



**industriales**  
etsii

**Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial**

# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial**

## **Estudio comparativo de varias alternativas de diseño para un huerto solar dado de referencia**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**Autor: Antonio Martínez Valero**

**Director: Francisco Javier Cánovas Rodríguez**



**Universidad  
Politécnica  
de Cartagena**

Cartagena, 15 de diciembre de 2023

# **ÍNDICE GENERAL**

**DOCUMENTO N°1 MEMORIA DESCRIPTIVA**

**DOCUMENTO N°2 PRESUPUESTO**

**DOCUMENTO N°3 PLIEGO DE CONDICIONES**

**DOCUMENTO N°4 PLANOS**



# **Documento N°1**

# **Memoria**

# **descriptiva**

# ÍNDICE

<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>4</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>7</b>
<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>9</b>
1.1. Motivo .....	9
1.2. Historia y origen de la energía solar fotovoltaica .....	9
1.3. Fuentes de energía .....	10
<b>2. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA SOLAR .....</b>	<b>20</b>
2.1. Espectro electromagnético .....	20
2.2. Radiación solar .....	20
2.3. Masa de aire .....	21
2.4. Tipos de radiación.....	22
2.5. Movimientos de la Tierra y el Sol .....	24
2.6. Acimut e inclinación .....	26
2.7. Semiconductores .....	26
2.8. Efecto fotovoltaico.....	28
2.9. Beneficios de la energía solar fotovoltaica.....	29
<b>3. OBJETO DEL PROYECTO .....</b>	<b>30</b>
3.1. Resumen.....	30
3.2. Abstract .....	30
<b>4. LEGISLACIÓN APLICABLE.....</b>	<b>31</b>
<b>5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>36</b>
<b>6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN MONOFACIAL .....</b>	<b>37</b>
6.1. Módulo fotovoltaico .....	37
6.2. Inversor fotovoltaico.....	39
6.3. Seguidor solar .....	41
6.4. Cálculos justificativos.....	41
6.4.1. Dimensionado de la instalación.....	41
6.4.2. Cálculo del número de paneles en serie y paralelo.....	42
6.4.3. Cálculo distancia entre filas.....	44
6.4.4. Dimensionamiento del cableado.....	47
6.4.5. Cálculo de protecciones.....	58
6.4.6. Datos de irradiación.....	64
6.4.7. Cálculo del performance ratio y estimación de la producción para la instalación monofacial fija.....	65

6.4.8. Determinación del performance ratio y estimación de la producción para una instalación de paneles solares monofacial fija utilizando PVsyst .....	73
6.4.9. Cálculo del performance ratio y estimación de la producción para la instalación monofacial con seguidor .....	85
<b>7. TECNOLOGÍA BIFACIAL .....</b>	<b>92</b>
7.1. Albedo .....	93
7.2. Pitch o distancia entre filas .....	94
7.3. Altura de la instalación .....	94
<b>8. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN BIFACIAL .....</b>	<b>95</b>
8.1. Dimensionado de las instalaciones bifaciales.....	95
8.2. Distancia entre filas instalaciones bifaciales con seguidor.....	98
8.4.1. Longitud de sombra a las 10:00 h.....	98
8.4.2. Longitud de sombra para las 14:00 h .....	100
8.3. Cálculo del Performance Ratio y Estimación de la Producción para Instalación Bifacial con Seguimiento a una altura de 2 metros mediante PVsyst .....	101
8.4. Cálculo del Performance Ratio y Estimación de la Producción para Instalación Bifacial con Seguimiento a una altura de 4 metros mediante PVsyst .....	108
<b>9. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA .....</b>	<b>111</b>
9.1. Viabilidad instalación monofacial fija.....	113
9.2. Viabilidad instalación monofacial con seguidores .....	114
9.3. Viabilidad instalación bifacial a 2 metros .....	115
9.4. Viabilidad instalación bifacial a 4 metros.....	116
9.5. Comparación de los resultados .....	117
9.6. Conclusiones .....	118
<b>10. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>119</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Panel solar fotovoltaico de Laboratorios Bells utilizado en una primera prueba en 1955 en Americus, Georgia .....	10
Figura 2: Central nuclear de Trillo .....	11
Figura 3: Huerto solar en Cartagena.....	12
Figura 4: Distribución de la energía en España.....	13
Figura 5: Evolución con gráfico de barras de la energía renovable en España.....	14
Figura 6: Evolución con gráfico de líneas de la energía renovable en España .....	14
Figura 7: Radiación solar global anual sobre la superficie horizontal a partir de isótopos. Fuente INM (Instituto Nacional de Meteorología).....	15
Figura 8: Evolución de las distintas fuentes de energía a nivel mundial.....	16
Figura 9: Evolución del número de instalaciones fotovoltaicas .....	16
Figura 10: Desglose instalaciones por países .....	17
Figura 11: Capacidad instalada y acumulada de países.....	18
Figura 12: Producción de electricidad debido a la fotovoltaica .....	19
Figura 13: Longitudes de ondas del espectro electromagnético.....	20
Figura 14: Tipos de absorción de radiación .....	21
Figura 15: Cálculo de la masa de aire mediante Pitágoras .....	22
Figura 16: Tipos de radiación.....	23
Figura 17: Mapa mundial con la irradiación global horizontal .....	23
Figura 19: Inclinación de la Tierra sobre el plano de la elíptica del Sol .....	25
Figura 20: Solsticios y equinoccios debido al movimiento de translación.....	25
Figura 21: Movimientos de rotación y translación de la Tierra .....	25
Figura 22: Ángulos de inclinación y acimut.....	26
Figura 23: Enlaces de silicio.....	27
Figura 24: Unión PN .....	29
Figura 25: Plano de situación .....	36
Figura 26: Plano de emplazamiento .....	36
Figura 27: Ficha técnica panel monofacial.....	38
Figura 28: Esquema eléctrico inversor monofásico y trifásico .....	39
Figura 29: Ficha técnica inversor fotovoltaico .....	40
Figura 30: Factor de sobredimensionamiento para instalaciones fotovoltaicas .....	42
Figura 31: Curva eficiencia inversor .....	44
Figura 32: Croquis panel monofacial fijo.....	45
Figura 33: Suciedad en los paneles solares .....	68
Figura 34: Pérdidas del inversor.....	70

Figura 35: Menú inicial PVsyst .....	73
Figura 36: Sitio geográfico PVsyst.....	73
Figura 37: Condiciones de diseño PVsyst .....	74
Figura 38: Menú orientación diseño monofacial fija.....	74
Figura 39: Menú sistema PVsyst .....	75
Figura 40: Menú pérdidas PVsyst .....	76
Figura 41: Menú pérdidas óhmicas PVsyst .....	77
Figura 42: Menú computación detallada pérdidas óhmicas .....	77
Figura 43: Tramo 1 AC en PVsyst .....	78
Figura 44: Tramo 2 AC en PVsyst .....	78
Figura 45: Pérdidas tramo transformador PVsyst .....	78
Figura 46: Pérdidas por LID y calidad del módulo .....	79
Figura 47: Diagrama pérdidas angulares .....	80
Figura 48: Menú pérdidas angulares PVsyst .....	80
Figura 49: Menú pérdidas por envejecimiento PVsyst.....	81
Figura 50: Cuadro general resultados instalación solar monofacial fija .....	82
Figura 51: Resultados instalación solar monofacial fija.....	83
Figura 52: Diagrama de pérdidas para la instalación solar monofacial fija .....	83
Figura 53: Balances y resultados para la instalación solar monofacial fija.....	84
Figura 54: Menú orientación monofacial con seguidor.....	88
Figura 55: Menú diseño rastreadores instalación monofacial con seguidor.....	89
Figura 56: Cuadro general de los resultados para la instalación solar monofacial con seguidor .....	90
Figura 57: Resultados instalación solar monofacial con seguidor .....	90
Figura 58: Balances y resultados la instalación solar monofacial con seguidor .....	90
Figura 59: Diagrama de pérdidas instalación solar monofacial con seguidor.....	91
Figura 60: Índices de albedo para las superficies .....	93
Figura 61: Reflexión de radiación sobre los paneles bifaciales según el pitch .....	94
Figura 62: Influencia altura seguidor en paneles bifaciales .....	94
Figura 63: Ficha técnica panel bifacial.....	95
Figura 64: Croquis estructura bifacial .....	99
Figura 65: Menú orientación bifacial PVsyst.....	101
Figura 66: Menú sistema bifacial PVsyst.....	102
Figura 67: Menú modelado PVsyst .....	103
Figura 68: Menú modelo 2D rastreadores a 2 metros PVsyst.....	103

Figura 69: Menú sombreados cercanos PVsyst.....	104
Figura 70: Menú diseño seguidores PVsyst .....	104
Figura 71: Menú general seguidores a 2 metros PVsyst .....	105
Figura 72: Pérdidas térmicas instalaciones bifaciales PVsyst.....	105
Figura 73: Cuadro general resultados instalación bifacial a 2 metros.....	106
Figura 74: Resultados de la instalación solar bifacial a 2 metros.....	106
Figura 75: Balances y resultados instalación solar bifacial a 2 metros .....	106
Figura 76: Diagrama de pérdidas para la instalación solar bifacial a 2 metros.....	107
Figura 77: Menú modelo 2D rastreadores a 4 metros PVsyst.....	108
Figura 78: Menú general seguidores a 4 metros PVsyst .....	108
Figura 79: Cuadro general resultados instalación bifacial a 4 metros.....	109
Figura 80: Resultados de la instalación solar bifacial a 4 metros.....	109
Figura 81: Balances y resultados instalación solar bifacial a 4 metros .....	109
Figura 82: Diagrama de pérdidas instalación solar bifacial a 4 metros.....	110

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros ficha técnica panel monofacial .....	43
Tabla 2: Caída de tensión tramo 1 instalación.....	50
Tabla 3: Caída de tensión tramo 2 instalación.....	52
Tabla 4: Caída de tensión tramo 3 instalación.....	52
Tabla 5: Caída de tensión tramo 4 instalación.....	54
Tabla 6: Caída de tensión tramo 5 instalación.....	55
Tabla 7: Caída de tensión tramo 1 seguidores .....	55
Tabla 8: Caída de tensión tramo 2 seguidores .....	56
Tabla 9: Caída de tensión tramo 3 seguidores .....	58
Tabla 10: Datos de irradiación .....	64
Tabla 11: Pérdidas por temperatura para instalación monofacial fija .....	66
Tabla 12: Pérdidas óhmicas para instalación monofacial fija .....	67
Tabla 13: Cálculo porcentaje de pérdidas cableado instalación monofacial fija.....	71
Tabla 14: Cálculo del PR provisional para la instalación monofacial fija .....	71
Tabla 15: Cálculo de pérdidas en vacío para instalación monofacial fija .....	72
Tabla 16: Cálculo del PR definitivo para instalación monofacial fija.....	72
Tabla 17: Energía anual generada por la instalación monofacial fija.....	72
Tabla 18: Pérdidas por temperatura para instalación monofacial con seguidor .....	85
Tabla 19: Pérdidas óhmicas para instalación monofacial con seguidor .....	85
Tabla 20: Cálculo de porcentaje de pérdidas en el cableado para instalación monofacial con seguidor.....	86
Tabla 21: Cálculo PR provisional instalación monofacial con seguidor.....	86
Tabla 22: Cálculo de pérdidas en vacío instalación monofacial con seguidor .....	86
Tabla 23: Cálculo del PR provisional instalación monofacial con seguidor.....	87
Tabla 24: Energía anual generada por la instalación monofacial con seguidor .....	87
Tabla 26: Precio venta electricidad .....	112
Tabla 27: Precio venta promedio.....	112
Tabla 28: VAN instalación monofacial fija.....	113
Tabla 29: Parámetros financieros instalación monofacial fija.....	113
Tabla 30: VAN instalación monofacial con seguidores .....	114
Tabla 31: Parámetros financieros instalación monofacial con seguidores .....	114
Tabla 32: VAN instalación bifacial a 2 metros .....	115
Tabla 33: Parámetros financieros instalación bifacial a 2 metros .....	115
Tabla 34: VAN instalación bifacial a 4 metros .....	116

Tabla 35: Parámetros financieros instalación bifacial a 4 metros .....	116
Tabla 36: Resumen principales parámetros financieros diseños propuestos.....	117

## 1. ANTECEDENTES

### 1.1. Motivo

El presente trabajo “**Estudio comparativo de varias alternativas de diseño para un huerto solar dado de referencia**” se desarrolla con motivo de la finalización de los estudios del Máster Universitario en Ingeniería Industrial de la Universidad Politécnica de Cartagena bajo la dirección de Francisco Javier Cánovas Rodríguez.

### 1.2. Historia y origen de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica tiene su primera aparición en 1839, cuando un científico francés de 19 años llamado Edmund Becquerel [1], quien se enfocaba en la investigación y experimentación con la luz y sus propiedades, descubrió este efecto mientras investigaba en el laboratorio de su padre. Utilizando una célula electrolítica compuesta por dos electrodos metálicos sumergidos en un electrolito, observó que la luz podía aumentar la generación de electricidad. Este descubrimiento sentó las bases de la energía solar fotovoltaica tal como la conocemos en la actualidad [2].

En 1873, mientras experimentaba con la construcción de cables telégrafos submarinos, el ingeniero eléctrico Willoughby Smith hizo un descubrimiento notable. Observó que el selenio, un material semiconductor, era capaz de generar un flujo eléctrico al ser expuesto a la luz. Este hallazgo reveló que el selenio tenía potencial fotoconductor, lo que significa que se volvía conductor eléctrico al absorber la luz.

Luego, en 1877, el profesor de filosofía William Grylls Adams y su alumno Richard Evans Day presentaron un artículo en la Royal Society titulado "La acción de la luz en el selenio". En él, describieron por primera vez el efecto de la luz sobre el selenio para generar corriente eléctrica. Lograron construir la primera célula solar de selenio en un tubo de vidrio, demostrando que la energía solar era fácil de captar y mantener, y requería menos componentes que otras fuentes de energía.

A pesar de estos avances, no fue hasta 1883 cuando el inventor neoyorkino Charles Fritts logró crear lo que se considera la primera célula solar de la historia. Extendió una capa de selenio sobre un soporte metálico y la recubrió con una fina capa de oro transparente a la luz. Este logro fue publicado en un artículo del American Journal of Science titulado "On a new form of selenium cell, and some electrical discoveries made by its use". La célula consistía en una caja de vidrio con una lámina de selenio entre dos capas metálicas, una fina capa superior de oro y un sustrato metálico de latón. Al recibir luz, los electrones se movían a través del selenio, generando una corriente que salía por un cable en uno de los extremos de la caja. Aunque esta célula solo aprovechaba entre el 1% y el 2% de la energía solar recibida, aún estaba lejos de los rendimientos actuales. [3]

Albert Einstein publicó un artículo sobre este efecto fotoeléctrico y el mecanismo subyacente de la excitación del portador instigada por la luz en 1905. Por ello, ganó el Premio Nobel de Física en 1921. Quizá en respuesta al artículo de Einstein, William J. Bailey inventó el colector de cobre en 1928. Este colector mejoró la eficiencia del método original de colectores, simplemente utilizando un aislamiento de cobre. Las mejoras conseguidas con este método se siguen empleando en los equipos actuales. Después, fue Russell Ohl quien patentó la moderna célula solar semiconductor de unión en el año 1946 [4].

En 1954, los Laboratorios Bell liderados por Alexander Graham Bell y los físicos Calvin Fuller, Daryl Chapin y Gerald Pearson, desarrollaron la primera célula solar práctica con un coeficiente de rendimiento del 6% utilizando silicio en lugar de selenio. Este descubrimiento marcó un avance significativo, y estas células solares pudieron alimentar dispositivos eléctricos. En 1956, Western Electric comenzó a vender licencias comerciales para las tecnologías fotovoltaicas de silicio, pero los altos costos de las células solares de silicio limitaron su comercialización a gran escala. Este evento se considera la verdadera invención de la tecnología fotovoltaica, ya que fue la primera vez que una tecnología solar pudo alimentar dispositivos eléctricos durante varias horas al día [5].



**Figura 1: Panel solar fotovoltaico de Laboratorios Bells utilizado en una primera prueba en 1955 en Americus, Georgia**

### **1.3. Fuentes de energía**

Las fuentes de energía son los recursos o procesos a partir de los cuales es posible la obtención de energía utilizable con el objetivo de cumplir una función o tener cierta utilidad [6]. Las fuentes de energía pueden clasificarse principalmente en: fuentes de energía a no renovables y renovables.

Las fuentes de energía no renovables son aquellas que se basan en recursos naturales que son finitos y no se pueden regenerar a una velocidad significativa en escalas humanas. Estas fuentes de energía se agotan con el tiempo y su utilización puede tener un impacto negativo en el medio ambiente. Las principales fuentes de energía no renovables son:

1. **Combustibles fósiles:** como el petróleo, el carbón y el gas natural, han sido la columna vertebral de la industria energética durante décadas. La quema de combustibles fósiles libera grandes cantidades de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, contribuyendo al cambio climático y la contaminación del aire. Además, la extracción de estos recursos puede tener consecuencias negativas para los ecosistemas locales y las comunidades cercanas.
2. **Energía nuclear:** Se basa en la fisión o fusión nuclear para generar electricidad. Aunque la energía nuclear no emite gases de efecto invernadero durante la generación de electricidad, plantea desafíos significativos en términos de

seguridad y gestión de residuos. La obtención de combustibles nucleares, como el uranio, requiere una extracción minera intensiva y presenta riesgos asociados. Además, la gestión adecuada de los desechos radiactivos a largo plazo es un desafío técnico y social importante.



**Figura 2: Central nuclear de Trillo**

En general, estas fuentes de energía no renovables son ampliamente utilizadas debido a su alta densidad energética y disponibilidad. Sin embargo, su agotamiento gradual plantea preocupaciones sobre la seguridad energética y la dependencia de recursos geográficamente concentrados. Además, su impacto ambiental y las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas hacen necesario explorar alternativas más sostenibles y limpias [7].

A medida que avanzamos hacia un futuro energético más sostenible, es fundamental considerar estas implicaciones y promover un enfoque equilibrado hacia la transición hacia fuentes de energía renovables. La investigación y el desarrollo de tecnologías más eficientes y limpias, junto con políticas energéticas sólidas, son elementos clave para impulsar la adopción de fuentes de energía más sostenibles y garantizar un futuro energético más seguro y limpio para las generaciones venideras.

Por otro lado, las fuentes de energía renovables se basan en la utilización de recursos naturales que son virtualmente inagotables, es decir, que no se gastan o se generan de manera continua a una velocidad muy similar a la que se consumen. Existen diferentes tipos de energía renovable:

1. **Energía Solar:** La energía solar es una forma de energía renovable que se utiliza para convertir la energía del Sol en energía eléctrica y térmica. Existen dos tipos de tecnologías para aprovechar la energía solar: activas y pasivas. En las tecnologías solares activas, se utiliza la radiación solar para generar calor a través de captadores solares instalados en edificios (energía térmica) o para producir electricidad mediante células o sistemas fotovoltaicos.



**Figura 3: Huerto solar en Cartagena**

2. **Energía Eólica:** La energía eólica es la energía obtenida del viento y transformada en electricidad. Aprovecha las corrientes de aire generadas por diferencias de temperatura y utiliza aerogeneradores para convertir la energía cinética en energía eléctrica. Es una fuente de energía renovable y limpia, contribuyendo a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, su implementación está sujeta a consideraciones ambientales, de ubicación y de aceptación social.
3. **Energía Hidroeléctrica:** La energía hidroeléctrica es una forma de energía renovable que se obtiene del agua en movimiento, como ríos y saltos de agua. Se aprovecha mediante la construcción de centrales hidroeléctricas que utilizan turbinas para convertir la energía del agua en electricidad. Esta fuente de energía renovable y estable ha sido utilizada durante décadas, aportando una capacidad considerable a la red eléctrica. No obstante, la construcción de infraestructuras hidroeléctricas puede tener impactos ambientales y sociales significativos.
4. **Energía Geotérmica:** La energía geotérmica aprovecha el calor del interior de la Tierra. Se obtiene mediante pozos profundos que extraen el agua o vapor caliente del subsuelo para generar electricidad o calefacción. Es una fuente sostenible y no produce emisiones significativas. Su viabilidad depende de la disponibilidad de recursos geotérmicos y la tecnología adecuada.
5. **Energía de Biomasa:** La energía de la biomasa es una forma de energía renovable que se obtiene de la materia orgánica, como desechos agrícolas y forestales. Se utiliza para generar calor, electricidad y biocombustibles a partir de su combustión. Es una fuente de energía renovable, pero su sostenibilidad depende de una gestión adecuada de los recursos, evitando impactos negativos como la deforestación o la competencia con la producción de alimentos.
6. **Energía del mar:** La energía del mar es una forma de energía renovable obtenida del movimiento de las olas, las mareas y las corrientes marinas. Se aprovecha mediante dispositivos que convierten este movimiento en electricidad. Aunque estas tecnologías aún se encuentran en desarrollo y presentan desafíos técnicos y

ambientales, tienen un gran potencial como fuentes de energía renovable y sostenible.

