre la toma de tierra de la instalación y contra sobretensiones permanentes este dispositivo contiene un relé que hará saltar el interruptor magnetotérmico de la instalación fotovoltaica, protegiendo de esta manera el inversor frente a este tipo de sobretensiones.

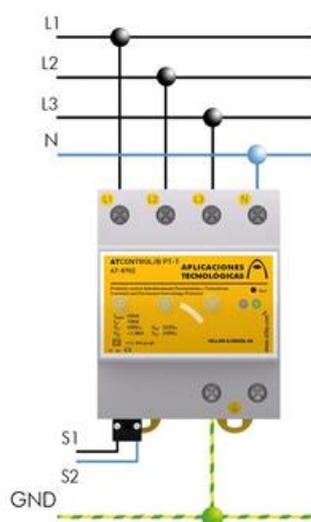


Imagen 54. Protección contra sobretensiones [Anexo III, 9]

2.1.1.6. Instalación de puesta a tierra

En instalaciones generadoras interconectadas, el esquema de puesta a tierra tiene que ser el TT, donde se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública (Guía-BT-40).

Según ITC-BT-24, para los esquemas TT se tiene que cumplir que:

$$R_A \cdot I_a \leq U$$

Dónde:

- R_A : La suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a : La corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección.
- U : La tensión de contacto límite convencional.

Midiendo el valor de la resistencia de la instalación mediante el sistema de impedancia de bucle se tiene un valor para la resistencia de 13 Ohmios, se programa el relé diferencial para actuar con una fuga de 300 mA. Teniendo en cuenta estos valores tenemos que la tensión de contacto máxima es de 3,9 V, bastante por debajo de los 24 V impuestos por REBT.

2.1.2 Cálculo de pérdidas por orientación, inclinación y sombras

Para el correcto dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica, se han calculado las pérdidas por orientación, inclinación y sombras, y pese a no estar en vigor la versión del Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación (CTE) del 2008, donde se establecen los límites de pérdidas por orientación inclinación y sombras, se han considerado estas para la comparación.

Estas pérdidas deben ser inferiores a los límites establecidos en la imagen siguiente:

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

Tabla 23. Límites establecidos de CTE de las pérdidas [25]

En este proyecto, las pérdidas totales no deberían ser superiores al 30%, ya que estamos ante un caso de 'superposición'.

Según el CTE, la orientación óptima es el sur, y la inclinación óptima es la latitud del lugar (43,142°) menos 10°, lo que equivaldría a una inclinación de 33,142°.

En este proyecto, los módulos fotovoltaicos se instalarán con cinco inclinaciones diferentes, coplanares a la cubierta y con la misma orientación:

	Inclinación	Orientación (Acimut)
2 strings	20°	-2°
3 strings	16°	-2°
2 strings	12°	-2°
3 strings	8°	-2°
2 strings	3°	-2°

Tabla 24. Distribución de los módulos fotovoltaicos con diferentes inclinaciones

2.1.2.1. Pérdidas por orientación e inclinación

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- ángulo de inclinación, β : definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales.
- ángulo de acimut, α : definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

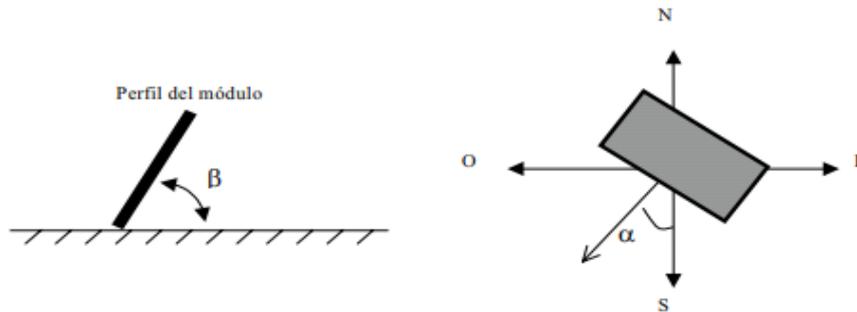


Imagen 55. Ángulo e inclinación de los paneles [26]

Para el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación se utilizarán las fórmulas que ofrece el CTE en el apartado 3.3 de la sección HE 5 de la versión de 2008:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas (\%)} &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] && \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \\ \text{Pérdidas (\%)} &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] && \text{para } 15^\circ \geq \beta \end{aligned}$$

Dónde:

- β : Inclinación de los módulos respecto al plano horizontal ($^\circ$)
- ϕ : Latitud del lugar ($^\circ$)
- α : Acimut de los módulos ($^\circ$)

Sustituyendo los valores de orientación, latitud e inclinación los módulos:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}_{20^\circ} (\%) &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (20 - 43,142 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 2^2] \\ \text{Pérdidas}_{20^\circ} (\%) &= 2,0865 \% < 20 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}_{16^\circ} (\%) &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (16 - 43,142 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 2^2] \\ \text{Pérdidas}_{16^\circ} (\%) &= 3,5402 \% < 20 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}_{12^\circ} (\%) &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (12 - 43,142 + 10)^2] \\ \text{Pérdidas}_{12^\circ} (\%) &= 5,3638 \% < 20 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}_{8^\circ} (\%) &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (8 - 43,142 + 10)^2] \\ \text{Pérdidas}_{8^\circ} (\%) &= 7,5854 \% < 20 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}_{3^\circ} (\%) &= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (3 - 43,142 + 10)^2] \\ \text{Pérdidas}_{3^\circ} (\%) &= 10,9024 \% < 20 \% \end{aligned}$$

Como se puede observar, las pérdidas por orientación e inclinación están muy por debajo del 20%, y es que cabe destacar que mientras que en la fila de arriba (donde hay mayor pérdida) se prevén 34 módulos fotovoltaicos, en la fila de abajo habrá un total de 75 módulos. Es decir, el valor medio de las pérdidas por orientación e inclinación será de 5,16 %, por lo que se cumple con el requisito de pérdidas máximas establecido en el CTE en su versión 2008.

2.1.2.2. Pérdidas por sombras

Las pérdidas por sombras se han estimado con el software PVSyst, donde se ha realizado una simulación de la instalación solar fotovoltaica. Estas pérdidas no deberían pasar el límite máximo del 15% impuesto por el CTE.

Según la simulación realizada, la pérdida de energía por el sombreado lejano es del 2,26%, mientras que las pérdidas por el sombreado cercano son del 0,35%. Sumando los dos apartados, las pérdidas totales de energía supondrán un 2,61% de la energía anual que podría generar la instalación fotovoltaica. Esta pérdida está muy por debajo del límite marcado por el CTE en su versión de 2008.

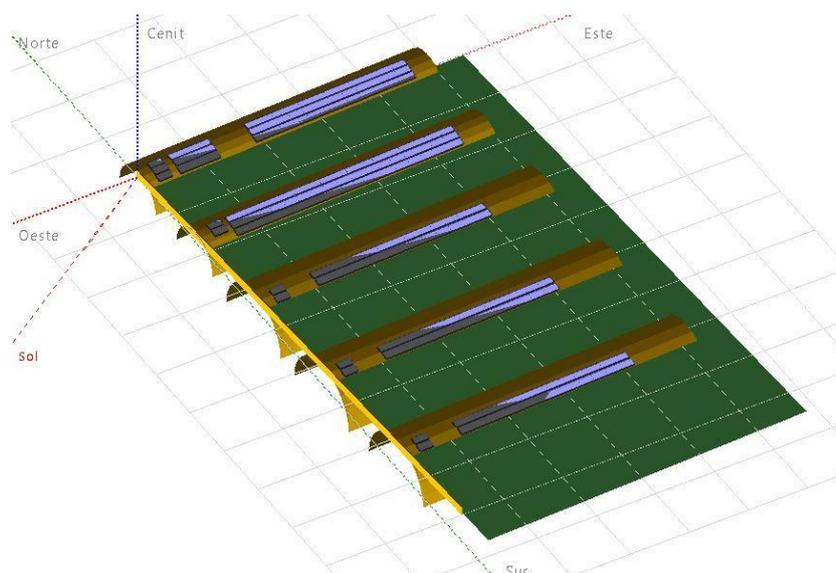


Imagen 56. Simulación de sombras de la instalación realizada con PVSYST

2.1.2.3. Suma de las pérdidas

Con las pérdidas por orientación, inclinación y sombras calculadas, se puede estimar el valor de la pérdida total de la instalación solar fotovoltaica. Y es que con el 5,16% de pérdida por la orientación e inclinación, y el 2,61 % de pérdida por la sombra, se obtienen unas pérdidas totales de 7,77 %.

En conclusión, se ha verificado que la instalación solar fotovoltaica propuesta cumple con el límite de pérdidas del 30% impuesta por el CTE en la versión de 2008.

2.1.3 Cálculos de cargas en la cubierta

En relación a las cargas originadas por la instalación fotovoltaica, es necesario hacer un estudio para comprobar que se cumplen todas las condiciones técnicas recogidas en el CTE.

El objetivo de este estudio es justificar que la cubierta de la nave es capaz de soportar la sobrecarga ejercida por los módulos fotovoltaicos y las estructuras coplanares de aluminio de la instalación solar fotovoltaica.

Sobrecarga de uso en el sector 1 de la cubierta

La mayor carga la van a proporcionar los módulos fotovoltaicos, donde la ficha técnica del fabricante indica que tienen una masa de 27 kg por unidad. En total, en esta cubierta se instalarán 48 módulos fotovoltaicos, por lo que la masa total será de 1.296 kg. En cuanto a la estructura empleada, se prevé que tiene aproximadamente un total de 42 kg.

Los coeficientes parciales de seguridad que aparecen en el Documento Básico de SE del CTE son esenciales para comprobaciones de estabilidad:

Estabilidad	Desestabilizadora	Estabilizadora
Peso propio	1,1	0,9
Viento	1,5	0

Tabla 25. Coeficientes parciales de seguridad CTE

Al calcular la sobrecarga de uso en este sector de la cubierta se aumentará la carga anteriormente calculada:

$$Carga\ propia\ de\ la\ instalación = (1.296 [kg] + 42 [kg]) \cdot 1,1 = 1.471,8 kg$$

El sector donde se asienta esta carga propia cuenta con una superficie de 360 m², por lo que la sobrecarga de uso será:

$$Sobrecarga\ de\ uso = \frac{Carga\ propia\ de\ la\ instalación}{Superficie\ total\ del\ sector} = \frac{1.471,8 [kg]}{360 [m^2]} = 4,088 [kg/m^2]$$

Según el CTE, la sobrecarga de uso para cubiertas accesibles únicamente para conservación es de 40,82 kg/m².

Para proyectar los resultados de las sobrecargas de uso de los demás sectores se ha hecho una tabla, donde se ha utilizado el mismo coeficiente de seguridad.

	Nº de módulos fotovoltaicos	Carga propia de la instalación [kg]	Superficie total del sector [m ²]	Sobrecarga de uso [kg/m ²]
1	48	1471,8	360	4,088
2	47	1397	360	3,88
3	28	865	275	3,145
4	28	865	275	3,145
5	28	865	275	3,145

Tabla 26. Resumen de los resultados de las cargas

2.2. Producción energética de la instalación

Para obtener el dato de la producción energética de la instalación los cálculos se han hecho teóricamente y prácticamente, y se ha hecho una comparación de los dos métodos.

2.2.1 Calculo teórico

Al dimensionar la instalación fotovoltaica se tiene que determinar la producción anual esperada, teniendo en cuenta diferentes aspectos como la irradiación sobre el plano de los paneles, las pérdidas del sistema por diferentes motivos y el rendimiento energético o “Performance Ratio” de la instalación.

La fórmula que establece el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en su pliego de condiciones de instalaciones de energía fotovoltaica, que toma en cuenta todos estos datos para calcular la producción de la instalación anual es la siguiente:

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

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Es el valor medio mensual de la irradiación sobre el plano de los módulos fotovoltaicos [kWh/m²/mes]
- P_{mp} : Potencia pico [kWp]
- PR o Performance Ratio: El rendimiento energético de la instalación
- G_{CEM} : La irradiancia en condiciones estándar [1 kW/m²]

Por lo tanto, para comenzar la recogida de datos se ha utilizado el programa PVGIS para la toma de datos de la irradiancia mensual de cinco inclinaciones diferentes que hay a lo largo de la instalación, en la que se ha realizado la media de las irradiancias mensuales entre 2017 y 2020 y se han incluido en la siguiente tabla X.

Media de irradiación mensual de distintos ángulos entre los años 2017-2020 [kWh/m²/mes]

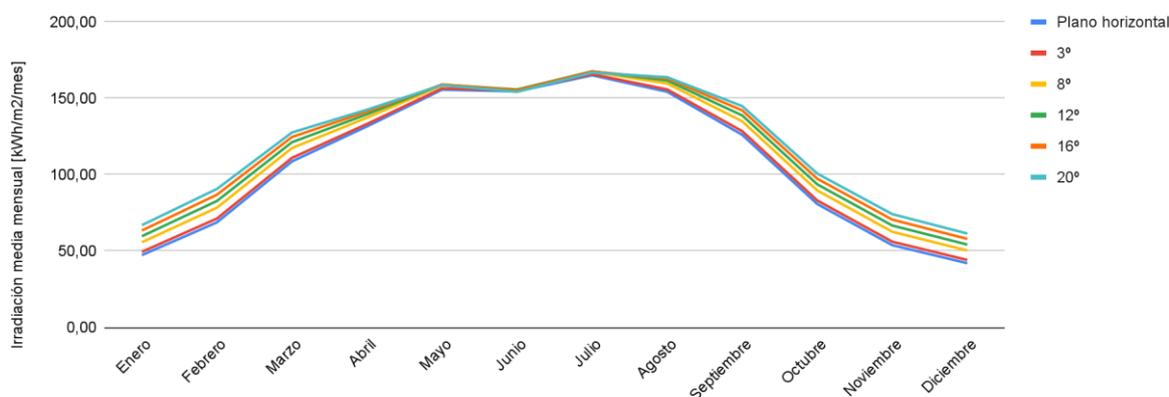


Gráfico 15. Media de la irradiación mensual entre los años 2017-2020

Como se puede apreciar en el gráfico 15, en los meses en los que el sol recorre su recorrido más bajo es cuando mayormente influye el aumento del ángulo de los paneles fotovoltaicos.

	Plano horizontal	3°	8°	12°	16°	20°	Media general
Enero	47,32	49,49	55,75	59,70	63,44	66,95	59,07
Febrero	68,77	71,26	78,37	82,76	86,87	90,65	81,98
Marzo	108,69	111,01	117,44	121,25	124,65	127,62	120,39
Abril	131,62	133,20	137,34	139,54	141,28	142,54	138,78
Mayo	155,65	156,51	158,37	158,98	159,07	158,63	158,31
Junio	154,51	155,01	155,81	155,73	155,23	154,22	155,20
Julio	165,09	165,85	167,36	167,70	167,54	166,82	167,05
Agosto	154,30	155,84	159,70	161,62	163,01	163,83	160,80
Septiembre	126,10	128,48	134,98	138,77	142,08	144,90	137,84
Octubre	80,79	83,11	89,66	93,67	97,36	100,71	92,90
Noviembre	53,83	56,10	62,61	66,70	70,55	74,16	66,02
Diciembre	42,01	44,14	50,31	54,22	57,94	61,46	53,61

Tabla 27. Media de la irradiación mensual entre los años 2017-2020 (kWh/m²/mes)

Rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio”

Este factor nos informa del rendimiento de la instalación en la que nos indica el importe de las pérdidas desde la absorción de energía de los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a la red. Este factor tiene en cuenta aspectos como la eficiencia del módulo fotovoltaico con la temperatura, la eficiencia del cableado, la eficiencia por suciedad, etc. En los siguientes puntos se informará de las diferentes eficiencias. [27]

Pérdidas por temperatura

Las características del panel fotovoltaico se analizan teniendo en cuenta las características que se dan en condiciones estándar, es decir, una irradiancia de 1000 W/m², un valor de A.M. de 1,5 y una temperatura ambiente de 25° C. Los paneles de la marca SEG Solar utilizados en la instalación presentan una pérdida de -145,42 mV/°C frente a la temperatura en condiciones estándar. Por lo que, por cada °C de aumento de la temperatura en la célula respecto a 25°C, el voltaje con respecto al seguimiento del punto de máxima potencia se reducirá en 145,42 mV.

La temperatura de la célula depende de la intensidad de la radiación solar y la temperatura ambiente en cada momento, donde la diferencia entre ellas se define como:

$$T_C - T_{amb} = C \cdot G_{dm}(\alpha, \beta)$$

Donde C es una constante con el siguiente valor:

$$C = \frac{TONC (^{\circ}C) - 20}{800 W/m^2} = \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} = 0,0312 m^2/W$$

TONC es un valor que proporciona el fabricante en la hoja de características del panel, y significa el valor de la temperatura de operación de la célula. En este caso, es utilizado para la determinación de la temperatura de trabajo de los módulos para cada mes.

El TONC se define como la temperatura que alcanza el módulo fotovoltaico en las siguientes condiciones:

Condiciones específicas TONC			
Nivel de irradiancia	Temp. de la célula	Masa de aire (AM)	Velocidad del viento
800 W/m ²	20°C	1.5	1 m/s

Tabla 28. Condiciones específicas TONC

En la siguiente tabla se muestran los resultados de los cálculos realizados del rendimiento para el módulo fotovoltaico utilizado (SEG Solar SRP-540-BMA-BG), utilizando los datos de temperatura media diaria, media de los valores de irradiancia mensuales entre los años 2017-2020 proporcionado por la base de datos PVGIS y los datos del módulo fotovoltaico proporcionados por el fabricante.

Teniendo en cuenta los siguientes datos:

$$TONC = 45 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$C = 0,0312 \text{ m}^2/\text{W}$$

$$V_{mp} = 41,55 \text{ V}$$

$$\text{Temperatura Coeficiente del } P_{max} = -0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{OC} = 49,5 \text{ V}$$

Mes	Temperatura media diaria (°C) [28]	Gdm [W/m ²]	Temperatura de la célula (°C)	Diferencia con respecto a 25 °C	dVoc (V)	%
Enero	13,4	79,40	15,881	-9,119	1,023	1,021
Febrero	14,3	117,79	17,981	-7,019	0,787	1,016
Marzo	16,5	161,81	21,557	-3,443	0,386	1,008
Abril	17,6	192,75	23,623	-1,377	0,154	1,003
Mayo	20,8	212,78	27,449	2,449	-0,275	0,994
Junio	23,4	215,56	30,136	5,136	-0,576	0,988
Julio	25,4	224,53	32,417	7,417	-0,832	0,983
Agosto	26	216,13	32,754	7,754	-0,870	0,982
Septiembre	24,6	191,44	30,583	5,583	-0,626	0,987
Octubre	21,4	124,87	25,302	0,302	-0,034	0,999
Noviembre	16,6	91,69	19,465	-5,535	0,621	1,013
Diciembre	13,9	72,06	16,152	-8,848	0,993	1,020
Media	19,49	158,40	24,442	-0,558	0,063	1,001

Tabla 29. Tabla resumen del cálculo del rendimiento de temperatura

Como se puede observar, la media de los rendimientos de los meses supera el 100%, es decir, la temperatura favorecerá a la instalación.

$$\eta_{temperatura} = 1,001$$

Pérdidas por distorsión

Estas pérdidas se producen ya que los módulos fotovoltaicos registran desviaciones respecto al valor teórico de la potencia nominal, pero como el panel fotovoltaico SEG Solar presenta una desviación de 0/+3% mientras que otros paneles pueden llegar hasta desviaciones de $\pm 10\%$, se ignoran las pérdidas de distorsión.

$$\eta_{distorsión} = 1$$

Pérdidas por suciedad

En cuanto a la suciedad, debido a la gran cantidad de árboles que hay a su alrededor y a la escasa inclinación de algunos paneles, se corre el riesgo de que el polen se quede en los paneles fotovoltaicos si no llueve, por lo que aunque la instalación tenga un mantenimiento estricto, se estimará en el peor de los casos una pérdida del 5%.

$$\eta_{suciedad} = 0,95$$

Pérdidas del sombreado

En el apartado de cálculos se han estimado pérdidas del 2,61% en la instalación por sombras.

$$\eta_{sombras} = 0,9739$$

Pérdidas por orientación e inclinación

En el apartado de cálculos se han estimado pérdidas del 5,16% en la instalación por orientación e inclinación.

$$\eta_{orientación\ e\ inclinación} = 0,9484$$

Pérdidas por eficiencia energética del inversor

Al pasar la tensión de corriente continua a corriente alterna, el inversor puede sufrir una serie de daños en la forma de la onda, en el régimen del trabajo... lo que hace perder su eficiencia. Cada inversor tiene un rendimiento diferente según sus características. En este caso, el inversor de 100 kW Salicru tiene un rendimiento de 0,982.

$$\eta_{inversor} = 0,982$$

Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua

Son las pérdidas de tensión que se producen a lo largo del cable cuando se accede al inversor desde los módulos fotovoltaicos. Esta pérdida de tensión se ha calculado en el apartado de cálculos, pero por si acaso se tendrá en cuenta para el cálculo del rendimiento la pérdida de tensión del 1,5% descrita en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

$$\eta_{cableado\ cc} = 0,985$$

Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna

Son las pérdidas de tensión que se producen a lo largo del cable cuando se accede desde el inversor a la conexión a la red. Esta pérdida de tensión se ha calculado en el apartado de cálculos, pero por si acaso se tendrá en cuenta para el cálculo del rendimiento la pérdida de tensión del 1,5% descrita en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

$$\eta_{\text{cableado ac}} = 0,985$$

Rendimiento global del sistema

Una vez analizado el importe de todas las pérdidas que pueden producirse en una instalación fotovoltaica, el valor del rendimiento global (PR) se calculará multiplicando todos los rendimientos parciales por la fórmula siguiente:

$$PR = \eta_{\text{temperatura}} \cdot \eta_{\text{distorsión}} \cdot \eta_{\text{suciedad}} \cdot \eta_{\text{sombras}} \cdot \eta_{\text{orientación e inclinación}} \cdot \eta_{\text{inversor}} \cdot \eta_{\text{cableado cc}} \cdot \eta_{\text{cableado ac}}$$

El valor del rendimiento global del sistema no es un valor fijo, ya que en cada mes se tienen diferentes condiciones que afectan a las pérdidas. La mayor influencia en estos cambios de pérdidas es la temperatura, que como se puede ver en tabla X, el rendimiento del módulo fotovoltaico varía cada mes. Teniendo esto en cuenta, se han calculado los valores de PR para cada uno de los meses.

Mes	PR
Enero	0,853
Febrero	0,849
Marzo	0,843
Abril	0,839
Mayo	0,831
Junio	0,826
Julio	0,822
Agosto	0,821
Septiembre	0,825
Octubre	0,835
Noviembre	0,846
Diciembre	0,853
Media Anual	0,837

Tabla 30. Resumen del PR mensual

Cálculo de la producción anual esperada

Conociendo el rendimiento global mensual de la instalación, el dato de irradiación solar y la potencia de la instalación, podemos calcular el importe de la energía anual esperada.

Cálculo de la producción teórica anual				
Mes	Gdm [kWh/m ² /mes]	Potencia de la instalación [kWp]	PR	Producción teórica [kWh]
Enero	59,07	99,9	0,853	5035,32
Febrero	81,98	99,9	0,849	6955,66
Marzo	120,39	99,9	0,843	10133,12
Abril	138,78	99,9	0,839	11626,70
Mayo	158,31	99,9	0,831	13148,24
Junio	155,2	99,9	0,826	12811,02
Julio	167,05	99,9	0,822	13717,085
Agosto	160,8	99,9	0,821	13193,6
Septiembre	137,84	99,9	0,825	11366,39
Octubre	92,9	99,9	0,835	7753,45
Noviembre	66,02	99,9	0,846	5582,97
Diciembre	53,61	99,9	0,853	4567,14
Total				115890,752

Tabla 31. Producción anual esperada

Como se puede observar en la tabla, el "Performance Ratio" anual estimado de la instalación fotovoltaica sería 83,7%. En ella, se muestra como el PR más bajo se da en los meses de junio, julio y agosto. Esto se debe a que en estos meses la temperatura ambiente es mayor, lo cual provoca una disminución en el rendimiento de las células fotovoltaicas. Como consecuencia, su producción se reduce. En cuanto a la producción teórica anual estimada de la instalación fotovoltaica, se prevé que podría situarse en 115,890 MWh.

2.2.2 Cálculo experimental con PVSYST

Para la parte experimental se ha utilizado el programa PVSYST, software utilizado para el diseño y optimización de instalaciones fotovoltaicas. Esta herramienta es muy utilizada en el sector fotovoltaico, ya que realiza análisis de cualquier diseño de instalaciones fotovoltaicas, lo que permite optimizar la instalación fotovoltaica después de realizar diversas simulaciones, adaptándola a las condiciones requeridas.

Además, se puede representar en el programa el diseño 3D de la instalación fotovoltaica y la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol del día.

Para el análisis de la instalación fotovoltaica, se han incluido en el programa las características calculadas, como la ubicación exacta de la instalación, la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, las características de los paneles fotovoltaicos utilizados y del inversor, el número de string que contendrá la instalación, el número de paneles en serie y en paralelo, la proyección 3d para la simulación de sombras...

Teniendo en cuenta todo esto, este software ha realizado un informe indicando la información incluida y proyectando los análisis calculados mediante tablas y gráficos. Este informe está visible en el apartado de anexos.

Para empezar, es importante hacer un estudio del recurso solar del emplazamiento donde se instalará la instalación solar fotovoltaica. Para ello, se ha utilizado la base meteorológica de PVGIS-API-TMY, donde hace una estimación de la irradiación global horizontal, sobre el plano fotovoltaico y de la irradiación efectiva (donde toma en cuenta pérdidas como las sombras) de los últimos 15 años.

	Irradiación horizontal global [kWh/m ² /mes]	Irradiación sobre el plano global [kWh/m ² /mes]	Irradiación efectiva global [kWh/m ² /mes]
Enero	48,4	61,9	56
Febrero	55,4	64,8	60,3
Marzo	80,7	89,3	84,7
Abril	115,2	120,6	115,3
Mayo	162,8	166,9	161,1
Junio	144,6	145,6	140,3
Julio	155,2	157,2	151,3
Agosto	151,3	159	153,6
Septiembre	124,9	137,5	131,9
Octubre	80,5	93,6	87,8
Noviembre	58	73,1	67,6
Diciembre	38,1	49,6	44,2
AÑO	1215,1	1319,1	1254,2

Tabla 32. Diferentes datos de radiación solar

De este informe se han adquirido los valores de la siguiente tabla, que muestra el valor de PR de cada mes y la producción energética mensual estimada [kWh].

Mes	PR [%]	E_p [kWh]
Enero	85,1	5.263
Febrero	87	5.632
Marzo	86,8	7.743
Abril	85,3	10.279
Mayo	84,2	14.047
Junio	83	12.079
Julio	83,2	13.075
Agosto	83,5	13.256
Septiembre	84,5	11.608
Octubre	85,3	7.977
Noviembre	85,9	6.276
Diciembre	84,4	4.183
TOTAL	84,6	111.415

Tabla 33. Producción experimental anual

A continuación se muestran gráficamente los datos obtenidos de la tabla anterior. Aquí, lo que está en color morado serían las pérdidas que suceden en los paneles fotovoltaicos (sombras, suciedad, pérdidas de inclinación...), las pérdidas que se pueden producir a lo largo del sistema con color verde, por ejemplo en el inversor, y por último, con color marrón, se puede ver la cantidad de energía disponible.

Normalized productions (per installed kWp)

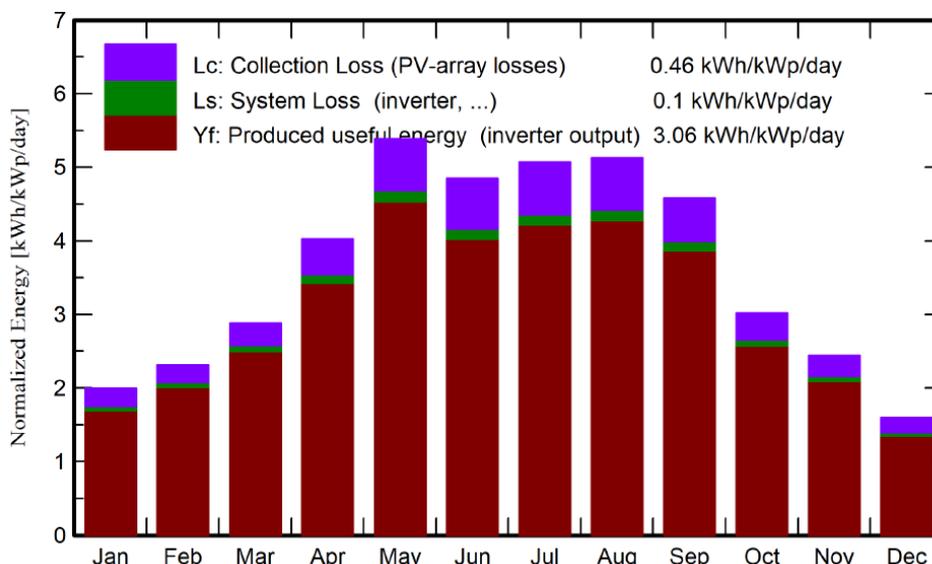


Gráfico 16. Producción energética de la instalación con PVSYST

En este gráfico también se puede observar que por el aumento de la temperatura ambiente, las pérdidas producidas tanto en los módulos como en el sistema son mayores.

2.2.3 Comparación cálculo teórico vs experimental

Para comparar los resultados obtenidos, tanto de forma teórica como práctica, se ha elaborado una tabla en la que se han analizado los diferentes resultados obtenidos de las dos formas.

	Cálculo teórico	Cálculo con PVSYST
Base de Datos	PVGIS-SARAH2	PVGIS-API-TMY
FV Instalada [kWp]	99,9 kWp	99,9 kWp
Resultados de la simulación		
Ángulo de inclinación [°]	3,8,12,16 y 20°	3,8,12,16 y 20°
Ángulo de azimut [°]	-2°	-2°
PR	83,7 %	84,6 %
Producción anual FV [kWh]	115,89 MWh	111,415 MWh
Comparativa con respecto a cálculo teórico	100 %	96,14 %

Tabla 34. Tabla comparativa teórico vs práctico

Comparando ambos resultados, se observa que los resultados no tienen sentido, ya que en el apartado de cálculos teóricos se puede apreciar que la eficiencia de la instalación es inferior a la de los cálculos prácticos y tiene una mayor producción energética. Esto es debido a que en el cálculo teórico se ha hecho una media de la irradiación de las diferentes inclinaciones, mientras que en el cálculo práctico se han tenido en cuenta las cantidades de paneles correspondientes a cada inclinación. Por lo tanto, se ha planteado teóricamente el mismo procedimiento de cálculo, pero esta vez teniendo en cuenta la irradiación de cada inclinación.

Primero se calcula el PR para cada mes e inclinación:

	3°	8°	12°	16°	20°
Enero	0,854	0,854	0,853	0,853	0,853
Febrero	0,851	0,850	0,850	0,849	0,849
Marzo	0,843	0,843	0,842	0,842	0,842
Abril	0,839	0,839	0,839	0,839	0,839
Mayo	0,832	0,831	0,831	0,831	0,831
Junio	0,827	0,827	0,827	0,827	0,827
Julio	0,822	0,822	0,822	0,822	0,822
Agosto	0,822	0,821	0,821	0,821	0,821
Septiembre	0,827	0,826	0,826	0,825	0,825
Octubre	0,836	0,836	0,835	0,835	0,835
Noviembre	0,847	0,847	0,847	0,846	0,846
Diciembre	0,854	0,853	0,853	0,852	0,852

Tabla 35. PR de cada mes e inclinación

Los datos de la irradiación media mensual entre 2017 y 2020 se encuentran en la tabla X calculada anteriormente.

Luego se calcula la potencia total que se encuentra en cada inclinación:

3°	18,36 kWp
8°	22,68 kWp
12°	18,36 kWp
16°	22,68 kWp
20°	17,82 kWp

Tabla 36. La potencia en cada inclinación

Y utilizando la fórmula explicada anteriormente, multiplicando los últimos tres datos señalados, se consigue la producción energética que habrá cada mes con cada inclinación. Los resultados se pueden observar en la tabla 37:

	3°	8°	12°	16°	20°
Enero	776,020	1079,238	935,226	1227,225	1017,265
Febrero	1112,884	1510,898	1291,091	1673,437	1371,571
Marzo	1718,726	2244,747	1875,454	2380,937	1914,772
Abril	2052,870	2613,691	2149,289	2687,668	2130,318
Mayo	2389,371	2986,121	2426,505	2999,119	2350,031
Junio	2352,791	2921,164	2363,556	2910,452	2272,126
Julio	2503,159	3119,835	2530,628	3123,136	2443,517
Agosto	2351,106	2975,131	2436,942	3035,821	2397,096
Septiembre	1949,728	2528,753	2103,795	2659,945	2130,859
Octubre	1275,983	1699,378	1436,665	1843,967	1498,205
Noviembre	872,881	1202,654	1036,777	1354,159	1118,046
Diciembre	691,708	973,341	848,870	1120,160	933,289

Tabla 37. Generación de energía cada mes e inclinación

En total, teniendo en cuenta la potencia instalada en cada nivel de inclinación, la producción teórica anual es de 115.930 kWh. Es decir, no cambia respecto a los cálculos realizados con el valor de la inclinación media.