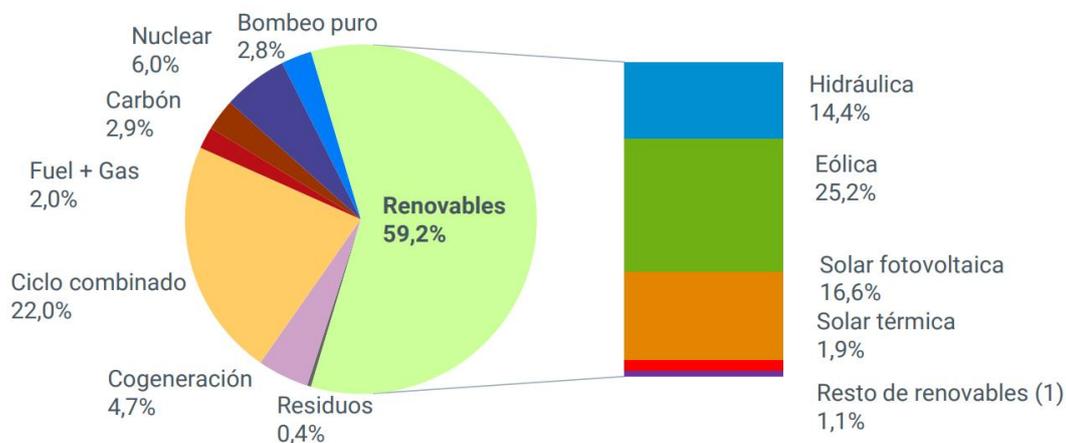
Estas fuentes de energía ofrecen alternativas diversas y complementarias para satisfacer nuestras necesidades energéticas. Cada una tiene ventajas y desafíos específicos, y su elección depende de factores como la disponibilidad local, la viabilidad económica, el impacto ambiental y la aceptación social. Es fundamental considerar cuidadosamente estas variables al planificar la transición hacia un sistema energético más sostenible.

#### 1.4. Situación de la energía solar fotovoltaica a nivel nacional

En el año 2022, el entorno energético en España continuó experimentando un crecimiento significativo en energías renovables, con un aumento del 9,1% en la potencia instalada en comparación con el año anterior, lo que equivale a 5.899 MW adicionales. Las fuentes de energía renovables representan el 59,2% de la generación de energía eléctrica en España [8].

El incremento en la potencia instalada renovable se debe principalmente al crecimiento de la energía solar fotovoltaica, que aportó 4.498 MW, lo que representa el 76,3% de la nueva potencia. Este incremento histórico sitúa a la energía solar fotovoltaica como la tercera fuente de generación en términos de potencia instalada, superando a la energía hidráulica. En la actualidad, la energía solar fotovoltaica representa el 16,6% de la potencia instalada total a nivel nacional.

Estos datos reflejan el impulso continuo de las energías renovables en España, desempeñando un papel importante en la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible.



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

**Figura 4: Distribución de la energía en España**

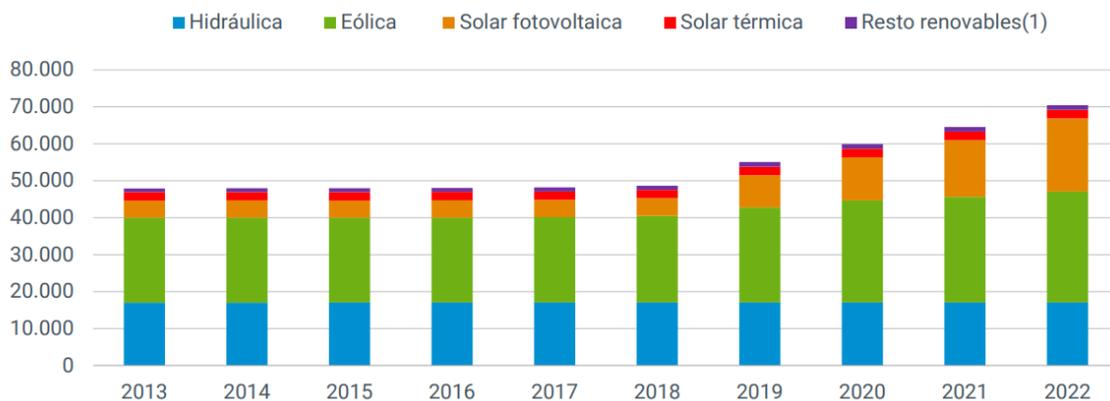


Figura 5: Evolución con gráfico de barras de la energía renovable en España

La transición hacia una mayor participación de las energías renovables en el suministro eléctrico sigue siendo una meta importante para España y muchos otros países en la lucha contra el cambio climático y la promoción de la sostenibilidad.

Es esencial seguir fomentando el desarrollo de energías renovables y adoptar medidas para reducir las emisiones de CO2 y lograr una transición energética más sostenible. La inversión en tecnologías limpias y la implementación de políticas y medidas que promuevan el uso de energías renovables seguirán siendo fundamentales para avanzar hacia un sistema eléctrico más respetuoso con el medio ambiente.

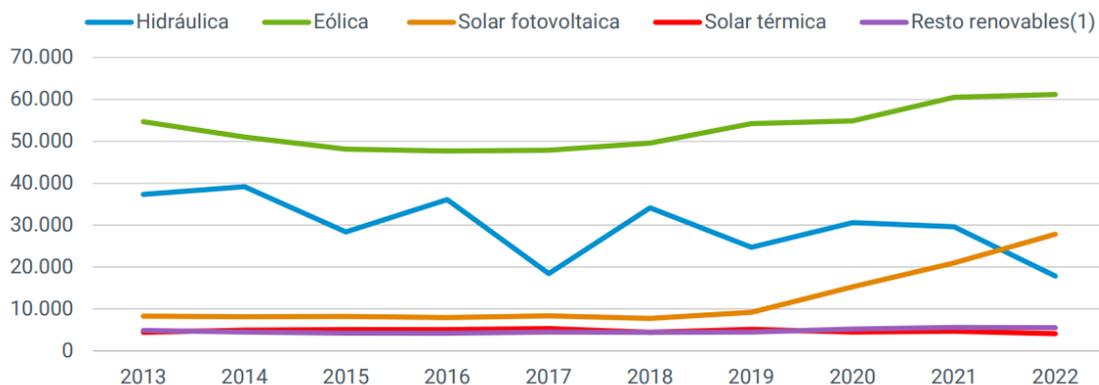


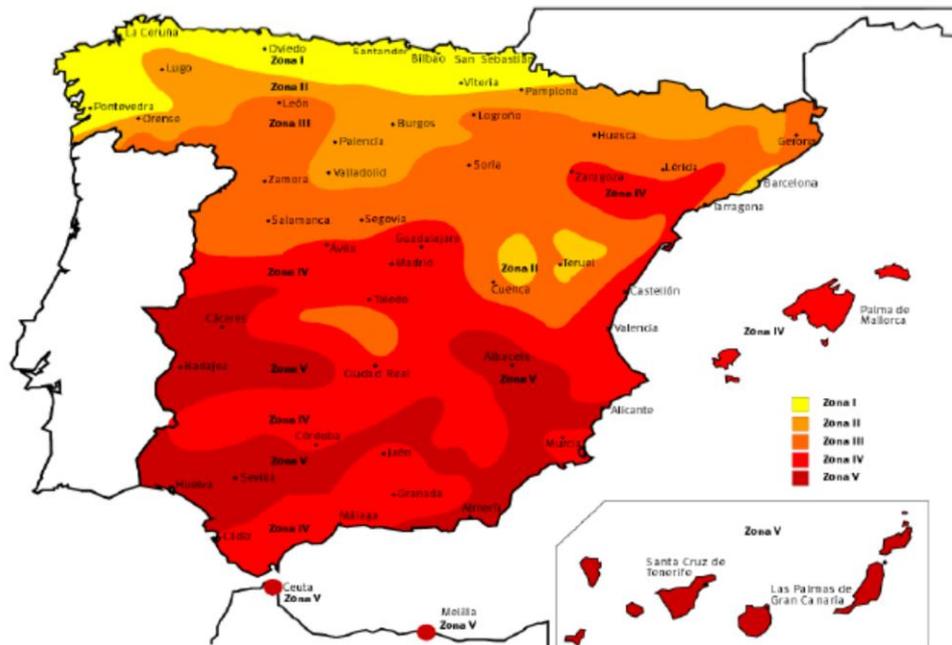
Figura 6: Evolución con gráfico de líneas de la energía renovable en España

En los últimos años, el sector de la energía fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en España. Este auge se ha visto impulsado por diversos factores, entre los que destacan las ayudas tanto nacionales como europeas destinadas al fomento del autoconsumo, así como la abundante disponibilidad de recursos solares en el país. Además, la crisis energética y la continua escalada en los precios de la electricidad han motivado la búsqueda activa de alternativas sostenibles y rentables, colocando a la energía fotovoltaica en el centro de atención como una solución prometedora.

Los ciudadanos son cada vez más conscientes de la crisis climática y la necesidad de adoptar fuentes de energía más sostenibles. La energía solar fotovoltaica ha sido la más utilizada entre las renovables, superando a la solar térmica, con un crecimiento del 11% en términos de potencia instalada en 2022.

En 2023, se espera que España siga siendo el segundo mercado de la UE en energía solar, después de Alemania. La fotovoltaica continuará consolidándose debido a las bases sólidas establecidas en los últimos años y se prevé un fuerte crecimiento, especialmente en la Unión Europea, según la Agencia Internacional de la Energía. El Gobierno ha lanzado un plan de subvenciones para facilitar la instalación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, y se espera que las solicitudes continúen hasta finales de año.

La energía solar se consolida como una opción popular tanto para empresas como para hogares. Las instalaciones fotovoltaicas pueden generar ahorros significativos en las facturas de electricidad, con un ahorro de hasta el 70% sin baterías y alrededor del 85% con baterías. Además, si se está conectado a la red eléctrica y se tiene derecho a la compensación por excedentes, se puede obtener un descuento por la energía no consumida y volcada en la red.



- Zona 1: < 3,8 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 2: 3,8 – 4,2 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 3: 4,2 – 4,6 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 4: 4,6 – 5,0 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 5: >5,0 kWh/m<sup>2</sup>

Figura 7: Radiación solar global anual sobre la superficie horizontal a partir de isótopos. Fuente INM (Instituto Nacional de Meteorología)

En resumen, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento importante en España, impulsada por ayudas, la conciencia ambiental y el ahorro económico que ofrece. Se espera que la tendencia positiva continúe en el futuro, con la energía solar consolidándose como una fuente clave de energía renovable tanto a nivel comercial como residencial.

### 1.5. Situación de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial

El sector de la energía solar fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en todo el mundo, y para finales de 2022, la capacidad acumulada mínima instalada alcanzó un impresionante total de 1,185 GW. Durante ese mismo año, se comisionaron aproximadamente 240 GW de sistemas de energía solar fotovoltaica, lo que destaca la creciente importancia de esta tecnología en el panorama energético global [9].

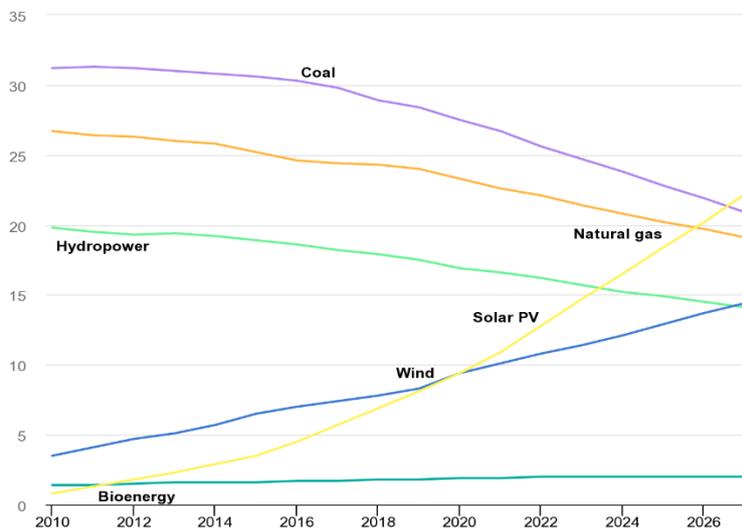


Figura 8: Evolución de las distintas fuentes de energía a nivel mundial

En 2022, al menos 23 países instalaron más de 1 GW de capacidad de energía solar fotovoltaica. Dieciséis países (excluyendo a la UE) ahora tienen más de 10 GW de capacidad acumulada total, cinco de ellos tienen más de 40 GW. China por sí sola representó 414.5 GW, seguida por la Unión Europea (como EU27), que lideró los rankings hasta 2015, pero ahora ocupa el segundo lugar con 209.3 GW, mientras que Estados Unidos se ubica en tercer lugar con 142 GW y Japón en cuarto lugar con 85 GW [10].

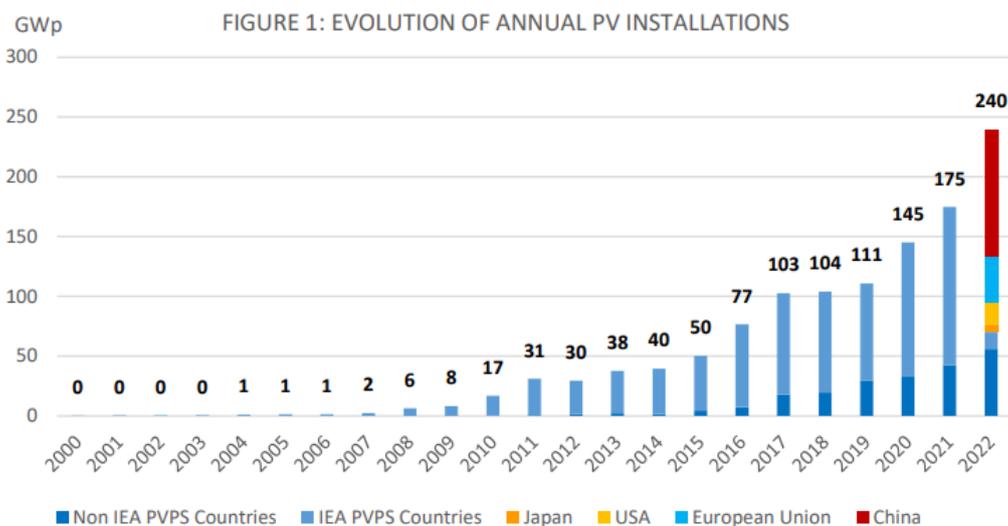


Figura 9: Evolución del número de instalaciones fotovoltaicas

Con un crecimiento dinámico continuo, China sigue siendo el principal mercado regional en 2022 con más del 45% de la nueva capacidad, una cuota de mercado que no se veía desde 2018. Un crecimiento sólido en Europa y, en menor medida, en los Estados Unidos y la India representan otro 30%. La siguiente figura ilustra la dinámica cambiante del mercado global de energía solar fotovoltaica, y la influencia del mercado chino, así como el rápido ritmo de crecimiento en la India y en países emergentes. Japón, que solía ser un mercado principal, mantiene un ritmo constante de nuevos proyectos, pero sin una aceleración del mercado como ocurre en otros lugares.

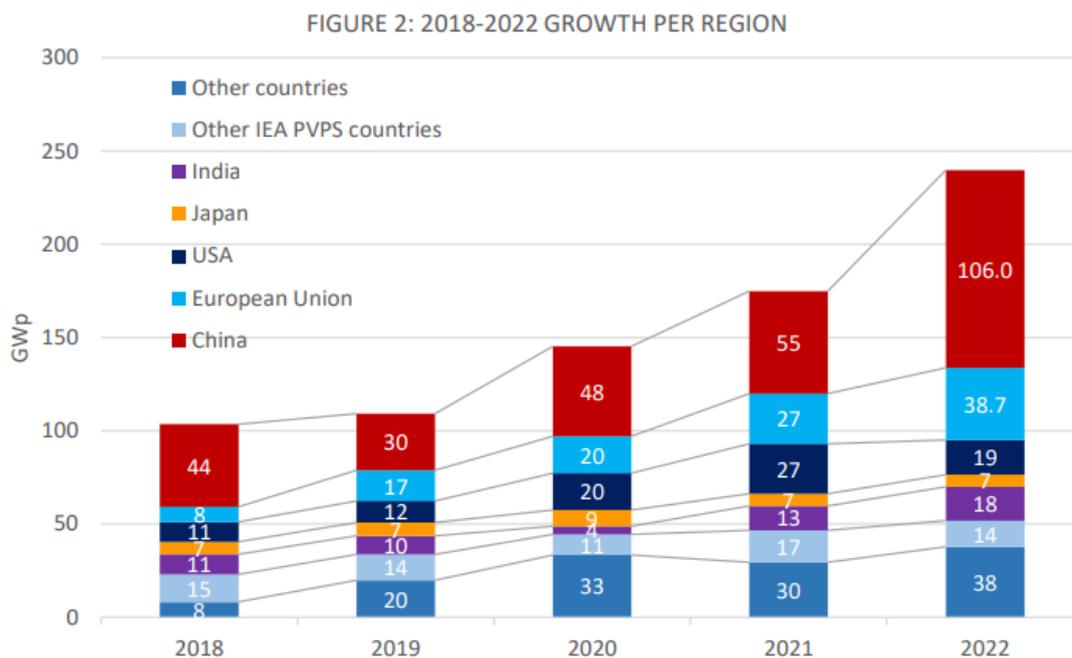


Figura 10: Desglose instalaciones por países

Después de tres años, aún es difícil cuantificar con precisión los impactos de la pandemia. De los principales mercados, solo la India mostró una contracción en 2020, mientras que todos los demás mercados principales mostraron crecimiento desde 2020 hasta 2022, a pesar de las importantes interrupciones en la cadena de suministro y el comercio, con aumentos en los costos de polisilicio, vidrio, aluminio, acero y flete, y, por lo tanto, los costos de módulos y sistemas. Al mismo tiempo, desde principios de 2022, las tensiones políticas en Europa y la consiguiente reducción en la adquisición de gas han resultado en precios mucho más altos de electricidad al por mayor y domésticos, no solo en Europa, sino también en una variedad de otros países, incluso Australia.

A pesar del aumento de los costos, especialmente en 2022, el crecimiento de los mercados de PV no parece haberse desacelerado, excepto en India (donde las restricciones burocráticas pueden explicar en gran medida las demoras). Sin embargo, en algunos países, especialmente en Europa, se cancelaron o pusieron en espera sistemas medianos y grandes muy competitivos debido a que sus modelos de negocio no pudieron hacer frente a los mayores costos. Es altamente posible que costos estables podrían haber llevado a tasas de crecimiento más rápidas, aunque, considerando la capacidad de fabricación, es probable que aún hubiera aumentos de precios en el polisilicio, incluso si se hubieran lanzado planes de fabricación nuevos antes

El mercado chino experimentó nuevamente un crecimiento notable y se instalaron 106 GW en 2022 (en comparación con los 55 GW en 2021), lo que representa el 44% del mercado global. La Unión Europea se ubicó en segundo lugar con 38,9 GW de instalaciones anuales, seguida por Estados Unidos, donde se estima que se instalaron 18,6 GW, un mercado afectado por disputas comerciales y retrasos en la conexión a la red. India le siguió con un aumento en el mercado de 18,1 GW. Brasil ocupó el cuarto lugar con aproximadamente 9,9 GW, siendo el mercado más dinámico en América Latina. Para ingresar al Top Ten de capacidad instalada en 2022, los países necesitaron instalar al menos 3 GW de sistemas de energía solar fotovoltaica (en comparación con 1,5 GW en 2018). Corea y Francia dejaron su lugar a Polonia y los Países Bajos a pesar de un rendimiento razonable. El Top Ten de capacidad acumulada instalada muestra más inercia debido a los niveles de instalaciones anteriores: Francia salió del Top Ten en capacidad acumulada instalada en 2022 y fue reemplazada por Italia, que ahora vuelve a estar en el Top Ten. Aún existe una brecha significativa entre los primeros cinco y los siguientes cinco países; Australia, España, Italia, Corea y Brasil tienen capacidades acumuladas muy similares, entre 20 GW y 30 GW, menos de la mitad que el número cinco, Alemania.

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	106 GW	1		China	414,5 GW
(2)		European Union	38,7 GW	(2)		European Union	209,3 GW
2		USA	18,6 GW	2		USA	141,6 GW
3		India	18,1 GW	3		Japan	84,9 GW
4		Brazil	9,9 GW	4		India	79,1 GW
5		Spain	8,1 GW	5		Germany	67,2 GW
6		Germany	7,5 GW	6		Australia	30 GW
7		Japan	6,5 GW	7		Spain	26,6 GW
8		Poland	4,9 GW	8		Italy	25 GW
9		Australia	3,9 GW	9		Korea	24,8 GW
10		Netherlands	3,9 GW	10		Brazil	23,6 GW

Figura 11: Capacidad instalada y acumulada de países

Medir la generación de energía solar fotovoltaica (PV) a nivel individual es sencillo, pero a nivel nacional es más complejo debido a diversos factores. La electricidad autoconsumida por los prosumidores no suele medirse con un medidor separado. La conversión de la capacidad instalada en electricidad puede tener errores debido a variaciones en la radiación solar y en el clima. Los sistemas instalados en diciembre solo habrán producido una parte de su producción anual, y aquellos en edificios pueden estar sombreados o no estar en la orientación óptima.