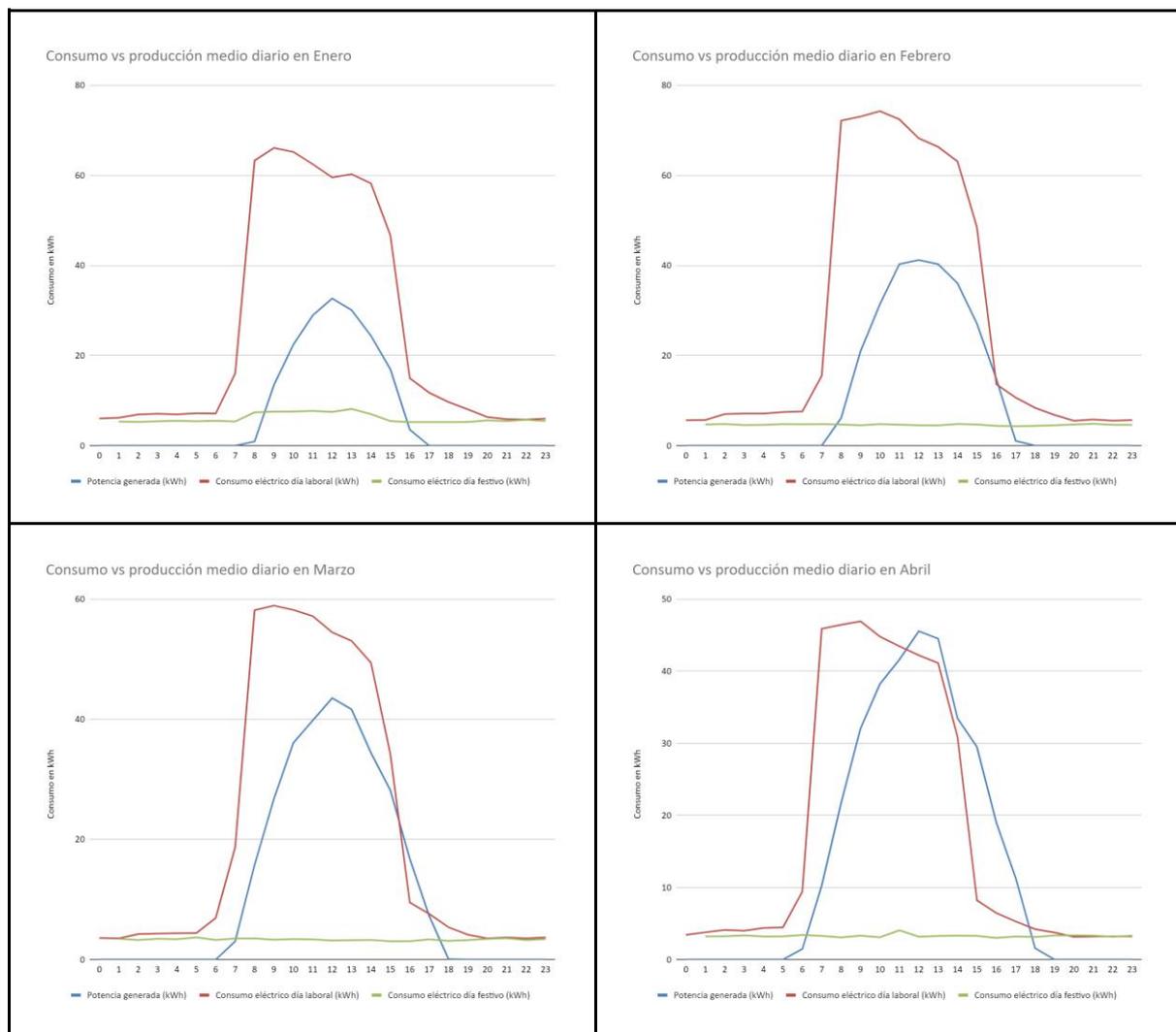
Por ello, se puede decir que la diferencia de valor calculado y aportado por el programa se ha dado por utilizar una base de datos diferente. Mientras que con la base de datos PVGIS-SARAH2 utilizada en el programa PVGIS se ha realizado una media de irradiancia de 4 años, la base de datos PVGIS-API-TMY proporcionada por PVSYST proporciona el dato de media de irradiancia de los últimos 15 años. Por lo tanto, aunque en ambos casos se utiliza la base de datos PVGIS, con cada uno de ellos se ha realizado una media de irradiancia de diferentes años.

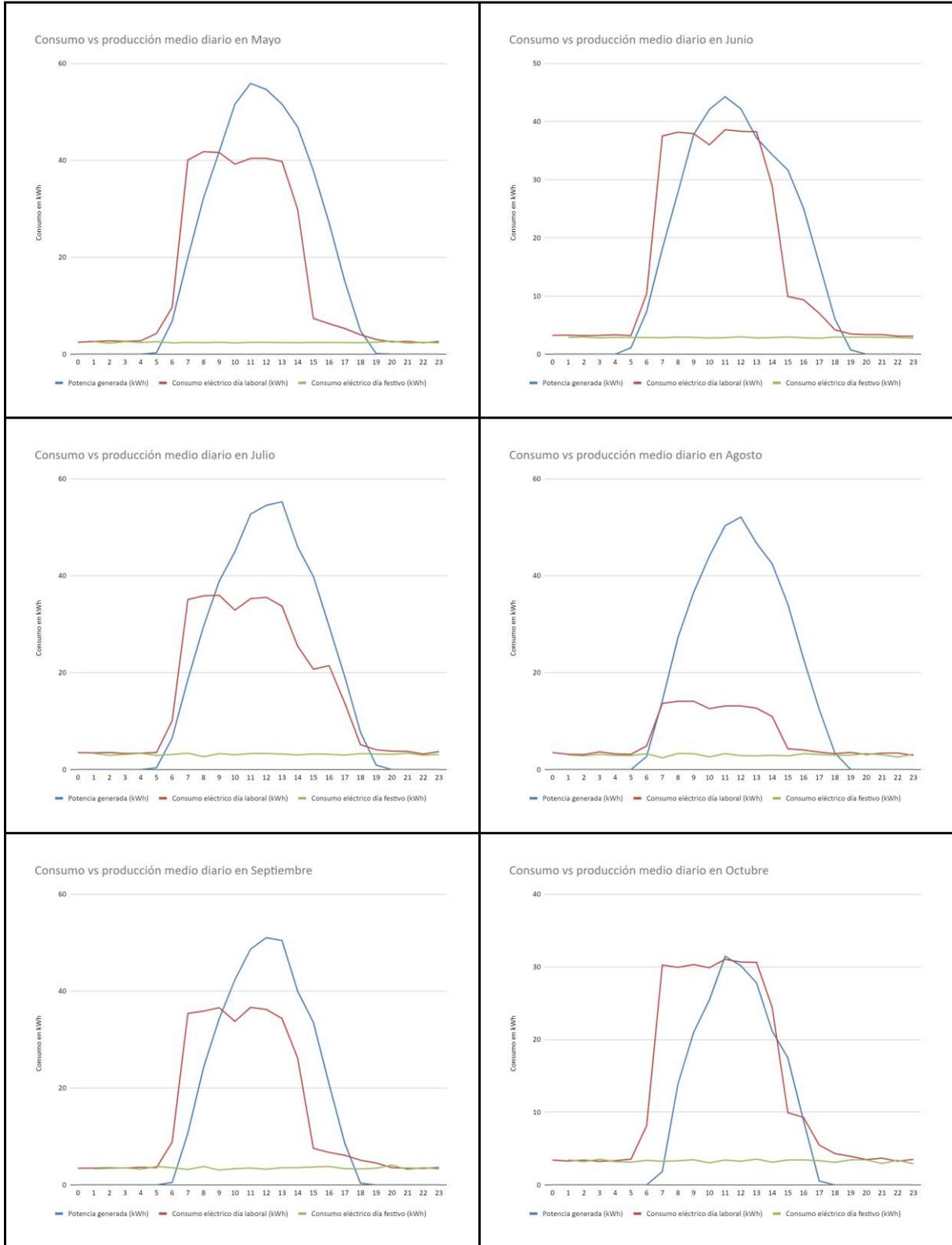
A la hora de realizar los análisis económicos se ha optado por utilizar el menor valor de los dos resultados para actuar como conservadores.

2.3 Descripción/Análisis de los resultados

Para analizar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica es innegable el porcentaje de energía producida por dicha instalación fotovoltaica consumida en la propia empresa y el porcentaje que se va a trasladar a la red. Como se sabe, cada mes el nivel de irradiación solar y el nivel de consumo energético de la empresa van cambiando, por lo que en primer lugar se han comparado las curvas de consumo medio diario y de producción media diaria para cada mes del año.

En azul se muestra la producción que generará la instalación fotovoltaica. En rojo, el consumo medio diario de la empresa en días laborables. En verde, el consumo medio diario de la empresa en días festivos.





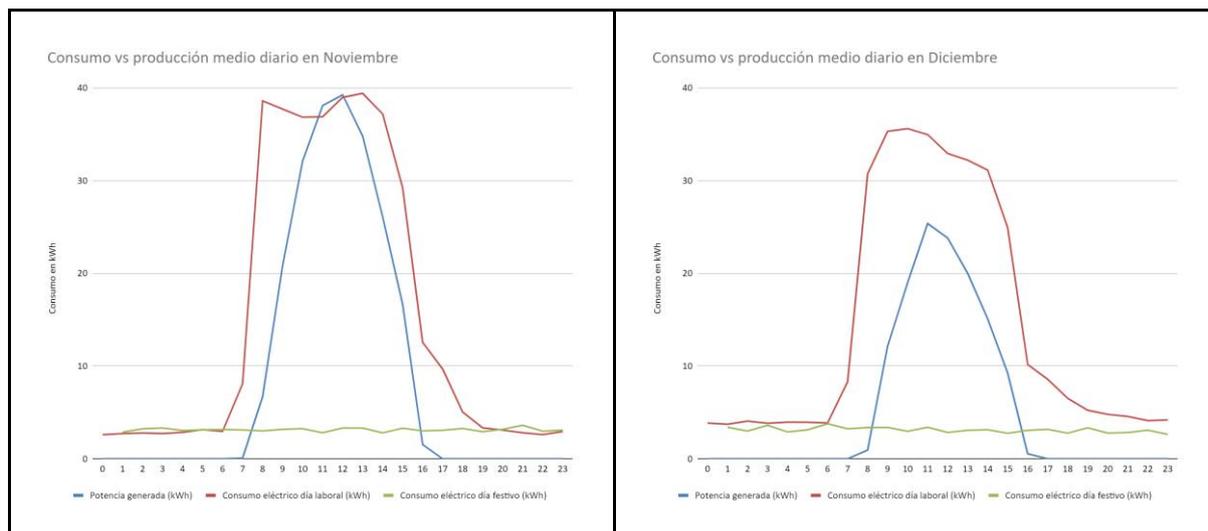


Gráfico 17. Curvas de consumo vs producción medio diario en cada mes

En cuanto a los días de trabajo, como se observa en las gráficas, en los meses de abril, junio, octubre y noviembre las curvas de producción y consumo son bastante similares. En los meses de enero, febrero, marzo y diciembre de media se alcanza el 100% de autoconsumo, mientras que en verano se inyectará una gran parte de la energía generada a la red.

En cambio, durante los días festivos se inyectará la mayor parte de la energía generada a la red.

De los datos anuales se obtienen los resultados que se presentan en la siguiente tabla.

Para la obtención de estos datos se han utilizado el valor del consumo horario de la empresa en el último año y la producción media horaria de la instalación fotovoltaica entre los años 2018 y 2020. Restando el valor del consumo horario al dato de la producción horaria, se obtiene el valor de los excedentes que inyectaría la empresa teniendo en cuenta los consumos del último año. Para obtener el importe del autoconsumo se ha deducido del valor de producción anual de la instalación el importe de los excedentes.

Producción anual de la instalación	111,5 MWh
Demanda energética anual de la empresa	113,4 MWh
Producción auto consumida por la empresa	56 MWh
Producción no auto consumida (excedentes)	55 MWh

Tabla 38. Datos del autoconsumo de la instalación

Como se puede observar en la Tabla 38, la energía anual producida por la instalación fotovoltaica y la demanda energética de la empresa prácticamente tienen el mismo valor. Sin embargo, como sabemos que cuando la empresa necesite energía el sol no estará siempre ahí, y como se ha ejecutado una instalación sin batería, no se podrá autoconsumir toda la energía producida.

Teniendo en cuenta los datos de la tabla 38, se puede analizar el porcentaje que la instalación fotovoltaica cubriría del consumo total de la empresa.

$$\text{Cobertura demanda (\%)} = \frac{\text{Generación energética autoconsumida}}{\text{Demanda energética}} = \frac{56.000.000 \text{ Wh}}{113.445.000 \text{ Wh}} = 49,36 \%$$

La instalación fotovoltaica cubriría la mitad de la demanda energética de la empresa.

Así como el autoconsumo de la energía producida por la instalación fotovoltaica.

$$\text{Aprovechamiento FV (\%)} = \frac{\text{Generación energética autoconsumida}}{\text{Producción fotovoltaica}} = \frac{56.000.000 \text{ Wh}}{111.500.000 \text{ Wh}} = 50,22 \%$$

El dato que aparece en agosto llama la atención porque en los gráficos por horas del día se puede apreciar que la energía producida es mucho más que la consumida, pero en este gráfico no ocurre así. En este caso hay que tener en cuenta que la empresa también consume por la noche, y aunque a lo largo del día sobra, la instalación no tiene batería, por lo que la instalación no puede satisfacer este consumo nocturno.

En el siguiente gráfico se realiza una comparación de la energía mensual autoconsumida con la instalación fotovoltaica y el consumo mensual de la empresa.

El consumo de la empresa vs autoconsumo mensual

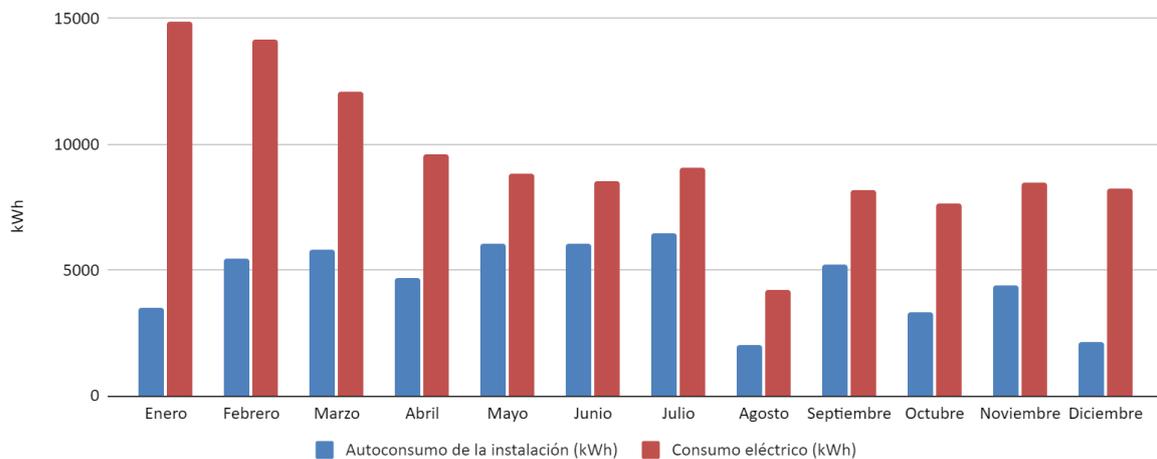


Gráfico 18. Consumo total vs autoconsumo cada mes

2.3.1 Ahorro mensual

Para calcular el ahorro de la instalación, dado que los excedentes se venderán en la red, es necesario analizar dos factores diferentes, la energía autoconsumida y la compensación de excedentes.

En el caso de la energía autoconsumida, como la empresa utiliza la energía que genera la instalación en lugar de utilizar la energía de la red, no necesita la compra de esa energía a la red.

En cuanto a la compensación de excedentes, si la energía producida por la instalación fotovoltaica no se utiliza, se inyecta a la red, y se consigue reducir la factura eléctrica.

2.3.1.1 Energía autoconsumida

El ahorro de energía autoconsumida por la empresa se ha calculado en función del precio de la energía en los últimos años. Entre otros, se ha realizado la media del precio de la energía por mes en los últimos cuatro años, ya que los precios de la energía en el año 2022 han sido excepcionales y no tendría mucho sentido trabajar con estos precios.

Además, una vez realizada la media, se observa que por el momento se ha llegado a unos precios que coinciden con el año 2023, y como en el último año se han fijado suficientemente los precios, se ha llegado a la conclusión de que es el mejor precio para realizar las mediciones.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos, que se utilizarán para calcular el ahorro de energía autoconsumida.

Precio medio del kWh entre 2019-2023	
Enero	0,1452
Febrero	0,1395
Marzo	0,1535
Abril	0,1451
Mayo	0,1347
Junio	0,1557
Julio	0,1534
Agosto	0,1356
Septiembre	0,1463
Octubre	0,1352
Noviembre	0,1389
Diciembre	0,1542

Tabla 39. Precio medio de la energía en los últimos años [29]

2.3.1.2 Compensación de excedentes

El valor que le descuentan en la factura eléctrica por la energía que se transmite a la red varía a lo largo del día y del año, donde la hora en que se obtiene el precio más alto por la compensación es al comienzo del día y la que se obtiene al precio más bajo al mediodía. Este valor depende de la comercializadora que tengas contratado, pero la mayoría de ellos varían entre unos valores. De la media se obtiene un valor de 0,08 euros/kWh, que se utilizará para hacer los cálculos.

$$\text{Compensación excedentes} = \Sigma \text{excedentes}_{\text{mensual}} (\text{kWh}) \cdot \text{Precio}_{\text{excedentes}} (\text{€/kWh})$$

$$\text{Compensación excedentes} = 55.000 \text{kWh} \cdot 0,09 \text{ €/kWh} = 4950 \text{ €/año}$$

2.4 Plan de proyecto y planificación

En este apartado se detalla la planificación de la realización de la instalación, con un esquema del diagrama de Gantt donde se presentan los criterios de optimización del plazo de ejecución de la obra y montaje, así como el uso de los recursos disponibles.

Las fases principales en que se descompone el montaje de la instalación son:

- Trabajos previos
- Licencia de obras
- Pedido de componentes
- Montaje mecánico
- Montaje eléctrico
- Ensayos, legalización y puesta en marcha

2.4.1 Tareas previas al montaje

Esta fase está compuesta por los trabajos y tareas necesarias que hay que realizar antes de empezar con el montaje:

- Acopio de materiales.
- Redacción del proyecto.
- Elaboración del Plan de Seguridad y Salud.
- Nombramiento del Coordinador de Seguridad y Salud.
- Aprobación, por parte del Coordinador, del Plan de Seguridad y Salud.
- Nombramiento del recurso preventivo.
- Solicitud de Licencia de Obra Menor en el ayuntamiento.

2.4.2 Montaje de la instalación

La primera fase del montaje consiste en la colocación de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta, para ello se empezará con la colocación de la estructura coplanar, luego la colocación del cableado de continua previo a la colocación de los módulos fotovoltaicos.

La colocación de la estructura coplanar se comenzará con el planteamiento y marcado de la ubicación exacta de los perfiles de aluminio, mediante el empleo de sistema de marcado que facilite la correcta colocación de estos perfiles.

Después de marcar la ubicación de los perfiles se procede a colocar la cinta butílica sobre la que irán apoyados los perfiles de aluminio, esta cinta butílica tiene una cara adhesiva que facilita su adición a la cubierta.



Imagen 57. Instalación de la estructura

Una vez está colocada la cinta butílica se procede a fijar los perfiles en su posición, para ello se necesita de un taladro con el cual, una vez colocado el perfil en su posición se perfora conjuntamente el perfil de aluminio y la cubierta metálica. Con la perforación realizada se procede a fijar el perfil mediante el empleo de remaches. Todos los elementos empleados para la estructura coplanar de los módulos fotovoltaicos son del fabricante FISCHER y están especialmente diseñados para tal fin.



Imagen 58. Colocación de cabeceras

Previo a la colocación de los módulos fotovoltaicos se procede a la colocación del cable y a las canalizaciones necesarias para el mismo. Una vez ya están planteados todos los cables y canalizaciones del campo fotovoltaico se procede a la colocación de los módulos. Entre los cables a preparar previo a la instalación de los módulos también se preparan las líneas de tierra que necesitarán de terminales circulares para fijarse a los marcos de los módulos fotovoltaicos mediante tornillos autorroscantes.

La cubierta de la nave dispone de fácil acceso mediante una trampilla pero no es posible subir los módulos fotovoltaicos por dicho acceso. El pequeño material necesario para la colocación de la estructura coplanar se sube a la cubierta empleando dicho acceso pero para el izado de los módulos fotovoltaicos será necesario emplear una plataforma elevadora extensible de 12 metros de altura de elevación que se puede ver en la figura.



Imagen 61. Plataforma elevadora utilizada



Imagen 62. Subida del material

La cubierta no cuenta con ninguna medida de protección que garantice la seguridad de los trabajos en todo momento en el que se trabaje sobre esta, por lo que hará falta una instalación previa de líneas de vida a la que se amarrarán los trabajadores en todo momento.

Durante el proceso de la instalación es muy importante hacer una buena gestión de residuos, donde los materiales son recogidos en distintos contenedores, tal y como se demuestra en las imágenes.



Imagen 63. Gestión de residuos

Tras la colocación de los módulos fotovoltaicos se procede a realizar la entrada de los cables en la nave a través del tejado, para ello, se buscará la manera menos invasiva y que asegure la estanqueidad del punto de acceso en la zona del tejado más próxima al cuadro general de la nave. Esto permite una canalización interior sencilla y directa a la ubicación del inversor fotovoltaico.



Imagen 64. Canalización y la entrada de los cables en la nave



Imagen 65. Puesta a tierra

Para la canalización de cables desde el punto de acceso hasta el lugar donde se ubica el inversor será necesario trabajar con la máquina elevadora en el interior de la nave.

Una vez los módulos están fijados en la cubierta y la canalización de cables del campo fotovoltaico se ha llevado hasta la ubicación del inversor se procede a realizar todas las labores de instalación eléctrica interior:

- Elección de la ubicación del inversor de acuerdo a la hoja de especificaciones del fabricante respetando distancias con obstáculos.
- Colocación sobre la pared del inversor fotovoltaico.
- Colocación de las bandejas rígidas portacables de PVC para el conexionado del inversor, las protecciones de continua y el cuadro general.
- Colocación de las cajas prefabricadas de protecciones del campo fotovoltaico.
- Conexionado del campo fotovoltaico a las protecciones y al inversor.
- Colocación sobre el cuadro de la nave de las protecciones de alterna del inversor fotovoltaico y demás elementos necesarios para el correcto funcionamiento del inversor y monitorización de la instalación.
- Conexionado del inversor a las protecciones de alterna y al punto de conexión.



Imagen 66. Instalación en el interior de la nave

Las labores que contemplan el trabajo sobre el cuadro general existente en la nave como son la colocación de las protecciones de alterna del inversor y el conexionado al punto de enganche a red interior se deberán hacer desconectando el IGA de la instalación para trabajar en las máximas condiciones de seguridad.



Imagen 67. El cuadro eléctrico

2.4.3 Tareas posteriores al montaje

Una vez hecha la instalación, se procede a:

- Ensayos de la instalación fotovoltaica, incluyendo la inspección y los ajustes de los equipos principales, comprobación de las conexiones de continua, alterna y de líneas de comunicación, etc.
- Inspección de OCA para baja tensión.
- Legalización de la instalación y comunicación de puesta en servicio frente a la delegación de Industria mediante la realización de Certificado de Instalación Eléctrica.
- Trámite ante la distribuidora para poder obtener permiso para verter excedentes a la red.
- Nuevo contrato con la comercializadora, donde se firma el contrato con compensación de excedentes.
- Modificación del equipo de medida del punto de frontera de unidireccional a bidireccional por parte de la compañía distribuidora (en caso de que sea necesario).
- Puesta en marcha de la instalación fotovoltaica.

2.4.4 Tramitación de la solicitud de subvención

A la hora de solicitar las subvenciones hay que tener mucho cuidado con ponerlo todo en regla. Se cumplimentarán todos los documentos solicitados en las fechas y con la información correspondiente. Los documentos a cumplimentar para solicitar la ayuda para una instalación fotovoltaica son:



Aportación de documentos

Dirigido al:
Organismo: EVE
Órgano instructor: DIRECCIÓN GENERAL

Imagen 68. La solicitud de subvención

- A) Memoria de la actuación justificativa
 - 1. Declaraciones responsables
 - 2. Informe justificativo
 - 3. Reportaje fotográfico

- B) Memoria económica
 - 1. Relación clasificada y firmada por la persona o entidad beneficiaria de los pedidos y/o contratos
 - 2. Relación clasificada de las facturas, fechas de emisión y de pago, copia de dichas facturas y de sus correspondientes justificantes bancarios de pago
 - 3. Relación detallada de otros ingresos o subvenciones
 - 4. Documentación justificativa, como mínimo, de tres ofertas de diferentes proveedores
 - 5. Contabilidad separada para todas las transacciones relacionadas
 - 6. Información y enlace al sitio de Internet de la persona o entidad beneficiaria del incentivo

- C) Justificación documental de la correcta ejecución de las actuaciones
- D) El contrato entre la persona o empresa auditora y la persona o entidad beneficiaria del incentivo

2.5 Diagrama de Gantt

Planificación de la instalación Industrias Galarza S.L.

3 abr. 2023

Tarea

Nombre	Fecha de inicio	Fecha de fin
TRABAJOS PREVIOS	7/11/22	26/1/23
REDACCIÓN PROYECTO Y PREPARACIÓN DE DOCUMENTACIÓN	7/11/22	30/1/22
SOLICITUD DE PUNTO DE CONEXIÓN Y ACCESO	7/11/22	29/12/22
TRAMITACIÓN DE LA SOLICITUD	7/11/22	11/1/22
ENTREGA DEL PUNTO DE ACCESO	11/1/22	29/12/22
ELABORACIÓN Y PRÓBACIÓN PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD	14/1/22	18/1/22
LICENCIAS DE OBRA	18/1/22	26/1/23
ACOPIO DE MATERIALES	10/11/22	7/12/22
PEDIDO MÓDULOS FV SEG SOLAR 540Wp	10/11/22	7/12/22
PEDIDO INVERSOR SALICRU 100kW	10/11/22	7/12/22
PEDIDO ESTRUCTURA COPLANAR FISCHER	10/11/22	7/12/22
PEDIDO CABLEADO CC-CA	10/11/22	7/12/22
PEDIDO PROTECCIONES	10/11/22	7/12/22
MONTAJE DE LA INSTALACIÓN	6/2/23	20/3/23
MONTAJE MECÁNICO	6/2/23	27/2/23
DESCARGA COMPONENTES Y SUBIDA A CUBIERTA	6/2/23	10/2/23
ESTRUCTURA COPLANAR FISCHER	9/2/23	22/2/23
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	20/2/23	27/2/23
MONTAJE ELÉCTRICO	28/2/23	17/3/23
CONEXIONADO EN SERIE MÓDULOS	28/2/23	2/3/23
MONTAJE INVERSOR SOBRE PARED	3/3/23	3/3/23
MONTAJE CANALIZACIONES CABLEADO CC	6/3/23	9/3/23
MONTAJE CANALIZACIONES CABLEADO AC	10/3/23	13/3/23
MONTAJE PROTECCIONES AC	14/3/23	14/3/23
INSTALACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA	15/3/23	15/3/23
CONEXIONADO CABLEADO	16/3/23	16/3/23
CONEXIÓN CON LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BT DE LA NAVE	17/3/23	17/3/23
GESTIÓN DE RESIDUOS	20/3/23	20/3/23
TAREAS POSTERIORES AL MONTAJE	21/3/23	28/3/23
ENSAYOS INSTALACIÓN	21/3/23	22/3/23
INSPECCIÓN POR OCA	23/3/23	23/3/23
LEGALIZACIÓN INSTALACIÓN INDUSTRIA	27/3/23	27/3/23
PUESTA EN MARCHA INSTALACIÓN	28/3/23	28/3/23

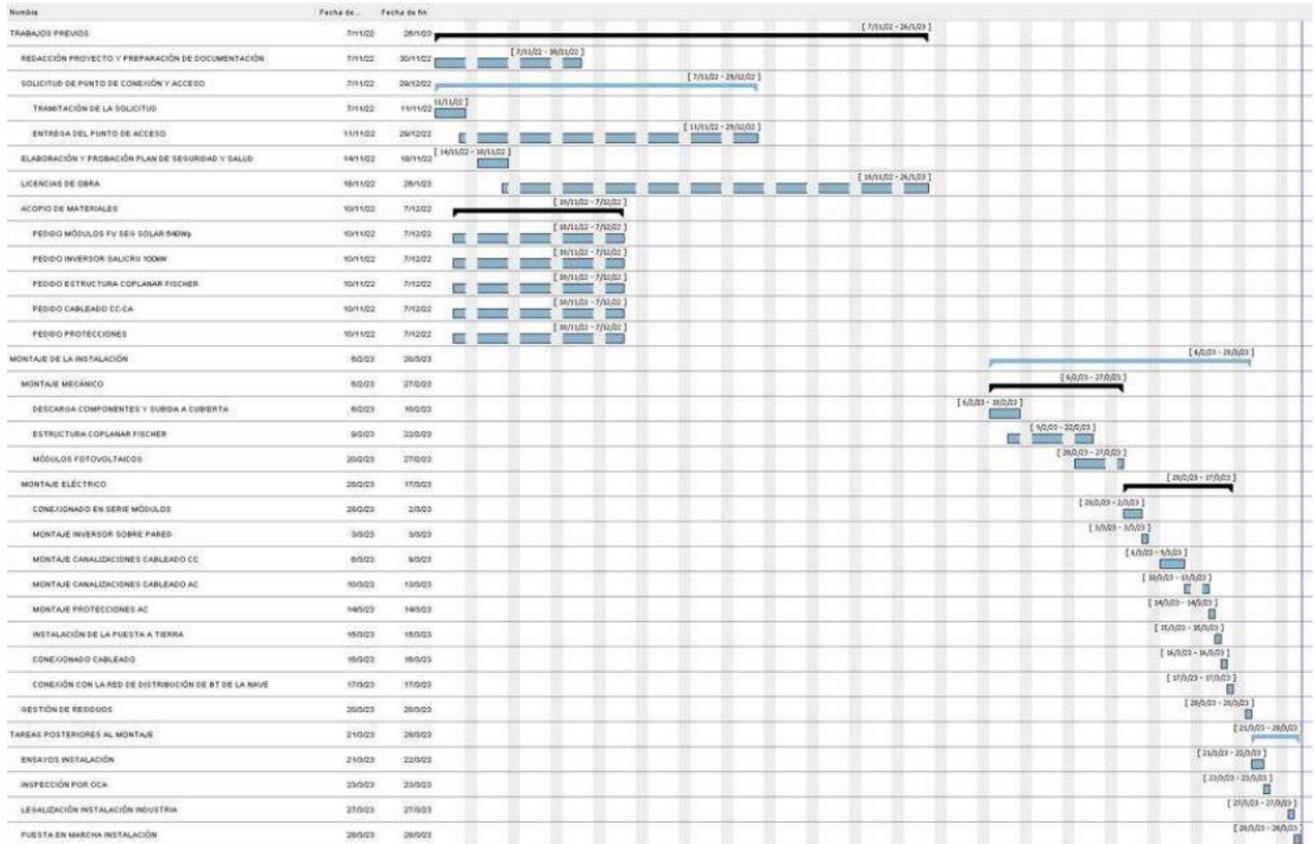


Imagen 68. Diagrama de Gantt

3. Aspectos económicos

3.1 Presupuestos parciales

A continuación se presentan los presupuestos parciales del proyecto divididos en 4 partidas:

- Material
- Montaje
- Seguridad y Salud
- Gestión de Residuos

3.1.1 Presupuesto de Material

Concepto	Descripción	€/Ud	Uds	Total
Módulos fotovoltaicos	Suministro de módulos fotovoltaicos de 540 Wp modelo SEG-540-BMA-HV fabricados por SEG SOLAR INC. (SEG) con dimensiones de 2278x1134x35 (mm) con una eficiencia de 20,90 % (STC).	173 €	185	32.005 €
Sistema de fijación coplanar	Suministro de estructuras coplanares de aluminio y demás material necesario para la fijación de los perfiles a la cubierta. Todos los elementos son fabricados por Fischer. El anclaje de los módulos se realizará por medio de micro raíles de aluminio de 400 mm de largura modelo Solar-Flat P 400 el cual es anclado a la cubierta empleando cuatro remaches especiales también suministrados por el fabricante. Entre el perfil de aluminio y la cubierta se añade cinta butílica que evita el contacto directo del perfil con la cubierta y de esta manera no se genera corrosión galvánica. Una vez fijados los perfiles empleando los remaches se repasan las cabezas de los remaches con impermeabilizante constructivo para superficies basado en polímero MS.	4.680 €	1	4.680 €
Inversor conexión a red 100kW con monitorización	Suministro de inversor fotovoltaico de conexión a red de 100kW fabricado por Salicru modelo EQX2 100010-T con 10 entradas MPPT dobles. Este inversor cuenta con todas los certificados exigibles para el uso al que se destina. Dentro de este concepto se incluyen también el resto de periféricos necesarios para la monitorización 24h del inversor fotovoltaico como son: meter trifásico de medida indirecta (ESM3T 300D50 EQX2) , el módulo de comunicación Wifi (485/WIFI 24H EQX2-T).	4.670 €	1	4.670 €

Protecciones AC	Suministro de las protecciones eléctricas AC: Interruptor magnetotérmico en caja moldeada de 4 x 160 A (25 kA) con relé térmico regulable 0.63-0.8-1. Bobina de disparo por emisión de corriente para el interruptor anterior. Relé diferencial Clase B con sensibilidad y tiempo de disparo ajustable y visor de fuga permanente, asociado a transformador diferencial toroidal de 80 mm de diámetro. Protector de sobretensiones permanentes y transitorias asociado a interruptor magnetotérmico modular 4 x 63 A.	1.103 €	1	1.103 €
Protecciones DC	Suministro cuadros prefabricados para protección eléctrica DC de 4 strings 1000V 15A con protección contra sobretensiones transitorias tipo 2 e interruptor seccionador de corte.	452,75 €	4	1.811 €
Cableado y canalizaciones DC campo fotovoltaico	Suministro de cableado solar 1x1x6 mm ² bajo tubo flexible o rígido de PVC	156,16 €	12	1.874 €
Cableado puesta a tierra de módulos fotovoltaicos	Suministro de cableado para puesta a tierra de los marcos de los paneles fotovoltaicos	2,16 €	185	400 €
Línea General de puesta a tierra de paneles fotovoltaicos y cuadros de protección DC	Suministro de cable para línea general de tierra para los módulos fotovoltaicos y los cuadros de protección DC.	235 €	1	235 €
Cableado y canalizaciones AC entre Inversor y CGBT	Suministro de cableado AC entre inversor y cuadro eléctrico general con cable libre de halógenos de 4 x 1 x 70 + 1 x 35 mm ² bajo canal de PVC	281 €	1	281 €
Total (IVA no incl.)				47.059 €

3.1.2 Montaje

Concepto	Descripción	€/Ud	Uds	Total
Montaje mecánico de módulos fotovoltaicos	Labores de instalación de la soportación de aluminio para los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta y posterior anclaje de módulos fotovoltaicos.	44,2 €	185	8.177 €
Montaje eléctrico	Labores de instalación de elementos referentes a la parte eléctrica de la instalación como cuadros, protecciones eléctricas, canalizaciones, cableado, puestas a tierra y demás labores.	11.611 €	1	11.611 €
Total (IVA no incl.)				19.788 €

3.1.3 Seguridad y Salud

Concepto	Descripción	€/Ud	Uds	Total
Coordinación de seguridad y salud	Contratación Coordinador de Seguridad y Salud	500 €	1	500 €
Plan de Seguridad y Salud	Elaboración del Plan de Seguridad y Salud por Técnico Superior en Prevención de Riesgos Laborales.	650 €	1	650 €
Partida alzada a justificar relativa al Plan de Seguridad y Salud	Gastos relacionados con la aplicación del Plan de Seguridad y Salud	650 €	1	650 €
Total (IVA no incl.)				1.800 €

3.1.4 Gestión de Residuos

Concepto	Descripción	€/Ud	Uds	Total
Partida asignada al Estudio de Gestión de residuos	Gastos relacionados con la justificación del Estudio de Gestión de Residuos	379 €	1	379 €
Total (IVA no incl.)				378 €

3.2 Resumen

Resumen de presupuesto			
Capítulo	Resumen	%	EUROS
01	Material	68,18%	47.059 €
02	Montaje	28,67%	19.788 €
03	Seguridad y Salud	2,61%	1.800 €
04	Gestión de residuos	0,55%	379 €
TOTAL		69.026 €	
PEM		69.026 €	
GG (16%)		11.044,12 €	
BI (6%)		4.141,54 €	
PEC		84.211 €	
IVA (21%)		17.684,39 €	
PRESUPUESTO TOTAL		101.896 €	

Tabla 40. Resumen del presupuesto

El Presupuesto de Ejecución Material (PEM) estimado asciende a un valor de SESENTA Y NUEVE MIL VEINTISÉIS EUROS (69.026 €). Suponemos un 16 por ciento relativo a Gastos Generales (GG) y un Beneficio Industrial (BI) del 6% de forma que el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es OCHENTA Y CUATRO MIL DOSCIENTOS ONCE EUROS (84.211 €).

Tras añadir el 21 por ciento de IVA tenemos que el Presupuesto Total es de CIENTO UN MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y SEIS EUROS (101.896 €).

3.3 Subvenciones de los fondos next generation

Según el programa de incentivos 4 del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable, la realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable en el sector residencial, en las administraciones públicas y en el tercer sector, con o sin almacenamiento, dispondrán de subvenciones en relación con la siguiente tabla.

Actuaciones	Coste unitario de la instalación de referencia (Cuf) (€/kW)	Coste subvencionable unitario máximo (€/kW)	% ayuda gran empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda mediana empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda pequeña empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	120	460	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	–	749	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	–	910	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10kWp).	–	1.188	15 %	25 %	45 %

Tabla 41. Módulos de ayuda que definen la ayuda en el sector industrial [EVE]

Al tratarse de una **pequeña empresa** y siendo la potencia instalada entre 10 kW y 100 kW, la ayuda que ofrece el IDAE es del **35 % sobre el coste de la instalación**, siempre y cuando no se supere el umbral de ayuda máximo.

De los dos valores limitativos de las subvenciones, se concederá a la empresa la ayuda de menor valor para la ejecución de la instalación fotovoltaica.

Por un lado, hay una ayuda de 910 €/kWp, que al tratarse de una instalación de 99,9 kWp, supondría una subvención de:

$$\text{Subvención} = 910 \text{ €/kWp} * 99,9 \text{ kWp} = 90.909 \text{ €}$$

Por otro lado, otro valor limitativo es el de subvencionar un porcentaje del presupuesto de la instalación fotovoltaica. En este caso, al tratarse de una instalación de 99,9 kWp y teniendo en cuenta que es una pequeña empresa, la subvención tendrá un valor del 35% del presupuesto.

$$\text{Subvención} = 84.211 \text{ €} * 35\% = 29.473 \text{ €}$$

Además, como la empresa se encuentra en un pueblo en el que viven menos de 5.000 habitantes, EVE ofrece una ayuda extra de 40 €/kW para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de entre 10 kW y 100 kW.

Ayuda adicional por reto demográfico-Autoconsumo con energías renovables	Ayuda adicional por reto demográfico (€/kW)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	30
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	35
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	40
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	55
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	65
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	150
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	225

Tabla 42. Módulos de ayuda que definen la ayuda por el reto demográfico [EVE]

Por lo tanto:

Subvención del EVE para realizar la instalación fotovoltaica	
Instalación fotovoltaica autoconsumo	29.473 €
Reto demográfico	3.996 €
TOTAL	33.469 €

Tabla 43. Resumen de las ayudas por parte del EVE

3.4 Ahorro mensual

Teniendo en cuenta los datos de generación aportados por PVGIS y los datos de consumo del último año y suponiendo un coste de la energía de una media mensual con los precios de los últimos 4 años y 0.09€/kWh para la energía excedentaria mediante el mecanismo de compensación simplificada. Estimamos un **ratio de autoconsumo del 50,22%** (Que se autoconsume in-situ el 50,22% de la energía generada por la planta fotovoltaica) y un **ahorro en el término de energía de la factura de un 60,93%**. Sin la instalación fotovoltaica tendríamos un consumo anual de entorno a los 19.721€ y con la instalación fotovoltaica la energía importada de la red supondría 7.703€ generando un **ahorro de 12.017 € al año**.

En el siguiente gráfico se proyecta el ahorro anual de la instalación. La franja azul representa el ahorro total, la roja el ahorro por autoconsumo y la verde el beneficio económico que se obtiene con la venta de los excedentes.

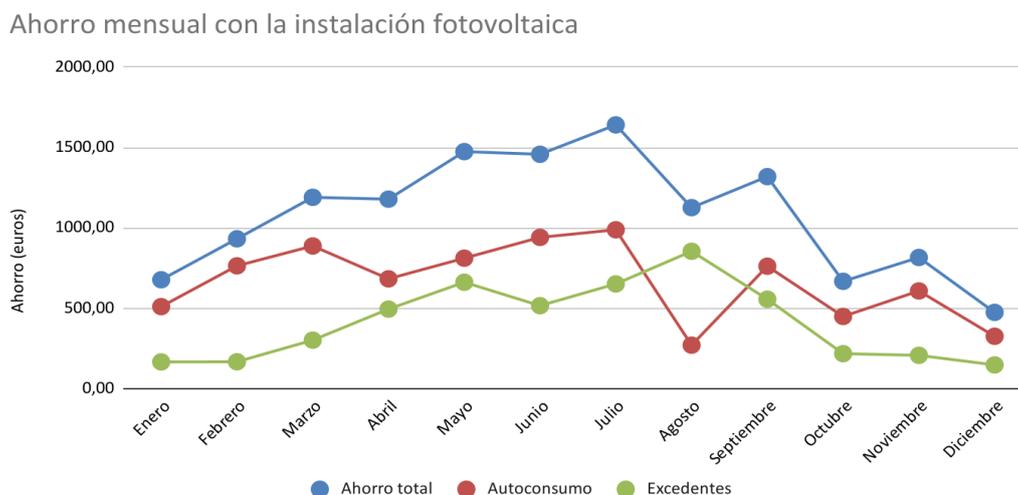


Gráfico 19. Ahorro mensual con la instalación fotovoltaica

Como se puede observar, el mayor ahorro se obtendrá por el autoconsumo, ya que el precio de la energía es superior al que aportan por los excedentes. Sin embargo, en agosto, debido al bajo consumo de la empresa, los excedentes supondrán un ahorro mayor que el autoconsumo.

Comparación en la factura eléctrica mensual

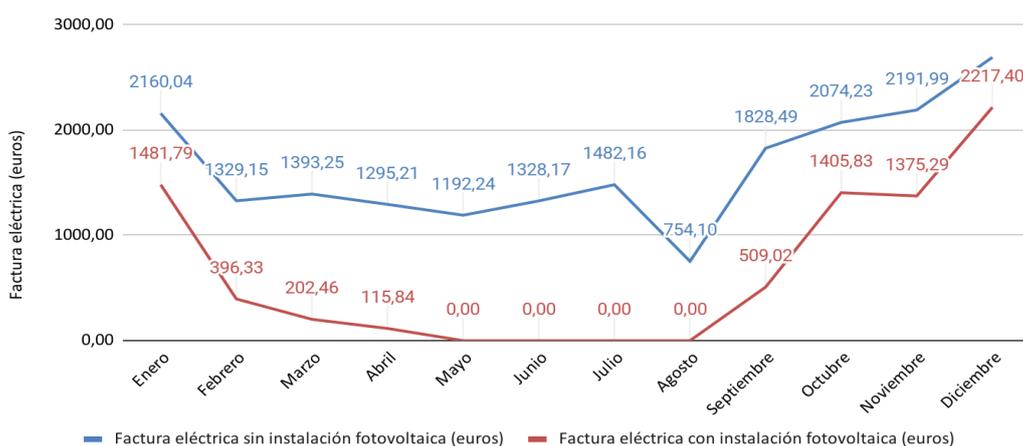


Gráfico 20. Ahorro mensual con la instalación fotovoltaica

En el gráfico 20 se muestran los datos de las facturas eléctricas en el término de energía. La franja azul proyecta la factura mensual sin la instalación fotovoltaica, y la roja con la instalación fotovoltaica. Dado que el importe obtenido con los excedentes en una instalación fotovoltaica no puede ser inferior al precio de su factura, los valores inferiores a 0 se han limitado a 0.

La siguiente tabla muestra un resumen de los ahorros anuales.

Gastos en el término de energía anuales	19.721 €
Ahorro por el autoconsumo	8.009 €
Ahorro por excedentes	4.008 €
Ahorro total	12.017 €
Gastos en el término de energía con la instalación	7.703 €

Tabla 44. Resumen del ahorro anual

3.5 Análisis de Rentabilidad

Para el análisis de la rentabilidad se ha calculado el plazo de amortización y el valor TIR de la instalación fotovoltaica. En primer lugar, se han calculado para el caso de no existir subvención y, a continuación, se han considerado las ayudas económicas ofrecidas por el EVE.

Para el cálculo de los valores de TIR y VAN se ha considerado un plazo de 25 años, ya que según la ficha técnica del panel fotovoltaico utilizado, pasados estos años los paneles fotovoltaicos seguirán produciendo a un rendimiento del 84,8%.

Por otra parte, los datos adicionales utilizados para calcular la rentabilidad han sido los siguientes.

Producción anual (el primer año)	111.500 kWh
Nivel de autoconsumo	50,22 %
Pérdida anual del rendimiento	0,5 %
Coste total (IVA incluido)	101.896 €
Precio kWh medio	0,126 €
Precio excedente	0,09 €
Costes de explotación	2000 €
Coste de mantenimiento anual	1 %
Intereses	3 %

Tabla 45. Parámetros para el cálculo de la rentabilidad

De entre los datos que figuran en la tabla, hay que tener en cuenta la disminución del rendimiento de la instalación a lo largo de los años, que será del 0,5% anual. Además, en lo que se refiere a los costes de explotación, se han planteado 2.000 € para hacer frente a las modificaciones en la instalación durante los 25 años, como es el caso de la modificación del inversor. Se ha tenido en cuenta el 1% de la inversión realizada para la revisión anual de mantenimiento, lo que supone una inversión anual de 1.019 € para que la instalación siga funcionando correctamente, ya que al estar la empresa rodeada de árbol, se puede acumular gran cantidad de polen en paneles fotovoltaicos de baja inclinación.

En cuanto al precio de la energía, se ha realizado la media de los datos utilizados para calcular el ahorro mensual a lo largo del año, teniendo en cuenta la producción de cada mes, obteniéndose como resultado un precio de 0,126 €/kWh. Además, se establece un precio para los excedentes de 0,09 €/kWh, como se ha comentado anteriormente.

3.5.1 Análisis de Rentabilidad sin ayudas

En primer lugar, se ha analizado la rentabilidad que tendría la instalación en caso de no ser objeto de ayuda. El siguiente gráfico muestra la proyección del flujo de caja acumulado durante 25 años en la que se tiene en cuenta la inversión inicial, los gastos anuales, los intereses y los beneficios anuales.

Análisis de la inversión sin ayudas

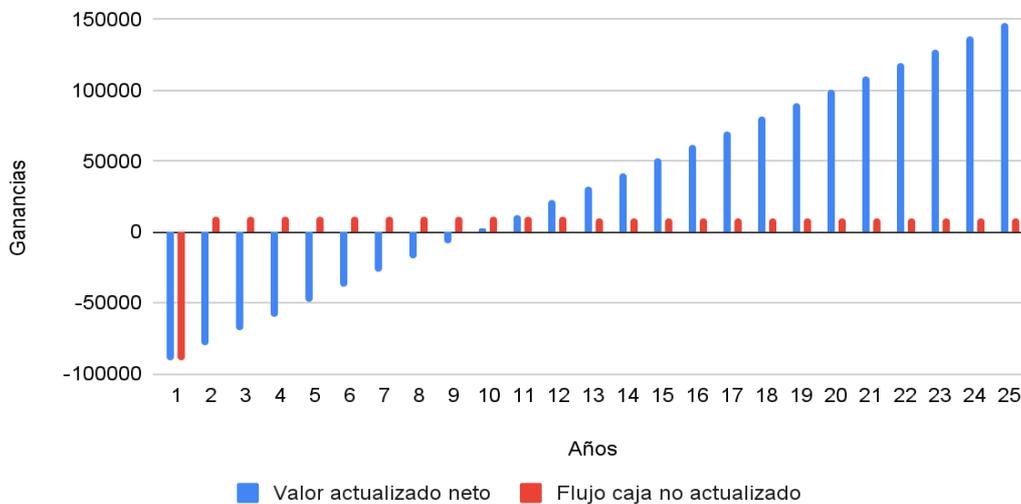


Gráfico 21. Flujo de caja acumulado sin ayudas

Como se puede observar, la instalación se amortizará en el noveno año. Da un valor diferente a la amortización previamente calculada, ya que en este caso se han considerado gastos adicionales anuales.

El tiempo de amortización parece atractivo, si bien la producción anual va descendiendo paulatinamente, ya que en el año 25 la instalación generará unos beneficios de 10.685 euros.

En cuanto al VAN y al TIR del proyecto, los resultados a los 25 años han sido los siguientes:

VAN	147.350 €
TIR	10 %

Tabla 46. VAN y TIR de la instalación sin ayudas

3.5.2 Análisis de Rentabilidad con ayudas

En este segundo caso, el análisis de rentabilidad se ha realizado teniendo en cuenta la ayuda que está ofreciendo el EVE para la realización de instalaciones fotovoltaicas. En este caso la empresa tiene la posibilidad de percibir una subvención de 33.469 € calculada en el apartado de subvenciones y se plantea que la recibirá el segundo año después de la instalación.

Análisis de la inversión con ayudas

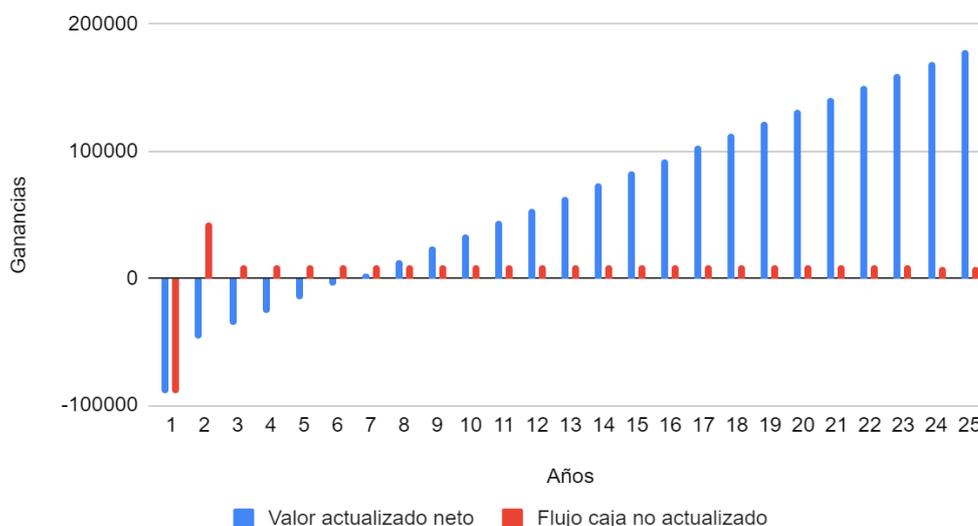


Gráfico 22. Flujo de caja acumulado con ayudas

Como se puede observar, la subvención reduce la amortización de la instalación a seis años, donde la instalación sigue siendo más atractiva.

En cuanto al VAN y al TIR del proyecto, los resultados a los 25 años han sido los siguientes:

VAN	179.844 €
TIR	17 %

Tabla 47. VAN y TIR de la instalación con ayudas

3.5.3 El efecto de las ayudas

En este tercer apartado se ha querido analizar la incidencia de las subvenciones que se están ofertando desde el EVE para el caso de esta instalación fotovoltaica realizada.

En primer lugar, si se acude a la fecha de amortización, se observa que ha bajado de una amortización de nueve y medio a una amortización de seis años. Este descenso es muy determinante a la hora de decidir ejecutar una instalación fotovoltaica.

En cuanto a la Tasa Interna de Retorno o TIR, la subvención casi duplica el porcentaje de beneficio que conlleva la inversión, y en cuanto al Valor Actual Neto o VAN,

	SIN ayudas	CON ayudas
Amortización	9,5 años	6,2 años
TIR	10 %	17 %
VAN	147.350 €	179.844 €

Tabla 48. Comparación de la rentabilidad sin ayudas o con ayudas

En cuanto a los resultados, decir que a la hora de tomar el dato de energía que va a producir la instalación, se ha actuado de manera bastante conservadora, ya que se ha tomado el menor valor entre la producción calculada y la realizada por el programa, datos suministrados por la base de datos PVGIS-API-TMY en el programa PVSYST. Además, se ha decidido ser conservador a la hora de fijar el precio de la energía. Por lo tanto, la instalación fotovoltaica no tendrá problemas para alcanzar los valores calculados, ya que probablemente se obtendrán mejores resultados.

4. Conclusiones

Como conclusión, se ha visto que en el diseño de una instalación fotovoltaica hay que tener en cuenta muchos aspectos para sacar adelante una instalación que se adapte a las necesidades del cliente y a las necesidades de la legislación. El límite de subvención, la potencia máxima permitida por la red local, la legislación, las sombras, los descensos de tensión... Son muchas las medidas a adoptar a la hora de diseñar.

Antes de llegar al diseño final, se han deducido varias cosas en el camino. Por ejemplo, si comparamos la instalación de 97 kWp compuesta por paneles de 455 W con la instalación de 99,9 kWp compuesta por paneles de 540 W, aunque la segunda opción es una instalación de mayor potencia, es evidente que si se utilizan paneles que ofrecen mayor potencia, la instalación será más barata, ya que además de comprar menos paneles, el coste del montaje es menor porque hay menos paneles instalados. Además, si se analiza el mercado fotovoltaico actual, se observa que no existen grandes diferencias entre paneles de distinta potencia.

Una vez realizado el diseño de la instalación, desde el punto de vista técnico del proyecto, la instalación ha sido sencilla. La azotea no ha tenido ningún riesgo de caída, y eso ha facilitado la instalación de los módulos. Además el paso de cables desde los módulos fotovoltaicos al inversor que se ha ubicado en el interior de la nave no ha requerido grandes obras y las canalizaciones ya estaban realizadas. Todo ello ha contribuido a que el precio de la instalación sea relativamente bajo y a una rápida ejecución.

Desde el punto de vista de la rentabilidad económica del proyecto, a pesar de ser relativamente conservador con algunos factores a la hora de calcularlo, se puede observar que tanto con subvención como sin subvención los resultados son buenos. Esto se puede apreciar por un porcentaje significativo de autoconsumo, ya que cuanto mayor sea el porcentaje de autoconsumo de la instalación, mayor será la rentabilidad del proyecto.

Las subvenciones que se están otorgando para el fomento de instalaciones de autoconsumo se han relevado como un factor a tener en cuenta, muy cambiante desde el punto de vista de la rentabilidad económica, y un elemento imprescindible para que la gente continúe impulsando las instalaciones fotovoltaicas.

Como se ha visto a lo largo del proyecto, sería interesante el autoconsumo compartido de las diferentes empresas de los polígonos. El autoconsumo compartido supondría una menor cantidad de excedentes y por tanto una optimización de la instalación desde el punto de vista del autoconsumo. Además, la normativa permite la distribución libre de la energía producida por la instalación fotovoltaica, distribuyéndola de la forma más adecuada a cada caso.

5. Bibliografía

- [1] Enerdata (2022) Energía y clima mundial - Anuario estadístico 2023. *Enerdata* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>
- [2] Roca, José A. (15.07.2021). Las 10 hidroeléctricas más grandes del mundo: China ya alberga 5 centrales del top 10. *El periódico de la energía*. Obtenido de: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-centrales-hidroelectricas-mas-grandes-del-mundo/>
- [3] Daniel. (21.06.2019). Energía eólica. *Actitud Ecológica* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://actitudecologica.com/energias-renovables/eolica/>
- [4] Roca, José A. (11.01.2016). Las 10 mayores plantas de biomasa del mundo. *El periódico de la energía*. Obtenido de: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-biomasa-del-mundo/>
- [5] Ini, L. (18.04.2023). El G7 fija la capacidad solar para 2030 en más de 1 TW y se compromete a promover las células de perovskita. *PV Magazine*. Obtenido de: <https://www.pv-magazine.es/2023/04/18/el-g7-fija-la-capacidad-solar-para-2030-en-mas-de-1-tw-y-se-compromete-a-promover-las-celulas-de-perovskita/>
- [6] Aleasoft Energy Forecasting (16.01.2020). Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030. *El periódico de la energía*. Obtenido de: <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- [7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), (20.01.2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Obtenido de: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [8] Solargis (2018). *Mapa Europeo de Radiación Solar (1994-2020)*. Obtenido de: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/europe>
- [9] Rufo, R. & Martin, F. (09.11.2014). Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica. *Ingelibre* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [10] Energías Renovables (25.11.2014) Tipos de paneles fotovoltaicos. *Energías Renovables* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- [11] MiKitSolar. *Funcionamiento del módulo fotovoltaico*. Obtenido de: <https://www.mikitsolar.es/blog/principio-de-funcionamiento-del-autoconsumo-n214>

- [12] Planas, O. (25.02.2016). Partes de un panel solar, componentes y estructura. *Energía Solar*. [Texto de blog]. Obtenido de: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/estructura-de-un-panel-fotovoltaico>
- [13] Romero, Ignacio & Navntoft, Christian & Biurrún, Nicolás & Cristófolo, María & Cuccorese, Santiago & Defferrari, Ignacio & Raggio, Daniel. (2019). Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica.
- [14] Rocha, A. (15.04.2022). ¿Qué tipo de inversor fotovoltaico existen? *MPV Solar Reference*. Obtenido de: <https://www.mpvreference.com/post/qu%C3%A9-tipos-de-inversor-fotovoltaico-existen>
- [15] SunSupport. (23.11.2022). Clases de estructuras para placas solares. *SunSupport*. [Texto de blog]. Obtenido de: [Clases estructuras placas solares \(sunsupport.es\)](https://www.sunsupport.es/clases-estructuras-placas-solares)
- [16] Alonso, José A. (2007). Conceptos sobre baterías solares. *Sun Fields Europe* [Texto de blog]. Obtenido en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipos-fotovoltaicos-baterias-solares-parte-iii/>
- [17] Robert (13.11.2020). Conoce los 4 tipos de baterías solares. *Direnergy* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://www.direnergy.net/index.php/blog/4-tipos-baterias-solares/>
- [18] M. Hilcu (2021). Permisos necesarios para la instalación de las placas solares. *Otovo*. Obtenido en: <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/permisosplacas-solares/>
- [19] Simón, R. & Gracia, S. & Brun, G. & Fernández, A. & Peromarta, J. & Puyal, O. & Sebastián, J. & Coca, A. & Villén, R. & Aguilar, I. & Serrano, S. & Sebastián, P. & Rangil, A. & Guedea, I. & Lara, Y. & Izurzu, J. (s.f.) Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas: ¿Cómo encontrar mi instalación ideal? *Endef Solar Solutions* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>
- [20] Soria, A. (10.05.2021). Legislación fotovoltaica en España (2021). *Censolar* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [21] OCU (19.06.2023). El precio de la luz en mayo: a la expectativa. *OCU* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>
- [22] Vélez, A. (13.06.2023). El gobierno aprueba la reforma de la tarifa regulada de la luz para hacerla menos volátil a partir de 2024. *El Diario*. Obtenido de: https://www.eldiario.es/economia/gobierno-aprueba-reforma-tarifa-regulada-luz-hacerla-volatil-partir-2024_1_10289984.html

[23] Mendoza, I. (14.06.2023). Cambia la tarifa regulada PVPC: así afectará la nueva factura de la luz a uno de cada tres hogares españoles. *Motorpasión* [Texto de blog]. Obtenido de: <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/cambia-tarifa-regulada-pvpc-asi-afectara-nueva-factura-luz-a-uno-cada-tres-hogares-espanoles>

[24] Agencia Estatal de Meteorología. *AEMET*. Obtenido de: <https://www.aemet.es/eu/portada>

[25] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana. (14.06.2022). *Documento Básico HE. Ahorro de energía*. Obtenido de: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DcmHE.pdf>

[26] Rodríguez, E. (19.05.2022). Inclinación, Orientación y Sombras. *AreaTecnología*. Obtenido de: <https://areatecnologia.com/electricidad/perdidas-fotovoltaica.html>

[27] Cárdenes, J.L. (31.03.2015). Factores de pérdidas energéticas fotovoltaicas. *Yubasolar*. Obtenido de: <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>

[28] Tiempo33. Obtenido en: <https://tiempo33.es/bilbao/junio>

[29] OCU. (01.08.2023). El precio de la luz en julio. *OCU*. Obtenido en: <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>

6. Anexo I

MARCO NORMATIVO

En la instalación indicada, tanto el diseño como los componentes utilizados cumplirán las directrices establecidas en la normativa siguiente:

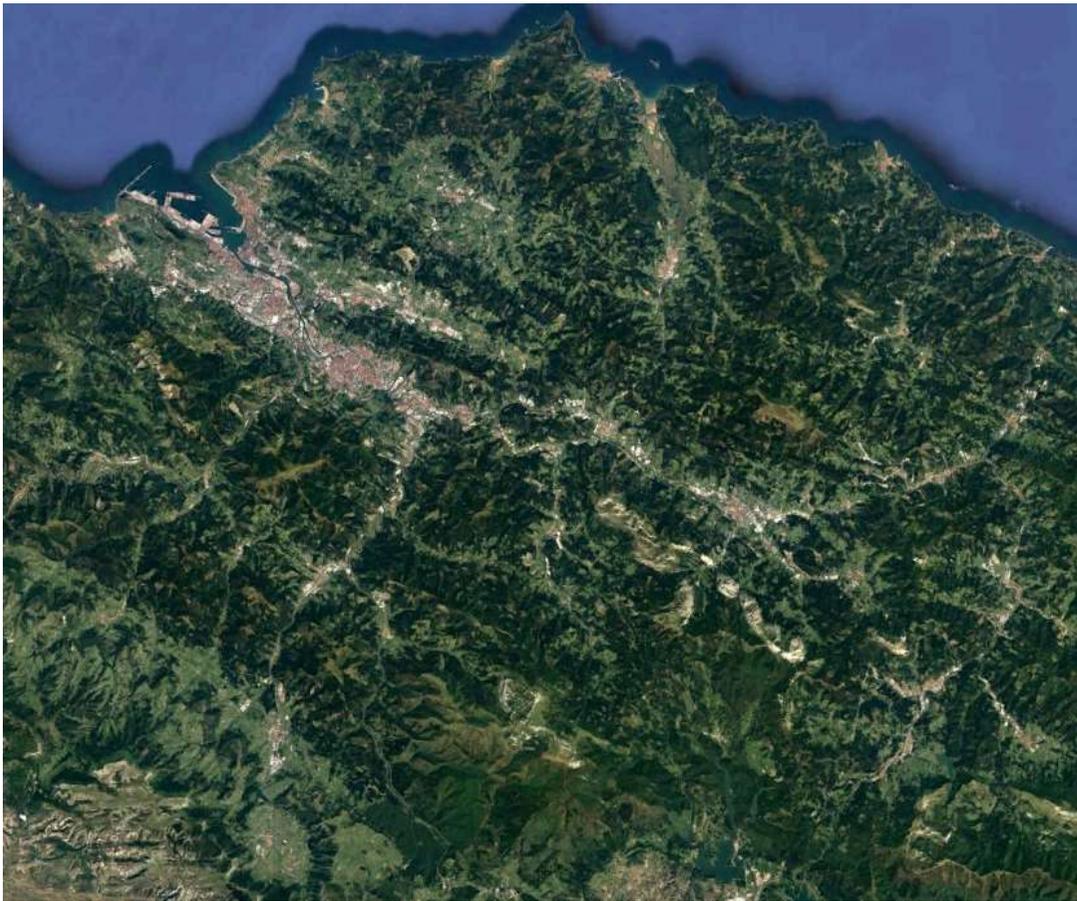
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (e instrucciones técnicas complementarias ITC BT 01 a 51).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2008. Medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

7. Anexo II

En este apartado se muestran los planos y esquemas realizados para llevar a cabo la instalación fotovoltaica.

Índice de los planos:

1. Situación y accesos
2. Distribución de módulos
3. Inclinación de módulos
4. Plano 3D del campo fotovoltaico
5. Estructura coplanar
6. Detalle de instalación estructura coplanar
7. Distribución de strings
8. Distancias campo fotovoltaico
9. Gestión de residuos
10. Elevación de módulos
11. Esquema Unifilar



Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023

erriaren ta zabal zazu

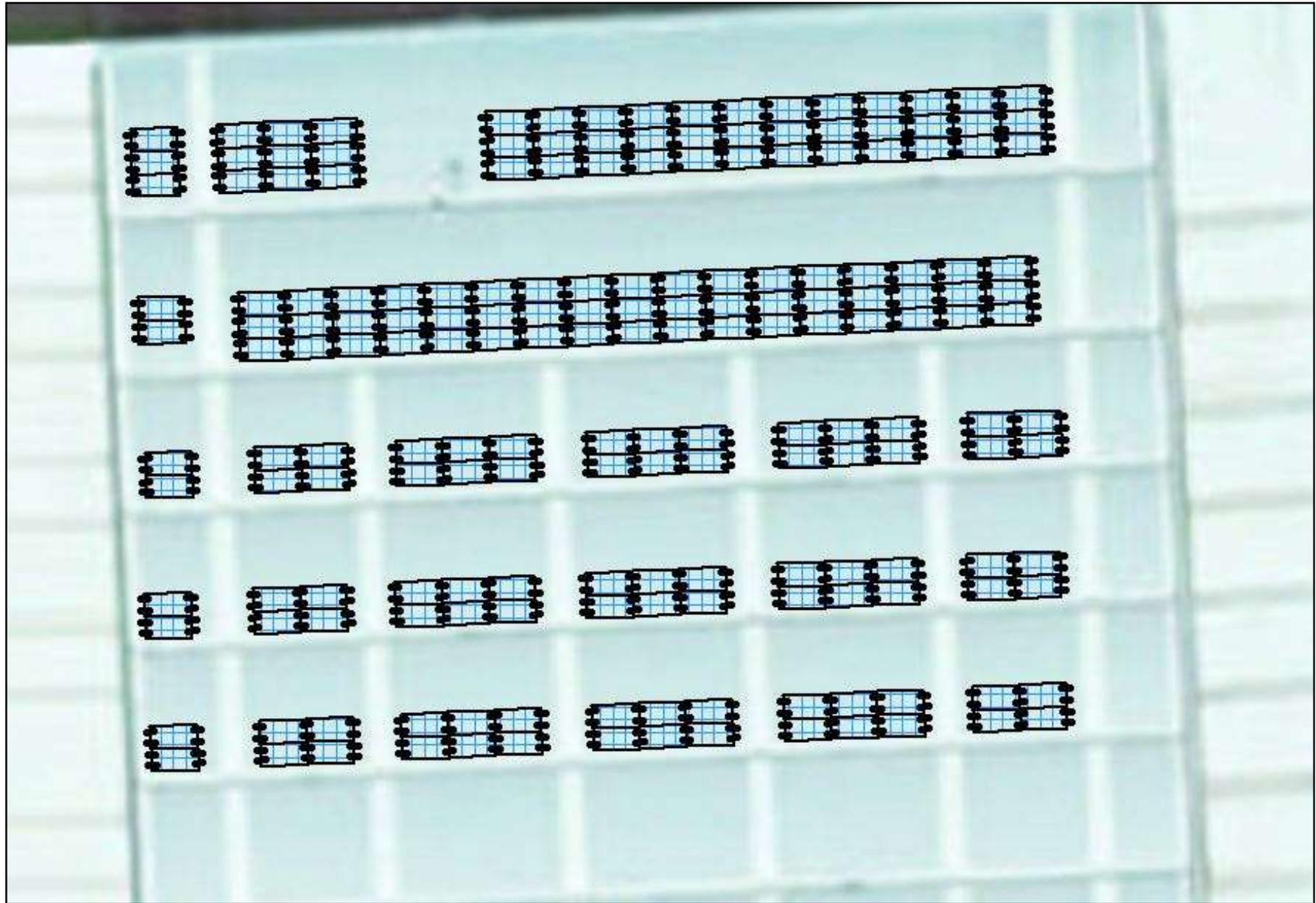


Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Situación y accesos



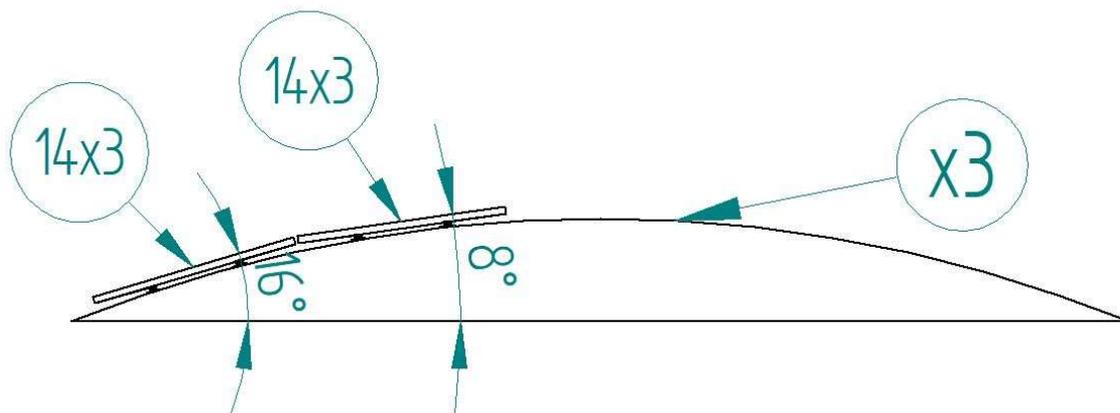
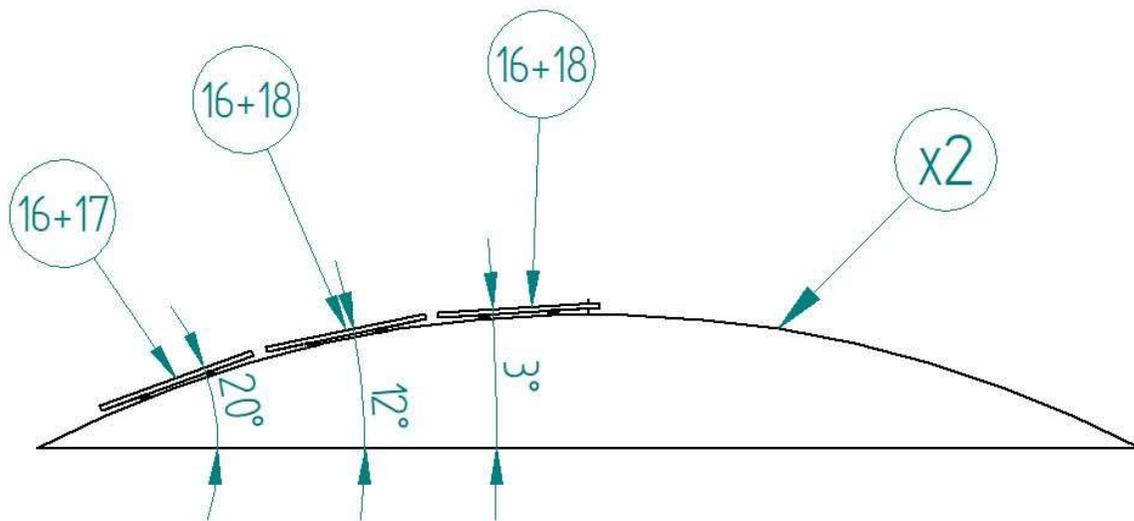
Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal** | Fecha: 6 de mayo de 2023