La penetración de la energía solar fotovoltaica se basa en la producción teórica de electricidad a partir de PV por país, considerando la capacidad acumulada de PV al final de 2022, la ubicación óptima, la orientación y las condiciones climáticas anuales. La figura muestra cómo teóricamente la energía solar fotovoltaica contribuye a satisfacer la demanda de electricidad en países clave de IEA PVPS y otros, proporcionando estimaciones indicativas y confiables para comparar entre países, aunque pueden diferir de los datos oficiales de producción de PV.

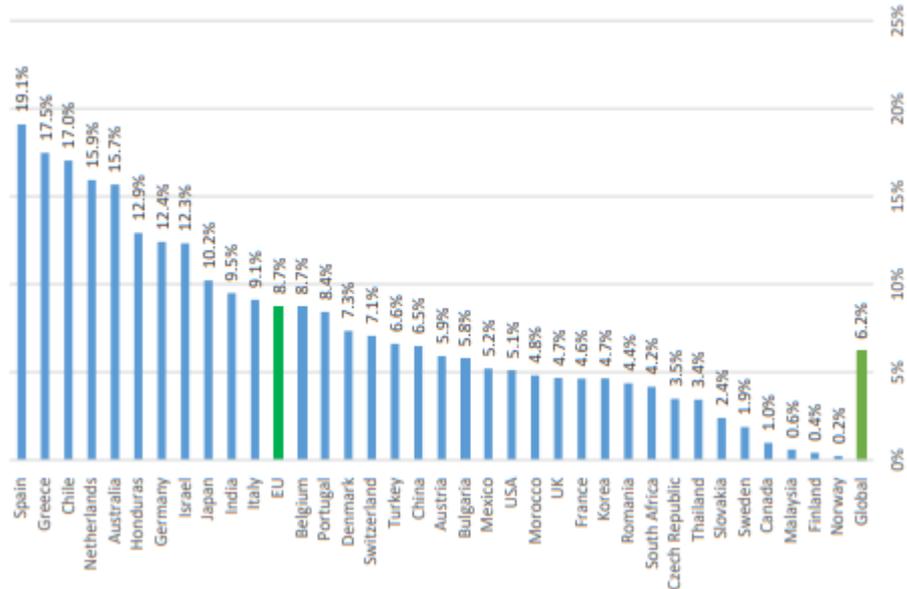


Figura 12: Producción de electricidad debido a la fotovoltaica

Actualmente, nueve países tienen tasas de penetración de energía solar fotovoltaica (PV) superiores al 10% (aumentando desde 7 en 2021): España con más del 19%, Grecia y Chile por encima del 17%, y los Países Bajos y Australia con más del 15%. Las tasas de penetración elevadas no están reservadas para climas pequeños y soleados ni para países con un consumo muy bajo, como lo demuestran tanto Alemania como India en el grupo líder; los volúmenes cada vez mayores de capacidad instalada están contribuyendo tangiblemente al consumo de electricidad en todo el mundo. Los dos mercados principales, China (6,5%) y Europa (8,8%), también lo demuestran. En total, la contribución de la energía solar fotovoltaica representa el 6,2% de la demanda mundial de electricidad.

Las emisiones globales de CO<sub>2</sub>eq relacionadas con la energía aumentaron a 36 800 Mt en 2022, solo un 0,9% más que en 2021, lo que es mucho menor de lo esperado considerando el cambio de gas a carbón en algunos países. Las emisiones totales del sector eléctrico y de calor alcanzaron un máximo histórico de 14 600 Mt de CO<sub>2</sub>eq en 2022.

La energía solar fotovoltaica (PV) desempeñó un papel importante en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en 2022, evitando aproximadamente 1 399 Mt de emisiones anuales de CO<sub>2</sub>, un aumento del 30% con respecto a 2021. Esta cifra se calcula como las emisiones que se habrían generado a partir de la misma cantidad de electricidad producida por las diferentes mezclas de redes en todos los países y teniendo en cuenta las emisiones del ciclo de vida de los sistemas PV.

Esta cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas representa alrededor del 10% de las emisiones totales del sector eléctrico y de calor (+3% respecto a 2021) y el 4% de todas las emisiones de energía.

## 2. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA SOLAR

### 2.1. Espectro electromagnético

Las ondas electromagnéticas son un tipo de radiación electromagnética que se propaga a través del espacio sin necesidad de un medio material para su transporte. Son un fenómeno fundamental en la física y juegan un papel esencial en la transmisión de energía y la comunicación en el universo.

Estas ondas se generan por la oscilación de campos eléctricos y magnéticos que se propagan perpendicularmente entre sí y en una dirección perpendicular a su oscilación. Las ondas electromagnéticas se caracterizan por su velocidad de propagación constante en el vacío, que es igual a la velocidad de la luz.

Estas ondas electromagnéticas se distribuyen a lo largo de un espectro que abarca una amplia gama de longitudes de onda. El espectro electromagnético incluye desde longitudes de onda muy cortas, como los rayos gamma, hasta longitudes de onda muy largas, como las ondas de radio. En el caso del espectro solar, se refiere a las longitudes de onda emitidas por el Sol [11].

El espectro electromagnético no tiene límites definidos y la energía de un fotón, una partícula de radiación es inversamente proporcional a su longitud de onda. Esto significa que las longitudes de onda más cortas contienen mayor energía en los fotones.

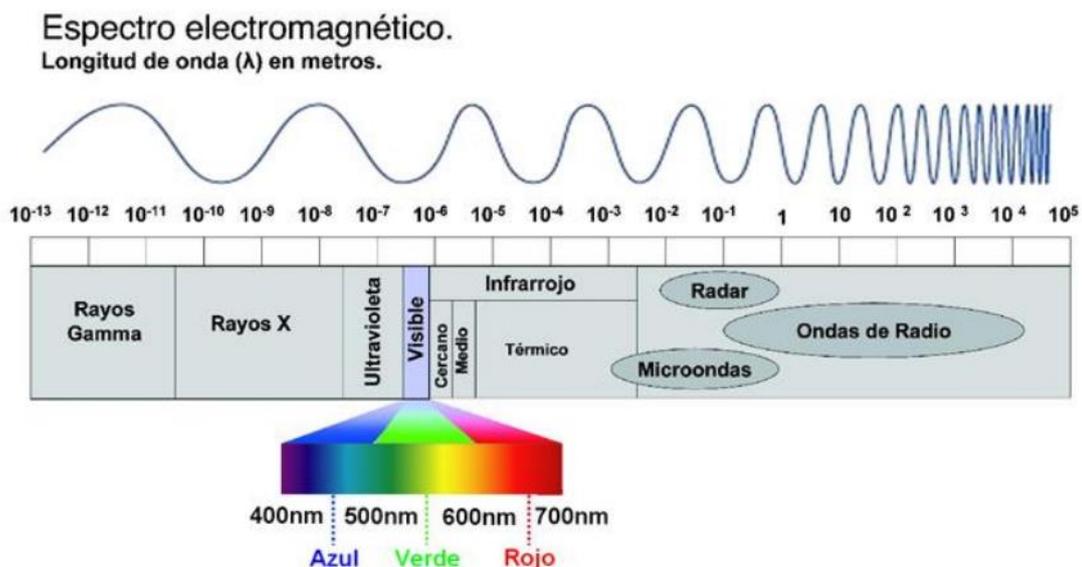


Figura 13: Longitudes de ondas del espectro electromagnético

### 2.2. Radiación solar

La radiación solar es la energía liberada por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas. Esta energía, generada por la fusión nuclear en el núcleo del Sol, desempeña un papel fundamental en los procesos atmosféricos y posee una magnitud extraordinaria.

Inicialmente, la radiación solar se emite como ondas de alta energía, pero al atravesar la atmósfera experimenta diversos fenómenos que la debilitan, como la dispersión, la reflexión en las nubes y la absorción por moléculas de gases como el ozono y el vapor de agua, así como partículas en suspensión en el aire. Finalmente, la radiación solar alcanza

la superficie terrestre, donde es absorbida o reflejada. La cantidad de radiación absorbida por la superficie se libera en forma de radiación de onda larga, contribuyendo al calentamiento de la atmósfera.

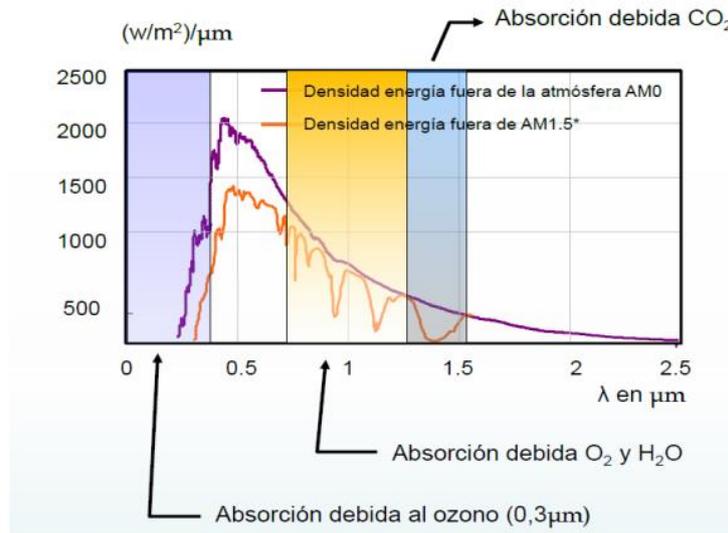


Figura 14: Tipos de absorción de radiación

La manera de medir el potencial de energía solar que tiene un territorio es a través de la radiación solar [12].

- Radiación se refiere a la propagación de energía en forma de ondas electromagnéticas o partículas, según el concepto onda-partícula de la física moderna.
- Irradiancia es el valor instantáneo de la potencia luminosa recibida en una superficie de un metro cuadrado de área. Sus unidades de medida son  $W/m^2$  y  $kW/m^2$ .
- Irradiación, por otro lado, representa el valor acumulado de la irradiancia durante un tiempo determinado. Sus unidades de medida son  $W/m^2$  y  $kWh/m^2$ .

La irradiancia solar representa la potencia que el Sol deposita por unidad de superficie expuesta directamente a la luz solar fuera de la atmósfera, y su valor es de aproximadamente  $1,367 W/m^2$ , lo que se conoce como la constante solar. Sin embargo, la luz solar que llega a la superficie de la Tierra se ve atenuada por la atmósfera, lo que significa que menos potencia llega a la superficie a nivel del mar, aproximadamente  $1,000 W/m^2$ .

### 2.3. Masa de aire

La masa de aire se define como la longitud del trayecto que la luz recorre a través de la atmósfera, normalizado en relación con la ruta más corta posible (es decir, cuando el sol se encuentra directamente en vertical). Esta medida cuantifica la disminución de la potencia de la luz a medida que atraviesa la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo. Se define como:

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma_s)} = \frac{1}{\cos(\theta_{zs})}$$

Donde  $\gamma_s$  es el ángulo de elevación solar y  $\theta_{zs}$  es el ángulo o distancia cenital.

La fórmula anterior que utiliza el ángulo cenital y de elevación solar no toma en cuenta la curvatura de la Tierra y la altura finita de la atmósfera, ya que asume que es una capa plana y horizontal. Esto nos lleva a considerar una masa de aire infinita en el horizonte cuando el ángulo cenital es igual a 90°. Sin embargo, existe una fórmula propuesta por Kasten y Young que tiene en cuenta estas consideraciones [13].

$$AM = \frac{1}{\cos z + 0.0572(96.07995 - z)^{-1.6364}}$$

Es posible calcular la masa de aire de forma sencilla utilizando un poste vertical y su sombra, aplicando el teorema de Pitágoras.

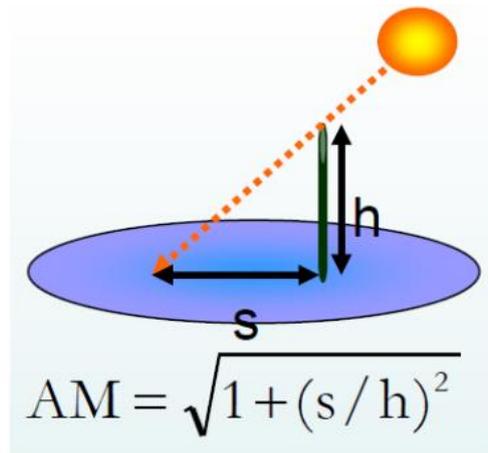


Figura 15: Cálculo de la masa de aire mediante Pitágoras

## 2.4. Tipos de radiación

La cantidad de recurso solar varía según la ubicación a lo largo del día y del año, y estas variaciones son el resultado directo de la geografía de la Tierra y sus movimientos astronómicos, como su rotación hacia el Este y su órbita alrededor del Sol.

Cada país recibe cantidades variables promedio de radiación solar, por lo que es necesario utilizar herramientas que permitan medir esta radiación con el objetivo de determinar su comportamiento en sitios específicos con la mayor precisión posible. Esta medida se obtiene mediante la determinación de la radiación global, que es la suma de la radiación solar directa, la radiación solar difusa y la radiación solar reflejada [14].

Existen tres tipos principales de radiación solar:

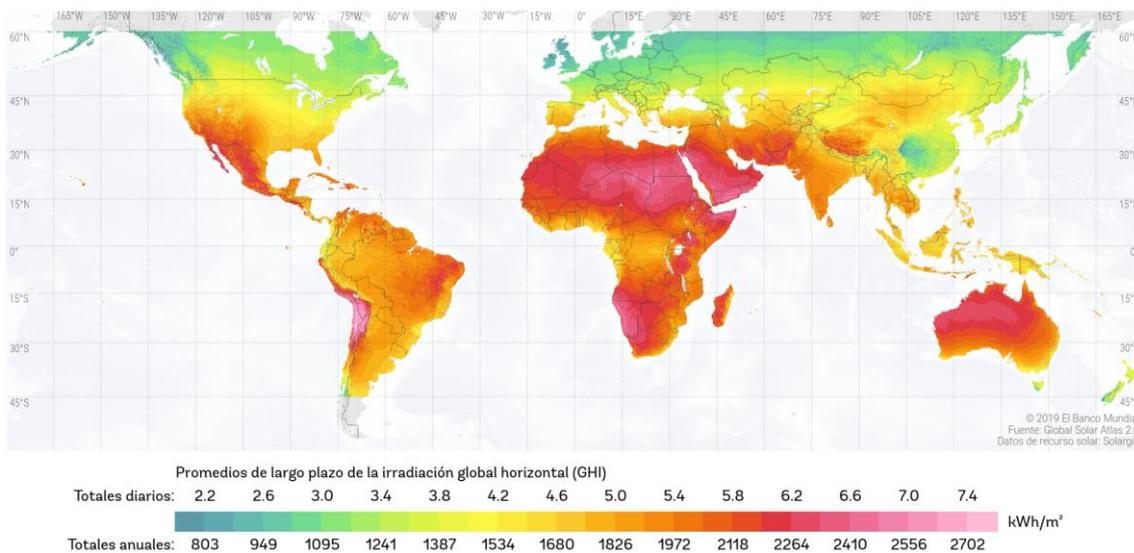
- Radiación solar directa: Este tipo de radiación es aquella que atraviesa la atmósfera y llega a la superficie de la Tierra sin haber sufrido ninguna dispersión en su trayectoria.
- Radiación solar difusa: Es la radiación que llega a la superficie de la Tierra después de haber experimentado múltiples desviaciones en su trayectoria, debido, por ejemplo, a los gases presentes en la atmósfera.
- Radiación solar reflejada: Esta es la fracción de radiación solar que es reflejada por la propia superficie terrestre, en un fenómeno conocido como efecto albedo.



**Figura 16: Tipos de radiación**

Para determinar la cantidad de energía eléctrica que un sistema FV suministrará, es necesario conocer las horas solares pico del lugar [15].

Una hora solar pico “HSP” equivale a 1 kWh/m<sup>2</sup>. En otras palabras, es una forma de contabilizar la energía recibida del sol.



**Figura 17: Mapa mundial con la irradiación global horizontal**

En el mapa mundial mostrado anteriormente, se puede observar una gradación de colores que indica las zonas más favorables para la generación fotovoltaica. Las regiones subtropicales presentan una mayor concentración de radiación solar, lo que se traduce en un mayor potencial de generación de electricidad a través de la energía fotovoltaica. Además, las áreas de alta montaña, como los Andes y el Himalaya, también potencian la incidencia de radiación solar.

En el caso específico de España, el país se encuentra en una de las mejores zonas de Europa para la generación de electricidad solar. Esto hace que la instalación de paneles solares fotovoltaicos sea altamente rentable en nuestro país.

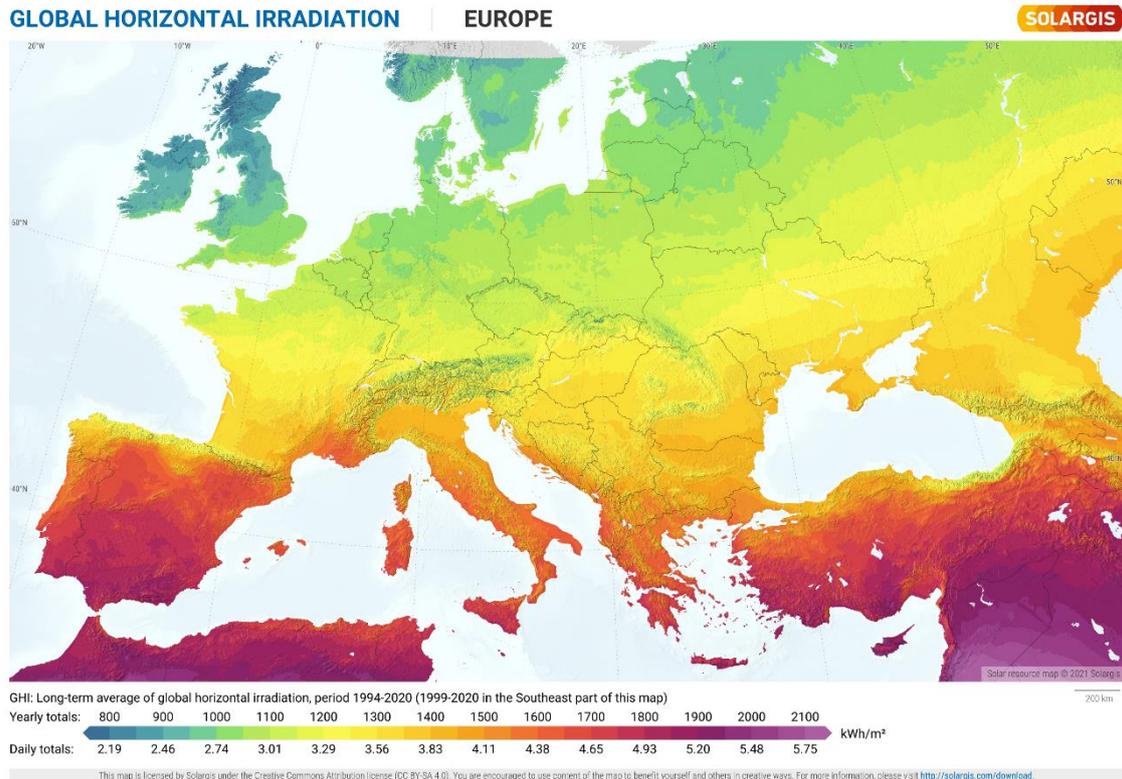


Figura 18: Mapa de Europa con la irradiación global horizontal de Solargis

## 2.5. Movimientos de la Tierra y el Sol

La Tierra realiza dos movimientos simultáneos:

- **Movimiento de rotación:** La Tierra gira alrededor de un eje imaginario llamado eje polar, que pasa por los polos. Este movimiento de rotación completa una vuelta aproximadamente en un día.
- **Movimiento de traslación:** La Tierra se desplaza alrededor del Sol en una órbita elíptica, con el Sol ocupando uno de los focos. El plano que contiene esta órbita se denomina plano de la elíptica y la Tierra tarda un año en completar una vuelta alrededor del Sol.

El eje polar, sobre el cual la Tierra gira, mantiene una dirección casi constante y forma un ángulo de  $23.45^\circ$  con el plano de la elíptica, lo que se conoce como oblicuidad de la elíptica. Debido a esta inclinación, el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la eclíptica, es decir, la línea que conecta los centros de la Tierra y el Sol cambia continuamente entre  $+23.45^\circ$  (máximo alcanzado en el solsticio de verano) y  $-23.45^\circ$  (mínimo alcanzado en el solsticio de invierno) y alcanzando valores nulos en los equinoccios. Este ángulo se conoce como declinación solar ( $\delta$ ) [16].

$$\delta = 23,45 * \text{sen}\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

Donde  $\delta_n$  es el día del año en el que nos encontremos (1...365, tomamos 1 para el primer día de enero) [17].