Universidad del País Vasco | Euskal Herriko Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Distribución de módulos fotovoltaicos



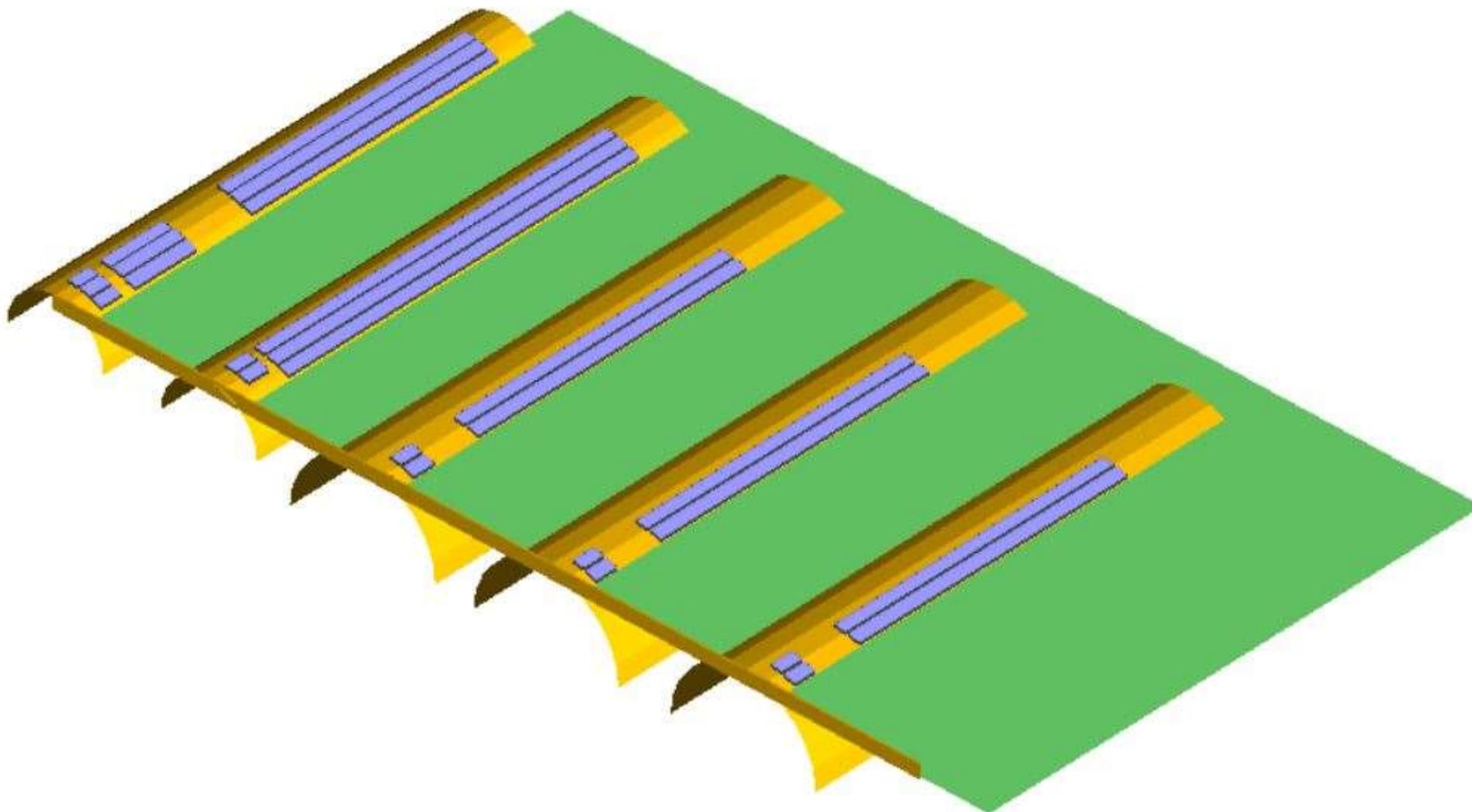
Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023



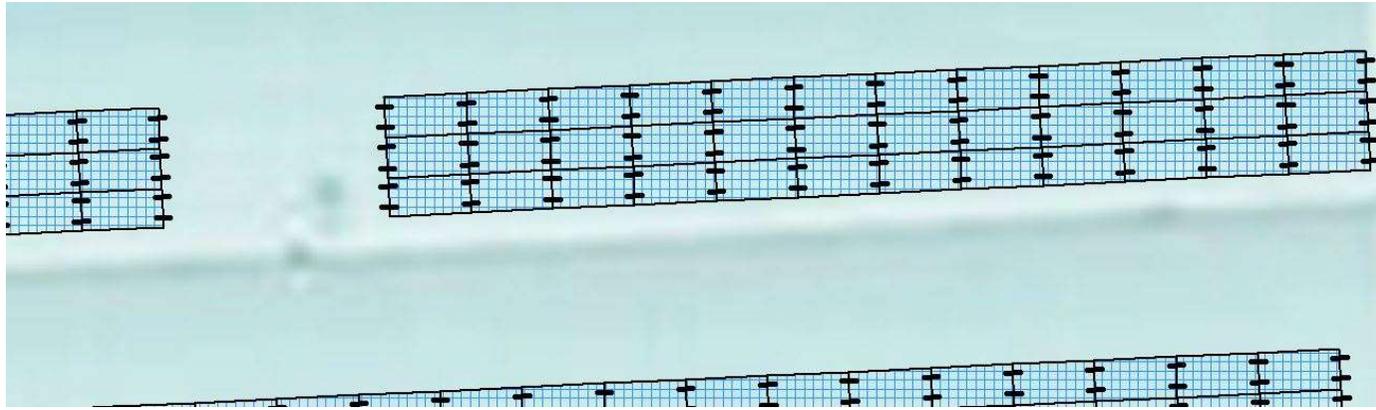
Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Inclinación de módulos fotovoltaicos



*En este plano no se han tenido en cuenta las claraboyas de las tres últimas cubiertas.

Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal** | Fecha: 6 de mayo de 2023



Instalación en cubierta con perfil pre-cortado de 400mm

Solar Flat P400 = 480 unidades
 Anclaje Universal PMU Esquina = 260 unidades
 Anclaje univesar PMU C Central= 230 unidades



Abrazadera premontado **PMU C**



Abrazadera premontado universal **PMU E**



Perfil **Solar-flat**

Autor: Martxelo Eriz Garaizabal		Fecha: 6 de mayo de 2023
 Universidad del País Vasco	 Euskal Herriko Unibertsitatea	Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp
		Plano: Estructura coplanar del campo fotovoltaico

DATOS TÉCNICOS



Abrazadera premontado universal PM U Abrazadera premontado universal PM U BL

		Peso	Espesor soporte paneles	Métrica tornillería	Longitud del tornillo	Par de apriete	Llave de apriete	Unidad mínima	Código EAN
Producto	Art. n°	W [g]	ϕ_p [mm]	M	l [mm]	T_{inst} [Nm]		[pz]	
PM U	519784	120	30 + 52	M 8	40	10		10	8001132028766
PM U BL	534352	120	30 + 52	M 8	40	10		10	8001132049181

DATOS TÉCNICOS



Abrazadera premontado PMC U Abrazadera premontado PMC U BL

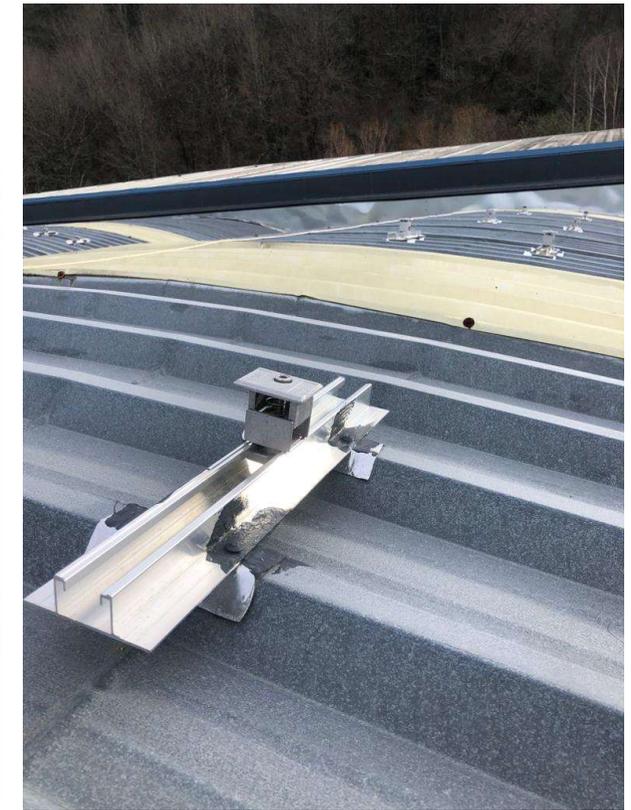
		Peso	Espesor soporte paneles	Métrica tornillería	Longitud del tornillo	Par de apriete	Llave de apriete	Unidad mínima	Código EAN
Producto	Art. n°	W [g]	ϕ_p [mm]	M	l [mm]	T_{inst} [Nm]		[pz]	
PMC U	538880	110	30 + 52	M 8	40	10		10	8001132059913
PMC U BL	538881	110	30 + 52	M 8	40	10		10	8001132059920

DATOS TÉCNICOS



Perfil Solar-flat

		Peso	Longitud perfil	Sección transversal	Momento de inercia y	Momento de inercia z	Momento de resistencia y	Momento de resistencia z	Unidad mínima	Código EAN
Producto	Art. n°	W [kg/m]	l [mm]	S [mm ²]	I_y [cm ⁴]	I_z [cm ⁴]	W_{py} [cm ³]	W_{pz} [cm ³]	[pz]	
Solar-flat 4,45 mt	559873	0,724	4200	268	2,19	11,90	1,22	2,88	1	4048962158786
Solar-flat 5,5 mt	559874	0,724	5500	268	2,19	11,90	1,22	2,88	1	8001132027103
Solar-flat P 400	512195	0,724	400	268	2,19	11,90	1,22	2,88	50	8001132021972



Instalación en cubierta con perfil pre-cortado de 400mm

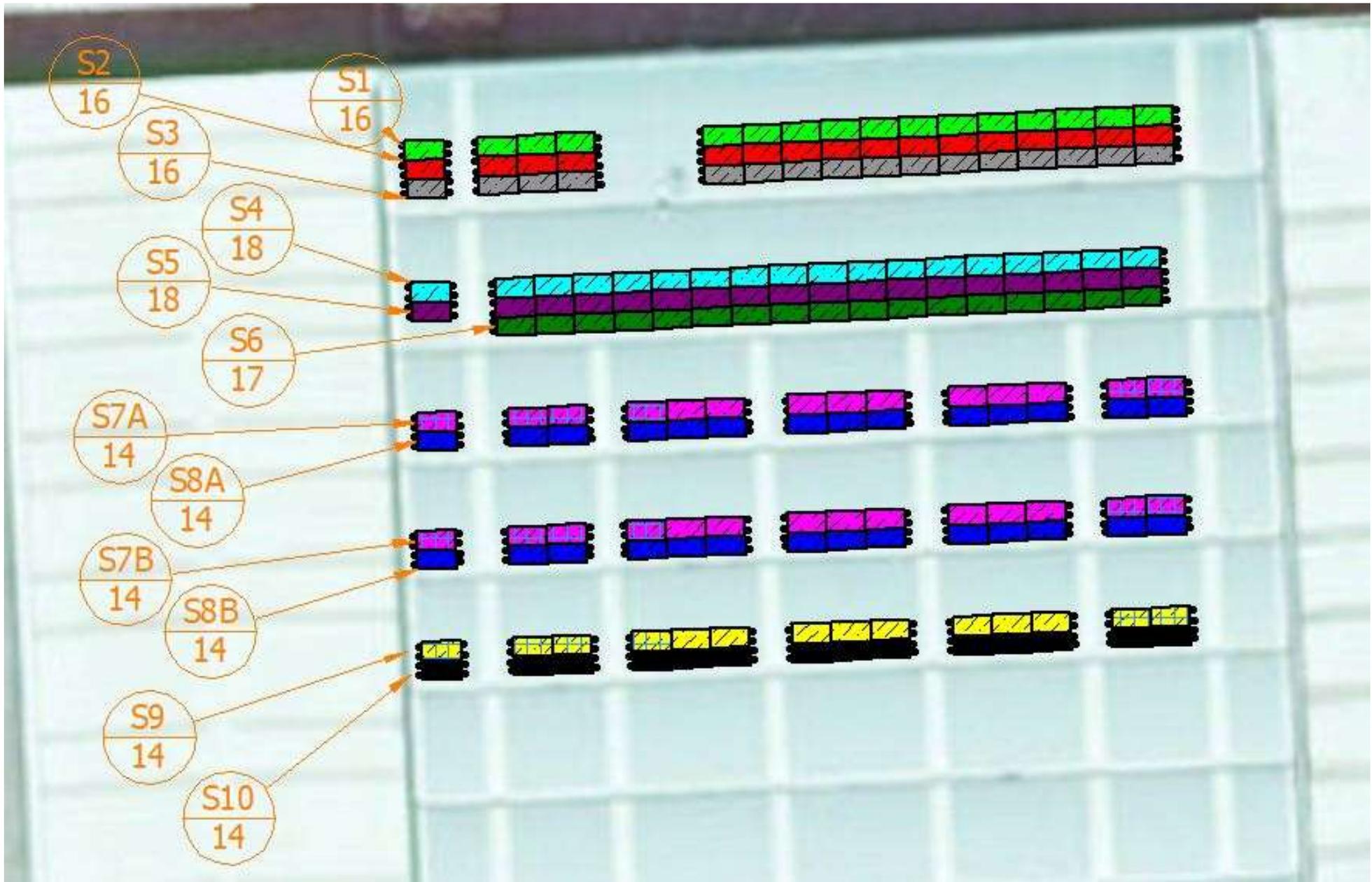
Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023



Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Detalle de instalación estructura coplanar



12 STRINGS
185 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023

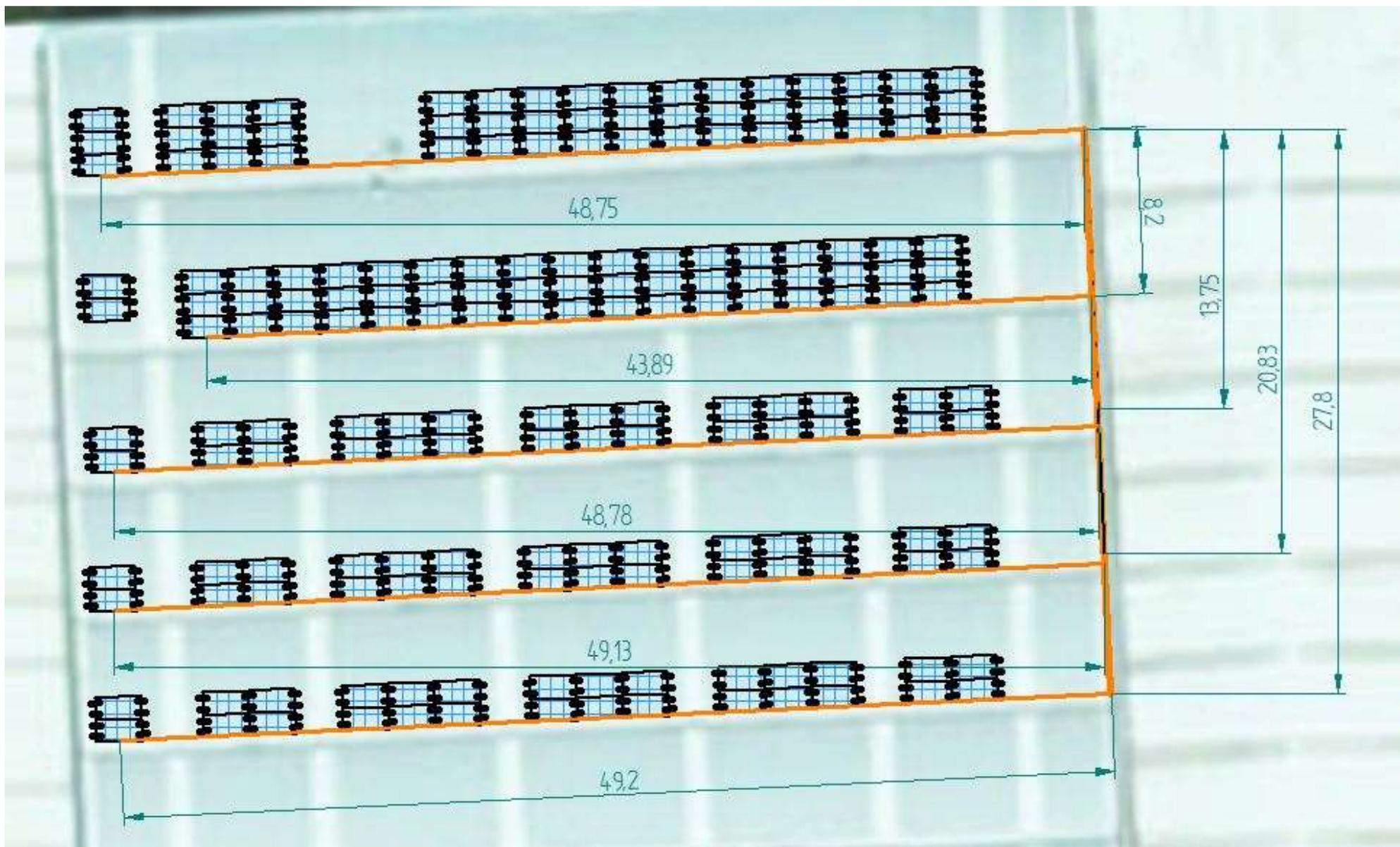


Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Distribución de strings



Para la parte continua, se utilizará el cableado solar H1Z2Z2-K 1x6 mm² de cobre.



Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal** Fecha: 6 de mayo de 2023



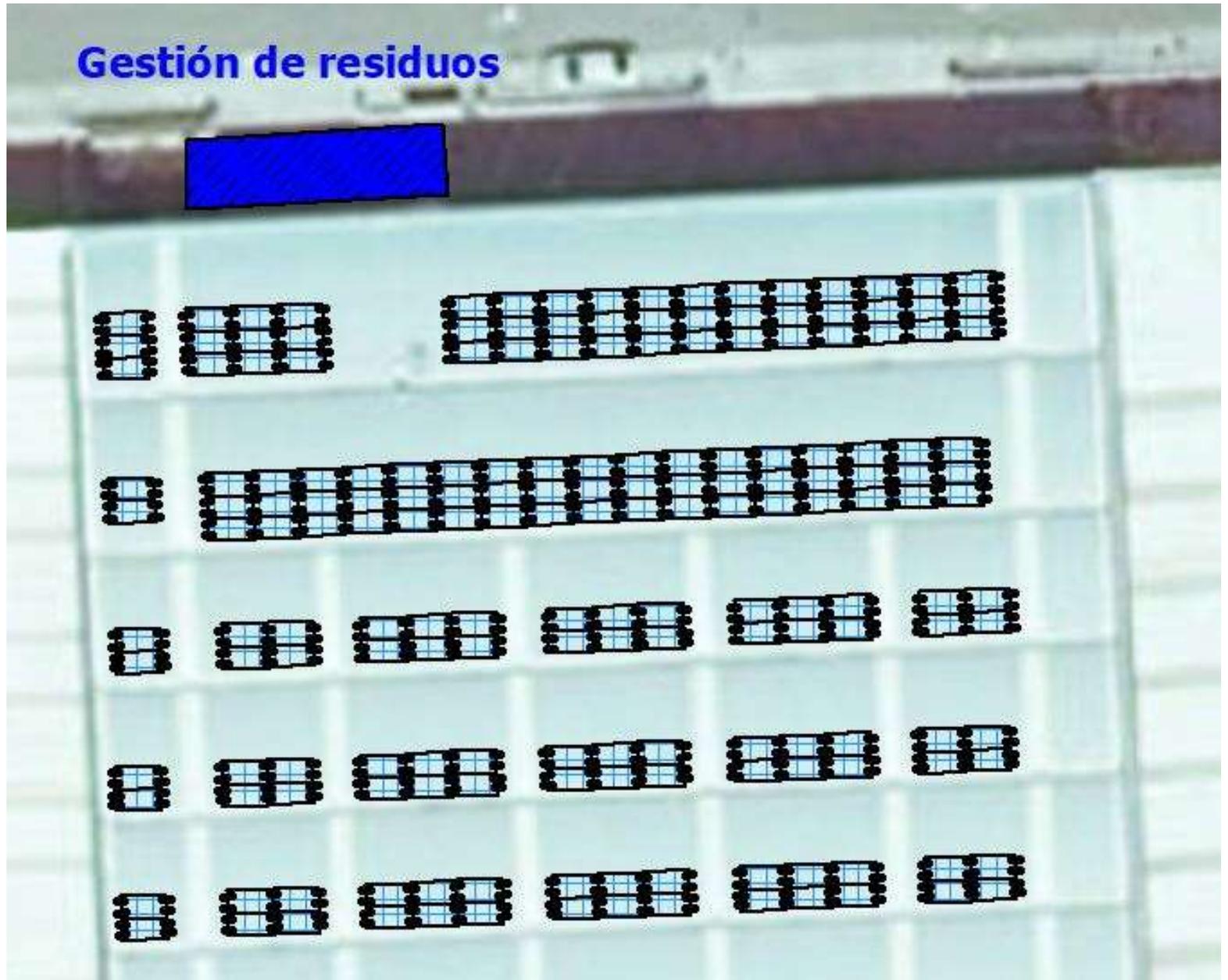
Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Distancias de las conducciones del campo fotovoltaico



Gestión de residuos



Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Gestión de residuos

Zona subida material a cubierta



Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023



Universidad
del País Vasco

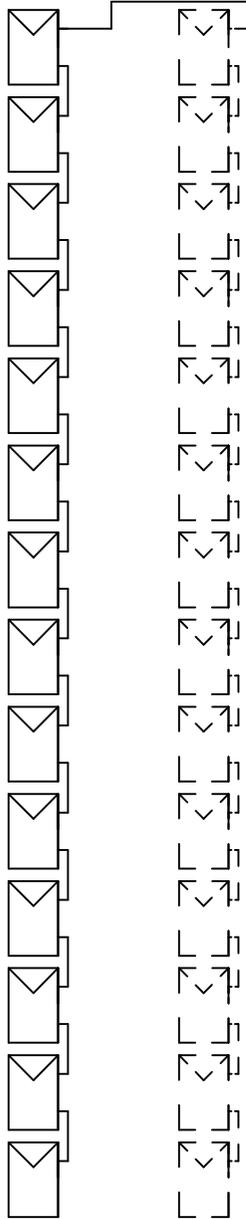
Euskal Herriko
Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Elevación de módulos a la cubierta

String 1
16 x SEG Solar 540W

String 2-10
SEG Solar 540W



Fusibles 15A

Descargador sobretensiones MD BF3-40

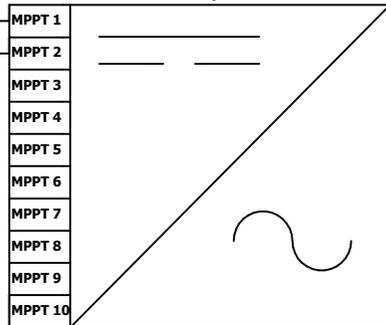
Puesta a tierra

Fusibles 15A

Descargador sobretensiones MD BF3-40

Puesta a tierra

Inversor Fotovoltaico 100 kW
Salicru EQX2 10010-T



Relé diferencial con toroidal programable tipo B
Circuito RGU-10B

Toroidal diferencial
Circuito WGC-180TB

Interruptor magnetotérmico fotovoltaica con relé disparador 4P x 160A
Schneider NSX

Fusibles 2A

Interruptor magnetotérmico 4P x 32A
AT-4P-C32

Descargador sobretensiones transitorias y permanentes AT-8702

Puesta a tierra

Red de distribución BT

Fusibles

Contador distribuidora

kWh

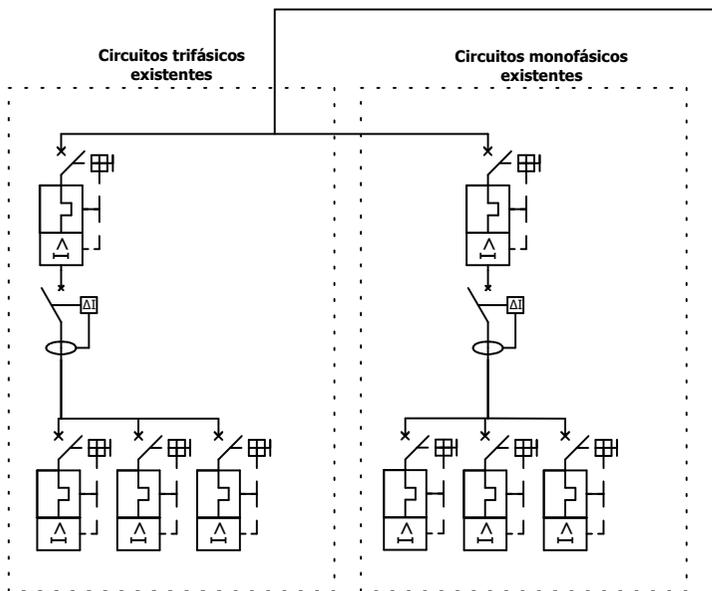
IGA 4P x 250A

kWh
Salicru ESM3T 300D5 EQX2

Meter trifásico Salicru

Circuitos trifásicos existentes

Circuitos monofásicos existentes



Autor: **Martxelo Eriz Garaizabal**

Fecha: 6 de mayo de 2023

eman ta zabalazazu



Universidad del País Vasco
Euskal Herriko Unibertsitatea

Proyecto: Instalación fotovoltaica de 99,9 kWp

Plano: Esquema eléctrico unifilar

8. Anexo III

En este apartado se muestran las fichas técnicas de los elementos que se han utilizado para la realización de la instalación fotovoltaica.

Índice de los documentos:

1. Ficha técnica del módulo solar fotovoltaico SEG SOLAR SRP-540-BMA-HV
2. Certificado de conformidad módulos fotovoltaicos SEG SOLAR SRP-540-BMA-HV
3. Ficha técnica del inversor solar SALICRU EQX2 100010-T
4. Certificado de conformidad del inversor solar SALICRU EQX2 100010-T
5. Fichas técnicas de los accesorios del inversor solar SALICRU EQX2 100010-T
6. Ficha técnica de la estructura del fabricante FISCHER
7. Estudio de la estructura del fabricante FISCHER
8. Fichas técnicas del cableado de CC y AC
9. Fichas técnicas de las protecciones eléctricas

1. FICHA TÉCNICA DEL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO SEG SOLAR SRP-540-BMA-HV

SIV SERIES

Small Changes, Big Accomplishments

540-555W



● SIV SERIES

SEG Solar INC. (SEG) redefined the high-efficiency module series by integrating 182mm silicon wafers with multi-busbar and half-cut cell technologies. SEG panel combined creative technology effectively and extremely improved the module efficiency and power output.

● KEY FEATURES

- Less mismatch to get more power
- Less power loss by minimizing the shading impact
- Competitive low light performance
- 3 times EL test to ensure best quality
- Ideal choice for utility and commercial scale projects by reduced BoS and improved ROI
- Outstanding reliability proven by PVEL for stringent environment condition:
 - Sand, acid, salt and hailstones
 - Anti-PID

● PRODUCT CERTIFICATION

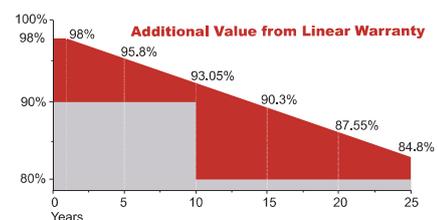
IEC61215:2016; IEC 61730:2016; UL1703; UL61730/CSA/CEC
IEC62804 PID
IEC61701 Salt Mist
IEC62716 Ammonia Resistance
IEC60068 Dust and Sand
IEC61215 Hailstone(25mm)
Fire Type (UL61730):1/29 (Type1-HV Type29-BG)
ISO14001:2015; ISO9001:2015; ISO45001:2018



● INSURANCE

PICC

● WARRANTY



15 YEARS Guarantee on product material and workmanship

25 YEARS Linear power output warranty



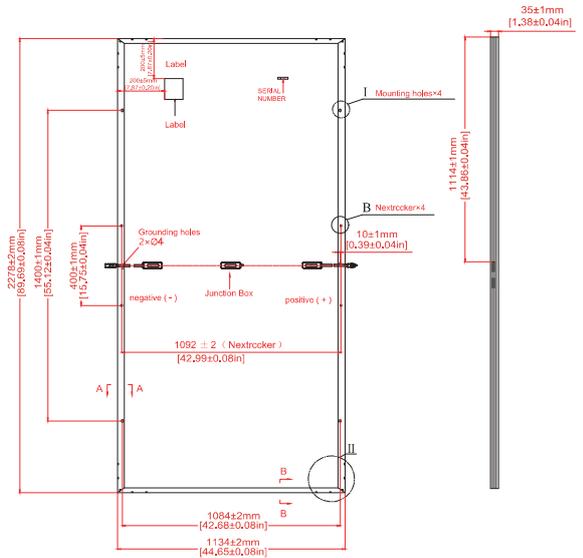
SEG SOLAR INC. (SEG)

SEG Headquarter California office: 6200 Stoneridge Mall Rd., Ste 300 Pleasanton, CA 94588
 SEG San Antonio, Texas office: 973 Isom Road San Antonio, TX 78216
 Tel: 925-468-4198 Web: www.segsolar.com

Electrical Characteristics

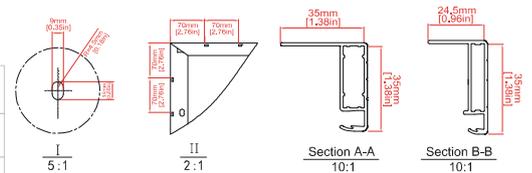
Module Type	SEG-540-BMA-HV		SEG-545-BMA-HV		SEG-550-BMA-HV		SEG-555-BMA-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power at STC (Pmp)	540	406	545	409	550	414	555	418
Open Circuit Voltage (Voc)	49.50	46.18	49.60	46.32	49.70	46.40	49.80	46.50
Short Circuit Current (Isc)	13.81	11.16	13.90	11.23	14.00	11.32	14.10	11.41
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.55	38.39	41.80	38.41	42.05	38.58	42.31	38.68
Maximum Power Current (Imp)	13.00	10.59	13.04	10.65	13.08	10.73	13.12	10.81
Module Efficiency at STC(η_m)	20.90		21.10		21.29		21.48	
Power Tolerance	(0, +3%)							
Maximum System Voltage	1500V DC							
Maximum Series Fuse Rating	25 A							

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5
NOCT: Irradiance 800W/m² ambient temperature 20°C module temperature 45°C wind speed: 1m/s
Power measurement tolerance: +/-3%



Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.35 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.27 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C



*Refer to SEG installation Manual for details

Mechanical Specifications

External Dimensions	2278 x 1134 x 35 mm
Weight	27.0 kg
Solar Cells	PERC Mono (144 pcs)
Front Glass	3,2 / mm AR coating tempered glass / low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 / 3 diodes
Connector Type	MC4
Cable Type / Length	12 AWG PV Wire (UL/IEC) / 1200 mm
Mechanical Load (Front)	5400 Pa / 113 psf*
Mechanical Load (Rear)	3600 Pa / 75 psf*

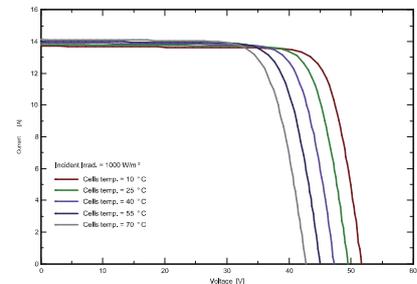
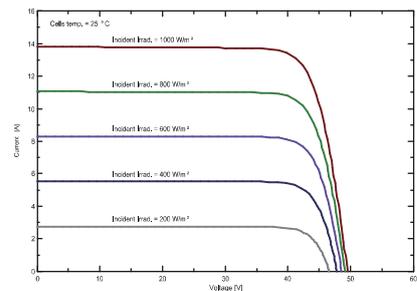
*Refer to SEG installation Manual for details

Packing Configuration

	2278 x 1134 x 35 mm	
Container	20'GP	40'HQ
Pieces per Pallet	31	31
Pallets per Container	4	20
Pieces per Container	124	620

For details, please consult SEG.

I-V Curve



2. CERTIFICADO DE CONFORMIDAD MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SEG SOLAR SRP-540-BMA-HV



Certificate of Compliance

Certificate: 80034037

Master Contract: 270178

Project: 80104298

Date Issued: 2021-12-03

Issued to: SEG Solar Inc.
973 Isom Road
San Antonio, Texas, 78216
United States

Attention: Senyan Wu

The products listed below are eligible to bear the CSA Mark shown with adjacent indicators 'C' and 'US' for Canada and US or with adjacent indicator 'US' for US only or without either indicator for Canada only



Issued by: Qiang (Sean) Jiang
Qiang (Sean) Jiang

PRODUCTS

CLASS - C531190 - POWER SUPPLIES-Photovoltaic Modules and Panels - Certified to US Standards

CLASS - C531110 - POWER SUPPLIES-Photovoltaic Modules and Panels

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 28, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MA-BG (xxx=345-395, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 28, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MB-BG (xxx=290-330, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 28, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MA-DG (xxx=340-395, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 28, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MB-DG (xxx=285-330, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 28, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6PA-DG (xxx=320-360, in steps of 5) Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 28, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6PB-DG (xxx=270-300, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMA-BG (xxx=340-460, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMB-BG (xxx=285-370, in steps of 5), Fuse rating 20A.



Certificate: 80034037

Master Contract: 270178

Project: 80104298

Date Issued: 2021-12-03

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMA-DG (xxx=340-425, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMB-DG (xxx=285-350, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BPA-DG (xxx=320-360, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BPB-DG (xxx=270-300, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMA-HV (XXX=385 to 460, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMB-HV (XXX=320 to 380, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MA-HV (XXX=350 to 400, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MB-HV (XXX=295 to 330, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMZ-HV (XXX=425 to 450, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMZ-BG (XXX=425 to 450, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMA-BG (xxx=500-550, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMB-BG (xxx=415-460, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMC-BG (xxx=455-505, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 29, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMD-BG (xxx=370-415, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMA-HV (xxx=500-550, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMB-HV (xxx=415-460, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMC-HV (xxx=455-505, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMD-HV (xxx=370-415, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMA-TB (XXX=385 to 460, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMB-TB (XXX=320 to 380, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MA-TB (XXX=350 to 400, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-6MB-TB (XXX=295 to 330, in steps of 5), Fuse rating 20A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG-XXX-BMZ-TB (XXX=425 to 450, in steps of 5), Fuse rating 20A.



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMA-TB (xxx=500-550, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMB-TB (xxx=415-460, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMC-TB (xxx=455-505, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Photovoltaic modules with Fire Performance (USA) Type 1, maximum system voltage of 1500 V dc, model series: SEG -XXX-BMD-TB (xxx=370-415, in steps of 5), Fuse rating 25A.

Notes:

1. The electrical characteristics are within $\pm 4, 2, 3$ percent of the indicated values of I_{sc} , V_{oc} , and P_{max} under standard test conditions (irradiance of 100 mW/cm², AM 1.5 spectrum, and a cell temperature of 25°C (77°F)). NOCT: 45°C.
2. The operating ambient temperature of these devices may exceed 40 °C at full load for all wire sizes if it is determined suitable in the field use application.

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-XXX-6MA-BG (xxx=345-395, in steps of 5)					
SEG-345-6MA-BG	47.3	38.7	9.35	8.92	345
SEG-350-6MA-BG	47.5	38.9	9.43	9.00	350
SEG-355-6MA-BG	47.7	39.1	9.52	9.08	355
SEG-360-6MA-BG	47.9	39.3	9.61	9.17	360
SEG-365-6MA-BG	48.1	39.5	9.69	9.24	365
SEG-370-6MA-BG	48.3	39.7	9.77	9.32	370
SEG-375-6MA-BG	48.5	39.9	9.86	9.40	375
SEG-380-6MA-BG	48.7	40.1	9.94	9.48	380
SEG-385-6MA-BG	48.8	40.3	10.01	9.56	385
SEG-390-6MA-BG	49.0	40.5	10.08	9.63	390
SEG-395-6MA-BG	49.2	40.7	10.16	9.71	395
SEG-XXX-6MB-BG (xxx=290-330, in steps of 5),					
SEG-290-6MB-BG	39.5	32.2	9.41	9.01	290
SEG-295-6MB-BG	39.7	32.4	9.51	9.11	295
SEG-300-6MB-BG	39.9	32.6	9.62	9.21	300
SEG-305-6MB-BG	40.1	32.8	9.72	9.30	305
SEG-310-6MB-BG	40.3	33.0	9.81	9.40	310
SEG-315-6MB-BG	40.5	33.2	9.89	9.49	315
SEG-320-6MB-BG	40.7	33.4	9.97	9.58	320
SEG-325-6MB-BG	40.9	33.6	10.05	9.68	325
SEG-330-6MB-BG	41.1	33.8	10.14	9.77	330
SEG-XXX-6MA-DG (xxx=340-395, in steps of 5),					
SEG-340-6MA-DG	47.1	38.5	9.16	8.84	340



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-345-6MA-DG	47.3	38.7	9.24	8.92	345
SEG-350-6MA-DG	47.5	38.9	9.32	9.00	350
SEG-355-6MA-DG	47.7	39.1	9.40	9.08	355
SEG-360-6MA-DG	47.9	39.3	9.48	9.17	360
SEG-365-6MA-DG	48.2	39.6	9.54	9.22	365
SEG-370-6MA-DG	48.4	39.8	9.62	9.30	370
SEG-375-6MA-DG	48.6	40.0	9.71	9.38	375
SEG-380-6MA-DG	48.8	40.2	9.79	9.46	380
SEG-385-6MA-DG	49.1	40.5	9.83	9.51	385
SEG-390-6MA-DG	49.4	40.8	9.88	9.56	390
SEG-395-6MA-DG	49.6	41.0	9.96	9.64	395
SEG-XXX-6MB-DG (xxx=285-330, in steps of 5)					
SEG-285-6MB-DG	49.4	40.8	9.88	9.56	285
SEG-290-6MB-DG	49.6	41.0	9.96	9.64	290
SEG-295-6MB-DG	39.3	32.1	9.22	8.88	295
SEG-300-6MB-DG	39.5	32.3	9.32	8.98	300
SEG-305-6MB-DG	39.7	32.5	9.42	9.08	305
SEG-310-6MB-DG	39.9	32.7	9.52	9.18	310
SEG-315-6MB-DG	40.1	32.9	9.61	9.27	315
SEG-320-6MB-DG	40.4	33.2	9.69	9.34	320
SEG-325-6MB-DG	40.7	33.5	9.76	9.41	325
SEG-330-6MB-DG	40.9	33.7	9.85	9.50	330
SEG-XXX-6PA-DG (xxx=320-360, in steps of 5)					
SEG-320-6PA-DG	46.4	37.7	8.80	8.49	320
SEG-325-6PA-DG	46.7	38.0	8.87	8.56	325
SEG-330-6PA-DG	46.9	38.2	8.96	8.65	330
SEG-335-6PA-DG	47.1	38.4	9.05	8.73	335
SEG-340-6PA-DG	47.3	38.6	9.15	8.81	340
SEG-345-6PA-DG	47.5	38.8	9.24	8.90	345
SEG-350-6PA-DG	47.8	39.1	9.28	8.96	350
SEG-355-6PA-DG	47.9	39.2	9.38	9.06	355
SEG-360-6PA-DG	48.1	39.4	9.46	9.14	360
SEG-XXX-6PB-DG (xxx=270-300, in steps of 5),					
SEG-270-6PB-DG	38.9	31.6	8.87	8.56	270
SEG-275-6PB-DG	39.2	31.8	8.96	8.65	275
SEG-280-6PB-DG	39.5	32.1	9.06	8.74	280
SEG-285-6PB-DG	39.7	32.3	9.15	8.83	285
SEG-290-6PB-DG	40.0	32.6	9.22	8.90	290
SEG-295-6PB-DG	40.2	32.8	9.34	9.01	295
SEG-300-6PB-DG	40.4	33.0	9.44	9.11	300



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-XXX-BMA-BG (xxx=340-460, in steps of 5) (for 156.75mm, 158.75mm, 166mm cell only)					
SEG-340-BMA-BG	46.7	38.8	9.25	8.77	340
SEG-345-BMA-BG	47.0	39.1	9.31	8.83	345
SEG-350-BMA-BG	47.2	39.4	9.38	8.89	350
SEG-355-BMA-BG	47.5	39.7	9.44	8.95	355
SEG-360-BMA-BG	47.8	40.0	9.49	9.00	360
SEG-365-BMA-BG	48.0	40.2	9.58	9.08	365
SEG-370-BMA-BG	48.3	40.5	9.64	9.14	370
SEG-375-BMA-BG	48.5	40.7	9.73	9.22	375
SEG-380-BMA-BG	48.7	40.9	9.81	9.30	380
SEG-385-BMA-BG	48.9	41.1	9.88	9.37	385
SEG-390-BMA-BG	49.1	41.3	9.96	9.45	390
SEG-395-BMA-BG	49.3	41.5	10.04	9.52	395
SEG-400-BMA-BG	49.5	41.7	10.12	9.60	400
SEG-405-BMA-BG	49.7	41.9	10.19	9.67	405
SEG-410-BMA-BG	49.9	42.1	10.26	9.74	410
SEG-415-BMA-BG	50.2	42.4	10.31	9.79	415
SEG-420-BMA-BG	48.9	40.7	10.97	10.32	420
SEG-425-BMA-BG	49.2	40.9	11.04	10.40	425
SEG-430-BMA-BG	49.4	41.1	11.11	10.47	430
SEG-435-BMA-BG	49.6	41.3	11.18	10.54	435
SEG-440-BMA-BG	49.7	41.4	11.27	10.63	440
SEG-445-BMA-BG	49.9	41.6	11.34	10.70	445
SEG-450-BMA-BG	50.1	41.8	11.42	10.77	450
SEG-455-BMA-BG	50.3	42.0	11.49	10.84	455
SEG-460-BMA-BG	50.5	42.2	11.57	10.91	460
SEG-XXX-BMB-BG (xxx=285-370, in steps of 5) (for 156.75mm, 158.75mm, 166mm cell only)					
SEG-285-BMB-BG	38.7	32.3	9.31	8.83	285
SEG-290-BMB-BG	39	32.6	9.39	8.9	290
SEG-295-BMB-BG	39.3	32.9	9.46	8.97	295
SEG-300-BMB-BG	39.6	33.2	9.54	9.04	300
SEG-305-BMB-BG	39.9	33.5	9.61	9.11	305
SEG-310-BMB-BG	40.2	33.8	9.68	9.18	310
SEG-315-BMB-BG	40.5	34.1	9.75	9.24	315
SEG-320-BMB-BG	40.7	34.3	9.84	9.33	320
SEG-325-BMB-BG	40.9	34.5	9.93	9.43	325
SEG-330-BMB-BG	41.1	34.7	10.02	9.52	330
SEG-335-BMB-BG	41.30	34.9	10.10	9.60	335
SEG-340-BMB-BG	41.4	35.0	10.23	9.72	340
SEG-345-BMB-BG	40.6	33.6	10.87	10.27	345



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-350-BMB-BG	40.8	33.8	11.00	10.36	350
SEG-355-BMB-BG	41.0	34.0	11.10	10.45	355
SEG-360-BMB-BG	41.2	34.2	11.20	10.53	360
SEG-365-BMB-BG	41.4	34.4	11.30	10.62	365
SEG-370-BMB-BG	41.6	34.6	11.30	10.70	370
SEG-XXX-BMA-DG (xxx=340-425, in steps of 5)					
SEG-340-BMA-DG	46.7	38.8	9.25	8.77	340
SEG-345-BMA-DG	47.0	39.1	9.31	8.83	345
SEG-350-BMA-DG	47.2	39.4	9.38	8.89	350
SEG-355-BMA-DG	47.5	39.7	9.44	8.95	355
SEG-360-BMA-DG	47.8	40.0	9.49	9.00	360
SEG-365-BMA-DG	48.0	40.2	9.58	9.08	365
SEG-370-BMA-DG	48.3	40.5	9.64	9.14	370
SEG-375-BMA-DG	48.5	40.7	9.73	9.22	375
SEG-380-BMA-DG	48.7	40.9	9.81	9.30	380
SEG-385-BMA-DG	48.9	41.1	9.88	9.37	385
SEG-390-BMA-DG	49.1	41.3	9.96	9.45	390
SEG-395-BMA-DG	49.3	41.5	10.04	9.52	395
SEG-400-BMA-DG	47.4	40.0	10.69	10.00	400
SEG-405-BMA-DG	47.6	40.1	10.76	10.11	405
SEG-410-BMA-DG	47.9	40.3	10.83	10.18	410
SEG-415-BMA-DG	48.7	40.5	10.90	10.25	415
SEG-420-BMA-DG	48.9	40.7	10.97	10.32	420
SEG-425-BMA-DG	49.2	40.9	11.04	10.40	425
SEG-XXX-BMB-DG (xxx=285-350, in steps of 5)					
SEG-285-BMB-DG	38.7	32.3	9.31	8.83	285
SEG-290-BMB-DG	39.0	32.6	9.39	8.90	290
SEG-295-BMB-DG	39.3	32.9	9.46	8.97	295
SEG-300-BMB-DG	39.6	33.2	9.54	9.04	300
SEG-305-BMB-DG	39.9	33.5	9.61	9.11	305
SEG-310-BMB-DG	40.2	33.8	9.68	9.18	310
SEG-315-BMB-DG	40.5	34.1	9.75	9.24	315
SEG-320-BMB-DG	40.7	34.3	9.84	9.33	320
SEG-325-BMB-DG	40.9	34.5	9.93	9.43	325
SEG-330-BMB-DG	41.1	34.7	10.02	9.52	330
SEG-335-BMB-DG	41.3	33.3	10.65	10.05	335
SEG-340-BMB-DG	41.5	33.4	10.76	10.16	340
SEG-345-BMB-DG	41.6	33.6	10.87	10.27	345
SEG-350-BMB-DG	41.8	33.8	10.98	10.36	350
SEG-XXX-BPA-DG (xxx=320-360, in steps of 5)					



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-320-BPA-DG	46.4	37.7	8.8	8.5	320
SEG-325-BPA-DG	46.7	38.0	8.9	8.6	325
SEG-330-BPA-DG	46.9	38.2	9.0	8.7	330
SEG-335-BPA-DG	47.1	38.4	9.1	8.7	335
SEG-340-BPA-DG	47.3	38.6	9.2	8.8	340
SEG-345-BPA-DG	47.5	38.8	9.2	8.9	345
SEG-350-BPA-DG	47.8	39.1	9.3	9.0	350
SEG-355-BPA-DG	47.9	39.2	9.4	9.1	355
SEG-360-BPA-DG	48.1	39.4	9.5	9.1	360
SEG-XXX-BPB-DG (xxx=270-300, in steps of 5)					
SEG-270-BPB-DG	38.9	31.6	8.9	8.6	270
SEG-275-BPB-DG	39.2	31.8	9.0	8.7	275
SEG-280-BPB-DG	39.5	32.1	9.1	8.7	280
SEG-285-BPB-DG	39.7	32.3	9.2	8.8	285
SEG-290-BPB-DG	40.0	32.6	9.2	8.9	290
SEG-295-BPB-DG	40.2	32.8	9.3	9.0	295
SEG-300-BPB-DG	40.4	33.0	9.4	9.1	300
SEG-XXX-BMA-HV (XXX=385 to 460)					
SEG-385-BMA-HV	48.5	41.00	9.87	9.40	385
SEG-390-BMA-HV	48.7	41.20	9.95	9.47	390
SEG-395-BMA-HV	48.9	41.40	10.03	9.55	395
SEG-400-BMA-HV	49.1	41.60	10.10	9.62	400
SEG-405-BMA-HV	49.4	41.90	10.15	9.67	405
SEG-410-BMA-HV	49.6	42.10	10.23	9.74	410
SEG-415-BMA-HV	49.8	42.30	10.30	9.82	415
SEG-420-BMA-HV	48.9	40.70	10.97	10.32	420
SEG-425-BMA-HV	49.2	40.90	11.04	10.40	425
SEG-430-BMA-HV	49.4	41.10	11.11	10.47	430
SEG-435-BMA-HV	49.6	41.30	11.18	10.54	435
SEG-440-BMA-HV	49.7	41.40	11.27	10.63	440
SEG-445-BMA-HV	49.9	41.60	11.34	10.70	445
SEG-450-BMA-HV	50.1	41.80	11.42	10.77	450
SEG-455-BMA-HV	50.3	42.00	11.49	10.84	455
SEG-460-BMA-HV	50.5	42.20	11.57	10.91	460
SEG-XXX-BMB-HV (XXX=320 to 380)					
SEG-320-BMB-HV	40.4	34.0	9.93	9.42	320
SEG-325-BMB-HV	40.6	34.2	10.02	9.51	325
SEG-330-BMB-HV	40.8	34.4	10.11	9.6	330
SEG-335-BMB-HV	41.0	34.6	10.20	9.69	335
SEG-340-BMB-HV	41.1	34.7	10.32	9.80	340



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-345-BMB-HV	40.6	33.6	10.87	10.27	345
SEG-350-BMB-HV	40.8	33.8	10.98	10.36	350
SEG-355-BMB-HV	41.0	34.0	11.08	10.45	355
SEG-360-BMB-HV	41.2	34.2	11.16	10.53	360
SEG-365-BMB-HV	41.4	34.4	11.26	10.62	365
SEG-370-BMB-HV	41.6	34.6	11.34	10.70	370
SEG-375-BMB-HV	41.8	34.8	11.42	10.79	375
SEG-380-BMB-HV	42.0	35.0	11.50	10.87	380
SEG-XXX-6MA-HV (XXX=350 to 400)					
SEG-350-6MA-HV	47.8	38.1	9.47	9.19	350
SEG-355-6MA-HV	48.0	38.3	9.55	9.27	355
SEG-360-6MA-HV	48.2	38.5	9.64	9.36	360
SEG-365-6MA-HV	48.4	38.7	9.72	9.44	365
SEG-370-6MA-HV	48.6	38.9	9.80	9.52	370
SEG-375-6MA-HV	48.8	39.1	9.88	9.60	375
SEG-380-6MA-HV	49.1	39.4	9.93	9.65	380
SEG-385-6MA-HV	49.4	39.7	9.98	9.70	385
SEG-390-6MA-HV	49.7	40.0	10.05	9.77	390
SEG-395-6MA-HV	49.9	40.2	10.11	9.83	395
SEG-400-6MA-HV	50.1	40.5	10.24	9.88	400
SEG-XXX-6MB-HV (XXX=295 to 330)					
SEG-295-6MB-HV	40.0	31.9	9.53	9.25	295
SEG-300-6MB-HV	40.2	32.1	9.63	9.35	300
SEG-305-6MB-HV	40.4	32.3	9.73	9.45	305
SEG-310-6MB-HV	40.7	32.6	9.79	9.51	310
SEG-315-6MB-HV	40.9	32.8	9.89	9.61	315
SEG-320-6MB-HV	41.1	33.0	9.98	9.70	320
SEG-325-6MB-HV	41.3	33.2	10.07	9.79	325
SEG-330-6MB-HV	41.6	33.5	10.14	9.86	330
SEG-XXX-BMZ-HV (XXX=425 to 450)					
SEG-425-BMZ-HV	52.1	43.8	10.31	9.71	425
SEG-430-BMZ-HV	52.2	43.9	10.40	9.80	430
SEG-435-BMZ-HV	52.4	44.1	10.47	9.87	435
SEG-440-BMZ-HV	52.6	44.3	10.53	9.93	440
SEG-445-BMZ-HV	52.7	44.4	10.64	10.03	445
SEG-450-BMZ-HV	52.9	44.6	10.70	10.09	450
SEG-XXX-BMZ-BG (XXX=425 to 450)					
SEG-425-BMZ-BG	52.1	43.8	10.31	9.71	425
SEG-430-BMZ-BG	52.2	43.9	10.40	9.80	430
SEG-435-BMZ-BG	52.4	44.1	10.47	9.87	435



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-440-BMZ-BG	52.6	44.3	10.53	9.93	440
SEG-445-BMZ-BG	52.7	44.4	10.64	10.03	445
SEG-450-BMZ-BG	52.9	44.6	10.70	10.09	450
SEG-XXX-BMA-BG (XXX=500 to 550) (for 182mm cell only)					
SEG-500-BMA-BG	48.72	39.48	13.01	12.68	500
SEG-505-BMA-BG	48.81	39.74	13.10	12.72	505
SEG-510-BMA-BG	48.90	40.00	13.20	12.76	510
SEG-515-BMA-BG	49.01	40.26	13.30	12.80	515
SEG-520-BMA-BG	49.10	40.52	13.41	12.84	520
SEG-525-BMA-BG	49.20	40.78	13.50	12.88	525
SEG-530-BMA-BG	49.33	41.03	13.60	12.92	530
SEG-535-BMA-BG	49.40	41.29	13.70	12.96	535
SEG-540-BMA-BG	49.50	41.55	13.81	13.00	540
SEG-545-BMA-BG	49.60	41.81	13.91	13.04	545
SEG-550-BMA-BG	49.70	42.07	14.01	13.08	550
SEG-XXX-BMB-BG (XXX=415 to 460) (for 182mm cell only)					
SEG-415-BMB-BG	40.62	33.55	13.06	12.39	415
SEG-420-BMB-BG	40.72	33.63	13.16	12.51	420
SEG-425-BMB-BG	40.82	33.77	13.25	12.61	425
SEG-430-BMB-BG	40.92	33.85	13.36	12.72	430
SEG-435-BMB-BG	41.01	33.98	13.45	12.82	435
SEG-440-BMB-BG	41.12	34.08	13.56	12.92	440
SEG-445-BMB-BG	41.22	34.18	13.66	13.03	445
SEG-450-BMB-BG	41.32	34.28	13.76	13.13	450
SEG-455-BMB-BG	41.42	34.39	13.86	13.24	455
SEG-460-BMB-BG	41.52	34.49	13.96	13.34	460
SEG-XXX-BMC-BG (XXX=455 to 505) (for 182mm cell only)					
SEG-455-BMC-BG	44.62	36.87	12.98	12.35	455
SEG-460-BMC-BG	44.72	36.96	13.08	12.45	460
SEG-465-BMC-BG	44.82	37.07	13.18	12.56	465
SEG-470-BMC-BG	44.92	37.17	13.28	12.65	470
SEG-475-BMC-BG	45.02	37.28	13.38	12.75	475
SEG-480-BMC-BG	45.10	37.38	13.48	12.85	480
SEG-485-BMC-BG	45.22	37.48	13.58	12.95	485
SEG-490-BMC-BG	45.32	37.59	13.68	13.05	490
SEG-495-BMC-BG	45.43	37.70	13.79	13.15	495
SEG-500-BMC-BG	45.53	37.81	13.89	13.25	500
SEG-505-BMC-BG	45.64	37.91	14.00	13.34	505
SEG-XXX-BMD-BG (XXX=370 to 415) (for 182mm cell only)					
SEG-370-BMD-BG	36.50	30.12	13.00	12.31	370



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-375-BMD-BG	36.60	30.24	13.11	12.42	375
SEG-380-BMD-BG	36.70	30.35	13.20	12.54	380
SEG-385-BMD-BG	36.80	30.45	13.31	12.66	385
SEG-390-BMD-BG	36.90	30.59	13.40	12.78	390
SEG-395-BMD-BG	37.01	30.69	13.50	12.88	395
SEG-400-BMD-BG	37.12	30.81	13.60	12.99	400
SEG-405-BMD-BG	37.22	30.93	13.70	13.10	405
SEG-410-BMD-BG	37.32	31.05	13.80	13.21	410
SEG-415-BMD-BG	37.42	31.17	13.90	13.32	415
SEG-XXX-BMA-HV (XXX=500 to 550) (for 182mm cell only)					
SEG-500-BMA-HV	48.72	39.48	13.01	12.68	500
SEG-505-BMA-HV	48.81	39.74	13.10	12.72	505
SEG-510-BMA-HV	48.90	40.00	13.20	12.76	510
SEG-515-BMA-HV	49.01	40.26	13.30	12.80	515
SEG-520-BMA-HV	49.10	40.52	13.41	12.84	520
SEG-525-BMA-HV	49.20	40.78	13.50	12.88	525
SEG-530-BMA-HV	49.33	41.03	13.60	12.92	530
SEG-535-BMA-HV	49.40	41.29	13.70	12.96	535
SEG-540-BMA-HV	49.50	41.55	13.81	13.00	540
SEG-545-BMA-HV	49.60	41.81	13.91	13.04	545
SEG-550-BMA-HV	49.70	42.07	14.01	13.08	550
SEG-XXX-BMB-HV (XXX=415 to 460) (for 182mm cell only)					
SEG-415-BMB-HV	40.62	33.55	13.06	12.39	415
SEG-420-BMB-HV	40.72	33.63	13.16	12.51	420
SEG-425-BMB-HV	40.82	33.77	13.25	12.61	425
SEG-430-BMB-HV	40.92	33.85	13.36	12.72	430
SEG-435-BMB-HV	41.01	33.98	13.45	12.82	435
SEG-440-BMB-HV	41.12	34.08	13.56	12.92	440
SEG-445-BMB-HV	41.22	34.18	13.66	13.03	445
SEG-450-BMB-HV	41.32	34.28	13.76	13.13	450
SEG-455-BMB-HV	41.42	34.39	13.86	13.24	455
SEG-460-BMB-HV	41.52	34.49	13.96	13.34	460
SEG-XXX-BMC-HV (XXX=455 to 505) (for 182mm cell only)					
SEG-455-BMC-HV	44.62	36.87	12.98	12.35	455
SEG-460-BMC-HV	44.72	36.96	13.08	12.45	460
SEG-465-BMC-HV	44.82	37.07	13.18	12.56	465
SEG-470-BMC-HV	44.92	37.17	13.28	12.65	470
SEG-475-BMC-HV	45.02	37.28	13.38	12.75	475
SEG-480-BMC-HV	45.10	37.38	13.48	12.85	480
SEG-485-BMC-HV	45.22	37.48	13.58	12.95	485



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-490-BMC-HV	45.32	37.59	13.68	13.05	490
SEG-495-BMC-HV	45.43	37.70	13.79	13.15	495
SEG-500-BMC-HV	45.53	37.81	13.89	13.25	500
SEG-505-BMC-HV	45.64	37.91	14.00	13.34	505
SEG-XXX-BMD-HV (XXX=370 to 415) (for 182mm cell only)					
SEG-370-BMD-HV	36.50	30.12	13.00	12.31	370
SEG-375-BMD-HV	36.60	30.24	13.11	12.42	375
SEG-380-BMD-HV	36.70	30.35	13.20	12.54	380
SEG-385-BMD-HV	36.80	30.45	13.31	12.66	385
SEG-390-BMD-HV	36.90	30.59	13.40	12.78	390
SEG-395-BMD-HV	37.01	30.69	13.50	12.88	395
SEG-400-BMD-HV	37.12	30.81	13.60	12.99	400
SEG-405-BMD-HV	37.22	30.93	13.70	13.10	405
SEG-410-BMD-HV	37.32	31.05	13.80	13.21	410
SEG-415-BMD-HV	37.42	31.17	13.90	13.32	415
SEG-XXX-BMA-TB (XXX=385 to 460)					
SEG-385-BMA-TB	48.5	41.00	9.87	9.40	385
SEG-390-BMA-TB	48.7	41.20	9.95	9.47	390
SEG-395-BMA-TB	48.9	41.40	10.03	9.55	395
SEG-400-BMA-TB	49.1	41.60	10.10	9.62	400
SEG-405-BMA-TB	49.4	41.90	10.15	9.67	405
SEG-410-BMA-TB	49.6	42.10	10.23	9.74	410
SEG-415-BMA-TB	49.8	42.30	10.30	9.82	415
SEG-420-BMA-TB	48.9	40.70	10.97	10.32	420
SEG-425-BMA-TB	49.2	40.90	11.04	10.40	425
SEG-430-BMA-TB	49.4	41.10	11.11	10.47	430
SEG-435-BMA-TB	49.6	41.30	11.18	10.54	435
SEG-440-BMA-TB	49.7	41.40	11.27	10.63	440
SEG-445-BMA-TB	49.9	41.60	11.34	10.70	445
SEG-450-BMA-TB	50.1	41.80	11.42	10.77	450
SEG-455-BMA-TB	50.3	42.00	11.49	10.84	455
SEG-460-BMA-TB	50.5	42.20	11.57	10.91	460
SEG-XXX-BMB-TB (XXX=320 to 380)					
SEG-320-BMB-TB	40.4	34.0	9.93	9.42	320
SEG-325-BMB-TB	40.6	34.2	10.02	9.51	325
SEG-330-BMB-TB	40.8	34.4	10.11	9.6	330
SEG-335-BMB-TB	41.0	34.6	10.20	9.69	335
SEG-340-BMB-TB	41.1	34.7	10.32	9.80	340
SEG-345-BMB-TB	40.6	33.6	10.87	10.27	345
SEG-350-BMB-TB	40.8	33.8	10.98	10.36	350



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-355-BMB-TB	41.0	34.0	11.08	10.45	355
SEG-360-BMB-TB	41.2	34.2	11.16	10.53	360
SEG-365-BMB-TB	41.4	34.4	11.26	10.62	365
SEG-370-BMB-TB	41.6	34.6	11.34	10.70	370
SEG-375-BMB-TB	41.8	34.8	11.42	10.79	375
SEG-380-BMB-TB	42.0	35.0	11.50	10.87	380
SEG-XXX-6MA-TB (XXX=350 to 400)					
SEG-350-6MA-TB	47.8	38.1	9.47	9.19	350
SEG-355-6MA-TB	48.0	38.3	9.55	9.27	355
SEG-360-6MA-TB	48.2	38.5	9.64	9.36	360
SEG-365-6MA-TB	48.4	38.7	9.72	9.44	365
SEG-370-6MA-TB	48.6	38.9	9.80	9.52	370
SEG-375-6MA-TB	48.8	39.1	9.88	9.60	375
SEG-380-6MA-TB	49.1	39.4	9.93	9.65	380
SEG-385-6MA-TB	49.4	39.7	9.98	9.70	385
SEG-390-6MA-TB	49.7	40.0	10.05	9.77	390
SEG-395-6MA-TB	49.9	40.2	10.11	9.83	395
SEG-400-6MA-TB	50.1	40.5	10.24	9.88	400
SEG-XXX-6MB-TB (XXX=295 to 330)					
SEG-295-6MB-TB	40.0	31.9	9.53	9.25	295
SEG-300-6MB-TB	40.2	32.1	9.63	9.35	300
SEG-305-6MB-TB	40.4	32.3	9.73	9.45	305
SEG-310-6MB-TB	40.7	32.6	9.79	9.51	310
SEG-315-6MB-TB	40.9	32.8	9.89	9.61	315
SEG-320-6MB-TB	41.1	33.0	9.98	9.70	320
SEG-325-6MB-TB	41.3	33.2	10.07	9.79	325
SEG-330-6MB-TB	41.6	33.5	10.14	9.86	330
SEG-XXX-BMZ-TB (XXX=425 to 450)					
SEG-425-BMZ-TB	52.1	43.8	10.31	9.71	425
SEG-430-BMZ-TB	52.2	43.9	10.40	9.80	430
SEG-435-BMZ-TB	52.4	44.1	10.47	9.87	435
SEG-440-BMZ-TB	52.6	44.3	10.53	9.93	440
SEG-445-BMZ-TB	52.7	44.4	10.64	10.03	445
SEG-450-BMZ-TB	52.9	44.6	10.70	10.09	450
SEG-XXX-BMA-TB (XXX=500 to 550) (for 182mm cell only)					
SEG-500-BMA-TB	48.72	39.48	13.01	12.68	500
SEG-505-BMA-TB	48.81	39.74	13.10	12.72	505
SEG-510-BMA-TB	48.90	40.00	13.20	12.76	510
SEG-515-BMA-TB	49.01	40.26	13.30	12.80	515
SEG-520-BMA-TB	49.10	40.52	13.41	12.84	520



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

Model	Open Circuit Voltage at STC(V dc)	Rated Voltage at STC(V dc)	Short Circuit Current at STC(A dc)	Rated Current at STC(A dc)	Rated Maximum Power at STC(Watts)
SEG-525-BMA-TB	49.20	40.78	13.50	12.88	525
SEG-530-BMA-TB	49.33	41.03	13.60	12.92	530
SEG-535-BMA-TB	49.40	41.29	13.70	12.96	535
SEG-540-BMA-TB	49.50	41.55	13.81	13.00	540
SEG-545-BMA-TB	49.60	41.81	13.91	13.04	545
SEG-550-BMA-TB	49.70	42.07	14.01	13.08	550
SEG-XXX-BMB-TB (XXX=415 to 460) (for 182mm cell only)					
SEG-415-BMB-TB	40.62	33.55	13.06	12.39	415
SEG-420-BMB-TB	40.72	33.63	13.16	12.51	420
SEG-425-BMB-TB	40.82	33.77	13.25	12.61	425
SEG-430-BMB-TB	40.92	33.85	13.36	12.72	430
SEG-435-BMB-TB	41.01	33.98	13.45	12.82	435
SEG-440-BMB-TB	41.12	34.08	13.56	12.92	440
SEG-445-BMB-TB	41.22	34.18	13.66	13.03	445
SEG-450-BMB-TB	41.32	34.28	13.76	13.13	450
SEG-455-BMB-TB	41.42	34.39	13.86	13.24	455
SEG-460-BMB-TB	41.52	34.49	13.96	13.34	460
SEG-XXX-BMC-TB (XXX=455 to 505) (for 182mm cell only)					
SEG-455-BMC-TB	44.62	36.87	12.98	12.35	455
SEG-460-BMC-TB	44.72	36.96	13.08	12.45	460
SEG-465-BMC-TB	44.82	37.07	13.18	12.56	465
SEG-470-BMC-TB	44.92	37.17	13.28	12.65	470
SEG-475-BMC-TB	45.02	37.28	13.38	12.75	475
SEG-480-BMC-TB	45.10	37.38	13.48	12.85	480
SEG-485-BMC-TB	45.22	37.48	13.58	12.95	485
SEG-490-BMC-TB	45.32	37.59	13.68	13.05	490
SEG-495-BMC-TB	45.43	37.70	13.79	13.15	495
SEG-500-BMC-TB	45.53	37.81	13.89	13.25	500
SEG-505-BMC-TB	45.64	37.91	14.00	13.34	505
SEG-XXX-BMD-TB (XXX=370 to 415) (for 182mm cell only)					
SEG-370-BMD-TB	36.50	30.12	13.00	12.31	370
SEG-375-BMD-TB	36.60	30.24	13.11	12.42	375
SEG-380-BMD-TB	36.70	30.35	13.20	12.54	380
SEG-385-BMD-TB	36.80	30.45	13.31	12.66	385
SEG-390-BMD-TB	36.90	30.59	13.40	12.78	390
SEG-395-BMD-TB	37.01	30.69	13.50	12.88	395
SEG-400-BMD-TB	37.12	30.81	13.60	12.99	400
SEG-405-BMD-TB	37.22	30.93	13.70	13.10	405
SEG-410-BMD-TB	37.32	31.05	13.80	13.21	410
SEG-415-BMD-TB	37.42	31.17	13.90	13.32	415



Certificate: 80034037

Master Contract: 270178

Project: 80104298

Date Issued: 2021-12-03

APPLICABLE REQUIREMENTS

CSA C22.2 No. 61730-1:19 Photovoltaic (PV) module safety qualification — Part 1: Requirements for construction, 2019-12.

CSA C22.2 No. 61730-2:19 Photovoltaic (PV) module safety qualification — Part 2: Requirements for testing, 2019-12.

UL 61730-1 1st: Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification – Part 1: Requirements for Construction, 2017-12-04, revision date 2020-04-30.

UL 61730-2 1st: Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification – Part 2: Requirements for Testing, 2017-12-04, revision date 2020-04-30.

Notes:

Products certified under Class C531110 have been certified under CSA's ISO/IEC 17065 accreditation with the Standards Council of Canada (SCC). www.scc.ca





Supplement to Certificate of Compliance

Certificate: 80034037

Master Contract: 270178

The products listed, including the latest revision described below, are eligible to be marked in accordance with the referenced Certificate.

Product Certification History

Project	Date	Description
80104298	2021-12-03	Update report 80034037 to add new cell type ISS-182M10SB made by IMPERIAL STAR SOLAR (CAMBODIA) CO., LTD. for double glass model series (BG&DG).
80104302	2021-12-03	Update report 80034037 to add new factory IMPERIAL STAR SOLAR (CAMBODIA) CO., LTD., add a new cell type ISS-182M10SB made by IMPERIAL STAR SOLAR (CAMBODIA) CO., LTD. for single glass model series (BMA/BMB/BMC/BMD-BG/HV/TB).
80087455	2021-09-15	Update report 80034037 to add new factory IREX ENERGY JOINT STOCK COMPANY.
80070871	2021-08-30	Update report 80034037 to add new TB model series with substrate type FFC-JW30M(plus), change the encapsulation manufacturer name as (Changzhou Betterial Film Technologies Co., Ltd.), add a new size for BMA-HV and BMA-BG series, CTC initial lab assessment, HY annually lab assessment.
80096066	2021-08-24	Update report 80034037 to add refresh the factory listing for ENALEX ENERGY (KH) CO., LTD.
80087454	2021-07-29	Update report 80034037 to add new factory HOUNEN SOLAR INC CO., LTD.
80090282	2021-07-29	Update report 80034037 to add new factory ENALEX ENERGY (KH) CO., LTD, revised the model name of SRP-XXX-BMA/BMB/BMC/BMD-BG, SRP-XXX-BMA/BMB/BMC/BMD-HV series as client information, add a new connector (RHC2xyzu) for FT50xy series.
80066155	2021-06-29	Update report 80034037 to add new cell (UN-166MT3-967), add new 2.0mm spec for superstrate & substrate, new POE (B602M), add new 0.32 mm cell ribbon with three new manufacturers (Sanysolar, Greateen, Tongcheng), add one new frame manufacturer (Kaihong), add new junction box & frame adhesive (HT906Z), add potting material (5299W-S) for FT50xy.
80059383	2021-06-29	Update report 80034037 to add new substrate MP Sheet PF D15, Seraphim lab assessment.
80078854	2021-06-08	Update report 80034037 to add new factory SHENGTIAN NEW ENERGY.
80083282	2021-05-28	Update report 80034037 to add new factory Sunshine Electrical Energy.
80068403	2021-01-28	Update report 80034037 to add new factory JINTEK, update the standard date.



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

80065713	2021-01-07	Update report 80034037 to add a new cell with SRP-XXX-BMA-HV, SRP-XXX-BMB-HV, SRP-XXX-BMC-HV and SRP-XXX-BMD-HV series, extend the power rating for SRP-XXX-BMA-BG, SRP-XXX-BMB-BG, SRP-XXX-BMC-BG and SRP-XXX-BMD-BG series.
80059382	2021-01-07	Update report 80034037 to reduce the spacing and update a new module dimension size for SEG-xxx-BMA-BG and SEG-xxx-BMB-BG series.
80059381	2021-01-07	Update report 80034037 to reduce the spacing and update a new module dimension size for SEG-xxx-BMA-HV and SEG-xxx-BMB-HV series.
80036789	2020-12-24	Update report 80034037 to add new cell (SRP-C-7M-6B), extend the power rating for BMA-DG and BMB-DG series.
80066154	2020-12-24	Update report 80034037 to add new factory VESOLAR COMPANY LIMIED.
80065714	2020-12-24	Update report 80034037 to add new cell (SRP-C-8M-10) for SRP-xxx-BMA-BG, SRP-xxx-BMB-BG, SRP-XXX-BMC-BG and SRP-XXX-BMD-BG series, add a new Cross connector 5.0 * 0.35mm.
80065712	2020-12-24	Update report 80034037 to add new cell (SRP-C-7M-9B) for SEG-xxx-6MA-BG and SEG-xxx-6MB-BG and SEG-xxx-BMA-BG and SEG-xxx-BMB-BG series, revised the address information on the CoFC.
80061013	2020-11-02	Update report 80034037 to add three new frame-manufacturer (XinXu, Xuye), add the new frame material type (6063-T6), add new module size for BMA-HV, 6MA-HV and BMZ-HV series.
80052757	2020-08-17	Update report 80034037 to add new factory (DEHUI SOLAR POWER(VIETNAM) COMPANY CO., LTD - Lot No C8-5, C8-6, C8-7, C8-8 Dai DongIndustrial Zone-Hoan Son, Hoan Son Commune,Tien Du District,Bac Ninh Province, Vietnam).
80048177	2020-07-27	Update report 80034037 to add new series BMZ-BG (5BB, 9BB).
80048176	2020-07-27	Update report 80034037 to add new series BMZ-HV (5BB, 9BB).
80048175	2020-07-27	Update report 80034037 to add new cell (SRP-C-6M-5, SRP-C-6M-9, SRP-C-7M-9) with the new model series 6MA-HV and 6MB-HV, add new interconnection ribbon manufacturer with same material spec (Greateen, Beida, Sunnywell), add new cross connectors manufacturer (Sunnywell, Beida).
80036788	2020-06-30	Update report 80034037 to add new cell (SRP-C-7M-B bifacial) and extend the power rating for series SEG-XXX-BMA-BG and SEG-XXX- BMB-BG, add a new cross connectors factory (ChangZhou Greateen New Energy Technology Co., Ltd).
80036785	2020-06-12	Update report 80034037 to add new series SEG-XXX-BMA-HV and SEG-XXX-BMB-HV with new superstrate made by FLAT GLASS GROUP CO., LTD, a new cell type SRP-C-7M, new busbar design, new EVA B601HP& B601P, new substrate type Cynagard 2X5A(R), new junction box type FT50xy, revised the fire type according the new standard requirement.



Certificate: 80034037
Project: 80104298

Master Contract: 270178
Date Issued: 2021-12-03

80034037 2020-02-17 Original certificate, full investigation for model series SEG-XXX-6MA/6MB/6PA/6PB/BMA/BMB/BPA/BPB.

3. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR SOLAR SALICRU EQX2 100010-T

EQUINOX2 T

Inversores solares de conexión a red trifásicos de 4 a 100 kW

EQUINOX2 T: Energía al servicio de la productividad

Los inversores solares **EQUINOX2 T** presentan una gama trifásica muy completa, de altas prestaciones y coste razonable, sin sacrificar por ello el más mínimo ápice de calidad.

El excepcional diseño, enfocado sobre todo a la funcionalidad y la reducción del estrés térmico del equipo, garantizan facilidad de montaje, mínima ocupación de espacio, durabilidad y constancia en las prestaciones. Estéticamente se ha decidido seguir la línea de la familia monofásica **EQUINOX2 S/SX**, de formas bien definidas y colores neutros, aplicados éstos con un nivel de acabado acorde con la elevada calidad del producto. El panel de control cuenta con un amplio display integrado OLED, ofreciendo una óptima visibilidad.

Es objetivo primordial de Salicru ofrecer siempre tecnología puntera en todos sus equipos. En consecuencia, la selección de componentes cuenta con la tecnología más avanzada (SiC) y el sello de garantía de los mejores fabricantes del planeta. La serie **EQUINOX2 T** ofrece también monitorización de la instalación fotovoltaica mediante el portal WEB y la App gratuita para smartphone y tablet **EQUINOX**.

La gama trifásica arranca en los 4kW y llega hasta los 100kW. Con un escalado de potencias completo y coherente y una selección de MPPTs adecuada a los casos más comunes de uso, la serie **EQUINOX2 T** encaja en la gran mayoría de proyectos.



Aplicaciones: Autoconsumo para la pequeña empresa y la industria mediana

La serie **EQUINOX2 T** está generalmente pensado para ser utilizado tanto en pequeños locales (como puedan ser pequeños comercios u oficinas), como en locales de mayor envergadura (talleres, supermercados, mediana empresa) que decidan dar un gran paso hacia la energía verde y así ganar autonomía en el suministro eléctrico, reduciendo a su vez el coste energético.



SALICRU
SMART
SOLUTIONS

SALICRU

Prestaciones

- Dimensiones y peso reducidos.
- Ámplia temperatura de trabajo.
- Óptima resistencia a la corrosión.
- Disposición de componentes orientada a la optimización térmica, garantizando un mayor tiempo de vida del equipo.
- Protección de sobretensiones integrada en DC y AC.
- Componentes de alta tecnología fabricados en Carburo de Silicio.
- Escalado de catorce potencias. Se adapta a cualquier tipo de proyecto.
- De 2 a 10 seguidores MPPT (según potencia) con amplio rango de tensión, adaptable a la mayoría de tejados y/o superficies.
- Elevada eficiencia de conversión y corriente de entrada adaptada a paneles de alto rendimiento.
- Baja tensión de arranque: 180 Vdc.⁽¹⁾
- Función de limitación de excedentes a la red integrada.
- Admite un 30% de potencia de entrada en DC, por encima de la nominal.
- Posibilidad de entregar un 10% de potencia adicional a la nominal.
- Supervisión de la instalación mediante web y app gratuita EQUINOX.⁽²⁾
- Garantía de 10 años ampliable hasta 20.

(1) 200V para modelo de 100 kW.

(2) Para obtener datos 24 horas (generación, red y consumo): on necesarios módulo de comunicación **485/WIFI 24H EQX** y medidor de energía **ESM3T 90D24 EQX2 / ESM3T 300D50 EQX2** según modelo.



Quad Core

El procesado Quad Core, ofreciendo una frecuencia de 200 MHz en el módulo principal y un módulo de comunicación de alta frecuencia, con memorias incrustadas de alta velocidad de acceso; confieren prestaciones de lujo al corazón de nuestros inversores trifásicos.

Módulos de comunicación

Los módulos de comunicación **485/... EQX2** transfieren los datos del inversor a la nube, para posteriormente poder ser utilizados en la App **EQUINOX** y portal WEB. Se dispone de dos tipos de montaje: en el propio inversor (sólo datos de generación) o en carril DIN en cuadro AC (datos 24 horas; generación, red y consumo).



Alta Flexibilidad

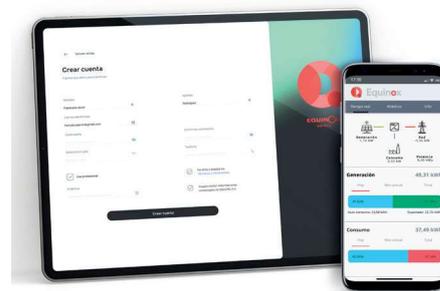
A medida que aumenta la potencia en una instalación fotovoltaica, la cantidad de paneles requerida también incrementa. Ante esta mayor necesidad de espacio, la falta de disponibilidad hace aflorar multitud de variables que dificultan la configuración de los strings (diferencias de orientación, sombras proyectadas, inclinaciones dispares, ...).

La diversidad resultante requerirá mayor definición en la gestión diferenciada de cada grupo de paneles, para poder sacar el máximo rendimiento de la instalación.

En este sentido, nuestra serie **EQUINOX2 T** ofrece mayor número de MPPTs (Rastreador del punto de máxima potencia), en relación a la potencia del equipo. Llegando hasta 10 MMPTs en el modelo de 100 kW.

Monitorización APP y web

La app gratuita **EQUINOX** y el portal web permiten supervisar el estado actual de la instalación fotovoltaica, consultar datos históricos y monitorizar en tiempo real la potencia fotovoltaica producida, la consumida por las cargas, y la consumida de la red eléctrica o inyectada a ésta. También nos dan información sobre el ahorro económico conseguido y la reducción total de CO2. Disponiendo de los opcionales necesarios, la App **EQUINOX** permite activar el modo de reinyección cero en nuestra instalación.



Gama

MODELO	CÓDIGO	POTENCIA DE ENTRADA MÁXIMA DC (W)	POTENCIA MÁXIMA (W)	POTENCIA DE SALIDA MÁXIMA APARENTE (VA)	INTENSIDAD SALIDA (A)	DIMENSIONES (F × AN × AL mm)	PESO (Kg)
EQX2 4002-T	6B2AB000018	6400	4000	4400	5,8	175 × 550 × 410	23
EQX2 5002-T	6B2AB000019	8000	5000	5500	7,3	175 × 550 × 410	23
EQX2 6002-T	6B2AB000011	9600	6000	6600	8,7	175 × 550 × 410	23
EQX2 8002-T	6B2AB000012	12800	8000	8800	11,6	175 × 550 × 410	23
EQX2 10002-T	6B2AB000013	16000	10000	11000	14,5	175 × 550 × 410	23
EQX2 12002-T	6B2AB000014	19200	12000	13200	17,4	175 × 550 × 410	23
EQX2 15002-T	6B2AB000015	24000	15000	16500	21,7	175 × 550 × 410	26
EQX2 17002-T	6B2AB000026	27200	17000	18700	24,6	175 × 550 × 410	29
EQX2 20002-T	6B2AB000016	32000	20000	22000	29	175 × 550 × 410	29
EQX2 25002-T	6B2AB000017	40000	25000	27500	36,2	175 × 550 × 410	29
EQX2 33004-T	6B2AB000022	52800	33000	36300	47,8	270 × 600 × 400	42
EQX2 40004-T	6B2AB000023	64000	40000	44000	58	270 × 600 × 400	42
EQX2 50004-T	6B2AB000024	80000	50000	55000	72,5	270 × 600 × 400	42
EQX2 60004-T	6B2AB000034	96000	60000	66000	87	270 × 600 × 400	42
EQX2 100010-T	6B2AB000033	160000	100000	110000	144,3	290 × 975 × 680	82

Dimensiones



Conexiones



1. Terminales positivos de la entrada fotovoltaica.
2. Terminales negativos de la entrada fotovoltaica.
3. Puerto de comunicación principal (conexión del módulo de comunicación).
4. Puerto de comunicación auxiliar (opcional).
5. Terminal de salida de corriente alterna / red.
6. Seccionador DC.

Características técnicas

MODELO	EQX2 4002÷12002-T	EQX2 15002-T	EQX2 17002÷25002-T	EQX2 33004÷60004-T	EQX2 100010-T	
ENTRADA	Tensión de entrada máxima DC (Vdc)	1100				
	Rango de funcionamiento (Vdc)	160 ÷ 1000		180 ÷ 1000	200 ÷ 950	
	Entradas por MPPT	1/1	1/2	2/2	2	
	Int. máx. cortocircuito por MPPT (Isc PV)	20/20 A	20/40 A	40/40 A	4*40 A	10*40 A
	Tensión de inicio (Vdc)	180				200
	Nº MPP Trackers	2		4	10	
	Corriente máxima por tracker (A)	15/15	15/30 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	4*26 ⁽¹⁾	10*26 ⁽¹⁾
SALIDA	Factor de potencia	0,8 inductivo...0,8 capacitivo				
	Tensión de red	3x400 V Trifásica (3L, N, PE) ⁽²⁾				
	Márgenes de tensión	195,5 ÷ 253 V (F-N) según UNE 217002				
	Distorsión armónica total (THDi)	<3%				
	Frecuencia	50 Hz (45,5 ÷ 55 Hz) / 60 Hz (55 ÷ 65 Hz)				
	Rendimiento EU	97,9% ÷ 98,2%		98,3%		
	Rendimiento máximo	98,1% ÷ 98,6%		98,8%		
	Rendimiento MPPT	99,9%				
COMUNICACIÓN	Puertos	RS485, WiFi				
INDICACIONES	Tipo	2 LED de estado, display OLED				
PROTECCIÓN	Seccionador DC de entrada	Incluido				
	Integradas en el equipo	Polaridad inversa DC, Aislamiento, Seccionador DC, Sobre tensiones, Sobre temperatura, Diferencial, Funcionamiento en isla, Cortocircuitos AC, Sobre tensión AC				
	Categoría protección sobretensiones	PV: II / AC: II				
GENERALES	Grado de contaminación	PD2/PD3				
	Autoconsumo (nocturno)	<1 W				
	Temperatura de trabajo	-30°C ~ +60°C (desclasificación para temperatura > 45°C)				
	Humedad relativa	0 ~ 100%				
	Altitud máxima de trabajo	3.000 m.s.n.m. (degradación de potencia hasta 4.000 m)				
	Grado de protección	IP65				
	Aislamiento	Sin transformador				
	Refrigeración	Convección natural (sin ventiladores) ⁽³⁾				
	Ruido acústico a 1 metro	≤25 dB ⁽³⁾				
	Tipo de terminales	MC4				
	Instalación	Instalación interior y exterior / Soporte en pared				
	Topología	Conexión a red (On grid)				
	NORMATIVA	Certificado	EN 61000-6-2/3 ⁽⁴⁾			
Seguridad / CEM		IEC 62109-1/2 / EN 61000-6-2/3				
Eficiencia energética		IEC EN UNE 61683				
Ensayos ambientales		IEC EN UNE 60068-2-1/2/14/30				
Funcionamiento / Protección		UNE EN 62116:2014, IEC 61727:2004, UNE 217002:2020, UNE 217001:2020				
Gestión de Calidad y Ambiental		ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001				

(1) Consultar posibles restricciones de corriente para equipos con más de una entrada por MPPT

(2) Para tensiones trifásicas sin neutro (triángulo), consultar

(3) Para los modelos a partir de EQX2 17002-T (inclusive) refrigeración smart fan y ≤ 40 dB

(4) Consultar normativa disponible para otros países

Datos sujetos a variación sin previo aviso.



@salicru_SA



www.linkedin.com/company/salicru

+34 938 482 400 WWW.SALICRU.COM

AVDA. DE LA SERRA 100 · 08460 PALAUTORDERA · FAX +34 93 848 11 51 · salicru@salicru.com

SALICRU

4. CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DEL INVERSOR SOLAR SALICRU EQX2 100010-T



Product Service

Attestation of Conformity

No. E8A 023396 0015 Rev. 00

Holder of Certificate: **Salicru S.A.**
Barcelona, Avda de la Serra 100
08460 Sta. Maria de Palautordera
SPAIN

Name of Object: **Converter**
GRID-CONNECTED PV INVERTER

Model(s): **EQX2 80008-T, EQX2 100010-T, EQX2 110010-T,
EQX2 100010-TX, EQX2 125010-T**

Description of Object:

Input voltage:	DC 200V~1100V
Max. input power:	88kW, 110kW, 121kW, 110kW, 137.5kW
Rated output voltage:	400VAC/3Ø, 400VAC/3Ø, 500VAC/3Ø, 400VAC/3Ø, 500VAC/3Ø
Rated output power:	80kW, 100kW, 110kW, 100kW, 125kW
Protection class:	I

Tested according to: EN IEC 61000-6-4:2019
EN IEC 61000-6-2:2019

This Attestation of Conformity is issued on a voluntary basis according to the Directive 2014/30/EU relating to electromagnetic compatibility. It confirms that the listed apparatus complies with all essential requirements of the directive and is based on the technical specifications applicable at the time of issuance. It refers only to the particular sample submitted for testing and certification. For details see: www.tuvsud.com/ps-cert

Test report no.: 4812822006800

Date, 2022-05-23

(Ming Gu)

Page 1 of 1

After preparation of the necessary technical documentation as well as the EU Declaration of conformity the required CE marking can be affixed on the product. That Declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer. Other relevant EU-directives have to be observed.

5. FICHAS TÉCNICAS DE LOS ACCESORIOS DEL INVERSOR SOLAR SALICRU EQX2 100010-T

EQUINOX2 Accesorios y Opcionales

Gama de dispositivos accesorios y opcionales para toda la serie **EQUINOX2**



EQUINOX2: Accesorios y Opcionales

A través de los dispositivos complementarios, los inversores **EQUINOX2** permiten ser monitorizados en cualquier momento, detallando tanto la energía generada como la consumida y la vertida a la red (esta última, siempre que esta sea la operativa de la instalación). Los accesorios incluidos en los equipos y los opcionales ofrecidos por Salicru cubren un gran abanico de opciones.

Los dispositivos están orientados a la medida y gestión de datos, transfiriéndolos del inversor a la nube para poder ser visualizados y analizados *a posteriori* mediante la App **EQUINOX** o el portal web.

Aplicaciones: Gestión y control del inversor

Nuestros dispositivos, junto a la plataforma de monitorización ofrecen las siguientes prestaciones:

- Consulta de datos a tiempo real.
- Grupos de datos históricos (por día mes o año).
- Información sobre el ahorro económico conseguido.
- Reducción total de CO₂ conseguida.
- Cuota de autoconsumo (representa el aprovechamiento de nuestra instalación solar).
- Cuota autárquica (indicación del grado de independencia de nuestra instalación respecto a la red).
- Gestión de alarmas.
- Gestión de varias instalaciones de forma simultánea (especial para instaladores).



SALICRU
SMART
SOLUTIONS

SALICRU

Módulos de comunicación

Los módulos de comunicación **485/... EQX2** disponen de dos tipos de montaje:

- En el inversor: La antena **485/WIFI DIURNAL EQX2** obtiene datos de generación, consumo y vertido, durante el tiempo de generación fotovoltaica, en los modelos trifásicos y monofásicos, no híbridos; y datos completos las 24 horas en los modelos híbridos. Su grado de protección IP65 permite su utilización en exteriores.
- En carril DIN en cuadro AC: **485/WIFI EQX2** o **485/WIFI EQX2-T** conjuntamente con el medidor de energía ESM, monofásico o trifásico, según sea la instalación, permite obtener datos las 24 horas (generación, red y consumo).

Medidores de energía

Los Smart Meter **ESM... EQX** son analizadores de redes que permiten medir el flujo de energía de forma bidireccional.

De aplicación para los equipos no híbridos, deben ser instalados junto al módulo de comunicación de carril DIN siempre que deseemos obtener datos 24 horas en la App **EQUINOX**: energía generada, consumida/inyectada a red y consumida por las cargas.

Para instalaciones con un único inversor solar trifásico permite la modalidad de antivertido, certificada según UNE217001.



MODELO	CÓDIGO	CÓDIGO EAN	DESCRIPCIÓN	DIMENSIONES (F x AN x AL mm)	DIMENSIONES TRANSFORMADORES (F x AN x AL mm)
485/WIFI DIURNAL EQX2	6B20P000020	8436584873907	Módulo de comunicación WiFi. Instalación directa al inversor, proporciona datos de generación, durante las horas de generación solar.	30 x 51 x 155	-
90D24 EQX2	-	-	Transformador monofásico de 90 A, diámetro interno de 24 mm, cableado (1,5 m)* y con conector, para medida de corriente.	-	43 x 43 x 52
485/WIFI EQX2	6B20P000014	8436584873754	Módulo de comunicación WiFi. Montaje en carril DIN en el cuadro AC. Alimentación monofásica 230 Vac. Proporciona datos de generación, inyección/consumo de red y consumo de la instalación durante las 24 horas. Es necesario un smart meter ESM1 EQX.	65 x 30 x 105	-
485/WIFI EQX2-T	6B20P000018	8436584873761	Módulo de comunicación WiFi. Montaje en carril DIN en el cuadro AC. Alimentación monofásica 230 Vac. Proporciona datos de generación, inyección/consumo de red y consumo de la instalación durante las 24 horas. Es necesario un smart meter según corriente de instalación.	65 x 30 x 105	-
ESM1 EQX	6B20P000008	8436584871774	Smart meter monofásico (medidor de energía). Máximo 40 A y sección de cable 10 mm ² . Medida directa sin transformador.	76 x 18 x 91	-
ESM1 90D24 EQX2	6B20P000019	8436584873747	Smart meter monofásico (medidor de energía). Incluye 1 transformador monofásico de 90 A, diámetro interno de 24mm, cableado (2 m)* y con conector, para medida de corriente.	73 x 52 x 84	43 x 43 x 52
ESM3T 90D24 EQX2	6B20P000017	8436584873686	Smart meter trifásico (medidor de energía). Incluye 3 transformadores de corriente de 90 A, diámetro interno de 24mm, cableados (2 m)* y con conector, para medida de corriente.	73 x 52 x 84	43 x 43 x 52
ESM3T 300D50 EQX2	6B20P000016	8436584873679	Smart meter trifásico (medidor de energía). Incluye 3 transformadores de corriente de 300 A, diámetro interno de 50 mm, cableados (2 m)* y con conector, para medida de corriente.	73 x 52 x 84	60 x 78 x 115

(*): Los transformadores pueden trabajar hasta distancias de 60 metros, mediante extensión conectada al cable incorporado.

MODELO	EQUINOX2 S/SX		EQUINOX2 T		EQUINOX2 HSX	EQUINOX2 HT
	G/C/V PV ⁽¹⁾	24 H	GEN. PV ⁽²⁾	24 H	24 H	24 H
485/WIFI DIURNAL EQX	✓	-	✓	-	✓	✓
90D24 EQX2	✓	-	-	-	-	-
485/WIFI EQX2	-	OP	-	-	-	-
485/WIFI EQX2-T	-	-	-	OP	-	-
ESM1 EQX	-	OP	-	-	-	-
ESM1 90D24 EQX2	-	-	-	-	✓	-
ESM3T 90D24 EQX2	-	-	-	OP	-	✓
ESM3T 300D50 EQX2	-	-	-	OP	-	OP

(OP): Opcional / (✓): incluido / (-): no utilizable

(1): Datos de generación, consumo y vertido a red, únicamente durante el periodo de generación fotovoltaica.

(2): Datos de generación fotovoltaica, únicamente.



@salicru_SA



www.linkedin.com/company/salicru

+34 938 482 400 WWW.SALICRU.COM

AVDA. DE LA SERRA 100 · 08460 PALAUTORDERA · salicru@salicru.com

SALICRU

6. FICHA TÉCNICA DE LA ESTRUCTURA DEL FABRICANTE FISCHER

El perfil en aluminio para instalaciones fotovoltaicas en cubiertas industriales con fijación perpendicular a chapa grecada



Cubierta industrial en chapa grecada



Instalación en cubierta con perfil pre-cortado de 400mm

VERSIÓN

- Aleación de aluminio Aw6060 T6 según EN 755-2:2013

VENTAJAS

- Rápido: instalación rápida en cubiertas industriales a través de remaches.
- Cómodo: instalación rápida del módulo fotovoltaico a través de remaches o tornillo autoperforante adecuado.
- Opción de ahorro con perfiles pre-cortados de 400mm.

APLICACIONES

Idóneo para:

Sistema de cubierta en cubierta con chapa grecada:

- Instalación con perfil Solar-flat 4,20m o 5,25m para la realización (longitud de la planta igual a la longitud del perfil)
- Instalación con secciones de perfil Solar-flat P 400 para la realización de diseños extendidos

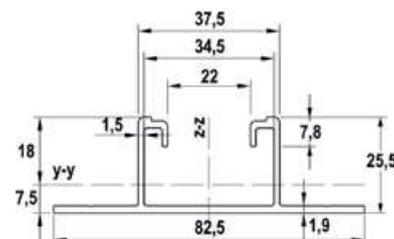
FUNCIONAMIENTO

- Seleccione la instalación más adecuada entre el perfil completo Solar-flat y las secciones de perfil P-400 Solar-flat.
- Defina el espaciado de los remaches o tornillos de acuerdo con la inclinación de las grecas de la chapa y las cargas de nieve y viento del área de la instalación.
- Coloque unas cuantas piezas de cinta de butilo CG INT (longitud mínima de 80 mm) en la superficie de contacto entre el perfil Solar-flat / Solar-flat P 400 y las grecas de la chapa.
- Coloque el perfil Solar-flat / Solar-flat P 400 sobre la hoja y perforo el perfil y la hoja con una broca adecuada.
- Coloca el perfil P400 de Solar-flat / Solar-flat P 400 con los remaches.

DATOS TÉCNICOS



Perfil Solar-flat



Producto	Art. n°	Peso W [kg/m]	Longitud perfil l [mm]	Sección transversal S [mm ²]	Momento de inercia y I _y [cm ⁴]	Momento de inercia z I _z [cm ⁴]	Momento de resistencia y W _y [cm ³]	Momento de resistencia z W _z [cm ³]	Unidad mínima [pz]	Código EAN
Solar-flat 4,45 mt	559873	0,724	4200	268	2,19	11,90	1,22	2,88	1	4048962158786
Solar-flat 5,5 mt	559874	0,724	5500	268	2,19	11,90	1,22	2,88	1	8001132027103
Solar-flat P 400	512195	0,724	400	268	2,19	11,90	1,22	2,88	50	8001132021972

ACCESORIOS



Remache RS AL

Producto	Art. n°	Diámetro del agujero d ₀ [mm]	Diámetro del remache d ₁ [mm]	Máximo espesor t _{fix} [mm]	Carga de tracción recomendada en chapa de aluminio N _{recc,aluminium} [kN]	Carga de tracción recomendada en hoja de acero N _{recc,steel} [kN]	Unidad de venta [pcs]	Código EAN
RS AL 5,2×20 mm	545769	5,3	5,2	0,5 ÷ 5	0,14	0,20	200	8001132091937



Cinta butílica CG INT

Producto	Art. n°	Longitud L [m]	Anchura B [mm]	Grosor s [mm]	Unidad de venta [pcs]	Código EAN
CG INT	505615	10	80	1	1	8001132013410



Tornillo CON ARANDELA NEOPRENO

Producto	Art. n°	Longitud L [m]	Cabeza s [mm]	Unidad de venta [pcs]	Código EAN
TORNILLO 5,5x85 CON ARANDELA NEOPRENO	561379	126	SW 8	100	4048962433821
TORNILLO 5,5x126 CON ARANDELA NEOPRENO	561380	126	SW 8	100	4048962433838

La abrazadera universal central y final para todos los módulos fotovoltaicos con espesores de 30 a 52mm

Sistema coplanar 3



Detalle: utilización como abrazadera final



Detalle: Posicionamiento de las abrazaderas

VERSIÓN

- Abrazadera en aleación de aluminio EN AB 46100 según EN 755-2:2013
- Tornillería con cabeza redonda con apriete hexagonal TCEI en acero inoxidable A2-70 según EN ISO 3506-1/2:2009

VENTAJAS

- Gama completa: la abrazadera universal premontada PM U puede fijar todos los módulos fotovoltaicos con un grosor de 30 mm a 52 mm.
- Versátil: la abrazadera universal premontada de PM U se puede utilizar como abrazadera final y como abrazadera central.
- Rápido: gracias a la tuerca inteligente, el terminal universal PMU premontado se puede sujetar y bloquear rápidamente en cualquier punto del perfil de soporte.
- Compacto: el tornillo empotrado en el elemento evita problemas a la hora de montar.
- Cómodo: gracias al muelle, la abrazadera universal premontada de PM U permanece elevada durante las fases de apriete.
- Completa: la abrazadera universal premontada PM U no requiere elementos adicionales (por ejemplo: tornillos, arandelas, tuercas).

APLICACIONES

Idóneo para:

- Sistema de cubierta coplanares con ganchos.
- Sistema de cubierta plana con triángulos.
- Sistema en cubierta en chapa grecada.
- Sistema de cubierta en chapas onduladas.
- Sistema de Estructuras Especiales

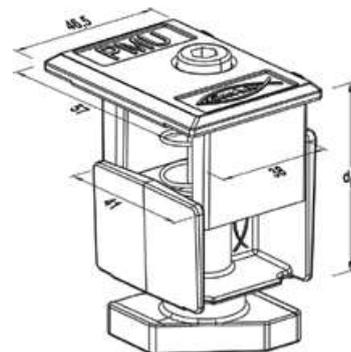
Para fijar los módulos fotovoltaicos en soportes:

- Solar-light
- Solar-fish
- Solar-mid
- Solar-flat
- Solar 40/30

FUNCIONAMIENTO

- Inserte la parte inferior de la abrazadera universal PM U premontada en la ranura superior del perfil.
- Gire la abrazadera universal premontada PM U en el sentido de las agujas del reloj para usarla como una abrazadera final y en el sentido contrario a las agujas del reloj para usarla como una abrazadera central.
- Bloquee el módulo fotovoltaico aplicando un par de apriete al tornillo hexagonal empotrado de 10 Nm con cabeza cilíndrica (TCEI)

DATOS TÉCNICOS



Abrazadera premontado universal PM U

Abrazadera premontado universal PM U BL

Producto	Art. n°	Peso W [g]	Esesor soporte paneles d _p [mm]	Métrica tornillería M	Longitud del tornillo l [mm]	Par de apriete T _{inst} [Nm]	Llave de apriete	Unidad mínima [pz]	Código EAN
PM U	519784	120	30 ÷ 52	M 8	40	10		10	8001132028766
PM U BL	534352	120	30 ÷ 52	M 8	40	10		10	8001132049181

ACCESORIOS



Bola Antirrobo DAE

Producto	Art. n°	Unidad mínima [pz]	Código EAN
DAE	071587	100	8001132715871

La abrazadera universal central para todos los módulos fotovoltaicos con espesores de 30 a 52mm



Detalle: Posicionamiento de las abrazaderas



Detalle: utilización como abrazadera central

Sistema coplanar 3

VERSIÓN

- Abrazadera en aleación de aluminio EN AB 46100 según EN 755-2:2013
- Tornillería con cabeza redonda con apriete hexagonal TCEI en acero inoxidable A2-70 según EN ISO 3506-1/2:2009

VENTAJAS

- Gama completa: la abrazadera universal premontada PMC U puede fijar todos los módulos fotovoltaicos con un grosor de 30 mm a 52 mm.
- Versátil: la abrazadera universal premontada de PMC U se puede utilizar como abrazadera final y como abrazadera central.
- Rápido: gracias a la tuerca inteligente, el terminal universal PMC U premontado se puede sujetar y bloquear rápidamente en cualquier punto del perfil de soporte.
- Compacto: el tornillo empotrado en el elemento evita problemas a la hora de montar.
- Cómodo: gracias al muelle, la abrazadera universal premontada de PMC U permanece elevada durante las fases de apriete.
- Completa: la abrazadera universal premontada PM U no requiere elementos adicionales (por ejemplo: tornillos, arandelas, tuercas).

APLICACIONES

Idóneo para:

- Sistema de cubierta coplanares con ganchos.
- Sistema de cubierta plana con triángulos.
- Sistema en cubierta en chapa grecada.
- Sistema de cubierta en chapas onduladas.
- Sistema de Estructuras Especiales

Para fijar los módulos fotovoltaicos en perfiles:

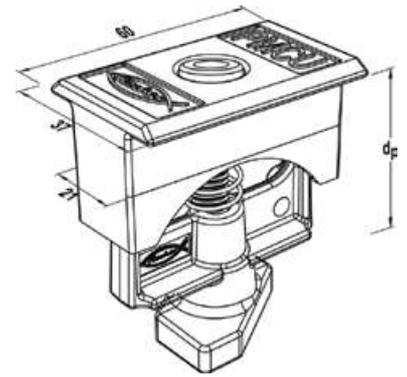
- Solar-light
- Solar-fish
- Solar-mid
- Solar-flat
- Solar 40/30

FUNCIONAMIENTO

- Inserte la parte inferior de la abrazadera universal PMC U premontada en la ranura superior del perfil.
- Gire la abrazadera universal premontada PMC U en el sentido de las agujas del reloj para usarla como una abrazadera final y en el sentido contrario a las agujas del reloj para usarla como una abrazadera central.
- Bloquee el módulo fotovoltaico aplicando un par de apriete al tornillo hexagonal empotrado de 10 Nm con cabeza cilíndrica (TCEI)

Abrazadera premontada regulable universal PMC U

DATOS TÉCNICOS



Abrazadera premontado PMC U

Abrazadera premontado PMC U BL

Producto	Art. n°	Peso W [g]	Espesor soporte paneles d _p [mm]	Métrica tornillería M	Longitud del tornillo l [mm]	Par de apriete T _{inst} [Nm]	Llave de apriete	Unidad mínima [pz]	Código EAN
PMC U	538880	110	30 ÷ 52	M 8	40	10		10	8001132059913
PMC U BL	538881	110	30 ÷ 52	M 8	40	10		10	8001132059920

ACCESORIOS



Bola Antirrobo DAE

Producto	Art. n°	Unidad mínima [pz]	Código EAN
DAE	071587	100	8001132715871

7. ESTUDIO DE LA ESTRUCTURA DEL FABRICANTE FISCHER

Informe de cálculo - ROSEO EOLICA URBANA SL

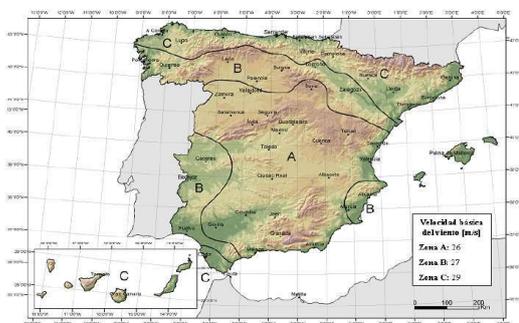
El siguiente informe se ha realizado en la ubicación **P.I. Bildosola, Pab. D-4, 48142 Artea, Biscay**

01. ESTÁTICA DEL SISTEMA

Para el cálculo de la carga de viento, se ha realizado en acorde DB SE-AE Acciones a la edificación, 3.3 , teniendo las consideraciones siguientes:

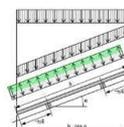
Altura del punto considerado: **15** m
 Zona: **C** 29 m/s
 Categoría del terreno: **III** Zona rural accidentada o llana con agunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas

ce Valor coeficiente de exposición: 2,6
 Presión dinámica $q_b = 0,526$ kN/m²
 Densidad el aire 1,25 Kg/m³
 Comunidad **Bilbao**



Los resultados extraídos con los datos anteriores han sido:

q_e presión= **1,09** kN/m²
 q_e succión= **0,68** kN/m²
 q_e nieve= **0,30** kN/m²

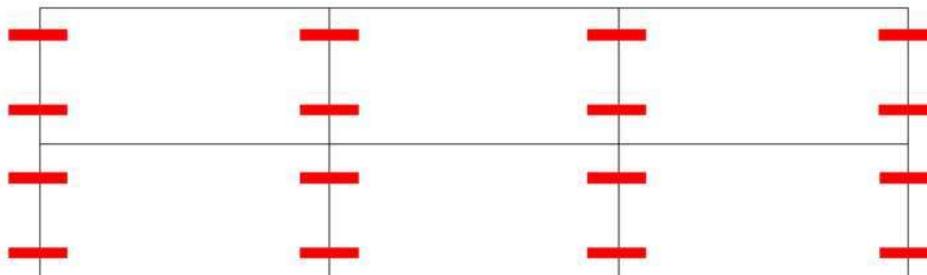
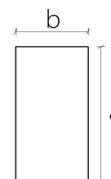


Se ha tomado en cuenta la placa solar facilitada con el perfil **Solar Flat** con los siguientes datos considerados:

Inclinación de la cubierta: **15** °
 Formato de la placa: **horizontal**
 Peso de la placa: **28,6** Kg

Medidas de la placa:	a [mm]	$l_{[mm]}$	e [mm]
	2384	1096	35

 Distancia entre grecas: **20,5** cm



02. MÁXIMA CARGA POR ANCLAJE

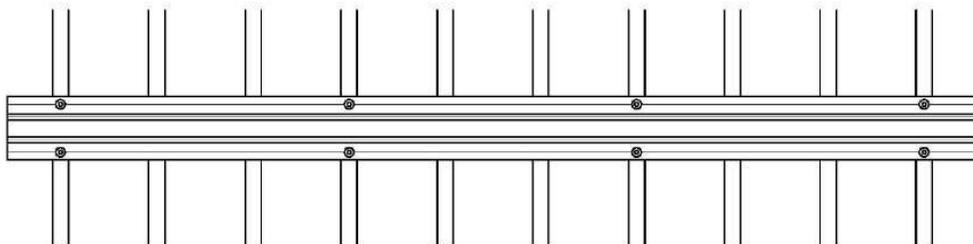
Conocida la carga máxima que el sistema puede transmitir, mediante el análisis de tensiones y deformaciones del perfil **SolarFlat AL P 400 mm**, las distancias axiales máximas de la fijación se han determinado suponiendo que la carga cae exactamente en el centro entre dos puntos de fijación.

Como resultado de las actividades de ensayo en laboratorio y obra, las indicaciones son las siguientes:

Espesor de chapa galvanizada 0,5 mm: carga de rotura admisible 0,65kN por remache

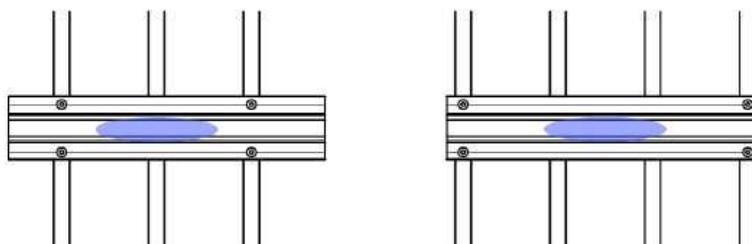
- Chapas de aluminio: carga admisible igual al 70% de la carga en chapas de acero galvanizado del mismo espesor.

Los factores de seguridad aplicados son superiores a 4.



No disponemos de resultados con un espesor de chapa inferior al descrito, por lo tanto, en caso de dudas sobre la calidad o conservación de la chapa, se recomienda realizar pruebas directas in situ.

Se deben colocar los perfiles de forma que las abrazaderas para la fijación de las placas se encuentren en el centro de dos pares de anclajes, en posición central (se muestra en azul claro en el dibujo).



03. DISTANCIA MÁXIMA AXIAL ENTRE ANCLAJES

Se supone que todas las cargas (peso de la estructura, nieve, viento) no funcionan en el mismo momento con la máxima intensidad, pero podrían funcionar juntas con diferentes proporciones (método semiprobabilístico). Los casos más desfavorables (LC) son:

LC1: $1.35 \cdot \text{peso de la estructura} + 1.5 \cdot (\text{nieve} + 0.6 \cdot \text{viento})$

LC2: $1.35 \cdot \text{peso de la estructura} + 1.5 \cdot (0.5 \cdot \text{nieve} + \text{viento})$

LC3: $0.9 \cdot \text{peso de estructura} + 1.5 \cdot \text{viento}$

LC1 y LC2 son las peores condiciones para el viento en presión, LC3 para el viento en succión.

Los coeficientes 1,35, 1,5 y 0,9 se utilizan como estado límite último "elástico" de los elementos, donde las tensiones se limitan a $R_p0,2$. Al mismo tiempo, las estructuras tienen que satisfacer el estado límite de trabajo para deformaciones excesivas: este cálculo se realiza teniendo los anteriores coeficientes y las deformaciones limitadas a $1/250$ de distancia entre soportes.

Se extraen los diagramas de fuerzas del perfil **Solar-flat AL 400**, teniendo en cuenta de que las grapas frontales soportan todo el peso propio de la estructura.

Las solicitaciones derivadas de la repercusión del área por m^2 són: **1,79 kN a succión**

Diagrama de momentos

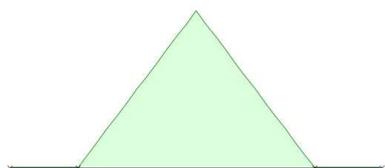


Diagrama de cortantes

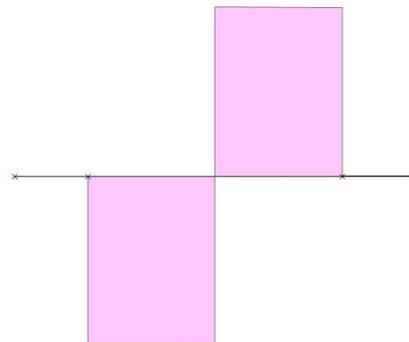


Diagrama de deformaciones



Diagrama de reacciones:



Resultados numéricos:

$$\begin{aligned} \gamma_{PP} &= 1,35 \\ \gamma_V &= 1,5 \\ F &= 2,68 \text{ kN} \\ F_x &= 0,100 \text{ kN} \\ F_y &= 0,373 \text{ kN} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Sigma M &= 0 \\ R_{yMAX} &= 1,153 \text{ kN} \\ R_{xMAX} &= 0,050 \text{ kN} \\ R_{TOTAL} &= 1,154 \text{ kN} \end{aligned}$$

Comprobación de la flexión máxima admisible:

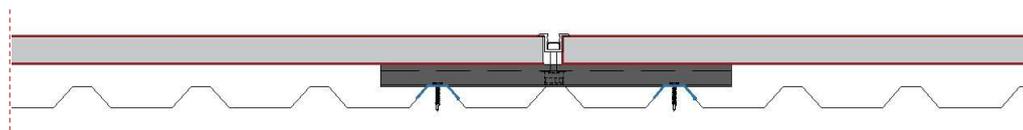
$$F_{MÁX} = F_{AC} = \frac{FL^3}{48EI} = 0,747 \text{ mm} \leq L/250$$

0,747 mm ≤ 1,20 mm OK

La combinada de la reacción más desfavorable es de **1,15 KN** considerada ya mayorada (con el coeficiente ya aplicado), evitando que la grapa no sobre caiga encima de la greca situando **dos remaches por greca**.

La carga que recibe cada fijación en la grapa central es de:

$$0,577 \text{ kN} \leq 0,65 \text{ kN} \quad \text{OK}$$



Todos los productos deben ser utilizados e instalados estrictamente siguiendo las instrucciones de operación publicadas por fischer.

Es responsabilidad del usuario verificar si las condiciones en el sitio y los componentes, anclajes, equipos, etc. que pretende utilizar son de acuerdo con las condiciones establecidas anteriormente.

Si en algún caso no corresponde con la realidad el resultado deja de ser válido.

Espero que esta información sea de utilidad.

Ander Cuesta Bidaguren
 Fischer Ibérica, S.A.U.
 Klaus Fischer, 1 43300 - Mont-roig del Camp (TARRAGONA)
 e-mail: ander.cuesta@fischer.es

8. FICHAS TÉCNICAS DEL CABLEADO DE CC Y AC

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



E_{ca}



N° DoP 1017844

DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



No propagación de la llama
 UNE-EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070-C2



Libre de halógenos
 IEC 62821-1
 UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Máxima Resistencia al agua en dc (ADB + test especial WET-I 1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E_{ca}.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
 UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
 IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



LCIE

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



✓ Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *	
Protección frente al agua	AD8 (test ac) **	EN 50525-2-21
	WET-I 1500	Ensayo mejorado de Prysmian Group específico FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)	
Certificación	Bureau Veritas LCIE	
Servicios móviles	Sí	
Doble aislamiento (clase II)	Sí	
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)	
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)	
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)	
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B	
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).	
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)	
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab.2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78	
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)	
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea	
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D	
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505	
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506	
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396	

* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V en corriente continua.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

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

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).



TOXFREE ZH RZ1-K (AS)

Flexible and halogen free (LSZH) power cable for public places.

IEC 60502-1 / UNE 21123-4

DESIGN

1. Conductor

Electrolytic copper, class 5 (flexible), based on EN 60228 and IEC 60228.

2. Insulation

Cross-linked polyethylene (XLPE)

The standard identification of insulated conductors is the following:

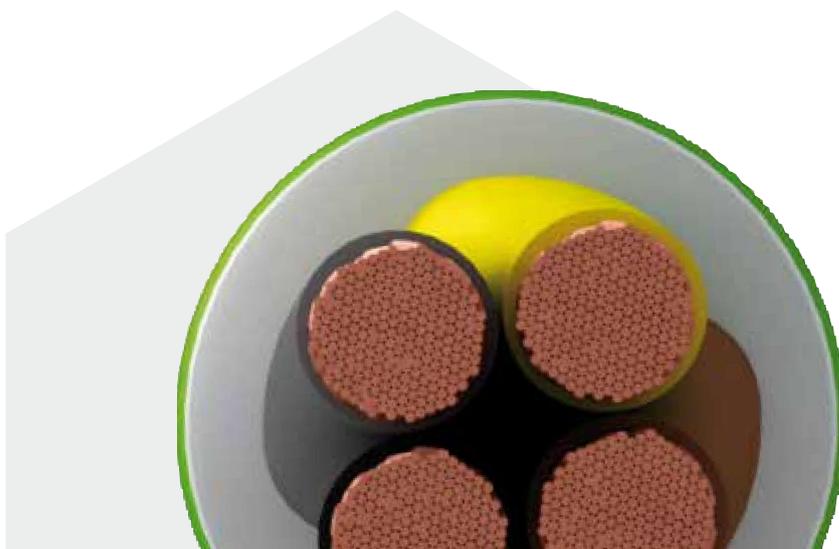
1 x	Natural
2 x	Blue + Brown
3 G	Blue + Brown + Yellow/green
3 x	Brown + Black + Grey
3 x + 1 x	Brown + Black + Grey + Blue (reduced cross section)
4 G	Brown + Black + Grey + Green/yellow
4 x	Brown + Black + Grey + Blue
5 G	Brown + Black + Grey + Blue + Green/yellow
6 G or more conductors:	Black numbered + Green/yellow

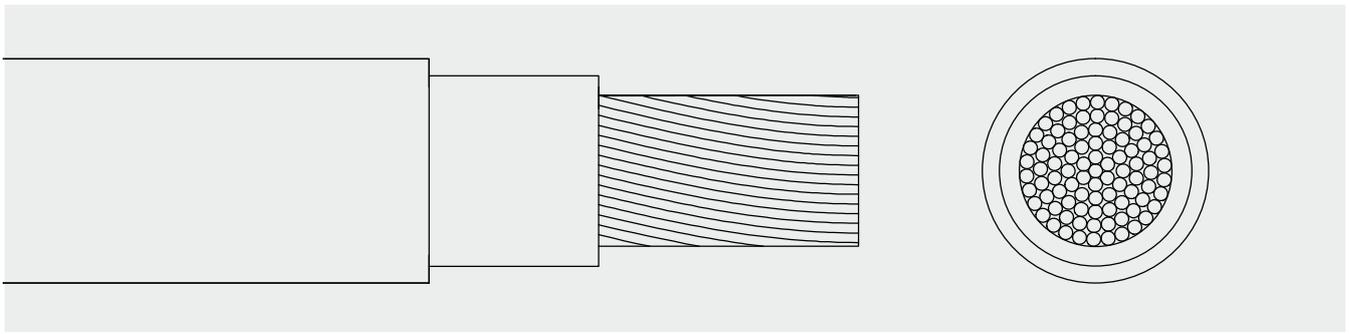
3. Outer sheath

Low Smoke Zero Halogen (LSZH) polyolefin. Green colour, non-toxic and fire retardant.

APPLICATIONS

Toxfree RZ1-K is a LSZH safety cable. In the event of fire, it does not emit toxic gases, nor does it give off corrosive gases, avoiding any possible damage to people or electronic equipment. For these reasons it is highly recommended for use in public places such as: hospitals, schools, museums, airports, bus terminals, shopping malls, offices, laboratories, etc.





CHARACTERISTICS



Electrical performance

LOW VOLTAGE 0,6/1kV



Standard

IEC 60502-1 / UNE 21123-4



Approvals

CE
SEC
AENOR
SASO
RoHS
KEMA KEUR



Thermal performance

Maximum service temperature: 90°C.
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).



Fire performance

Flame non-propagation based on UNE-EN 60332-1 and IEC 60332-1.
Fire non-propagation based on UNE-EN 60332-3 and IEC 60332-3.
LSZH (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.
Low smoke emission based on UNE-EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%
Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.



Mechanical performance

Minimum bending radius: x5 cable diameter.
Impact resistance: AG2 Medium severity.



Chemical performance

Chemical & Oil resistance: Acceptable.
UV Resistant: UNE 211605.



Water performance

Water resistance: AD5 Jets.



Other

Meter by meter marking.



Installation conditions

Open Air.
Buried.
In conduit.



Applications

Industrial use.
Public places.



Packaging

Available in rolls (lengths of 100 m) and drums.



9. FICHAS TÉCNICAS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

FICHA DE PRODUCTO

CATEGORÍA: ATCONTROL
 NOMBRE: **ATCONTROL/B PT-T**
 REFERENCIA: **AT-8702**

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

ATCONTROL/B PT-T - Protector contra sobretensiones permanentes + transitorias, trifásico que actúa sobre cualquier bobina de emisión (sobre IGA). Tiempo de actuación 275V→3-5s / 400V→0,1-0,2s. $I_{max}(8/20) = 40kA$. $U_p = 1,8kV$.



Los protectores de la serie ATCONTROL cortan la línea cuando detectan una sobretensión permanente (por ejemplo, fallos de neutro), protegiendo así los equipos instalados aguas abajo.

Además actúa también al detectar una sobretensión transitoria derivando la corriente hacia tierra y reduciendo la tensión a un nivel no perjudicial para los equipos conectados. Ensayado y certificado como protector de Tipo 2 en laboratorios oficiales e independientes según la norma UNE-EN IEC 61643-11.

Dispone de botón de test para comprobar que la instalación se ha realizado correctamente.

Este protector es autoconfigurable. Detecta automáticamente la tensión de red y autoprograma los límites de sobretensión permanente en los que va a actuar.

DATOS TÉCNICOS

Referencia	AT-8702
------------	---------

> DIMENSIONES

Dimensiones del protector	72 x 90 x 80 mm
Número de módulos DIN (DIN 43880)	4

> ELÉCTRICAS

Tipo de línea	Trifásica
Tensión nominal bobina de emisión	110-415 VAC / 110-250 VDC

- Configuración A

Tensión nominal (L-N)	U_n	230 V
Sobretensión máxima (L-N)	U_c	400 V
Tensión de actuación V1 (L-N)	U_a	275 V
Tiempo de actuación a V1		3-5 s

Tensión de actuación V2 (L-N)	400 V
Tiempo de actuación a V2	0,1-0,2 s

- Configuración B

Tensión nominal (L-N)	U_n	120 V
Sobretensión máxima (L-N)	U_c	400 V
Tensión de actuación V1 (L-N)	U_a	150 V
Tiempo de actuación a V1		3-5 s
Tensión de actuación V2 (L-N)		230 V
Tiempo de actuación a V2		0,1-0,2 s

- Protección contra sobretensiones transitorias.

Tipo de ensayos según UNE-EN61643-11		Tipo 2
Categorías de protección según REBT		I, II, III, IV
Corriente nominal de descarga (onda 8/20 μ s)	I_n	15 kA
Corriente máxima (onda 8/20 μ s)	I_{max}	40 kA
Nivel de protección (onda 1,2/50 μ s)	U_p	1,4 kV
Fusibles previos		80 A gL/gG

> CONSTRUCCIÓN

Tipo de conexión	Paralelo (un puerto)
Fijación	Carril DIN
Material carcasa	Poliamida
Resistencia de aislamiento	$> 10^{14} \Omega$
Carcasa autoextinguible	Tipo V-0 según UNE-EN IEC 60707 (UL94)
Número de polos	4
Aviso de sobretensiones permanentes	Avisador luminoso. Luz verde: tensión de red correcta. Rojo: sobretensión.
Aviso de sobretensiones transitorias	Avisador mecánico. Amarillo: protector en buen estado. Negro: sustituir.

> AMBIENTALES

Temperatura de trabajo	-40 a +70 °C
Situación del protector interior	Interior
Protección de la carcasa	IP20

> CONEXIÓN

- Cables del protector

Sección mínima/máxima	2,5 / 35 mm ²
Rosca tornillo	Philips, H2
Par de apriete	3 N·m

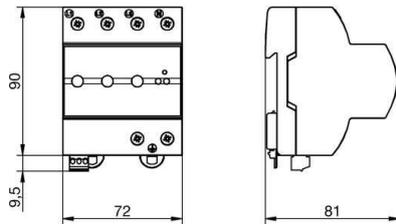
- Cables de activación (S1,S2)

Sección mínima/máxima	1 / 1,5 mm ²
Rosca tornillo	DIN 5264, M 2
Par de apriete	0,25 N·m

> ENSAYOS Y CERTIFICACIONES

Ensayos certificados según norma: UNE-EN IEC 61643-11
 IEC 63052 / UNE-EN 50550 (POP) para interruptor + bobina IGA B
 Normas de aplicación: UNE 21186, UNE-EN IEC 62305
 Conformidad con las directrices CE.

> Esquema dimensional (mm)

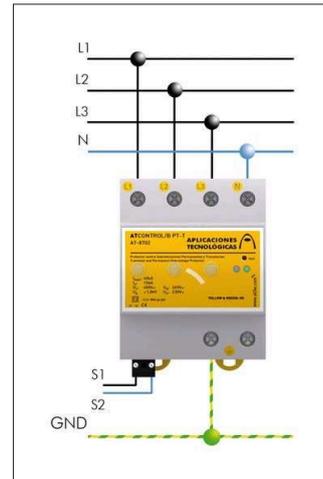


INSTRUCCIONES

> INSTALACIÓN

Se instala en paralelo con la línea de baja tensión, aguas abajo del interruptor automático.

Conectar las bornas S1 y S2, siempre sin tensión, a la bobina de emisión que actúe sobre el interruptor automático.



> SEGURIDAD Y MANTENIMIENTO

La instalación debe realizarse sin tensión en la línea y solo pueden realizarla profesionales autorizados.

Es imprescindible la conexión a tierra.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

> OTRAS REFERENCIAS

AT-8701: ATCONTROL/B P-T

> PRODUCTOS RELACIONADOS



AT-8770
ATCONTROL/R PT-T

FICHA DE PRODUCTO

CATEGORÍA: IGA TEST
 NOMBRE: **IGA TEST T 32**
 REFERENCIA: **AT-9007**

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

IGA TEST T 32 - Protector contra sobretensiones permanentes, con IGA integrado, trifásico de 32A. Tiempo de actuación 275V→8-10s / 400V→0,1-0,2s.



Los protectores de la serie IGA TEST cortan la línea cuando detectan una sobretensión permanente (por ejemplo, fallos de neutro), protegiendo así los equipos instalados aguas abajo.

El protector está compuesto por unas bobinas de protección contra sobretensiones permanentes asociadas a un interruptor automático.

DATOS TÉCNICOS

Referencia	AT-9007	
> DIMENSIONES		
Dimensiones del protector	123 x 81 x 65 mm	
Número de módulos DIN (DIN 43880)	7	
> ELÉCTRICAS		
Corriente nominal		32 A
Tipo de línea		Trifásica
Poder de corte		6 kA
Tensión nominal (L-N)	U_n	230 V
Sobretensión máxima (L-N)	U_c	400 V
Tensión de actuación V1 (L-N)	U_a	275 V
Tiempo de actuación a V1		8-10 s
Tensión de actuación V2 (L-N)		400 V
Tiempo de actuación a V2		0,1-0,2 s
> CONSTRUCCIÓN		
Fijación	Carril DIN	

Resistencia de aislamiento	> 10 ¹⁴ Ω
Carcasa autoextinguible	Tipo V-0 según UNE-EN IEC 60707 (UL94)
Número de polos	4

> AMBIENTALES

Temperatura de trabajo	-5 a +40 °C
Situación del protector interior	Interior
Protección de la carcasa	IP20

> CONEXIÓN

- Cables del protector

Sección mínima/máxima	4 / 25 mm ²
Rosca tornillo	Philips, H2
Par de apriete	3 N·m

- Cables de activación (S1,S2)

Sección mínima/máxima	1 / 4 mm ²
Rosca tornillo	Philips, H1
Par de apriete	1,2 N·m

> ENSAYOS Y CERTIFICACIONES

Ensayos certificados según norma: UNE-EN IEC 61643-11

UNE-EN IEC 60898

UNE-EN 50550 (POP)

Normas de aplicación: UNE 21186, UNE-EN IEC 62305

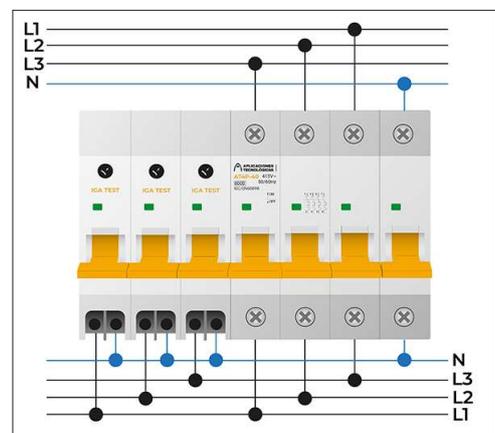
Conformidad con las directrices CE.

INSTRUCCIONES

> INSTALACIÓN

Se instala en serie con la línea de baja tensión, teniendo la entrada por la parte superior del protector.

Las bobinas de protección se instalan entre las líneas y el neutro por la parte inferior del protector.



> SEGURIDAD Y MANTENIMIENTO

La instalación debe realizarse sin tensión en la línea y solo pueden realizarla profesionales autorizados.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

> OTRAS REFERENCIAS

AT-9006: IGA TEST T 25

AT-9008: IGA TEST T 40

AT-9009: IGA TEST T 50

AT-9010: IGA TEST T 63

AT-9036: IGA TEST T 25 PLUS

AT-9037: IGA TEST T 32 PLUS

AT-9038: IGA TEST T 40 PLUS

AT-9039: IGA TEST T 50 PLUS

AT-9040: IGA TEST T 63 PLUS

AT-9055: IGA TEST T 6

> PRODUCTOS RELACIONADOS



AT-8217
ATSUB-D T

Hoja de características del producto

Especificaciones



NSX160F TM160D 4P4R

LV430650

! Descatalogado desde el: 19 enero 2022

! No se fabrica

Principal

Gama	ComPact
Nombre del producto	Compact NSX
Gama de producto	ComPact NSX100...250 DC
Nombre corto del dispositivo	NSX160F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Number of poles	4P
Descripción de polos protegidos	4t
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	10 kA en 600 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508 85 kA en 240 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508 22 kA Icu en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 35 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 8 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 85 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 35 kA en 480 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508 30 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Performance level	En > 50 A 36 kA 415 V AC
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

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

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	35 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 36 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 85 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 22 kA en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 8 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	40000 ciclos
Durabilidad eléctrica	7500 ciclos en 690 V In 15000 ciclos en 690 V In/2 20000 ciclos en 440 V In 40000 ciclos en 440 V In/2
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	35 mm
Tipo de protección	L : for protección contra sobrecarga (térmica) I : for protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	160 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	120...400 s en 1,5 x In 15 s en 6 x Ir
Short-time protection pick-up adjustment type Isd	Fijo
[Isd] Short-time protection pick-up adjustment range	1250 A
Short-time protection delay adjustment type tsd	Fijo
Protección contra fugas a tierra	Sin
Neutral protection settings	1 x Ir - tipo de cable: 4t)
Number of slots for electrical auxiliaries	5 ranura(s)
Width (W)	140 mm
Height (H)	161 mm
Depth (D)	86 mm
Peso del producto	2,6 kg

Entorno

Normas	HB2
Certificaciones de producto	CCC generador Marina
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II

Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
Humedad relativa	0...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	Db
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	14,0 cm
Paquete 1 Ancho	14,0 cm
Paquete 1 Longitud	19,0 cm
Paquete 1 Peso	2,381 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S04
Número de unidades en el paquete 2	9
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	40,0 cm
Paquete 2 Longitud	60,0 cm
Paquete 2 Peso	22,497 kg

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

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

Garantía contractual

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

Sustituciones recomendadas

La LV430650 se sustituye por:

1x



Interruptor automatico ComPacT NSX160F 36kA AC 4P4R 160A TMD
C16F4TM160



RGU-10B

RGU-10B, Relé de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial tipo B

Código: P11951.

- > Módulos: 3
- > Relé Prealarma: Si
- > N° relés: 1
- > $I_{\Delta n}$ (A): 0,1...3 A
- > Alimentación Vca: 230 Vca
- > Retardo: 0,1 ... 10 s
- > Fijación: Carril DIN

Descripción

Relé electrónico de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial (**IEC 62020**) compatible con los transformadores de protección serie **WGC-TB**. El **RGU-10B** es el sistema de monitorización y control del aislamiento eléctrico de las instalaciones de tipo B (**IEC 60755**) más completo de la gama.

- Relé electrónico con salida a relés.
- Mide en alterna, en continua o mixta, tipo B (IEC 60755)
- Mide la intensidad de corriente mediante la conexión a transformador diferencial serie **WGC-TB**.
- Programable con visualización por display LCD retro-iluminado:
 - Corriente por disparo (display rojo cuando dispara)
 - Programación de parámetros
 - Corriente de fugas instantánea
 - Desconexión transformador externo
- Señalización de estados mediante 2 LED
- Dispone de dos salidas programables independientes (principal y prealarma).
- Dispone de una entrada para telemando.
- Montaje en carril **DIN 46277 (EN 50022)**, 3 módulos.

Aplicación

Monitorización del aislamiento eléctrico en:

- Instalaciones monofásicas o trifásicas en corriente alterna, alterna con componentes en continua o puramente en continua. Con frecuencias de hasta 1 kHz.

Como por ejemplo:

- Variadores de velocidad
- SAI (Sistemas de Alimentación Ininterrumpida)
- Instalaciones fotovoltaicas
- Sistemas de control de motores, etc.



RGU-10B

Relé electrónico de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial (Tipo B)

Código: P11951.

Especificaciones

Alimentación en alterna

Consumo	6 VA
Frecuencia	50/60 Hz
Tensión nominal	230 V~ ($\pm 20\%$)

Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	52.5 x 85 x 67.9 (mm)
Longitud de cable a desaislar (mm)	7
Par de apriete	0,5-0,6 Nm
Sección de cable en bornes alimentación	1-1,5 mm ²
Fijación	Carril DIN
Peso Neto (kg)	0,28

Características ambientales

Grado de protección	IP 20 (bornes), IP 41 (frontal)
Humedad relativa (sin condensación)	5 ... 95 %
Temperatura de trabajo	-10 ... +50 °C

Entrada externa de disparo / rearme externo

Tipo	Optoacoplada
Potencia máxima	0,7 W
Tensión máxima	230 Vca $\pm 20\%$

Normas

Seguridad eléctrica, Altitud máx. (m)	2000
Normas	IEC 60947-2 (M), IEC 62020, IEC 60755

Interface usuario

Tipo display	LCD Retroiluminado
--------------	--------------------

Salidas digitales de relé

Carga nominal en AC1	2500 VA
Corriente nominal	10 Aca
Tensión nominal	250 Vca
Corriente máxima	15 Aca

Protección diferencial

Tipo	Tipo B
------	--------



RGU-10B

Relé electrónico de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial (Tipo B)

Código: P11951.

Sensibilidad ($I_{\Delta n}$), A	0,1 ... 3
Tiempo de retardo (t_{Δ})	0,1 ... 10 s
Transformador	Externo, serie WGC-TB

RGU-10B

Relé de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial tipo B

CÓDIGO	TIPO	$I_{\Delta n}$ (A)	Nº relés	Relé prealarma	Módulos	Fijación	Retardo	Comunicaciones	Protocolo	Alimentación
P11951.	RGU-10B	0,1...3 A	1	Si	3	Carril DIN	0,1 ... 10 s	-	-	230 Vca

Asociado a transformador diferencial tipo WGC-TB. Ver tabla prestaciones adicionales para otras opciones

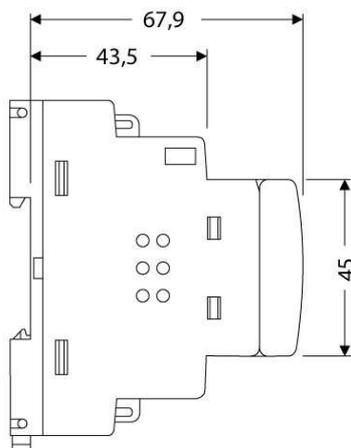
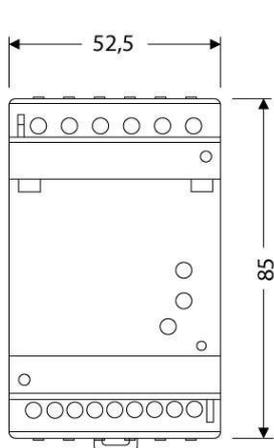


RGU-10B

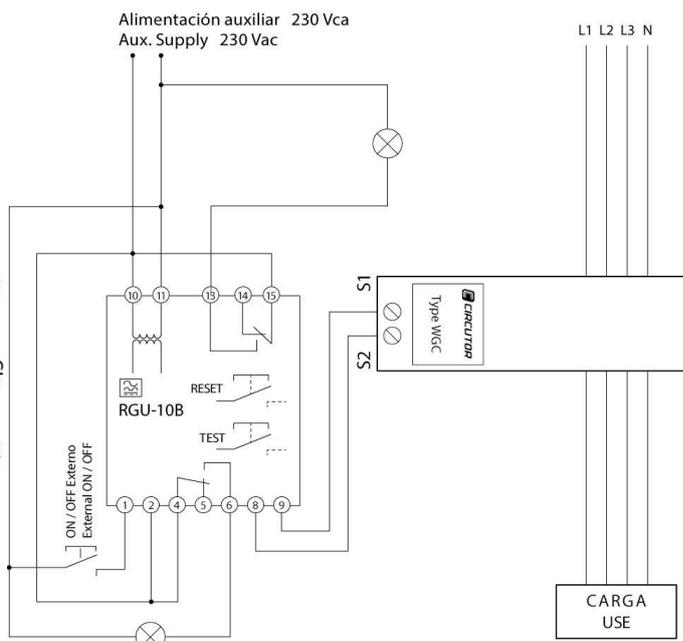
Relé electrónico de protección y monitorización de intensidad de corriente diferencial (Tipo B)

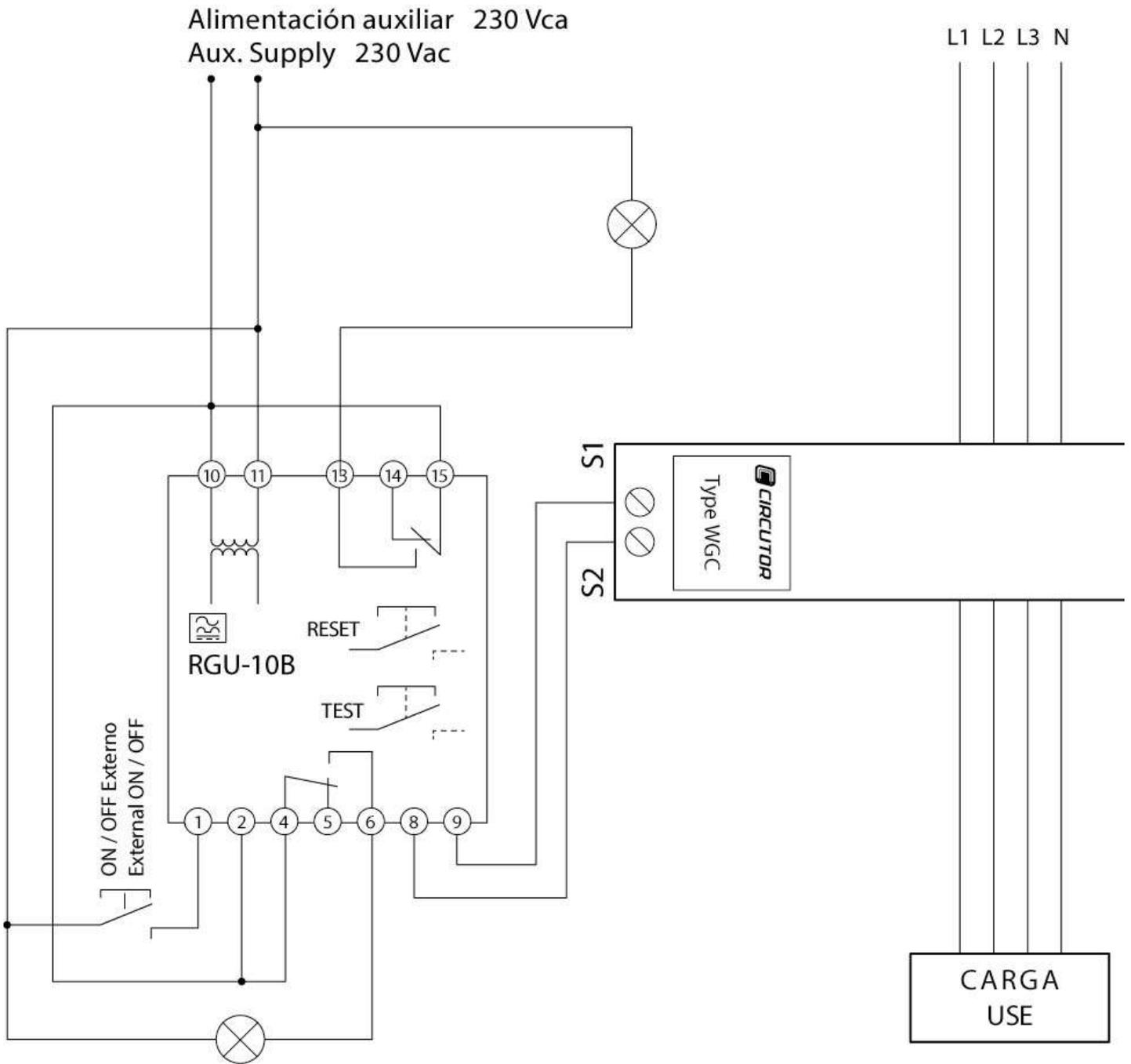
Código: P11951.

Dimensiones



Conexiones







WGC-180 TB

WGC-180 TB, Transformador diferencial para Relé diferencial tipo B

Código: P11758.

- > Sección útil (mm): 180
- > $I_{\Delta n}$ mín.(A): 0.5
- > Corriente máx. (A): 800

Especificaciones

Alimentación en alterna (aislamiento)

Test de impulsos (kV)	3 kV
-----------------------	------

Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	252 x 256 x 50 (mm)
Envolvente	Polycarbonato autoextinguible UL 94 V0
Fijación	Carril DIN con accesorio (ver código)
Tipo de conexión	Terminal atornillable (tipo tornillo Pz)
Peso Neto (kg)	0,2

Características ambientales

Grado de protección	IP 20 (Terminales) IEC 60529
---------------------	------------------------------

Circuito de medida de corriente

Intensidad dinámica (I_{dyn})	2,5 lth
Intensidad permanente térmica (I_{cth})	6 A
Intensidad térmica de cortocircuito (I_{th})	1,8 kA / 1s
Tensión máxima de servicio (U_m)	720 V

Normas

Normas	IEC 60664-1, IEC 60664-3, IEC 61869-2
--------	---------------------------------------

Precisión de medidas

Precisión	10 ... 15 %
-----------	-------------

Protección diferencial

Tipo	Tipo B
------	--------

WGC-TB

Transformador diferencial para relé tipo B

CÓDIGO	TIPO	Sección útil (mm)
P11731.	WGS-20-TB	20
P11751.	WGC-25-TB	25
P11752.	WGC-35-TB	35



WGC-180 TB

Transformador diferencial para Relé diferencial tipo B

Código: P11758.

CÓDIGO	TIPO	Sección útil (mm)
P11753.	WGC-55-TB	55
P11755.	WGC-80-TB	80
P11756.	WGC-110 TB	110
P11757.	WGC-140 TB	140
P11758.	WGC-180 TB	180

Sólo para relés tipo RGU-10B

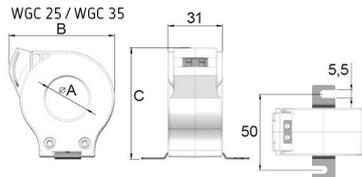


WGC-180 TB

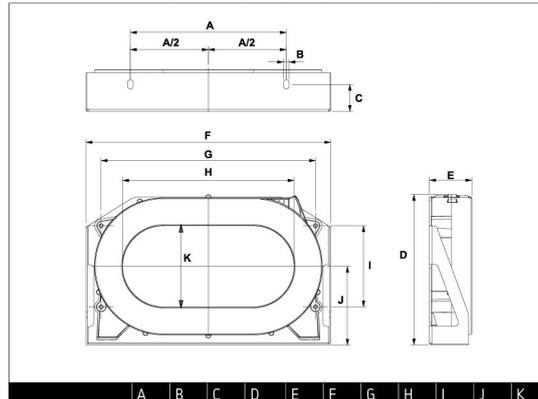
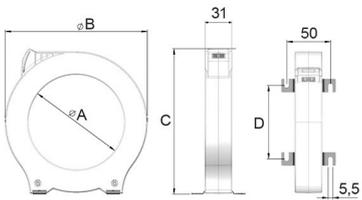
Transformador diferencial para Relé diferencial tipo B

Código: P11758.

Dimensiones



WGC 55 / WGC 80
WGC 110 / WGC 140



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
WGC 220x105	200	7	35	195	54,2	314	275	220	105	102	105
WGC 350x150	340	7	30	279	50,2	479	430	350	165	143	150
WGC 500x200	460	7	40	306	64	614	550	500	180	155	200

Modelo	A	B	C	D
WGC 25	25	60,5	64	
WGC 35	35	70,5	75,5	
WGC 55	55	92	98	38
WGC 80	80	124,5	130	60
WGC 110	110	163	168	84,5
WGC 140	140	201	206	110
WGC 180	180	252	256	144

9. Anexo IV

En este apartado se muestra el informe de la simulación que se ha realizado con el software PVSYST.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Variant: INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Sheds system

System power: 99.9 kWp

Autor(a)



PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
España		Latitude		Albedo 0.20	
		Longitude			
		Altitude		111 m	
		Time zone		UTC+1	
Meteo data					
PVGIS api TMY					

System summary

Grid-Connected System		Sheds system		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed planes	5 orientations	Linear shadings			
Tilts/azimuths	20 / -2 °				
	12 / -2 °				
	3 / -2 °				
	16 / -2 °				
	8 / -2 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules	185 units	Inverters		1 unit	
Pnom total	99.9 kWp	Nb. of units		100 kWac	
		Pnom total		0.999	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	111416 kWh/year	Specific production	1115 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.55 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	7
Near shading definition - Iso-shadings diagram	9
Main results	11
Loss diagram	12
Predef. graphs	13



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

General parameters

Grid-Connected System		Sheds system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	26 units
Fixed planes	5 orientations	Averages of diff. arrays	
Tilts/azimuths	20 / -2 °		
	12 / -2 °		
	3 / -2 °		
	16 / -2 °		
	8 / -2 °		
Horizon		Near Shadings	
Average Height	8.0 °	Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	SRP-540-BMA-HV	Model	EQX2 100010-T
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	185 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	99.9 kWp	Total power	100 kWac
Array #1 - Generador FV			
Orientation	#1	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Tilt/Azimuth	20/-2 °	Total power	10.0 kWac
Number of PV modules	17 units	Operating voltage	180-1000 V
Nominal (STC)	9.18 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.92
Modules	1 String x 17 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	8.40 kWp		
U mpp	637 V		
I mpp	13 A		
Array #2 - Subconjunto #2			
Orientation	#1	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Tilt/Azimuth	20/-2 °	Total power	10.0 kWac
Number of PV modules	16 units	Operating voltage	180-1000 V
Nominal (STC)	8.64 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
Modules	1 String x 16 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	7.91 kWp		
U mpp	600 V		
I mpp	13 A		
Array #3 - Subconjunto #3			
Orientation	#2	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Tilt/Azimuth	12/-2 °	Total power	10.0 kWac
Number of PV modules	16 units	Operating voltage	180-1000 V
Nominal (STC)	8.64 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
Modules	1 String x 16 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	7.91 kWp		
U mpp	600 V		
I mpp	13 A		



PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

PV Array Characteristics

Array #4 - Subconjunto #4

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	12/-2 °		
Number of PV modules	18 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	9.72 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	1 String x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	8.90 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	675 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.97
I mpp	13 A		

Array #5 - Subconjunto #5

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	3/-2 °		
Number of PV modules	18 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	9.72 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	1 String x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	8.90 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	675 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.97
I mpp	13 A		

Array #6 - Subconjunto #6

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	3/-2 °		
Number of PV modules	16 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	8.64 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	1 String x 16 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	7.91 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	600 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.86
I mpp	13 A		

Array #7 - Subconjunto #7

Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	16/-2 °		
Number of PV modules	28 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	15.12 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 14 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	13.84 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	525 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.51
I mpp	26 A		

Array #8 - Subconjunto #8

Orientation	#5		
Tilt/Azimuth	8/-2 °		
Number of PV modules	28 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	15.12 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 14 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	13.84 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	525 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.51
I mpp	26 A		



PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

PV Array Characteristics

Array #9 - Subconjunto #9

Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	16/-2 °		
Number of PV modules	14 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	7.56 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	1 String x 14 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	6.92 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	525 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.76
I mpp	13 A		

Array #10 - Subconjunto #10

Orientation	#5		
Tilt/Azimuth	8/-2 °		
Number of PV modules	14 units	Number of inverters	1 * MPPT 10% 0.1 unit
Nominal (STC)	7.56 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	1 String x 14 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	6.92 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	525 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.76
I mpp	13 A		

Total PV power

Nominal (STC)	100 kWp
Total	185 modules
Module area	478 m ²

Total inverter power

Total power	100 kWac
Nb. of inverters	1 unit
	0.0 unused
Pnom ratio	1.00
No power sharing	

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.1 %
---------------	-------

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	10 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #1 - Generador FV

Global array res.	799 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #2 - Subconjunto #2

Global array res.	752 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #3 - Subconjunto #3

Global array res.	752 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #4 - Subconjunto #4

Global array res.	846 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

DC wiring losses

Array #5 - Subconjunto #5

Global array res. 846 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Subconjunto #7

Global array res. 329 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Subconjunto #9

Global array res. 658 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Subconjunto #6

Global array res. 752 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Subconjunto #8

Global array res. 329 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Subconjunto #10

Global array res. 658 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API

Average Height	8.0 °	Albedo Factor	0.64
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

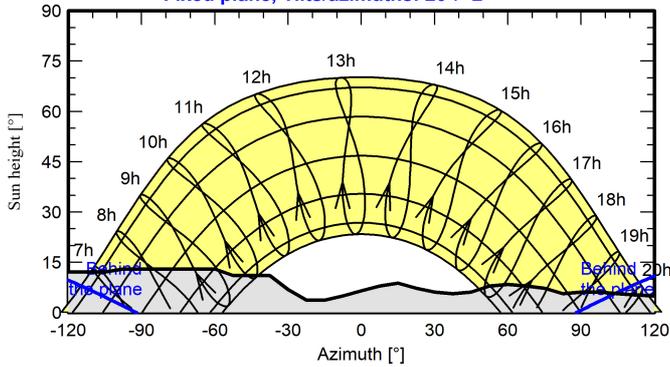
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-105	-98	-60	-53	-38	-30
Height [°]	3.8	6.1	6.9	9.2	10.7	12.6	12.6	12.2	12.2	13.0	13.0	11.1	11.1	6.9
Azimuth [°]	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75
Height [°]	3.8	3.8	5.0	6.5	8.0	8.8	7.3	6.1	5.7	6.1	8.0	8.4	8.0	7.3
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	5.7	6.1	6.1	5.7	5.3	5.0	4.6	5.3	5.3	5.0	3.1	2.3	3.4	3.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

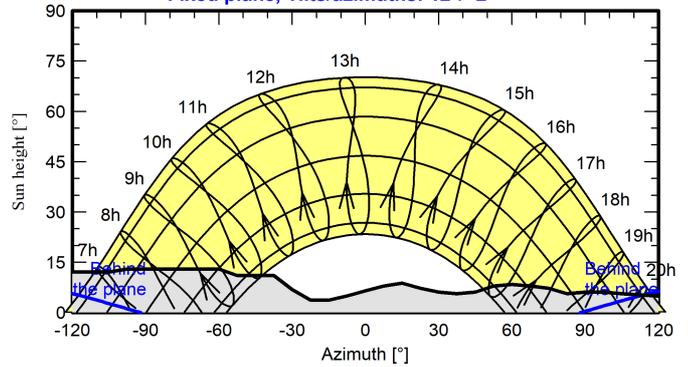
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ -2°



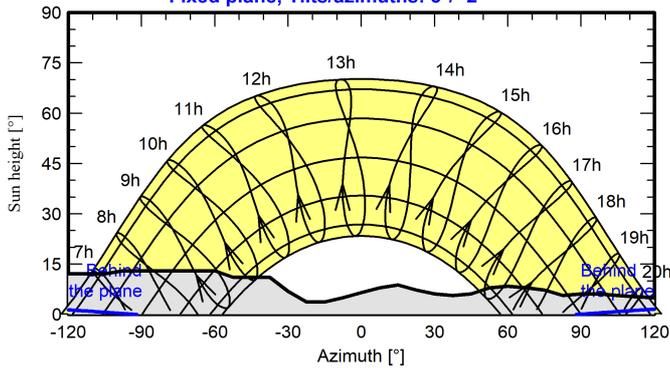
Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 12°/ -2°



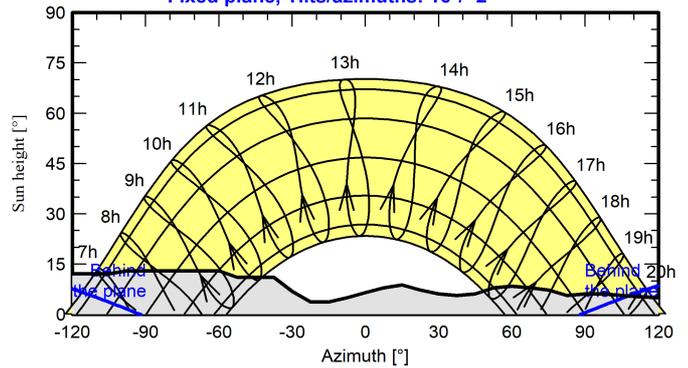
Orientation #3

Fixed plane, Tilts/azimuths: 3°/ -2°



Orientation #4

Fixed plane, Tilts/azimuths: 16°/ -2°

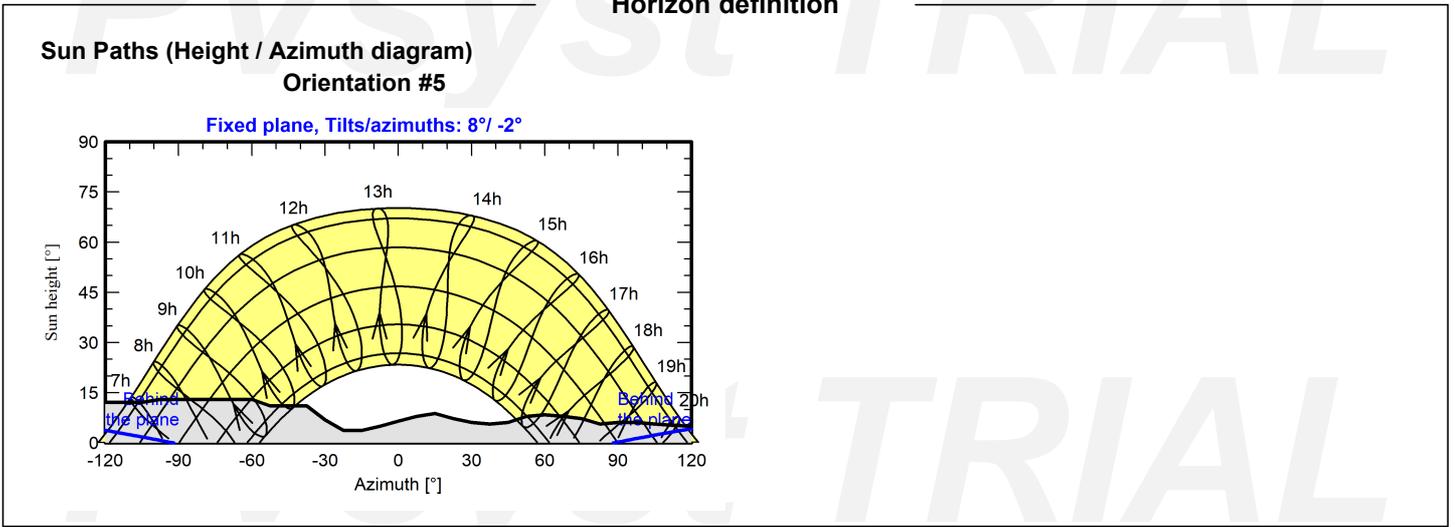




PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Horizon definition



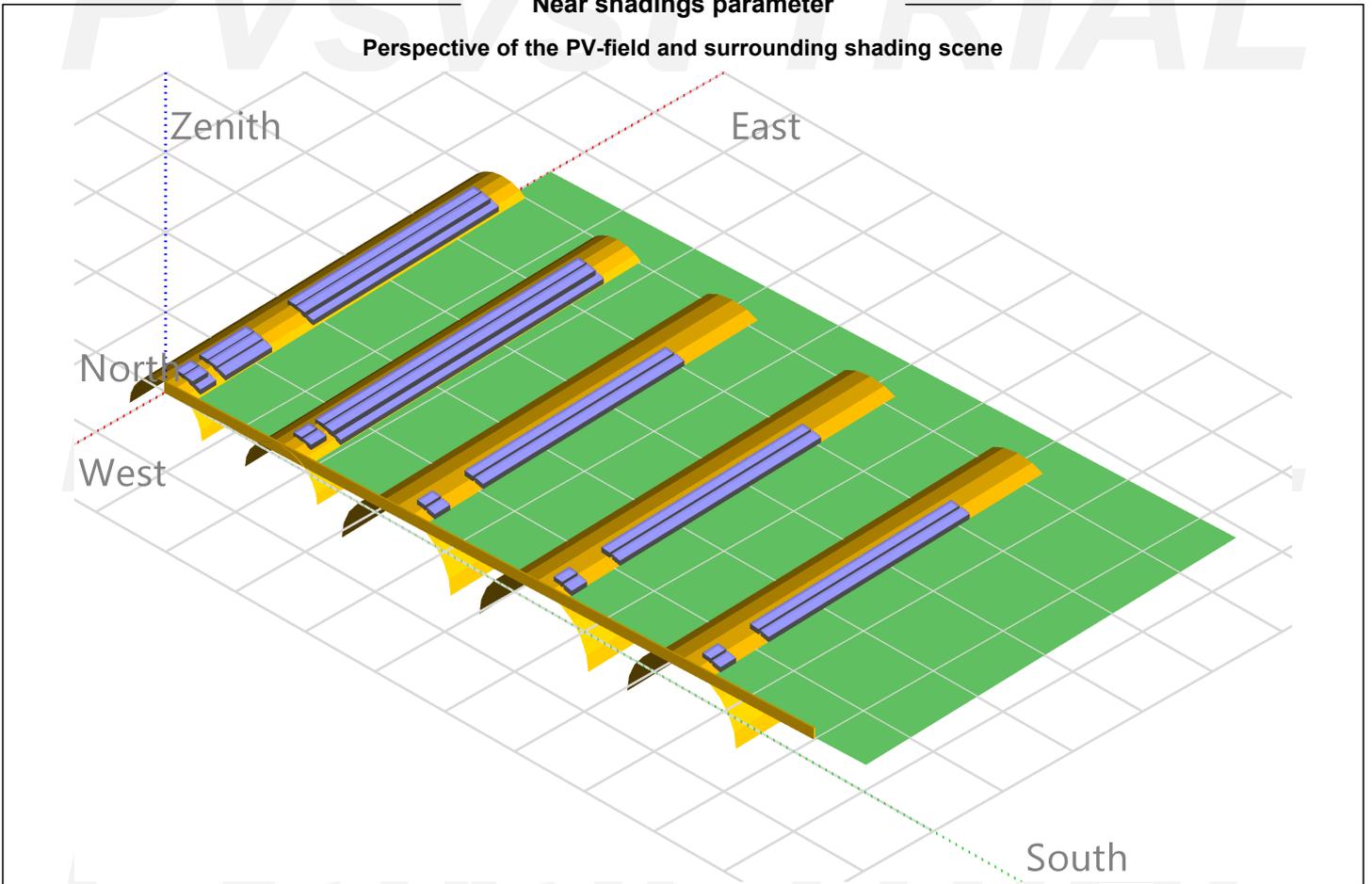


PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene





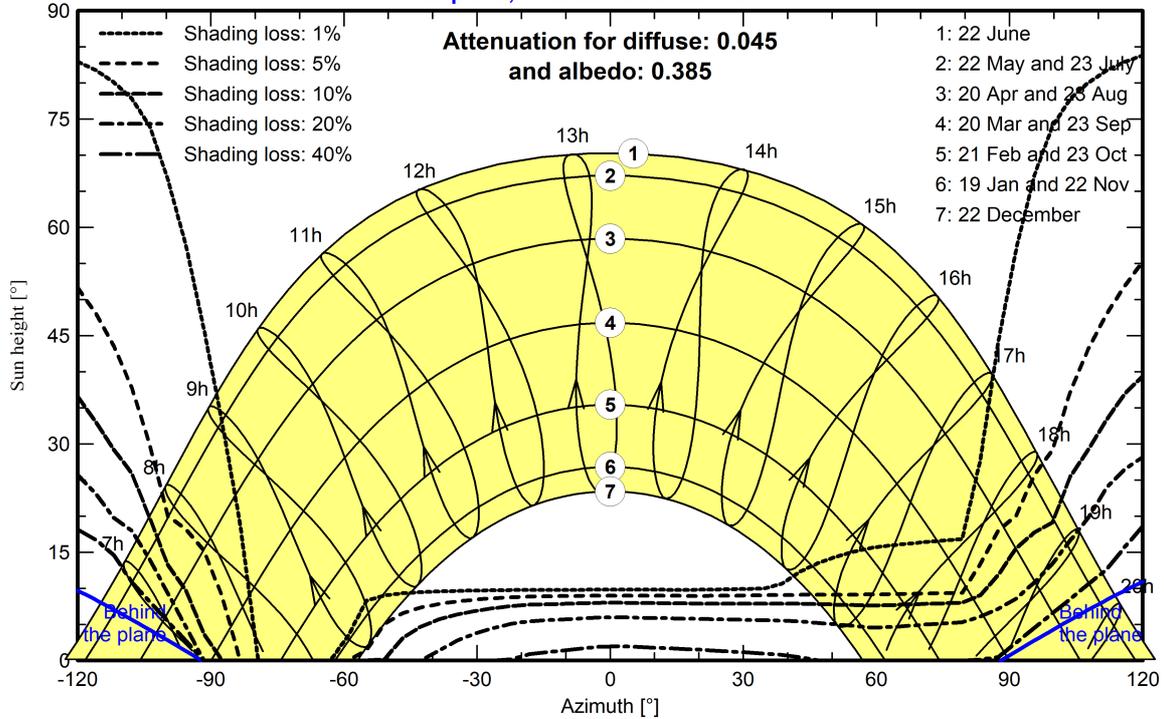
PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Iso-shadings diagram

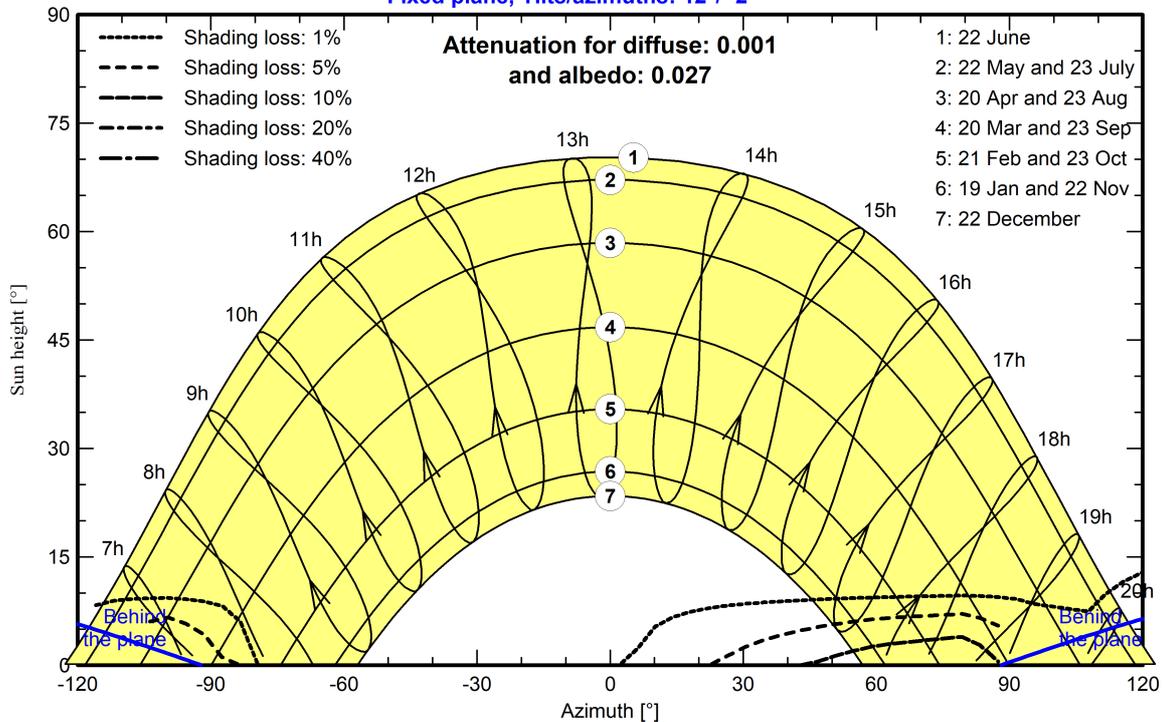
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ -2°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 12°/ -2°





PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Main results

System Production

Produced Energy 111416 kWh/year

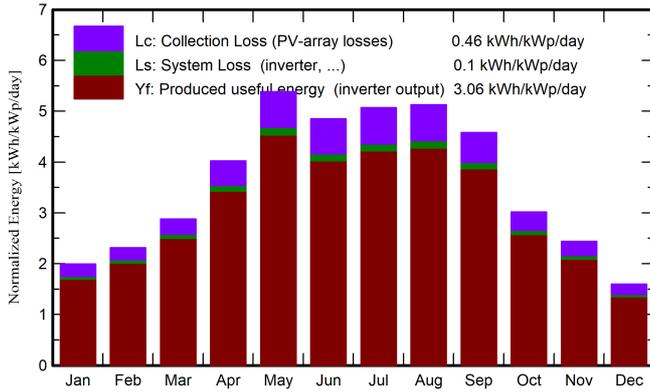
Specific production

1115 kWh/kWp/year

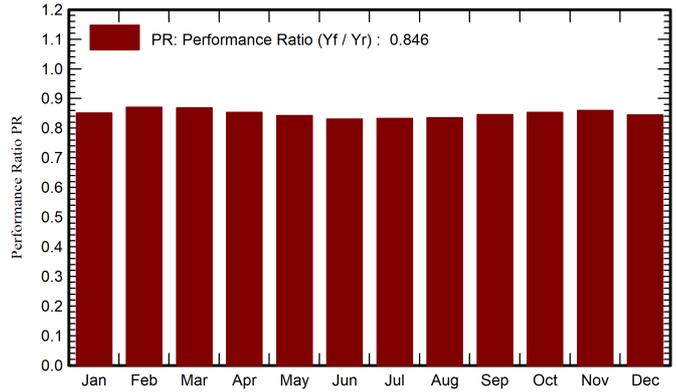
Performance Ratio PR

84.55 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	48.4	26.19	5.98	61.9	56.0	5438	5263	0.851
February	55.4	31.83	6.60	64.8	60.3	5819	5632	0.870
March	80.7	44.73	7.45	89.3	84.7	8003	7743	0.868
April	115.2	63.81	11.14	120.6	115.3	10619	10279	0.853
May	162.8	75.22	13.69	166.9	161.1	14509	14047	0.842
June	144.6	71.24	17.55	145.6	140.3	12482	12079	0.830
July	155.2	75.49	18.08	157.2	151.3	13508	13075	0.832
August	151.3	63.02	17.28	159.0	153.6	13692	13256	0.835
September	124.9	53.56	15.71	137.5	131.9	11986	11608	0.845
October	80.5	40.15	12.98	93.6	87.8	8239	7977	0.853
November	58.0	28.84	9.58	73.1	67.6	6481	6276	0.859
December	38.1	20.43	3.93	49.6	44.2	4326	4183	0.844
Year	1215.2	594.53	11.68	1319.1	1254.2	115102	111416	0.846

Legends

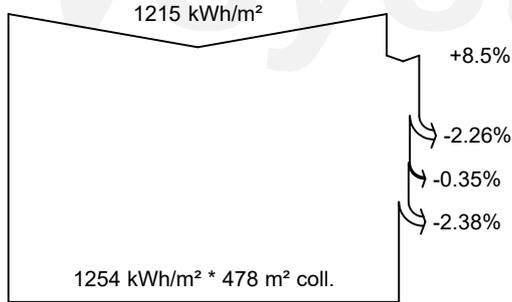
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



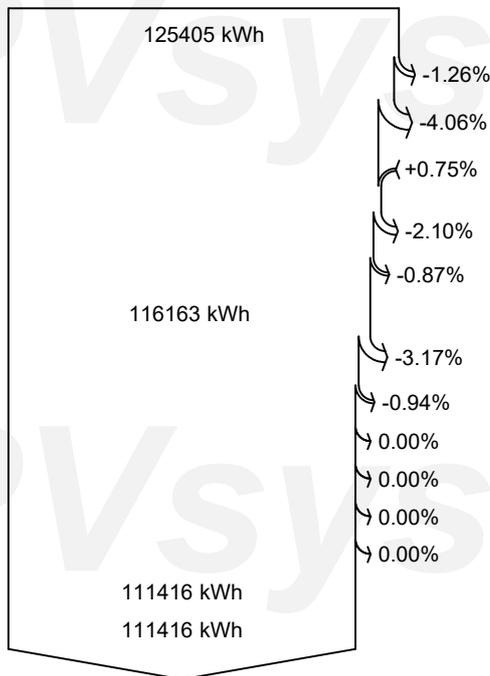
PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Loss diagram



efficiency at STC = 20.91%



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon
Near Shadings: irradiance loss
IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

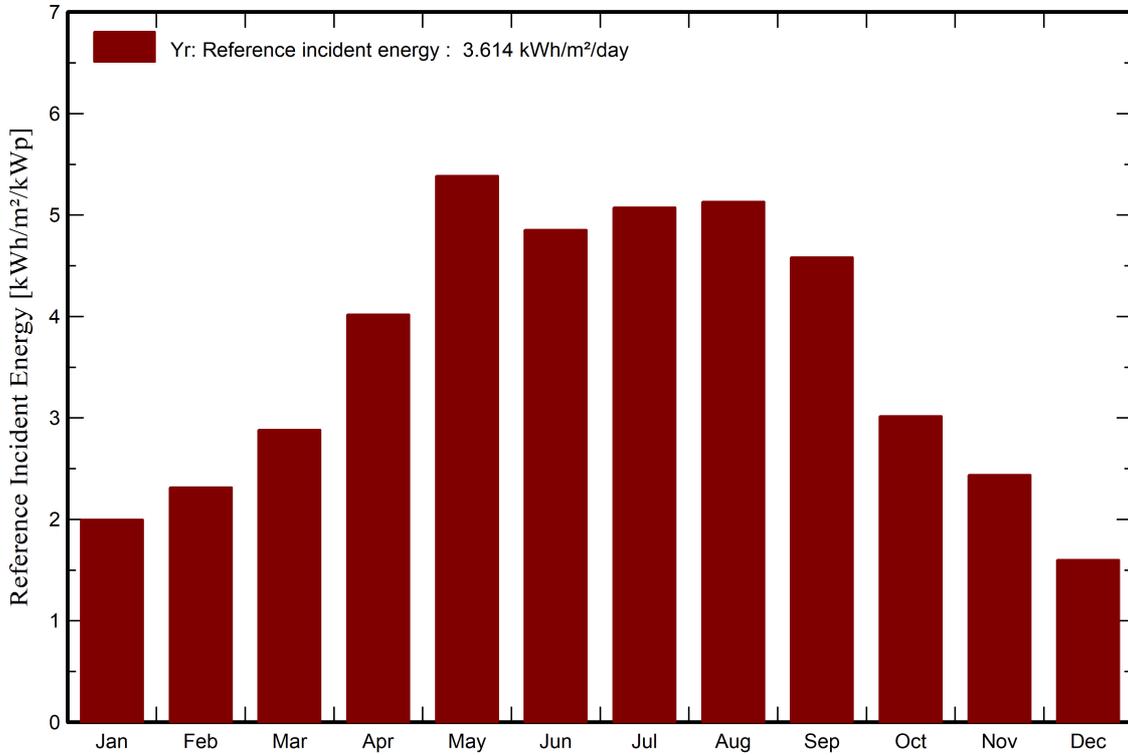


PVsyst V7.3.2

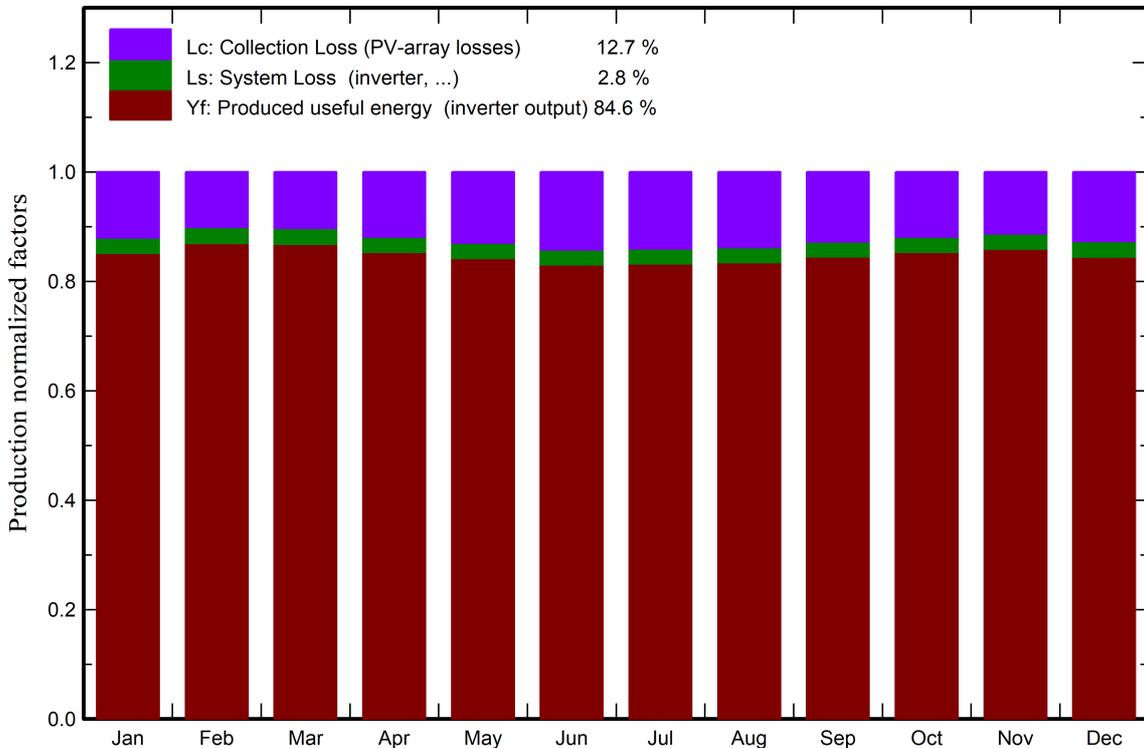
VCO, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector



Producción normalizada y factores de pérdida





PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
23/03/23 13:17
with v7.3.2

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria