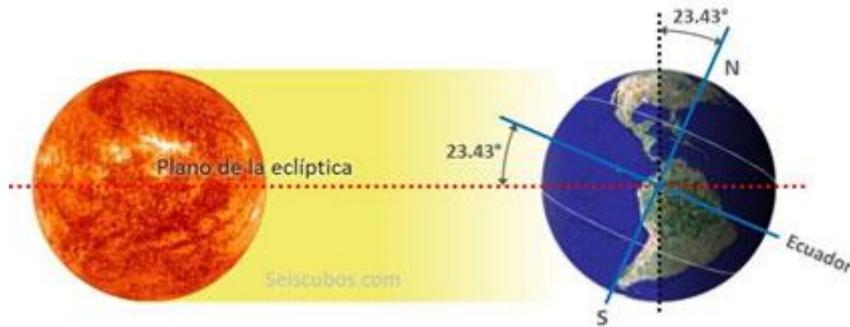


Figura 19: Inclinación de la Tierra sobre el plano de la eclíptica del Sol

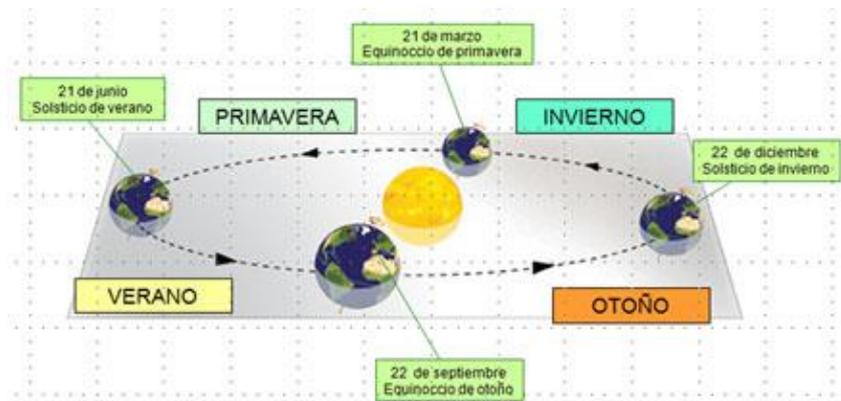


Figura 20: Solsticios y equinoccios debido al movimiento de translación

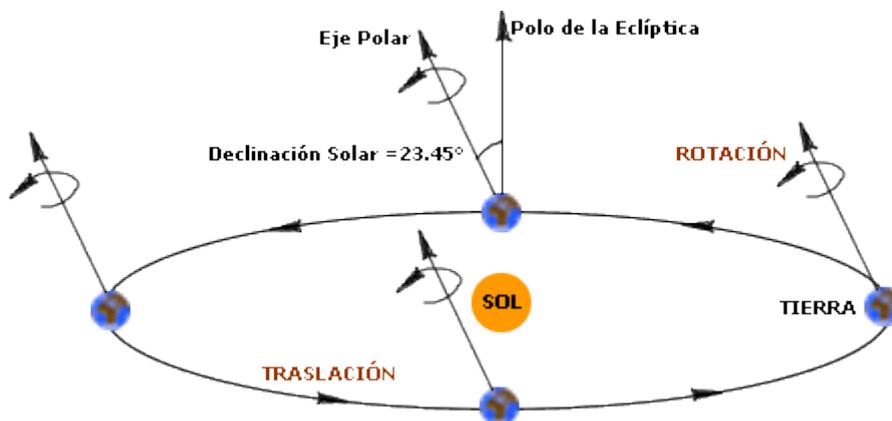


Figura 21: Movimientos de rotación y translación de la Tierra

## 2.6. Acimut e inclinación

Al instalar un sistema solar fotovoltaico, un factor crucial para la eficiencia de la planta es la orientación adecuada de los paneles solares.

Para lograrlo, dos ángulos juegan un papel principal:

- **Ángulo de inclinación (b):** El ángulo de inclinación es la medida del ángulo entre las placas solares y la horizontal del lugar. Este ángulo depende principalmente de la latitud del lugar y la época del año. En consecuencia, a mayor latitud, se requiere una inclinación mayor para optimizar la producción. Asimismo, en invierno es necesario un ángulo mayor que en verano. El cálculo del ángulo de inclinación (b) se realiza mediante una ecuación que proporciona resultados precisos en función de la latitud del lugar (L).

$$b = 3,7 + 0,69 \cdot L$$

- **Ángulo de acimut (c):** Este ángulo se define como la medida entre la proyección en el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Si el ángulo se forma entre el sur geográfico y el oeste, el valor es positivo, mientras que, si se forma entre el sur geográfico y el este, el valor es negativo. Idealmente, el ángulo de acimut debe situarse entre  $-15^\circ$  y  $+15^\circ$ , lo que no supone una pérdida considerable de radiación solar.

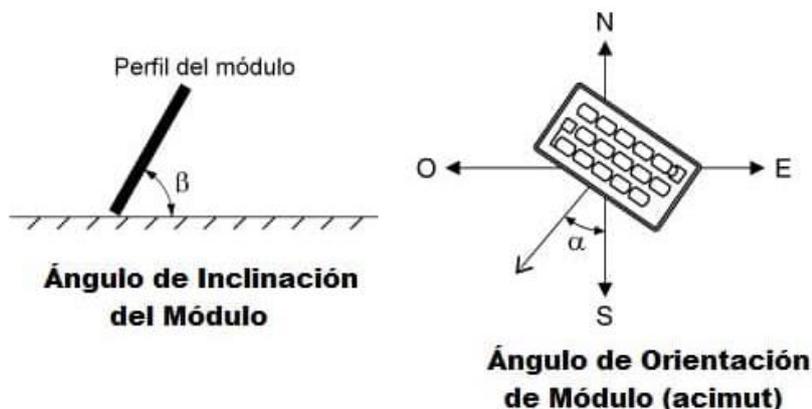


Figura 22: Ángulos de inclinación y acimut

Teniendo en cuenta el cálculo de estos dos ángulos, es posible optimizar la instalación solar para generar la mayor cantidad de energía posible.

## 2.7. Semiconductores

Los semiconductores son materiales sólidos que exhiben una conductividad eléctrica intermedia entre la de los conductores metálicos y los buenos aislantes. Su comportamiento eléctrico se ve afectado por la energía que incide sobre ellos, ya sea en forma de calor o radiación.

Estos materiales semiconductores están compuestos por átomos dispuestos en una estructura cristalina, en la cual cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatro átomos vecinos, estableciendo enlaces covalentes. Cuando se agrega energía al semiconductor, como por ejemplo un aumento en la temperatura o la exposición a la luz, algunos electrones de valencia adquieren la energía suficiente para

liberarse de los enlaces covalentes y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres.

Los átomos en un semiconductor pertenecen a los grupos IV de la tabla periódica, o a una combinación de grupos III y V (llamados semiconductores III-V), o combinaciones de grupos II y VI (llamados semiconductores II-VI). Debido a esta diversidad en los grupos de la tabla periódica, las propiedades varían entre los distintos semiconductores.

El silicio, perteneciente al grupo IV, es el material semiconductor más ampliamente utilizado en la fabricación de células solares debido a su abundancia, bajo costo, durabilidad y eficiencia en la conversión de la luz solar en electricidad [18].

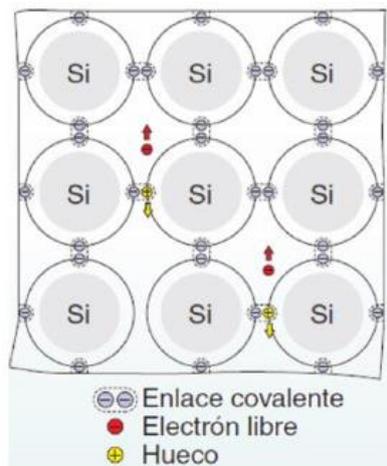


Figura 23: Enlaces de silicio

Esta liberación de electrones crea una separación de cargas en el semiconductor, generando así una diferencia de potencial eléctrico entre distintas regiones del material. La presencia de electrones libres permite que el semiconductor conduzca electricidad, aunque de manera más limitada que los conductores metálicos.

Un semiconductor tipo N se obtiene al introducir un pequeño número de átomos pentavalentes (que tienen cinco electrones en su última capa) en un semiconductor intrínseco. Estos átomos pueden ser de fósforo (P), arsénico (As) o antimonio (Sb). De los cinco electrones, cuatro forman enlaces covalentes con los átomos del semiconductor intrínseco y el quinto electrón queda libre. A temperatura ambiente, los electrones libres en un semiconductor tipo N provienen tanto de los electrones excedentes de las impurezas como de los electrones térmicos (liberados debido a la energía térmica).

Por lo tanto, un semiconductor tipo N tiene más electrones libres en comparación con el semiconductor intrínseco correspondiente, lo que resulta en una mayor conductividad. Además, el número de electrones libres es mayor que el número de huecos. En el semiconductor tipo N, la corriente eléctrica es llevada tanto por los electrones como por los huecos, siendo los electrones los portadores mayoritarios y los huecos los portadores minoritarios [19].

Un semiconductor tipo P se forma al agregar un pequeño número de átomos trivalentes (que tienen tres electrones en su última capa) a un semiconductor intrínseco. Estos tres electrones se enlazan covalentemente con los átomos del semiconductor intrínseco, dejando un electrón del semiconductor intrínseco sin pareja para formar un enlace covalente. En consecuencia, se crea un hueco donde normalmente podría haber un electrón.

Los átomos agregados pueden ser de aluminio (Al), boro (B) o bismuto (Bi). En un semiconductor tipo P, existen huecos debido a la falta de electrones para formar enlaces covalentes, así como electrones libres térmicos y sus respectivos huecos. Como resultado, el número de huecos es mayor en un semiconductor dopado tipo P que en el semiconductor intrínseco correspondiente [20].

Cuando se conecta un generador externo, los huecos se desplazan hacia el polo negativo del generador, mientras que los electrones libres se desplazan hacia el polo positivo. Los huecos se convierten en los portadores mayoritarios y los electrones térmicos en los portadores minoritarios en el semiconductor tipo P.

## **2.8. Efecto fotovoltaico**

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico de gran relevancia en el ámbito de la energía renovable y ha sido la base para el desarrollo de células solares fotovoltaicas, que han desempeñado un papel fundamental en la generación de electricidad a partir de la luz solar. Descubierta por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel en 1839, este efecto ha revolucionado la forma en que aprovechamos la energía solar y ha contribuido significativamente a la mitigación del cambio climático y la promoción de un futuro más sostenible [21].

Se produce en materiales semiconductores, como el silicio, que tienen una estructura cristalina especial que permite que los electrones sean liberados cuando los fotones de la luz solar inciden sobre ellos. Este proceso ocurre a nivel atómico y se inicia cuando los fotones transportan energía hacia la superficie del material semiconductor.

Cuando los fotones de alta energía llegan al semiconductor, interactúan con los átomos del material y pueden excitar a los electrones, liberándolos de sus átomos originales. Esta excitación crea lo que se conoce como "pares electrón-hueco". El electrón liberado queda en un estado libre, mientras que el hueco resultante representa la falta de un electrón en su posición original. Es importante destacar que no todos los materiales exhiben el efecto fotovoltaico, ya que su estructura y bandas de energía determinan si la absorción de fotones resulta en la generación de estos pares.

Una vez que los pares electrón-hueco han sido generados, los electrones y los huecos se separan gracias a la estructura interna del semiconductor, que generalmente cuenta con una unión P-N. En la región P, los electrones se combinan con los huecos, mientras que en la región N, hay un exceso de electrones libres. Esta separación de cargas crea una diferencia de potencial eléctrico entre las dos regiones, lo que lleva a un flujo de electrones desde la región N hacia la región P [22].

Para aprovechar esta corriente eléctrica generada por el efecto fotovoltaico, se conecta un circuito externo a los extremos del semiconductor. Cuando los electrones fluyen a través del circuito externo, se genera electricidad utilizable.

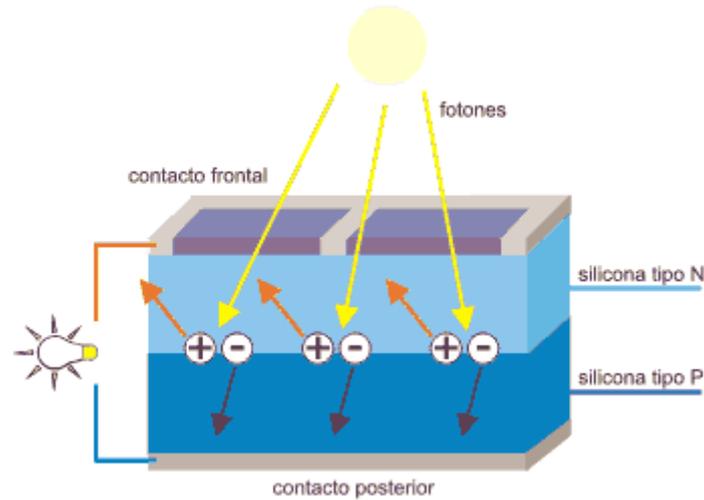


Figura 24: Unión PN

## 2.9. Beneficios de la energía solar fotovoltaica

Los principales beneficios de la energía solar fotovoltaica son:

- **Recurso inagotable:** La energía solar fotovoltaica es un recurso que no se agota y cuyo suministro no tiene fin. La media de horas de sol al año varía según el país o ciudad, pero siempre hay radiación solar por muy mínima que sea o el día esté oscuro. Es decir, si tienes una instalación de energía solar cerca, sea cuales sean las condiciones climáticas, algo de electricidad estará produciendo.
- **No contamina:** Este tipo de energía no emite gases contaminantes de CO<sub>2</sub>. Permite generar energía sin contaminar el aire y contribuye a frenar el cambio climático. Además, la propia fabricación de paneles solares ya sea para energía fotovoltaica o térmica, no es contaminante. Siendo posible, gracias a tecnologías innovadoras, reciclar más del 90% de un panel solar, lo cual reduce, también, la generación de residuos.
- **Reduce el uso de combustibles fósiles:** La utilización de energías renovables, como la solar, permite reducir el consumo final de combustibles fósiles. Un camino que ya ha empezado de la mano de Europa que tiene marcado como objetivo para el 2020 que el 20% de la energía provenga de energías renovables. Para el 2030 el objetivo, recientemente aumentado, es del 32%. En tu casa puedes comprobarlo si combinas la solar para producir agua caliente, sustituyendo gas o gasoil.
- **Genera riqueza y empleo:** Según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) el sector de energías renovables creó en el 2017 más de 500.000 nuevos empleos a nivel mundial. Un aumento de un 5,3% en relación con el año anterior. Las energías renovables están convirtiéndose en un pilar importante dentro del crecimiento económico mundial. Siendo la solar fotovoltaica la tecnología que más empleos ha creado con un aumento del 9% respecto al 2016.
- **Contribuye al desarrollo sostenible:** Este desarrollo de las energías renovables, conocido también como la „cuarta revolución industrial“, está permitiendo hacer de nuestro mundo un lugar más sostenible. Pero no sólo eso, sino que está llevando a una transformación tecnológica, donde la tendencia es disminuir las emisiones de gases para mejorar los umbrales de potencia y rentabilidad de manera saludable.

### **3. OBJETO DEL PROYECTO**

El propósito central de este proyecto es dar continuidad al aprendizaje adquirido durante los últimos años en la Universidad Politécnica de Cartagena, enfocándome especialmente en las energías renovables, con énfasis en la energía solar fotovoltaica.

En este proyecto, no solo me propongo interiorizar los procedimientos y consideraciones esenciales para el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas, sino también abarcar las diversas posibilidades y disposiciones que podrían aplicarse en el contexto de la agrovoltaica. La agrovoltaica, una práctica que combina la generación de energía solar con la agricultura presenta un terreno fértil para la innovación y la optimización de recursos.

Al sumergirme en este empeño, no solo busco avanzar en mi formación académica, sino que también aspiro a consolidar un progreso significativo en mi desarrollo personal y profesional. La expansión de mis conocimientos hacia el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas, adaptadas a las necesidades específicas de la agrovoltaica, representa una contribución valiosa al fortalecimiento de mis habilidades técnicas y analíticas.

La integración de programas informáticos especializados en este proyecto no solo facilitará el diseño, sino que también me permitirá mantenerme actualizado en las últimas tecnologías del sector. Este enfoque innovador no solo responde a las exigencias académicas, sino que también se alinea con la creciente importancia de soluciones sostenibles y eficientes en el ámbito de la energía.

En resumen, este proyecto no solo es un paso adelante en mi camino académico, sino también una oportunidad para explorar nuevas fronteras en la convergencia de la energía solar fotovoltaica y la agricultura, brindando soluciones creativas y sostenibles para los desafíos energéticos actuales.

#### **3.1. Resumen**

El trabajo que se presenta a continuación se enfocará en realizar una comparación entre un huerto solar equipado con placas monofaciales (fijas y con seguidor a un eje) y otro con placas bifaciales (con seguidor, pero con una altura de los paneles a 2 y 4 metros sobre el suelo). Para ello, se llevará a cabo el diseño integral de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red, empleando ambas tecnologías. Durante este proceso, se determinarán los parámetros que caracterizan la instalación, tales como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) en términos económicos, así como otros parámetros específicos dentro de una instalación fotovoltaica, como la Ratio de Performance (PR) y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE).

Con el propósito de alcanzar este objetivo, se llevarán a cabo los diseños de las cuatro configuraciones mencionadas anteriormente, profundizando en cada una de sus etapas. Desde el análisis del recurso solar disponible en la zona hasta el dimensionamiento del cableado y demás componentes, y finalmente, considerando aspectos relevantes para la tecnología bifacial.

#### **3.2. Abstract**

The following work will focus on a comparison between a solar photovoltaic installation equipped with monofacial panels (fixed and with a single-axis tracker) and another with bifacial panels (with a tracker, but with a height of the panels at 2 and 4 meters above the

ground). For this purpose, the integral design of a grid-connected solar photovoltaic installation will be carried out, using both technologies. During this process, the parameters that characterize the installation will be determined, such as the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR) in economic terms, as well as other specific parameters within a photovoltaic installation, such as the Performance Ratio (PR) and the Levelized Cost of Energy (LCOE).

In order to achieve this objective, the designs of the four configurations will be carried out, going in depth in each of their stages. From the analysis of the solar resource available in the area to the sizing of the cabling and other components, and finally, considering relevant aspects for bifacial technology.

#### **4. LEGISLACIÓN APLICABLE**

- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002)”.
- “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”.
- “Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales”.
- “Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras”.
- “Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo”.
- “Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo”.
- “Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo”.
- “Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual”.
- “Recomendaciones UNESA”.

- “Código Técnico de la Edificación CTE”.
- “Normalización Nacional. Normas UNE”.
- “Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 162/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción”.
- “Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada”.
- “Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, de Instalaciones Conectadas a Red”.
- “Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación”.
- “Real Decreto 997/2002, de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSR-02)”.
- “Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09”.
- “Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23”.
- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Aprobado por Decreto 842/2002, de 02 de agosto, B.O.E. 224 de 18-09-2002”.
- “Instrucciones Técnicas Complementarias, denominadas MI-BT. Aprobadas por Orden del MINER de 18 de septiembre de 2002”.
- “Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por Ley 40/94, de 30 de diciembre, B.O.E. de 31-12-1994”.
- “Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-1994”.

- “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 (B.O.E. de 27 de diciembre de 2000)”.
- “Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados”.
- “Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”.
- “Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, Decreto de 12 marzo de 1954 y Real Decreto 1725/84 de 18 de Julio”.
- “Real Decreto 2949/1982 de 15 de octubre de Acometidas Eléctricas”.
- “NTE-IEP. Norma tecnológica de 24-03-1973, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra”.
- “Normas UNE / IEC”.
- “Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados”.
- “Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra”.
- “Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones”.
- “Normas particulares de la compañía suministradora”.
- “Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones”.
- “Ley 21/1992 de 16 de julio, de Industria”.
- “Real Decreto 2819/1998 de 23 de diciembre, por el que se regula las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”.

- “Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales”.
- “Ley 54/2003 de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la Prevención de Riesgos Laborales”.

“Normas particulares para la Comunidad Autónoma de Murcia”:

- “Orden de 8 de marzo de 1996, de la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo sobre mantenimiento de instalaciones eléctricas de Alta Tensión (BORM núm. 65, de 18 de marzo de 1996”.
- “Orden de 19 de junio de 1996, de la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo, por la que se modifica la Orden de 8 de marzo de 1996, de la misma Consejería, sobre mantenimiento de instalaciones eléctricas de alta tensión (BORM núm. 153, de 3 de julio de 1996”.
- “Resolución de 16 de septiembre de 1996, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, estableciendo los criterios de interpretación de la Orden de 8 de marzo de 1996, de la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo”.
- “Orden de 25 de abril de 2001, de la Consejería de Tecnología, Industria, Trabajo y Turismo, por la que se establecen procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de tensión superior a 1 kV”.
- “Resolución de 5 de julio de 2001, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 25 de abril de 2001, sobre procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de tensión superior a 1kV”.
- “Orden de 9 de septiembre de 2002 de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio por la que se adoptan medidas de normalización en a la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas”.
- “Resolución de 4 de noviembre de 2002, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002 de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio por la que se adoptan medidas de normalización en la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas”.
- “Decreto 20/2003, de 21 de marzo, sobre criterios de actuación en materia de seguridad industrial y procedimientos para la puesta en servicio de instalaciones en el ámbito territorial de la Región de Murcia”.

- “Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición”.

“Normas y recomendaciones de diseño del edificio”:

- “CEI 62271-202      UNE-EN 62271-202”.

“Centros de Transformación prefabricados”.

- “NBE-X”.

“Normas básicas de la edificación”.

“Normas y recomendaciones de diseño de aparamenta eléctrica”:

- “CEI 62271-1      UNE-EN 62271-1”.

“Estipulaciones comunes para las normas de aparamenta de Alta Tensión”.

- “CEI 61000-4-X      UNE-EN 61000-4-X”.

“Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida”.

- “CEI 62271-200      UNE-EN 62271-200”.

“Aparamenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV”.

- “CEI 62271-102      UNE-EN 62271-102”.

“Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna”.

- “CEI 62271-103      UNE-EN 62271-103”.

“Interruptores de Alta Tensión. Interruptores de Alta Tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV”.

- “CEI 62271-100      UNE-EN 62271-100”.

“Interruptores automáticos de corriente alterna para tensiones superiores a 1 kV”.

- “CEI 60255-X-X      UNE-EN 60255-X-X”.

“Relés eléctricos”.

- “UNE-EN 60801-2”.

“Compatibilidad electromagnética para los equipos de medida y de control de los procesos industriales. Parte 2: Requisitos relativos a las descargas electrostáticas”.

“Normas y recomendaciones de diseño de transformadores”:

- “CEI 60076-X”.

“Transformadores de Potencia”.

- “UNE 21428-1-1”

“Transformadores de Potencia”.

- “Reglamento (UE) N° 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes (Ecodiseño)”
  - “UNE 21428”.
- “Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión de 50 a 2 500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV”.

## 5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

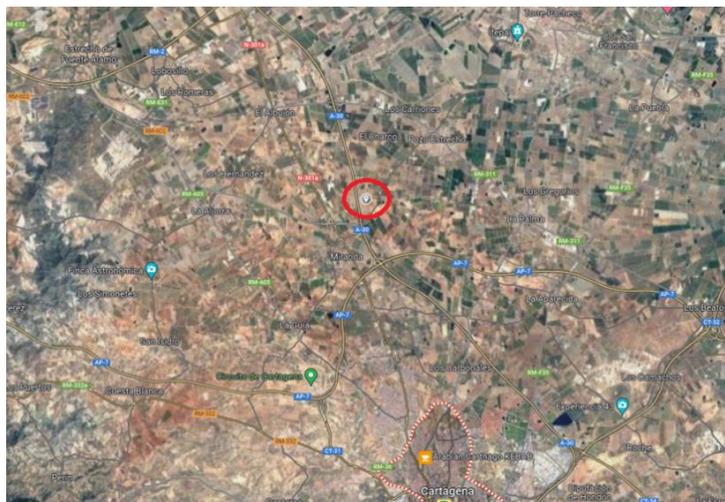
La instalación sita en la localidad de Cartagena (Murcia). Esta localización está bien comunicada, puesto que se encuentra cerca de la A-30.

Además, no es necesario ningún movimiento de tierras puesto que la zona en cuestión ya está en las condiciones deseadas para realizar los trabajos.

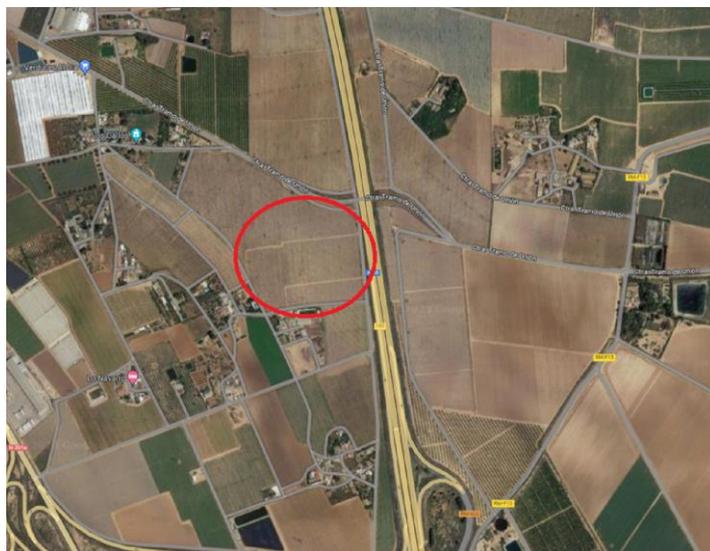
Las coordenadas de la parcela son:

X = 37.694550671512644

Y = -1.021067542328723



**Figura 25: Plano de situación**



**Figura 26: Plano de emplazamiento**

## 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN MONOFACIAL

### 6.1. Módulo fotovoltaico

A la hora de elegir un panel solar, es necesario conocer los siguientes parámetros para seleccionar el más adecuado:

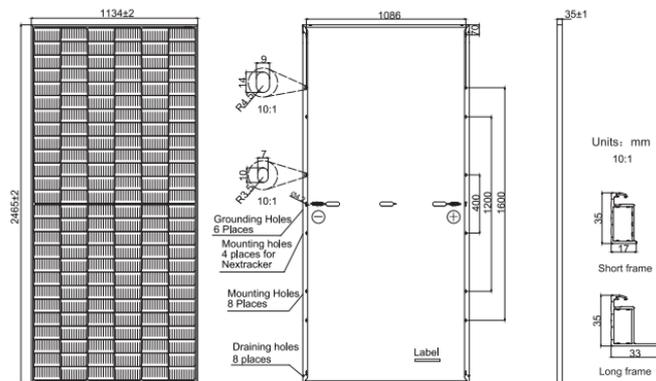
- **Potencia:** el uso de módulos que poseen una gran potencia pico permite obtener más potencia en menos superficie, algo esencial en instalaciones de grandes dimensiones, para reducir el costo de la instalación y en este caso, el número de seguidores solares a emplear.
- **Eficiencia:** para una potencia requerida igual, un panel con mayor eficiencia necesitará menos superficie que uno con menor eficiencia. Al reducir las dimensiones físicas ocupadas para una potencia instalada constante, podemos lograr ahorros significativos en costos relacionados con estructuras, canalizaciones, cableados, entre otros.
- **Precio:** en las instalaciones fotovoltaicas, los paneles solares constituyen la partida del presupuesto donde más unidades de un mismo material se necesita. Por tanto, es necesario comprobar si la opción analizada es la correcta.
- **Disponibilidad comercial:** es esencial que el producto elegido pueda ser suministrado en los plazos previstos para no retrasar el trabajo. Además, es interesante que pueda ser suministrado por varios proveedores para evitar imprevistos.
- **Otros parámetros técnicos:** las pérdidas térmicas constituyen el componente mayoritario de la pérdida de potencia, por lo que será necesario su análisis.

Con todo lo anterior, se ha elegido el módulo de la marca JA SOLAR modelo JAM78S30-580/MR cuya potencia es de 580 Wp. A continuación, se muestra la ficha técnica del panel:

JA SOLAR

JAM78S30 580-605/MR Series

**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20,7	20,9	21,1	21,3	21,5	21,6
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	438	442	446	450	454	458
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.45	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.55	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.02	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30
Max Power Current(Imp) [A]	10,30	10,36	10,42	10,48	10,54	10,60
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

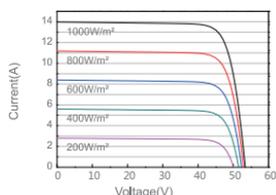
\*The mounting installation by 400mm spaced holes is not applicable for JAM78S30 MR.

**OPERATING CONDITIONS**

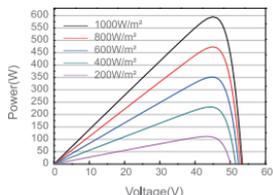
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112lb/ft <sup>2</sup> ) 2400Pa(50lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

**CHARACTERISTICS**

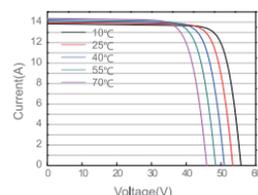
Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global\_EN\_20211224A

Figura 27: Ficha técnica panel monofacial

## 6.2. Inversor fotovoltaico

Un inversor fotovoltaico es un componente clave en un sistema de energía solar fotovoltaica. Su función principal es convertir la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de los hogares y empresas.

Las características principales son:

- **Conversión de Corriente Continua a Alterna (CC-CA):** Los paneles solares generan electricidad en forma de corriente continua. El inversor fotovoltaico se encarga de convertir esta corriente continua en corriente alterna.
- **Optimización de la Potencia Máxima (MPPT):** La potencia generada por los paneles solares puede variar debido a las condiciones climáticas y la posición del sol. Los inversores modernos suelen incorporar la técnica de Punto de Máxima Potencia (MPPT) para optimizar la producción de energía ajustando la corriente y el voltaje de entrada de los paneles solares.
- **Monitoreo y Control:** Los inversores suelen tener capacidades de monitoreo que permiten a los propietarios del sistema de energía solar supervisar el rendimiento en tiempo real. Además, algunos modelos avanzados ofrecen capacidades de control remoto para ajustar la configuración del inversor de manera eficiente.
- **Eficiencia Energética:** La eficiencia del inversor es un aspecto crucial para maximizar la cantidad de energía generada que se puede generar.
- **Protecciones y Seguridad:** Los inversores incorporan características de protección para garantizar la seguridad del sistema. Esto incluye protecciones contra sobretensiones, cortocircuitos y temperaturas extremas.
- **Integración con Red Eléctrica:** Algunos inversores están diseñados para funcionar en sistemas conectados a la red eléctrica, permitiendo la inyección de energía excedente en la red y, en algunos casos, obteniendo compensaciones económicas por esa energía vertida.
- **Durabilidad y Condiciones Ambientales:** Dada su ubicación al aire libre, los inversores están expuestos a diversas condiciones ambientales.

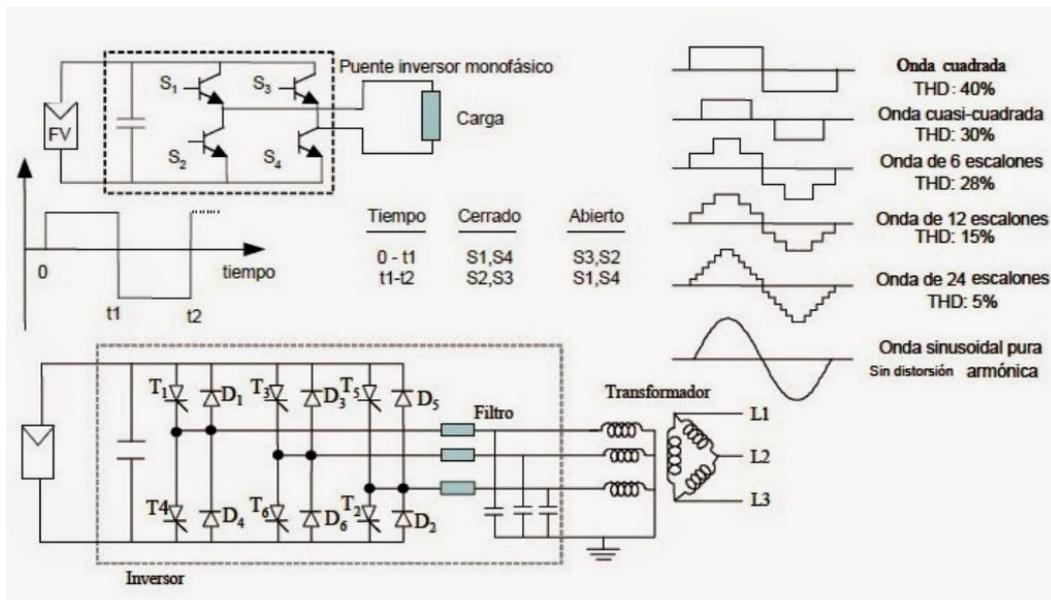


Figura 28: Esquema eléctrico inversor monofásico y trifásico

Se ha decidido poner 5 inversores de 100 kW para los diseños propuestos donde se tiene a la marca Huawei con su inversor SUN2000-100KTL-M1, cuya hoja técnica es:

SUN2000-100KTL-M1  
**Technical Specification**

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. number of inputs	20
<b>Output</b>	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
<b>Communication</b>	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11, DEWA , G99, NRS 097-2-1

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter

<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

**Figura 29: Ficha técnica inversor fotovoltaico**

### 6.3. Seguidor solar

Un solar tracker, también conocido como seguidor solar, es un mecanismo diseñado para seguir el movimiento del sol. La instalación de estos dispositivos resulta especialmente fascinante en proyectos fotovoltaicos ubicados en el suelo. El objetivo principal es optimizar la orientación de los paneles solares para maximizar su exposición al sol a lo largo del día. Con la ayuda de los seguidores solares, es posible ajustar la posición de los paneles de manera que su superficie forme un ángulo de 90° con los rayos solares, mejorando así la eficiencia energética [23].

La elección del seguidor solar se determina según las características específicas de cada ubicación:

- Seguidores solares de un eje: existen diversas opciones para seguir el movimiento del sol en diferentes ángulos.
  - Los seguidores solares polares realizan el seguimiento de manera oblicua con el eje de giro orientado al sur y en una inclinación fija.
  - Los seguidores azimutales giran sobre un eje en posición vertical, ajustando su ángulo de acuerdo con la latitud de la instalación.
  - Los seguidores solares horizontales, los más comunes, siguen el movimiento del sol a lo largo del día, de este a oeste.
- Seguidores solares de dos ejes ofrecen una capacidad de seguimiento más avanzada. Gracias a su capacidad para realizar seguimiento en ambos ejes, la base de captación se mantiene siempre perpendicular al sol. Estos seguidores tienen la capacidad de girar 360°, lo que les permite optimizar la captación de energía solar en cualquier dirección.

Se ha utilizado el seguidor **NX Horizon** para el diseño monofacial y el modelo **NX Gemini** para los diseños bifaciales.

### 6.4. Cálculos justificativos

En este apartado del proyecto, se llevarán a cabo los cálculos necesarios para dimensionar la instalación y determinar las secciones adecuadas de los conductores, cumpliendo con las normativas aplicables. Además, se calculará el coeficiente de rendimiento (PR) y se estimará la producción del sistema.

Posteriormente, se empleará el programa de simulación PVsyst, ampliamente reconocido en la industria fotovoltaica, para realizar los mismos cálculos y se contrastarán los resultados obtenidos con la metodología teórica. Este proceso de comparación permitirá validar la consistencia y precisión de los cálculos teóricos, asegurando así una evaluación exhaustiva y confiable del rendimiento del huerto solar.

#### 6.4.1. Dimensionado de la instalación

En este apartado se calculará el número de paneles que son necesarios por cada uno de los inversores para dimensionar la instalación, mediante la siguiente ecuación:

$$N_T = \frac{P_{inv}}{F_s * P_{STC}}$$

Donde:

$P_{inv}$ : es la potencia nominal del inversor

$F_s$ : es el factor de sobredimensionamiento puesto que el inversor trabaja mejor por encima de su voltaje nominal que por un valor inferior.

$P_{stc}$ : es la potencia nominal del colector en condiciones estándar.

<b>Zona</b>	<b>Latitud</b>	<b><math>F_s</math></b>
Norte de Europa	(55 - 70°)	0,65 - 0,8
Europa Central	(45 - 55°)	0,75 - 0,9
<b>Europa del Sur</b>	<b>(35 - 45°)</b>	<b>0,85 - 1,0</b>

Figura 30: Factor de sobredimensionamiento para instalaciones fotovoltaicas

Con todo esto, el número de paneles necesarios queda:

$$N_T = \frac{100000}{0,9 * 580} = 191,57 \sim 192$$

Finalmente, habrá un total de 192 paneles por cada inversor. Puesto que tenemos un total de 5 inversores de 100 kW, el número total de paneles asciende a 960, con una potencia pico de instalación igual a 556,80 kW.

#### 6.4.2. Cálculo del número de paneles en serie y paralelo

Para determinar el número de paneles que necesitamos por cada cadena, es necesario conocer cuáles son las limitaciones que nos encontramos al trabajar con el inversor elegido en cada caso.

Tal y como se ve en la hoja de características de la **figura 27**, el rango de tensiones en el que trabaja nuestro inversor es entre 200 V y 1000 V, por lo que debemos superar el límite inferior para que la tensión de arranque que proporciona la cadena permita su funcionamiento. Del mismo modo no debemos superar el límite superior puesto que puede disminuir el rendimiento e incluso provocar daños [24].

El rango de tensiones es crucial debido a las variaciones en la energía generada por los paneles solares, influenciadas por factores como la intensidad de la luz solar, la temperatura y otros elementos ambientales. Por ende, es fundamental que el inversor tenga la capacidad de gestionar estas fluctuaciones en la tensión de entrada para asegurar un rendimiento óptimo y seguro del sistema.

El rango de tensiones de operación de un inversor fotovoltaico generalmente abarca tanto la tensión máxima como la mínima que puede manejar. La tensión máxima está asociada con situaciones en las que los paneles solares generan la mayor cantidad de electricidad, como en días soleados con una radiación solar intensa. La tensión mínima, por otro lado, se refiere a situaciones de baja radiación solar, como al amanecer o anochecer, cuando la generación de electricidad es menor.

A continuación, se calculará la cantidad de paneles que se conectarán en serie, considerando las tolerancias de tensión del inversor. Este cálculo se basará en los valores de tensión generados por el panel en condiciones extremas de temperatura, los cuales se determinarán utilizando el coeficiente de variación de la tensión en función de la

temperatura, puesto que el voltaje de las células fotovoltaicas aumenta conforme disminuye la temperatura. Suponiendo un rango de funcionamiento entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $70^{\circ}\text{C}$  tenemos que:

$$V_{@T_c} = V * \left( 1 + \frac{\beta}{100} * (T_c - T_a) \right)$$

Donde:

$V_{oc}$ : representa el voltaje del panel solar a circuito abierto, es decir, cuando no hay corriente circulando a través del circuito y cuyo valor se puede obtener de la dicha técnica del panel.

$\beta$ : es el coeficiente de variación del voltaje con la temperatura y cuyo valor se puede obtener de la dicha técnica del panel.

$T_c$ : es la temperatura extrema elegida según el caso a estudio.

$T_a$ : es la temperatura ambiente donde se encuentra nuestro sistema.

$V_{oc}$ (V)	$\beta$ (%/ $^{\circ}\text{C}$ )	$T_a$ ( $^{\circ}\text{C}$ )
53,11	-0,275	25

**Tabla 1: Parámetros ficha técnica panel monofacial**

Por tanto, el voltaje a circuito abierto cuando la temperatura sea  $-10^{\circ}\text{C}$  será:

$$V_{OC@-10} = 53,11 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (-10 - 25) \right) = 58,22 \text{ V}$$

Si hacemos lo mismo, pero para la tensión en el punto de máxima tensión, tenemos que:

$$V_{mppt@-10} = 44,35 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (-10 - 25) \right) = 48,62 \text{ V}$$

$$V_{mppt@70} = 44,35 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (70 - 25) \right) = 38,86 \text{ V}$$

Con esto, podemos determinar el número máximo de paneles que admite cada cadena fotovoltaica atendiendo a sus características:

$$N_{max} = \frac{V_{lim,sup}}{V_{OC@-10}} = \frac{1000}{58,22} = 17,18 \approx 17$$

$$N_{max} = \frac{V_{lim,sup}}{V_{mppt@70}} = \frac{1000}{38,86} = 25,73 \approx 26$$

$$N_{min} = \frac{V_{lim,inf}}{V_{mppt@-10}} = \frac{200}{48,62} = 4,11 \approx 4$$

Como se puede observar, el número máximo de paneles queda limitado tanto por el voltaje asociado al punto de máxima potencia como el voltaje a circuito abierto para garantizar el correcto funcionamiento del inversor. Por tanto, el rango válido de paneles por cadena es entre 4 y 17.

Si atendemos a la hoja de características del inversor, nos dice que el voltaje de funcionamiento óptimo es 600 V, por lo que la mejor situación posible sería acercarse todo lo posible a dicho valor, pero para poder tener el mismo número de paneles por cadena se ha optado por elegir 16 por cada cadena, puesto que, a vista de la gráfica, el rendimiento para un voltaje superior al nominal no hay mucha pérdida. Por ello tenemos:

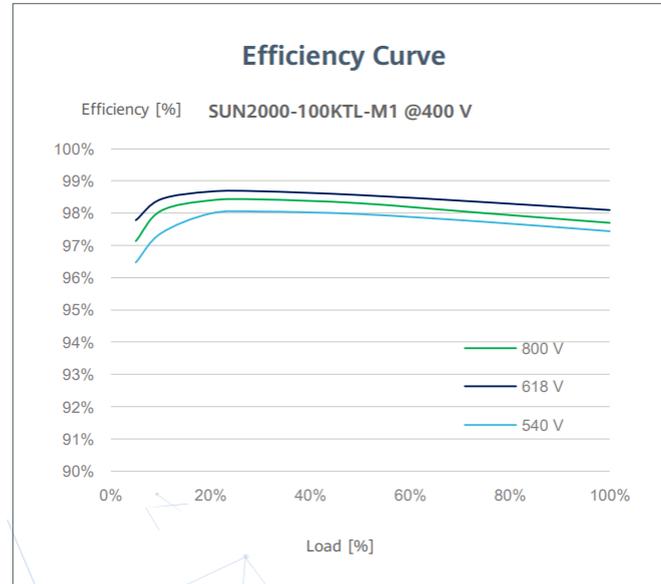


Figura 31: Curva eficiencia inversor

$$V_{mppt@-10} = 44,35 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (-10 - 25) \right) * 16 = 777,90 V$$

$$V_{mppt@70} = 44,35 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (70 - 25) \right) * 16 = 621,76 V \in [200,1000] V$$

$$V_{OC@-10} = 53,11 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (-10 - 25) \right) * 16 = 931,52 V < 1000 V$$

Por lo tanto, tendremos 16 módulos por cada cadena fotovoltaica, haciendo un total de 12 cadenas.

Puesto que nuestro inversor tiene 10 MPPT's con dos entradas por cada uno, tiene capacidad para conectar 20 cadenas fotovoltaicas, que es superior a las que necesitamos, por lo tanto, no es necesario hacer ninguna conexión en paralelo de las cadenas.

### 6.4.3. Cálculo distancia entre filas

En este apartado se va a calcular la distancia necesaria entre las filas de los seguidores para que las filas no se sombreen entre ellas. Para ello, se va a trabajar bajo las condiciones del 21 de diciembre que coincide con el solsticio de invierno, es decir, cuando el sol está más bajo y de tal forma cualquier otro día del año, la distancia entre filas siempre será menor a la de dicho día.

Además, es necesario elegir una franja horaria para realizar el estudio. En las primeras horas de la mañana como en las últimas de día, el Sol estará muy bajo, por lo que no es

conveniente realizar el estudio en esas horas. Por tanto, se va a elegir la franja horaria del mediodía, es decir, a las 12:00 h, pero con un margen de  $\pm 2$  h, por lo que es estudio se realizará entre las 10:00 h y las 14:00 h.

#### 6.4.3.1. Distancia entre filas para las fijas

Para calcular la distancia entre filas para la instalación monofacial fija se necesita [25]:

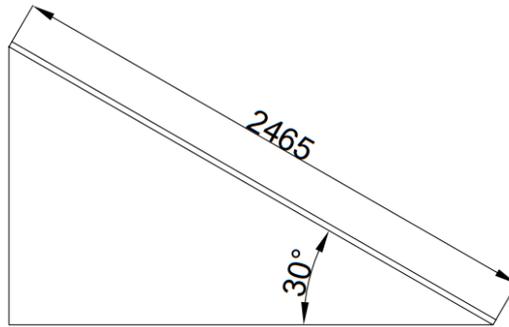


Figura 32: Croquis panel monofacial fijo

$$\sin 30 = 0,5 = \frac{h}{2,465} \rightarrow h = 1,2325 \text{ m}$$

$$d \geq h \cdot k = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = \frac{1,2325}{\tan(61 - 37,69)} = 2,86 \text{ m}$$

Por tanto, se tiene una distancia de 2,86 metros entre filas de captadores solares.

#### 6.4.3.2. Distancia entre filas monofacial con seguidor

##### 6.4.3.2.1. Longitud de sombra a las 10:00 h

Los datos de entrada para realizar el estudio son:

- Día del año  $\delta_n = 355$ .
- Latitud  $\varphi = 37,69^\circ$ .
- Hora solar 10:00 h.

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right) = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + 355}{365}\right) = -23,45^\circ$$

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) * 15 = (10 - 12) * 15 = -30^\circ$$

A continuación, se va a obtener tanto el ángulo de elevación o altura solar ( $\gamma_s$ ) como el ángulo de acimut ( $\psi$ ):

$$\begin{aligned} \gamma_s &= \arcsin(\sin(\delta) * \sin(\varphi) + \cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(\omega)) = \\ &= \arcsin(\sin(-23,45) * \sin(37,69) + \cos(-23,45) * \cos(37,69) \\ &\quad * \cos(-30)) = 22,67^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \psi_s &= \arccos\left(\frac{\sin(\gamma_s) * \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)}\right) * \text{sign}(\omega) = \\ &= \arccos\left(\frac{\sin(22,67) * \sin(37,69) - \sin(-23,45)}{\cos(22,67) * \cos(37,69)}\right) * \text{sign}(-30) \\ &= -29,89^\circ \end{aligned}$$

La longitud de la sombra será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d$$

Donde tenemos.

- Proyección: se refiere a la sombra que proyecta un objeto si el Sol estuviera perpendicular al mismo, es decir, en el cenit.
- d: hace referencia a la sombra proyectada en el suelo por el propio objeto.

A continuación, se debe de calcular la altura total H del objeto para un ángulo de inclinación  $\alpha$ , el cual hace referencia al ángulo óptimo que se calcula como:

$$\alpha = 3,7 + 0,69|\varphi| = 3,7 + 0,69 * 37,69 = 29,71^\circ \approx 30^\circ$$

$$h' = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2,465}{2} \sin 30 = 0,62 \text{ m}$$

Puesto que la estructura para la disposición monofacial con seguidor está a 2 metros, se tiene:

$$H = a + h' = 2 + 0,62 = 2,62 \text{ m}$$

Una vez calculada la altura del obstáculo, se va a calcular la proyección:

$$\text{Proyección} = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2,465}{2} \cos 30 = 1,07 \text{ m}$$

Para calcular la distancia d, primero se necesita calcular la distancia la sombra real que el rayo produce en el suelo para luego obtener la proyección en el eje de ordenadas:

$$d' = \frac{H}{\tan(\gamma_s)} = \frac{2,62}{\tan(22,67)} = 6,27 \text{ m}$$

Por lo que la distancia d será:

$$d = d' \cos(90 + \psi_s) = 6,27 * \cos(90 - 29,89) = 3,12 \text{ m}$$

Finalmente, la longitud de sombra a las 10:00 h son de:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d = 1,07 + 3,12 = 4,19 \text{ m}$$

#### 6.4.3.2.2. Longitud de sombra a las 14:00 h

De igual forma al apartado anterior tenemos que:

- Día del año  $\delta_n = 355$ .
- Latitud  $\varphi = 37,69^\circ$ .
- Hora solar 14:00 h.

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right) = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + 355}{365}\right) = -23,45^\circ$$

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) * 15 = (14 - 12) * 15 = 30^\circ$$

A continuación, se va a obtener tanto el ángulo de elevación o altura solar ( $\gamma_s$ ) como el ángulo de acimut ( $\psi$ ):

$$\begin{aligned} \gamma_s &= \arcsin(\sin(\delta) * \sin(\varphi) + \cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(\omega)) = \\ &= \arcsin(\sin(-23,45) * \sin(37,69) + \cos(-23,45) * \cos(37,69) \\ &\quad * \cos(30)) = 22,67^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\psi_s &= \arccos\left(\frac{\sin(\gamma_s) * \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)}\right) * \text{sign}(\omega) = \\ &= \arccos\left(\frac{\sin(22,67) * \sin(37,69) - \sin(-23,45)}{\cos(22,67) * \cos(37,69)}\right) * \text{sign}(-30) \\ &= 29,89^\circ\end{aligned}$$

La longitud de la sombra será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d$$

Donde tenemos.

- Proyección: se refiere a la sombra que proyecta un objeto si el Sol estuviera perpendicular al mismo, es decir, en el cenit.
- d: hace referencia a la sombra proyectada en el suelo por el propio objeto.

A continuación, se debe de calcular la altura total H del objeto para un ángulo de inclinación  $\alpha$ , el cual hace referencia al ángulo óptimo que se calcula como:

$$\alpha = 3,7 + 0,69|\varphi| = 3,7 + 0,69 * 37,69 = 29,71^\circ \approx 30^\circ$$

$$h' = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2,465}{2} \sin 30 = 0,62 \text{ m}$$

Puesto que la estructura para la disposición monofacial con seguidor está a 2 metros, se tiene:

$$H = a + h' = 2 + 0,62 = 2,62 \text{ m}$$

Una vez calculada la altura del obstáculo, se va a calcular la proyección:

$$\text{Proyección} = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2,465}{2} \cos 30 = 1,07 \text{ m}$$

Para calcular la distancia d, primero se necesita calcular la distancia la sombra real que el rayo produce en el suelo para luego obtener la proyección en el eje de ordenadas:

$$d' = \frac{H}{\tan(\gamma_s)} = \frac{2,62}{\tan(22,67)} = 6,27 \text{ m}$$

Por lo que la distancia d será:

$$d = d' \cos(90 + \psi_s) = 6,27 * \cos(29,89) = 5,43 \text{ m}$$

Finalmente, las longitudes de sombra a las 10:000 h son de:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d = 1,07 + 5,43 = 6,50 \text{ m}$$

#### 6.4.4. Dimensionamiento del cableado

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) es la normativa que regula las instalaciones de baja tensión. Los cálculos realizados en este contexto deben ajustarse a las directrices establecidas por dicho reglamento.

Según la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT-40, se establece que "Los cables de conexión deben dimensionarse 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 a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior no debe superar el 1,5% para la intensidad nominal".

En este contexto, considerando que el generador entrega su energía a la salida del inversor y que la caída de tensión máxima permitida es del 1,5%, se calculará teniendo en cuenta dicho porcentaje en el lado de corriente continua. Los criterios predominantes para el dimensionamiento del cableado serán los de calentamiento y caída de tensión. Esto implica que se debe garantizar que el cableado sea capaz de soportar la máxima intensidad del generador y que la caída de tensión se mantenga por debajo del límite establecido, asegurando así un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación eléctrica.

#### 6.4.4.1. Tramo 1 fotovoltaico

Este tramo del cableado está comprendido entre el final de cada uno de los strings que componen la instalación hasta las cajas de conexiones de primer nivel. Para el cálculo, se empleará el criterio del calentamiento para determinar la sección de cable necesario. Puesto que el cableado irá al aire, se aplicarán los factores de corrección de acuerdo con la ITCBT-07, apartado 3.1.4, "Condiciones para instalaciones al aire".

- Por temperatura: 40,9°C es la máxima registrada

$$F_{temp} = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 40}} = \sqrt{\frac{90 - 40,9}{90 - 40}} = 0,991$$

- Por agrupamiento: En nuestro caso, tenemos cables unipolares al aire los cuales están dispuestos sobre una bandeja perforada. En total tendremos tres circuitos trifásicos, por lo que según la tabla 14 de la "ITC-BT-07", asignamos un valor de 0,85.

La intensidad de diseño se establecerá en el nivel de cortocircuito, que es el valor máximo que el panel puede generar. Además, de acuerdo con la normativa ITC-BT-40, se aumentará un 25%. Con todo esto, se obtiene:

$$I'_{b1} = 1,25 * \frac{I_{sc}}{F_{temp} * F_{agrup}} = 1,25 * \frac{13,84}{0,991 * 0,85} = 20,54 \text{ A}$$

Si atendemos a la tabla 12 de la "ITC-BT-07" y tenemos en cuenta que es conductor es de cobre y está recubierto por XLPE, tenemos que para una sección de 6 mm<sup>2</sup> la sección admisible es de 46 A.

En cuanto al criterio de la caída de la tensión tenemos que:

$$\Delta U_l(\%) = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \theta}{U * S} * 100$$

Donde:

$\Delta U_l(\%)$ : Caída de la tensión.

$\rho$ : resistividad del conductor, en este caso es cobre y varía según la temperatura según la norma UNE 20003.

$$\rho_{CuT} = \rho_{Cu20}(1 + \alpha_{Cu}(T - 20))$$

$\rho_{CuT}$ : Resistividad del cobre a cualquier temperatura.

$\rho_{Cu20}$ : Resistividad del cobre a 20 °C.

$\alpha_{Cu}$ : coeficiente de variación de temperatura a 20 °C.

T: es la temperatura del conductor, que se calcula según:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left( \frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

$$T = 40,9 + (90 - 40,9) \left( \frac{13,08}{46} \right)^2 = 44,87 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Se va a considerar una temperatura desfavorable de 50°C debido a la proximidad de los cables entre ellos, por lo que se obtiene:

$$\rho_{CuT} = \frac{1}{58} * (1 + 0,00393 * (50 - 20)) = 0,0193 \Omega \frac{mm^2}{m}$$

L: es la longitud de la línea.

I: es la intensidad de máxima potencia del panel.

$\cos \theta$ : es el factor de potencia, y debido a que no hay ninguna especificación, se va a asumir como 1.

U: es la tensión de la red, en este caso es 230 V.

S: es la sección del cable (mm<sup>2</sup>).

Inversor 1			Inversor 2		
Cadena	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Cadena	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
1	28	1,02	13	28	1,02
2	20	0,73	14	20	0,73
3	28	1,02	15	28	1,02
4	31	1,13	16	31	1,13
5	22	0,80	17	22	0,80
6	28	1,02	18	28	1,02
7	28	1,02	19	28	1,02
8	20	0,73	20	20	0,73
9	28	1,02	21	28	1,02
10	31	1,13	22	31	1,13
11	22	0,80	23	22	0,80
12	28	1,02	24	28	1,02

Inversor 3			Inversor 4		
Cadena	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Cadena	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
25	30	1,10	37	30	1,10
26	22	0,80	38	22	0,80
27	30	1,10	39	30	1,10
28	33	1,21	40	33	1,21
29	24	0,88	41	24	0,88

30	30	1,10	42	30	1,10
31	30	1,10	43	30	1,10
32	22	0,80	44	22	0,80
33	30	1,10	45	30	1,10
34	33	1,21	46	33	1,21
35	24	0,88	47	24	0,88
36	30	1,10	48	30	1,10

Inversor 5		
Cadena	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
49	29	1,06
50	21	0,77
51	29	1,06
52	32	1,17
53	23	0,84
54	29	1,06
55	29	1,06
56	21	0,77
57	29	1,06
58	32	1,17
59	23	0,84
60	29	1,06

**Tabla 2: Caída de tensión tramo 1 instalación**

#### 6.4.4.2. Tramo 2 fotovoltaico

Este tramo es la parte del cableado que se instala entre cada una de las 20 cajas de conexiones (cajas de primer nivel) y las 5 cajas sumadoras (cajas de segundo nivel).

Al igual que para el tramo 1, vamos a aplicar el criterio del calentamiento en primer lugar. Puesto que el cable está enterrado y es unipolar, es necesario aplicar nuevamente unos factores de corrección que son:

- Factor por temperatura del terreno: Consideramos la temperatura del terreno en su peor escenario, que implica tener 40°C en lugar de 25°C. De acuerdo con la tabla 6 de la "ITC-BT-07" y suponiendo una temperatura de servicio de 90°C debido al aislante XLPE, el valor de este parámetro se establece en 0,88.
- Factor de profundidad: Se asume que la profundidad no será superior a 0,7 m, por lo que se toma un valor igual a la unidad para este parámetro.
- Factor por agrupamiento: Puesto que tenemos 4 cables unipolares enterrados directamente, atendiendo a la tabla 8 de la "ITC-BT-07", se obtiene un factor de agrupamiento igual a 0,64.
- Factor por resistividad térmica: Se asume que el factor de resistividad térmica tiene un valor igual a 1 según la tabla 7 de la "ITC-BT-07".

Es posible calcular la intensidad máxima admisible corregida conociendo el número de líneas que hay en cada caja de conexiones. En este caso tenemos 3, por lo que:

$$I_{b2} = 3 * 13,84 = 41,52 A$$

$$I'_{b2} = 1,25 * \frac{I_{sc}}{F_{temp} F_{prof} F_{agrup} F_{res,terr}} = 1,25 * \frac{41,52}{0,88 * 1 * 0,64 * 1} = 92,15 A$$

A continuación, si atendemos la tabla 4 de la “ITC-BT-07” para seleccionar la sección del conductor para este tramo teniendo en cuenta que nuevamente es de aluminio y recubierto de XLPE. La sección seleccionada es de 16 mm<sup>2</sup> con una intensidad admisible de 97 A, que al ser cables unipolares se debe de mayorar por 1,225 obteniendo una intensidad de 118,825 A.

Sin embargo, para esta sección cuando se va a calcular las protecciones, no hay calibre que cumpla las restricciones dadas. Por tanto, se va a pasar a la siguiente sección, que en este caso es de 25 mm<sup>2</sup> con una intensidad máxima admisible de 125 A, y nuevamente al mayorar tenemos 153,125 A.

A continuación, se va a aplicar el criterio de la caída de tensión.

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

$\Delta U_l(\%)$ : Caída de la tensión.

$\rho$ : resistividad del conductor, en este caso es cobre con un valor de  $0,0193 \Omega \frac{mm^2}{m}$ .

I: es la intensidad de máxima potencia del panel.

U: es la tensión en serie de los captadores (V).

S: es la sección del cable (mm<sup>2</sup>).

Caja de conexiones	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
1	12	0,10
2	40	0,34
3	12	0,10
4	40	0,34
5	16	0,14
6	44	0,38
7	16	0,14
8	44	0,38
9	20	0,17
10	48	0,41
11	20	0,17
12	48	0,41
13	24	0,20
14	52	0,44
15	24	0,20
16	52	0,44
17	28	0,24

18	56	0,48
19	28	0,24
20	56	0,48

**Tabla 3: Caída de tensión tramo 2 instalación**

#### 6.4.4.3. Tramo 3 fotovoltaico

El tercer tramo corresponde a la parte del cableado que se instala dentro de la caseta, por lo que discurre al aire y es nuevamente de aluminio y, puesto que la caseta no es considerada una instalación de interior hay que aplicar:

- Por temperatura: Al igual que en el tramo 1, este factor tiene un valor de 0,991.
- Por agrupamiento: al tener cables unipolares al aire que discurren por una bandeja perforada, vamos a suponer que vamos a tener 2 cables juntos como máximo, el positivo y el negativo de cada línea, por lo que tendremos 1 circuito trifásico. Si atendemos a la tabla 14 de la “ITC-BT-07” este factor tiene un valor de 0,95.

A cada una de las cajas de segundo nivel, llegan conectadas 4 cajas de primer nivel en paralelo, por lo que la intensidad de diseño será:

$$I_{b3} = 4 * I_{b2} = 4 * 41,52 = 166,08 \text{ A}$$

Una vez calculada la intensidad de diseño, se le aplicarán los factores de corrección, obteniendo:

$$I'_{b3} = 1,25 * \frac{I_{b3}}{F_{temp} F_{agrup}} = 1,25 * \frac{166,08}{0,991 * 0,95} = 220,51 \text{ A}$$

Si atendemos a la tabla 11 de la “ITC-BT-07”, obtenemos que para una sección de 120 mm<sup>2</sup> la intensidad máxima admisible del cable es de 260 A.

Al igual que nos pasaba en el tramo anterior, al comprobar las condiciones para el fusible a elegir, no podemos elegir ningún calibre normalizado, por tanto, se ha decidido por utilizar la sección inmediatamente superior. En este caso es una sección de 150 mm<sup>2</sup> con una corriente máxima admisible de 300 A.

A continuación, si aplicamos el criterio de caída de tensión tenemos que:

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

Las caídas de tensión serán:

Caja sumadora	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
1	3	0,01
2	3	0,01
3	3	0,01
4	3	0,01
5	3	0,01

**Tabla 4: Caída de tensión tramo 3 instalación**

#### 6.4.4.4. Tramo 4 fotovoltaico

Este tramo es el que corresponde desde los inversores hasta el Cuadro de Distribución en Paralelo del Inversor (CDPI). Cada línea comienza desde el inversor que le corresponda hasta el centro de transformación, para conectarlo finalmente al transformador.

Se va a suponer que el cable va enterrado y es unipolar, por lo que, para aplicar el criterio del calentamiento, se van a necesitar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: Se va a asumir que en este caso el terreno tiene una temperatura de 40 °C. En la tabla 6, dicho factor tiene un valor de 0,88.
- Por resistividad térmica: Se va a asumir una resistividad de 1 Km/W, por lo que el factor tiene un valor de 1.
- Por agrupamiento: Puesto que tenemos 5 inversores, se va a tener 5 circuitos trifásicos. Por tanto, si miramos en la tabla 8, este factor toma un valor de 0,60.
- Por profundidad: Al igual que en el anterior tramo enterrado que va a 0,7 m toma un valor de 1.

Esta parte de la instalación es trifásica, por tanto, la intensidad de diseño se calcula como:

$$I_{b4} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 400} = 144,34 \text{ A}$$

Por consiguiente, si mayoramos esta intensidad de diseño con los factores anteriores obtenemos:

$$I'_{b4} = \frac{1,25 * I_{b4}}{F_{temp} F_{res,terr} F_{agrup} F_{prof}} = \frac{1,25 * 144,34}{0,88 * 1 * 0,60 * 1} = 341,71 \text{ A}$$

Una vez calculada la intensidad, si atendemos a la tabla 4 de la “ITC-BT-07” sabiendo que el conductor es de aluminio y con recubrimiento de XLPE, vemos que para una sección de 185 mm<sup>2</sup> la corriente máxima admisible es igual a 375 A.

A continuación, si aplicamos el criterio de caída de tensión y teniendo en cuenta que la sección es superior a 120 mm<sup>2</sup> y se debe de tener en cuenta la reactancia del cableado, se obtiene:

$$\Delta U_l(\%) = (1 + 0,25 * \tan \varphi) \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \varphi}{U * S} * 100$$

$\Delta U_l(\%)$ : caída de tensión en tanto por ciento.

$\cos \varphi$ : factor de potencia donde se asume igual a la unidad y por tanto  $\tan \varphi = 0$ .

$\rho$ : resistividad del aluminio.

$L$ : longitud de la línea (m)

$I$ : corriente de fase igual a 144,34 A.

$U$ : tensión de salida del inversor (V).

$S$ : Sección del cable (mm<sup>2</sup>).

Inversor	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
1	34	0,22
2	36	0,23
3	52	0,34
4	53	0,35
5	75	0,49

**Tabla 5: Caída de tensión tramo 4 instalación**

#### 6.4.4.5. Tramo 5 fotovoltaico

Es el tramo final de la instalación donde se conecta al transformador desde el CDPI. En esta ocasión, la canalización está al aire y es unipolar, por lo que se deben de aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: Se supone que la temperatura ambiente es de 40 °C, y, por tanto, según la tabla 13, toma un valor igual a 1.
- Por agrupamiento: Se tiene un circuito trifásico sobre bandeja perforada, por lo que el factor tiene un valor de 0,95.

Para obtener la corriente de diseño en este último tramo, se obtiene de manera análoga al anterior, pero debemos tener en cuenta que la potencia en este caso es la suma de los 5 inversores que conforman la instalación, por lo que tenemos:

$$I_{b5} = \frac{n * S}{\sqrt{3} * U} = \frac{5 * 100000}{\sqrt{3} * 400} = 721,69 \text{ A}$$

Aplicando los factores anteriores y mayorando, tenemos:

$$I'_{b5} = \frac{1,25 * I_{b5}}{F_{temp} F_{agrup}} = \frac{1,25 * 721,69}{1 * 0,95} = 949,59 \text{ A}$$

Esta intensidad no puede ser soportada por ningún conductor normalizado de los presentes en la tabla 11, por lo que es necesario desdoblarse. Al hacer esto, la intensidad de diseño se reduce a la mitad, pero, además el factor de corrección por agrupamiento también es diferente.

$$I'_{b5} = \frac{1,25 * I_{b5}}{F_{temp} F_{agrup}} = \frac{1,25 * \frac{721,69}{2}}{1 * 0,90} = 501,17 \text{ A}$$

Ahora si atendemos a las secciones disponibles en la tabla 11, vemos que para una sección de 400 mm<sup>2</sup>, la intensidad máxima admisible por el conductor es de 560 A.

A continuación, se va a aplicar el criterio de caída de la tensión para este último tramo y que, al igual que en el caso anterior, debemos tener en cuenta la reactancia del cableado, por lo que:

$$\Delta U_l(\%) = (1 + 0,25 * \tan \varphi) \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \varphi}{U * S} * 100$$

Línea	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
CPDI-TRAFO	4	0,04

Tabla 6: Caída de tensión tramo 5 instalación

#### 6.4.4.6. Tramo 1 seguidores

Para calcular las líneas de los seguidores solares, debemos tener en cuenta que está dividida en 3 tramos de alterna monofásica, con una caída máxima del 5%, tal y como indica el REBT para las líneas con motores. No se ha considerado la mayoración de 1,25 debido a que no son motores de alterna, sino de continua.

Este primer tramo se encuentra entre la línea de alimentación que hay en el centro de transformación hasta el Cuadro de distribución Principal de los Seguidores (CDPS). Los seguidores consumen 2,5 A cada uno de forma individual a 230 V.

Por cada sector se inversor vamos a tener dos seguidores, y como tenemos 5 inversores con dos sectores cada uno, vamos a tener un total de 20 seguidores. Por tanto, la corriente nominal que circula por este tramo será 50 A.

Para calcular la sección por el criterio del calentamiento, vamos a suponer que el cable está al aire y es unipolar, además deberemos de aplicar los siguientes factores:

- Por temperatura: se va a suponer que la temperatura ambiente es de 40 °C y, según la tabla 13, el valor de dicho factor es igual a 1.
- Por agrupamiento: se tienen cables unipolares instalados al aire y que van por bandeja perforada, y puesto que se va a tener únicamente dos cables juntos (fase y neutro), tenemos un circuito trifásico. Dicho esto, si atendemos a la tabla 14, el factor de corrección por agrupamiento tiene un valor de 0,95.

$$I'_b = \frac{1,25 * I_b}{F_{temp} F_{agrup}} = \frac{1,25 * 50}{1 * 0,95} = 65,80 A$$

En la tabla 11, si se considera que el conductor es de aluminio y el recubrimiento de XLPE, se tiene que para una sección de 16 mm<sup>2</sup> la corriente máxima admisible es de 67 A.

A continuación, se va a aplicar el criterio de caída de tensión. De tal forma, tenemos:

$$\Delta U_l(\%) = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \varphi}{U * S} * 100$$

Línea	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
TRAFO-CDPS	4	0,61

Tabla 7: Caída de tensión tramo 1 seguidores

#### 6.4.4.7. Tramo 2 seguidores

El tramo que se va a analizar a continuación está comprendido desde el Cuadro de Distribución Principal de los Seguidores (CDPS) hasta el Cuadro de Distribución de los Seguidores (CDS), donde salen varias líneas para alimentar los seguidores.

Los seguidores consumen 2,5 A cada uno de forma individual a 230 V.

Recordemos que cada sector consta de 2 seguidores, por lo que la corriente nominal que circulará por la línea de este tramo serán 5 A.

Para calcular la sección por el criterio del calentamiento, se va a suponer que está enterrado en conducto y es unipolar, además de aplicar los siguientes factores:

- Por temperatura: se va a asumir una temperatura del terreno desfavorable con 40 °C, por lo que atendiendo a la tabla 6 y suponiendo una temperatura de servicio de 90 °C con XLPE, el valor de este factor será de 0,88.
- Por profundidad: al igual que en los casos anteriores, se va a suponer que no es superior a 0,7 m por lo que el factor toma un valor igual a 1.
- Por agrupamiento: se va a suponer que son ternas de cables en contacto (D=0) con dos cables, fase y neutro. De la tabla 8, se puede obtener un valor para dicho parámetro igual a 0,8.
- Por resistividad térmica: se va a suponer que la resistividad térmica del terreno es 1 Km/W, por lo que, a través de la tabla 7, este parámetro toma un valor de 1.

De esta forma, la intensidad máxima admisible será:

$$I'_b = \frac{1,25 * I_{fase}}{F_{temp} F_{prof} F_{agrup} F_{resist,terr}} = \frac{1,25 * 5}{0,88 * 1 * 0,8 * 1} = 8,88 A$$

Una vez calculada la intensidad máxima, si atendemos a la tabla 4 de la “ITC-BT-07”, tenemos que para 16 mm<sup>2</sup>, tenemos una corriente admisible de 97 A.

A continuación, se va a aplicar el criterio de caída de tensión.

$$\Delta U_l(\%) = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \varphi}{U * S} * 100$$

Línea	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
Sector 1	99	0,52
Sector 2	100	0,52
Sector 3	112	0,59
Sector 4	114	0,60
Sector 5	135	0,71
Sector 6	136	0,71
Sector 7	150	0,79
Sector 8	151	0,79
Sector 9	173	0,91
Sector 10	174	0,91

Tabla 8: Caída de tensión tramo 2 seguidores

#### 6.4.4.8. Tramo 3 seguidores

Este último tramo va desde el cuadro de Distribución de los Seguidores (CDS) hasta los seguidores.

Procedemos al cálculo de la sección utilizando criterio del calentamiento y de la caída de tensión. Los factores de corrección para el cálculo de la sección por el criterio del calentamiento son:

- Por temperatura: En el caso que estamos la temperatura ambiente es diferente a 40 °C, como vimos en el primer tramo del cálculo de la línea fotovoltaica, con una temperatura de 40,9°C, por lo que aplicando la fórmula proporcionada por la “ITC-BT-07” tabla 13 y teniendo en cuenta que la temperatura de servicio en este caso son 70 °C y está recubierto de PVC tenemos:

$$F_{temp} = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 40}} = \sqrt{\frac{70 - 40,9}{70 - 40}} = 0,985$$

- Por agrupamiento: en este tramo, los conductores van sobre bandeja perforada al aire. Si atendemos a la tabla 14 de la “ITC-BT-07” tenemos 2 circuitos trifásicos debido a cada una de las líneas y neutros que componen cada zona, por lo que el factor de corrección es 0,90.

De tal forma, la corriente máxima admisible corregida es:

$$I'_b = \frac{1,25 * I_{sc}}{F_{temp} F_{agrup}} = \frac{1,25 * 2,5}{0,985 * 0,90} = 3,52 \text{ A}$$

A continuación, si atendemos a la tabla 12 de la “ITC-BT-07”, sabiendo que el conductor es de cobre y recubierto de PVC, vemos que una sección de 6 mm<sup>2</sup> es capaz de soportar una corriente máxima de 38 A.

Por último, se va a aplicar el criterio de caída de tensión, donde tenemos:

$$\Delta U_l(\%) = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \varphi}{U * S} * 100$$

Línea	Longitud (m)	Caída de tensión (%)
Sector 1	44	0,62
Sector 2	45	0,63
Sector 3	44	0,62
Sector 4	45	0,63
Sector 5	50	0,70
Sector 6	51	0,71
Sector 7	50	0,70
Sector 8	51	0,71
Sector 9	57	0,80
Sector 10	58	0,81
Sector 11	57	0,80
Sector 12	58	0,81
Sector 13	62	0,87

Sector 14	63	0,88
Sector 15	62	0,87
Sector 16	63	0,88
Sector 17	66	0,92
Sector 18	67	0,94
Sector 19	66	0,92
Sector 20	67	0,94

**Tabla 9: Caída de tensión tramo 3 seguidores**

#### 6.4.5. Cálculo de protecciones

En este apartado, se va a mostrar el cálculo de las protecciones necesarias en cada tramo de la instalación. En el tramo de continua se va a considerar principalmente fusibles, además de poner seccionadores para poder realizar futuros mantenimientos.

##### 6.4.5.1. Protecciones tramo 1 fotovoltaico

En este primer tramo, se ha decidido poner fusibles tipo gG de continua. Los fusibles de Clase gG (Acción Rápida) tienen las siguientes características:

- Los fusibles de Clase gG, también conocidos como fusibles de "acción rápida", se utilizan para proteger circuitos eléctricos contra sobrecorrientes y cortocircuitos.
- Son ideales para aplicaciones donde es necesario un disparo rápido cuando la corriente excede el valor nominal. Esto ayuda a proteger componentes electrónicos sensibles y prevenir daños en los circuitos.
- Los fusibles de Clase gG se utilizan en situaciones donde se necesita una respuesta rápida a las sobrecorrientes, como en sistemas eléctricos residenciales y comerciales.

Se debe de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

En fusibles se cumple que  $I_2 = I_f$  y en nuestro caso  $I_f = 1,60 I_n$ . Por tanto:

$$I_b \leq I_n < 0,9 I'_z$$

Adicionalmente, es recomendable que se cumpla:

$$I_{fus} \geq 1,5 I_{sc}$$

Aplicando lo anterior tenemos:

$$13,84 \leq I_n < 0,9 * 38 * 0,991 * 0,85 = 28,81 A$$

$$I_{fus} \geq 1,5 * 13,84 = 20,76 A$$

Por tanto, se seleccionará un fusible de 25 A de continua.

La sección en este tramo es de 6 mm<sup>2</sup>, por lo que el cable de protección al ser la sección menor de 16 mm<sup>2</sup>, será también de 6 mm<sup>2</sup> y de cobre.

#### 6.4.5.2. Protecciones tramo 2 fotovoltaico

En el segundo tramo, se ha decidido poner fusibles tipo gG de continua. Se debe de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

En fusibles se cumple que  $I_2 = I_f$  y en nuestro caso  $I_f = 1,60 I_n$ . Por tanto:

$$I_b \leq I_n < 0,9 I'_z$$

Adicionalmente, es recomendable que se cumpla:

$$I_{fus} \geq 1,5 I_{sc}$$

Aplicando lo anterior tenemos:

$$41,52 \leq I_n < 0,9 * 153,125 * 0,88 * 0,64 = 86,24 A$$

$$I_{fus} \geq 1,5 * 41,52 = 62,28 A$$

Por tanto, se seleccionará un fusible de 63 A de continua.

La sección en este tramo es de 25 mm<sup>2</sup>, por lo que el cable de protección al estar comprendida la sección entre 16 mm<sup>2</sup> y 35 mm<sup>2</sup>, será de 16 mm<sup>2</sup>.

#### 6.4.5.3. Protecciones tramo 3 fotovoltaico

En el tercer tramo, se ha decidido poner fusibles tipo gG de continua. Se debe de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

En fusibles se cumple que  $I_2 = I_f$  y en nuestro caso  $I_f = 1,60 I_n$ . Por tanto:

$$I_b \leq I_n < 0,9 I'_z$$

Adicionalmente, es recomendable que se cumpla:

$$I_{fus} \geq 1,5 I_{sc}$$

Aplicando lo anterior tenemos:

$$166,08 \leq I_n < 0,9 * 300 * 0,991 * 0,95 = 254,19 A$$

$$I_{fus} \geq 1,5 * 166,08 = 249,12 A$$

Por tanto, se seleccionará un fusible de 250 A de continua.

La sección en este tramo es de 150 mm<sup>2</sup> y es superior a 35 mm<sup>2</sup>, el cable de protección tendrá una sección la mitad del conductor 95 mm<sup>2</sup> (150/2=75 y 95 es la inmediatamente superior) de aluminio.

#### 6.4.5.4. Protecciones tramo 4 fotovoltaico

El cuarto tramo es de corriente alterna, por lo que, en este caso se va a decidir por poner interruptores automáticos.

Se deben de verificar las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

En los IA (Interruptores Automáticos), se cumple que  $I_2 = 1,3 I_n$ , por lo que:

$$144,34 \leq I_n < 375 * 0,88 * 0,6 = 198 A$$

Se va a probar con un interruptor automático de 160 A.

$$1,3 * 160 = 208 A \leq 1,45 * 198 = 287,10 A$$

Al cumplirse ambas condiciones, es posible elegir un interruptor automático de 160 A modelo trifásico para este tramo.

A continuación, se debe de conocer la corriente de cortocircuito. La peor situación ocurre cuando se produce un cortocircuito en la salida del inversor, ya que la corriente fluye desde el transformador hasta el punto de cortocircuito. En este caso, la única limitación para esta corriente es la impedancia del transformador. La fórmula siguiente se emplea para determinar esta corriente.

$$I_{cc} = \frac{I_n}{\varepsilon_{cc}} = \frac{160}{0,06} = 2666,67 A = 2,67 kA$$

Por tanto, se va a seleccionar un interruptor automático con un poder de corte de 6 kA.

Este tramo tiene una sección de  $185 \text{ mm}^2$ , por lo que nuevamente la sección del cable de protección será la mitad de este, siendo  $92,5 \text{ mm}^2$  que si lo normalizamos se nos queda una sección de  $95 \text{ mm}^2$ .

#### 6.4.5.5. Protecciones tramo 5 fotovoltaico

El último tramo referente a la instalación fotovoltaica nuevamente es de corriente alterna, por lo que, en este caso se va a decidir por poner interruptores automáticos.

Se deben de verificar las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

En los IA (Interruptores Automáticos), se cumple que  $I_2 = 1,3 I_n$ , por lo que:

$$721,69 \leq I_n < 2 * 560 * 0,95 = 1064 A$$

Se va a probar con un interruptor automático de 800 A.

$$1,3 * 800 = 1040 A \leq 1,45 * 1064 = 1542,80 A$$

Al cumplirse ambas condiciones, es posible elegir un interruptor automático de 800 A modelo trifásico para este tramo.

A continuación, se debe de conocer la corriente de cortocircuito. La peor situación ocurre cuando se produce un cortocircuito en la salida del inversor, ya que la corriente fluye desde el transformador hasta el punto de cortocircuito. En este caso, la única limitación

para esta corriente es la impedancia del transformador. La fórmula siguiente se emplea para determinar esta corriente.

$$I_{cc} = \frac{I_n}{\varepsilon_{cc}} = \frac{800}{0,06} = 13333,33 \text{ A} = 13,33 \text{ kA}$$

Por tanto, se va a seleccionar un interruptor automático con un poder de corte de 15 kA.

Este tramo tiene una sección de 400 mm<sup>2</sup>, por lo que nuevamente la sección del cable de protección será la mitad de este, siendo 200 mm<sup>2</sup> que si lo normalizamos se nos queda una sección de 240 mm<sup>2</sup>.

#### 6.4.5.6. Protecciones tramo 1 seguidores

En este primer tramo se ha decidido que es necesario poner un interruptor diferencial y un seccionador de corriente alterna monofásica.

Las condiciones que se deben de verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

Se van a emplear las mismas expresiones que para el caso anterior del interruptor automático, sabiendo que  $I_2 = 1,3 I_n$ , por lo que nos queda:

$$50 \leq I_n < 67 * 0,95 * 67 = 63,65$$

Se va a elegir un diferencial de 63 A de corriente alterna monofásica. A continuación, se va a comprobar la segunda condición:

$$1,3 * 63 = 81,90 \text{ A} \leq 1,45 * 63,65 = 92,29 \text{ A}$$

Como se puede observar, es posible poner un interruptor diferencial de 63 A monofásico para este tramo de la línea de los seguidores, el cual tendrá una sensibilidad de 1 A y con un tiempo de disparo de 1 segundo para garantizar la selectividad.

La sección en este tramo es de 25 mm<sup>2</sup>, por lo que el cable de protección será de aluminio y al estar comprendida la sección entre 16 mm<sup>2</sup> y 35 mm<sup>2</sup>, será de 16 mm<sup>2</sup>.

#### 6.4.5.7. Protecciones tramo 2 seguidores

Para este segundo tramo de la línea de los seguidores, se ha decidido poner interruptores automáticos.

Las condiciones que se deben de verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

Se van a emplear las mismas expresiones que para el caso anterior del interruptor automático, sabiendo que  $I_2 = 1,3 I_n$ , por lo que nos queda:

$$5 \leq I_n < 0,88 * 0,8 * 97 = 68,29 \text{ A}$$

Se va a elegir un diferencial de 63 A de corriente alterna monofásica. A continuación, se va a comprobar la segunda condición:

$$1,3 * 16 = 20,80 \text{ A} \leq 1,45 * 68,29 = 99,02 \text{ A}$$

Como se puede observar, es posible poner un interruptor diferencial de 16 A monofásico para este tramo de la línea de los seguidores.

A continuación, se va a calcular la corriente de cortocircuito del interruptor. Para ello, hay que calcular las impedancias existentes aguas arriba del interruptor automático, que en este caso son las impedancias de red, transformador y línea del tramo anterior, es decir, del tramo 1 de la línea de los seguidores.

Los parámetros necesarios son:

- $U_n$ : es la tensión nominal de la línea y que es 230V.
- $U_0$ : es la tensión simple con un valor de 230V.
- $S_{cc}$ : potencia de cortocircuito de la red y con un valor para el caso de estudio de es 350 MVA.
- $u_{cc}(\%)$ : tensión de cortocircuito con un valor del 6%.
- $S_{nt}$ : potencia del transformador 1000 kVA.
- $\rho$ : resistividad del aluminio para la corriente de cortocircuito que es de  $0,036 \Omega \cdot mm^2 / m$ .
- $L$ : longitud de la línea 1 son 4 m y la longitud más corta de la línea 2 que daría una corriente de cortocircuito más elevada son 99 m.
- $S$ : sección de la línea 1 que es de  $16 mm^2$ .
- $X$ : reactancia del tramo con un valor de 0,085 por ser cables unipolares.
- $c$ : parámetro para calcular el valor máximo de intensidad y puesto que se está en baja tensión, este parámetro tiene un valor igual a 1.

$$Z_{red} = j \frac{U_n^2}{S_{cc}} = j \frac{230^2}{350 \cdot 10^6} = j 1,5 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$Z_T = j u_{cc}(\%) \frac{U_n^2}{S_{nt}} = j \frac{6}{100} \frac{230^2}{100 \cdot 10^3} = j 3,17 \cdot 10^{-2} \Omega$$

$$Z_{L1} = \rho \frac{L}{S} + j X * L = 0,036 * \frac{4}{16} + j 0,085 \cdot 10^{-3} * 4 = (9 + j 0,34) \cdot 10^{-3} \Omega$$

Finalmente, la impedancia total será:

$$Z_{total} = (9 + j 32) \cdot 10^{-3} \Omega$$

La corriente máxima de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{c * U_0}{|Z_{total}|} = \frac{1 * 230}{\sqrt{(0,009^2 + 0,032^2)}} = 6919,05 kA$$

A la vista de los resultados anteriores, se debe de seleccionar un interruptor con un poder de corte de 10 kA.

En resumen, en la parte final de este segundo tramo, en la cabecera del CDS se pondrá un interruptor seccionador y un interruptor diferencial con una corriente asignada de 16 A con una sensibilidad de 300 mA.

La sección en este tramo es de  $16 mm^2$ , por lo que el cable de protección será de aluminio y tendrá una sección normalizada de  $16 mm^2$ .

#### 6.4.5.8. Protecciones tramo 3 seguidores

Para el último tramo de la línea de los seguidores, se ha decidido poner interruptores automáticos.

Las condiciones que se deben de verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n < I'_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I'_z$$

Se van a emplear las mismas expresiones que para el caso anterior del interruptor automático, sabiendo que  $I_2 = 1,3 I_n$ , por lo que nos queda:

$$2,5 \leq I_n < 0,985 * 0,9 * 38 = 33,687 A$$

Se va a elegir un diferencial de 63 A de corriente alterna monofásica. A continuación, se va a comprobar la segunda condición:

$$1,3 * 16 = 20,80 A \leq 1,45 * 33,687 = 48,85 A$$

Como se puede observar, es posible poner un interruptor diferencial de 16 A monofásico para este tramo de la línea de los seguidores.

A continuación, se va a calcular la corriente de cortocircuito del interruptor. Para ello, hay que calcular las impedancias existentes aguas arriba del interruptor automático, que en este caso son las impedancias de red, transformador y línea de los tramos anteriores, es decir, del tramo 1 y 2 de la línea de los seguidores.

Los parámetros necesarios son:

- $U_n$ : es la tensión nominal de la línea y que es 230V.
- $U_0$ : es la tensión simple con un valor de 230V.
- $S_{cc}$ : potencia de cortocircuito de la red y con un valor para el caso de estudio de es 350 MVA.
- $u_{cc}(\%)$ : tensión de cortocircuito con un valor del 6%.
- $S_{nt}$ : potencia del transformador 1000 kVA.
- $\rho$ : resistividad del aluminio para la corriente de cortocircuito que es de  $0,036 \Omega \cdot mm^2 / m$ .
- $L$ : longitud de la línea 1, que son 4 m.
- $S$ : las secciones de las líneas 1 y 2 son de  $16 mm^2$ .
- $X$ : reactancia del tramo con un valor de 0,085 por ser cables unipolares.
- $c$ : parámetro para calcular el valor máximo de intensidad y puesto que se está en baja tensión, este parámetro tiene un valor igual a 1.

$$Z_{red} = j \frac{U_n^2}{S_{cc}} = j \frac{230^2}{350 \cdot 10^6} = j 1,5 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$Z_T = j u_{cc}(\%) \frac{U_n^2}{S_{nt}} = j \frac{6}{100} \frac{230^2}{100 \cdot 10^3} = j 3,17 \cdot 10^{-2} \Omega$$

$$Z_{L1} = \rho \frac{L}{S} + j X * L = 0,036 * \frac{4}{16} + j 0,085 \cdot 10^{-3} * 4 = (9 + j 0,34) \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{L2} = \rho \frac{L}{S} + j X * L = 0,036 * \frac{99}{16} + j 0,085 \cdot 10^{-3} * 99 = 0,22 + 8,41 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Finalmente, la impedancia total será:

$$Z_{total} = 0,229 + 4,06 \cdot 10^{-2} \Omega$$

La corriente máxima de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{c * U_0}{|Z_{total}|} = \frac{1 * 230}{\sqrt{(0,229^2 + 0,0406^2)}} = 0,988 \text{ kA}$$

A la vista de los resultados anteriores, se debe de seleccionar un interruptor con un poder de corte de 6 kA.

La sección en este tramo es de 16 mm<sup>2</sup>, por lo que el cable de protección será de aluminio y tendrá una sección normalizada de 16 mm<sup>2</sup>.

#### 6.4.6. Datos de irradiación

Los datos de irradiación en la zona a estudio se pueden obtener de varias fuentes. En esta ocasión, se han obtenido de PVGIS donde la primera columna presenta los datos de la radiación recibida con el ángulo indicado. En segundo lugar, se encuentra la radiación sobre el plano óptimo, donde según la ficha técnica del fabricante, con los seguidores seleccionados, la captación de irradiación aumenta un 30% en comparación con la captación que tendría el panel en el plano óptimo. Sin embargo, hemos decidido considerar un caso más desfavorable y aumentar la irradiación en un 25%.

La tabla siguiente muestra la irradiación captada en el plano horizontal, óptimo y con el sistema de seguidores:

Mes	G (30°) kWh/m <sup>2</sup> mes	G (opt) kWh/m <sup>2</sup> mes	G (seg) kWh/m <sup>2</sup> mes
Enero	87,35	151,61	189,51
Febrero	114,51	170,01	212,51
Marzo	128,46	158	197,50
Abril	164,41	173,86	217,33
Mayo	228,07	218,15	272,69
Junio	234,88	213,76	267,20
Julio	238,76	222,72	278,40
Agosto	213,35	218,07	272,59
Septiembre	164,62	193,33	241,66
Octubre	133,81	187,81	234,76
Noviembre	88	140,86	176,08
Diciembre	80,26	147,42	184,28

Tabla 10: Datos de irradiación

Como se puede observar, la irradiancia horizontal es inferior durante los primeros y últimos meses del año. Esto se debe a que, durante los meses intermedios del año, el Sol se encuentra a una mayor altura e incide de manera más directa sobre la superficie.

#### 6.4.7. Cálculo del performance ratio y estimación de la producción para la instalación monofacial fija

El "performance ratio" (PR) es un indicador utilizado en el campo de la energía solar y la producción de energía fotovoltaica para evaluar el rendimiento y la eficiencia de una instalación solar. Se trata de una métrica que permite medir cuánta energía eléctrica se está generando en comparación con la energía teórica máxima que podría producirse en condiciones ideales. Este factor considera las siguientes pérdidas [25]:

- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas óhmicas.
- Pérdidas por calidad del módulo.
- Pérdidas por LID.
- Pérdidas por Mismatch.
- Pérdidas por polvo y suciedad.
- Pérdidas angulares.
- Pérdidas espectrales.
- Pérdidas por indisponibilidad.
- Pérdidas del transformador.
- Pérdidas por rendimiento del inversor.
- Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.

A continuación, se desarrollarán o calcularán cada una de las pérdidas anteriores.

##### 6.4.7.1. Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura en los paneles solares son una de las principales fuentes de disminución del rendimiento de un sistema solar fotovoltaico. Estas pérdidas se deben al aumento de la temperatura de los paneles solares cuando están expuestos a la radiación solar.

En la ficha técnica del panel utilizado, se puede ver que la temperatura de operación nominal es de 45 °C (TONC) bajo las siguientes condiciones:

- Irradiancia: 800 W/m<sup>2</sup>.
- Temperatura ambiente: 20 °C.
- Velocidad del viento: 1 m/s.

La temperatura de trabajo de la célula fotovoltaica viene dada por:

$$T_c = T_a + G \frac{TONC - 20}{800}$$

Para calcular las pérdidas por temperatura hay que calcular en primer lugar la potencia ofrecida por el módulo a dicha temperatura tal que:

$$P_m = P_m^* \left( 1 - \frac{\delta}{100} (T_c - T_c^*) \right)$$

Donde:

- $P_m^*$ : es la potencia nominal del módulo en condiciones estándar. Para nuestro caso son 580 W.
- $\delta$ : es el coeficiente de variación de la potencia con el cambio de temperatura. En la ficha técnica se puede ver que tiene un valor de  $-0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ .
- $T_c^*$ : es la temperatura en condiciones estándar (STC), con un valor de  $25 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ .

Si aplicamos todo lo anterior, se obtienen los siguientes resultados:

Pérdidas por temperatura							
Mes	Temperatura 12:00 ( $^{\circ}\text{C}$ )	Irradiancia 12:00 ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	$T_{\text{célula}}$ 12:00 ( $^{\circ}\text{C}$ )	Potencia STC (W)	Pérdida de potencia (W)	Potencia real (W)	Pérdidas (%)
Enero	11,50	512	27,50	580	5,08	574,93	0,88
Febrero	13,90	639	33,87	580	18,00	562,00	3,10
Marzo	15,00	817	40,53	580	31,53	548,47	5,44
Abril	16,50	858	43,31	580	37,17	542,83	6,41
Mayo	20,80	954	50,61	580	51,99	528,01	8,96
Junio	23,30	969	53,58	580	58,02	521,98	10,00
Julio	26,30	984	57,05	580	65,06	514,94	11,22
Agosto	26,80	952	56,55	580	64,05	515,95	11,04
Septiembre	23,90	785	48,43	580	47,57	532,43	8,20
Octubre	18,70	733	41,61	580	33,71	546,29	5,81
Noviembre	16,50	547	33,59	580	17,45	562,55	3,01
Diciembre	12,30	492	27,68	580	5,43	574,57	0,94

**Tabla 11: Pérdidas por temperatura para instalación monofacial fija**

Con ello, obtenemos unas pérdidas por temperatura del 6,25%.

#### 6.4.7.2. Pérdidas óhmicas

En el conjunto de cables que conforma la instalación, se originan pérdidas de energía eléctrica como consecuencia de la disminución de la tensión cuando la corriente fluye a través de un conductor fabricado con un material y una sección específicos.

Estas pérdidas resultan en el calentamiento del conductor debido al efecto Joule. Ahora, examinemos las pérdidas que surgen en el cableado como resultado del efecto Joule, y para ello, primero es necesario conocer la resistencia de estos cables. La resistencia se puede calcular empleando la fórmula siguiente:

$$R = \frac{\rho * L}{S}$$

Donde tenemos:

- $\rho$  ( $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ): resistividad del conductor que en el caso de estudio es cobre, cuya resistividad es de  $0,0193 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ .
- $L$  (m): longitud del cableado.
- $S$  ( $\text{mm}^2$ ): sección del cableado.

Por otro lado, las pérdidas por efecto Joule en la parte de continua siendo monofásica, se calculan como:

$$P = 2 * R * I$$

Donde:

$P$  (W): potencia pérdida por el efecto Joule.

$R$  ( $\Omega$ ): resistencia equivalente del cableado.

I (A): intensidad que circula por el conductor (tramo positivo y negativo).

Por otro lado, en la parte de alterna pero trifásica tenemos:

$$P = 3 * R * I^2$$

Con todo lo anterior, es posible calcular las pérdidas en cada una de las líneas de nuestro sistema:

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia (Ω)	Intensidad (A)	Potencia perdida (W)
1	1630,00	6	4,67	13,08	1598,86
2	680,00	24	0,85	41,52	2930,65
3	15,00	150	0,0030	166,08	165,50
4	250,00	185	0,04	144,34	2533,87
5	4,00	400	0,0003	721,69	468,75

**Tabla 12: Pérdidas óhmicas para instalación monofacial fija**

Se pierden un total de 7797,62 W.

#### 6.4.7.3. Pérdidas LID

Las "pérdidas por LID" en el contexto de la energía solar fotovoltaica se refieren a las pérdidas causadas por el efecto LID, que es el acrónimo de "Light-Induced Degradation" (Degradación Inducida por la Luz). El LID es un fenómeno que afecta a algunos tipos de paneles solares de silicio cristalino, en particular a los paneles solares de silicio monocristalino y policristalino.

Cuando un panel solar experimenta LID, su eficiencia disminuye temporalmente después de su exposición inicial a la luz solar. Este efecto se debe a la interacción de la radiación solar con las impurezas de boro en el material de silicio del panel. Esta interacción provoca la formación de defectos en el cristal de silicio, lo que reduce temporalmente la eficiencia del panel.

Afortunadamente, el efecto LID es temporal y, por lo general, disminuye con el tiempo. La mayoría de los paneles solares de silicio cristalino se someten a un proceso de "curado" o "acondicionamiento" en el que se exponen a la luz solar antes de su instalación, lo que ayuda a minimizar las pérdidas por LID. Además, las mejoras en la fabricación de paneles solares han reducido significativamente la susceptibilidad al LID en muchos paneles solares modernos.

Se considerará una pérdida del 1% a causa de este fenómeno.

#### 6.4.7.4. Pérdidas Mismatch

Las pérdidas por Mismatch son las pérdidas de energía que se producen al conectar módulos fotovoltaicos de diferentes potencias a una instalación fotovoltaica. Esto se debe a que cuando dos módulos con corrientes diferentes se conectan en serie, el módulo con la corriente más baja limita la corriente en serie. Lo mismo se aplica a las tensiones cuando se conectan módulos en paralelo. Esto significa que la potencia de salida de una instalación de energía solar es menor (o idealmente igual) que la suma de las potencias de salida de los módulos de energía solar individuales que la componen.

Si nos centramos en el caso de estudio, las potencias de los módulos son las mismas, sin embargo, dicho panel tiene una tolerancia de  $0 \pm 5$  W, por lo que puede ser que tenga lugar dicho fenómeno.

Por tanto, se considerará un porcentaje de pérdidas igual al 1%.

#### *6.4.7.5. Pérdidas por polvo y suciedad*

La presencia de polvo o cualquier otro elemento adicional que pueda estar presente en los paneles, reducirán la captación de la radiación solar, provocando unas pérdidas en el sistema debido a la disminución de la corriente y tensión producida.

Además, es posible existan zonas de suciedad localizadas (como excrementos de ave) que provocan pérdidas por mismatch y puntos calientes cuando el bloqueo de la radiación existente sea muy elevado.

En la mayoría de las ocasiones, estas pérdidas se sitúan en torno al 1-2%, pero debido a que la instalación propuesta está en zona agrícola, dicho porcentaje de pérdidas se va a considerar del 3%.



**Figura 33: Suciedad en los paneles solares**

#### *6.4.7.6. Pérdidas angulares*

Las pérdidas angulares se dan cuando la radiación solar incide sobre el panel solar con un ángulo diferente a  $0^\circ$  (cuanto mayor sea el ángulo de incidencia mayores son las pérdidas). Es posible estimarlas a través de varios modelos matemáticos como Martín-Ruiz, ASHRAE o FRESNEL.

Se va a considerar un 1% de pérdidas angulares.

#### *6.4.7.7. Pérdidas espectrales*

Las pérdidas espectrales en paneles solares se refieren a la disminución de la eficiencia de conversión de la luz solar en electricidad debido a la variación en la intensidad de la luz a lo largo del espectro solar. Los paneles solares están diseñados para convertir la luz solar en electricidad, pero no todos los fotones de luz tienen la misma energía.

Algunos paneles solares pueden perder eficiencia debido a la incapacidad de convertir eficientemente fotones de ciertas longitudes de onda. Esto puede ocurrir debido a la

calidad de los materiales utilizados en los paneles o a su diseño. Las tecnologías más avanzadas tienden a minimizar estas pérdidas espectrales.

Se establecerá un porcentaje del 2% de pérdidas espectrales.

#### 6.4.7.8. Pérdidas por indisponibilidad

Es recomendable anticipar la posibilidad de pérdidas debido a problemas de mantenimiento, averías u otros imprevistos que puedan surgir. Se contemplará una reducción del 1%.

#### 6.4.7.9. Pérdidas del transformador

Hay que diferenciar dos tipos de pérdidas cuando hablamos de pérdidas del transformador:

- Pérdidas en el hierro o vacío: Las pérdidas originadas por las corrientes de Foucault que fluyen en el núcleo de hierro surgen debido a las variaciones temporales en el flujo magnético. Dado que este flujo está determinado por la tensión aplicada al devanado y esta permanece constante, lógicamente, porque el transformador está conectado de manera continua a la red de media tensión, las pérdidas en el hierro se consideran independientes del nivel de carga del transformador. Es relevante señalar que estas pérdidas ocurren de manera ininterrumpida a lo largo de todo el día. En nuestro caso tenemos que las pérdidas de vacío del transformador ascienden a 770W, por lo que la energía perdida a lo largo del año será:

$$E_p = \frac{770}{1000} * 24 * 365 = 6745,2 \frac{kWh}{año}$$

Al ser una pérdida de potencia constante, para poder conocer el porcentaje de pérdida, es necesario determinar primero la total, sin tener en consideración dichas pérdidas.

- Pérdidas a plena carga: El fabricante nos proporciona un valor que es de 9000W. En este caso sí que se puede considerar una pérdida, por lo que:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas en carga (\%)} &= \frac{P_{\text{pérdidas plena carga}}}{P_{\text{nominal del transformador}}} * 100 = \\ &= \frac{9000}{500000} * 100 = 0,18\% \end{aligned}$$

#### 6.4.7.10. Pérdidas del rendimiento del inversor

Las pérdidas del inversor se calculan a través de la curva de eficiencia del inversor, considerando también el consumo de energía del inversor en estado de espera.

Se utilizan estándares como los estándares europeos para el cálculo de la eficiencia del ciclo de potencia de CC/CA. Las pérdidas de conversión CC/CA en el inversor dependen del tipo de capas de potencia y de las características operativas, como la conducción y la conmutación de semiconductores, elementos magnéticos y condensadores utilizados en el inversor fotovoltaico.

Como ejemplo, la eficiencia del inversor fotovoltaico disminuye entre un 0,3 % y un 1 % por cada 150 V de amplitud de voltaje de entrada de CC. Además, la eficiencia disminuye hasta un 5 % debido al consumo de energía de la unidad de control y las pérdidas de conmutación en baja irradiancia y altos voltajes de entrada de CC [21].

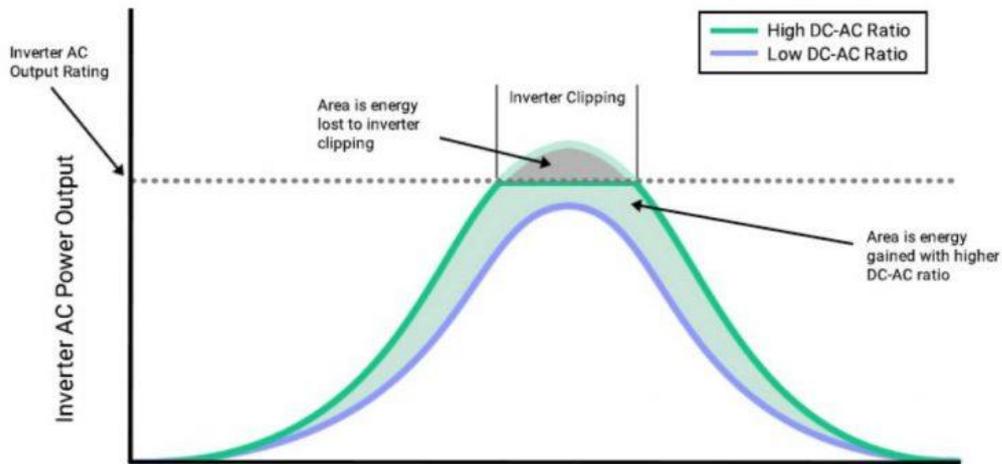


Figura 34: Pérdidas del inversor

Si se observa la ficha técnica del inversor, el fabricante nos proporciona un rendimiento del 98,4%, por lo que se pueden considerar unas pérdidas del 1,6%.

#### 6.4.7.11. Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia

Las pérdidas por no seguir el punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) en un sistema fotovoltaico se refieren a la disminución en la eficiencia de conversión de la luz solar en electricidad cuando el sistema no ajusta dinámicamente su operación para mantenerse en el punto de máxima potencia.

El punto de máxima potencia es el punto en el que la potencia de salida del panel solar es máxima, y este punto puede cambiar debido a variaciones en la intensidad de la luz solar, temperatura y otras condiciones ambientales.

Cuando un sistema fotovoltaico no utiliza un controlador MPPT eficiente o no realiza ajustes precisos para seguir el punto de máxima potencia, pueden ocurrir pérdidas de eficiencia. Esto puede deberse a que el sistema no aprovecha completamente la energía disponible en las condiciones cambiantes del entorno.

Para minimizar estas pérdidas, los inversores fotovoltaicos suelen estar equipados con tecnología MPPT que ajusta continuamente la operación del sistema para maximizar la potencia de salida. Es importante elegir y configurar adecuadamente el controlador MPPT para adaptarse a las condiciones específicas del entorno.

Se considerarán unas pérdidas del 1% para este fenómeno.

Una vez comentadas las pérdidas anteriores, se mostrará una tabla con cada una de ellas, a excepción de las pérdidas del transformador a plena carga y las del cableado. Se calculará la potencia que producen los paneles a las 12:00 horas puesto que es cuando el cableado funcionará a su intensidad nominal.

Para calcular la potencia y restarle el porcentaje de pérdidas provisional se aplicará la siguiente expresión:

$$P_m = P_m^* \left( 1 - \frac{\delta}{100} (T_c - T_c^*) \right) * (1 - P_T)$$

Donde:

- $P_m^*$ : es la potencia nominal del módulo en condiciones estándar. Para nuestro caso son 580 W.
- $\delta$ : es el coeficiente de variación de la potencia con el cambio de temperatura. En la ficha técnica se puede ver que tiene un valor de  $-0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ .
- $T_c$ : es la temperatura de la célula a temperatura ambiente.
- $T_c^*$ : es la temperatura en condiciones estándar (STC), con un valor de  $25 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ .
- $P_T$ : suma de las pérdidas totales provisionales.

Aplicando todo lo anterior se tiene que:

Mes	P <sub>1</sub> (%)	P <sub>2</sub> (%)	P <sub>3</sub> (%)	P <sub>4</sub> (%)	P <sub>5</sub> (%)	P <sub>6</sub> (%)	P <sub>7</sub> (%)	P <sub>8</sub> (%)	P <sub>9</sub> (%)	P <sub>10</sub> (%)	P <sub>11</sub> (%)	P <sub>T</sub> (%)	PGFV (W)	Porencia real sin cableado (W)	Potencia perdida en el cableado (W)	Pérdidas en el cableado (%)
Enero	0,88	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	12,66	556800	530109,44	7697,62	1,45
Febrero	3,10	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	14,88	556800	661601,43	7697,62	1,16
Marzo	5,44	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	17,22	556800	845897,29	7697,62	0,91
Abril	6,41	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	18,19	556800	888347,46	7697,62	0,87
Mayo	8,96	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	20,74	556800	987742,98	7697,62	0,78
Junio	10,00	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	21,78	556800	1003273,53	7697,62	0,77
Julio	11,22	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	23,00	556800	1018804,08	7697,62	0,76
Agosto	11,04	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	22,82	556800	985672,24	7697,62	0,78
Septiembre	8,20	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	19,98	556800	812765,45	7697,62	0,95
Octubre	5,81	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	17,59	556800	758926,21	7697,62	1,01
Noviembre	3,01	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	14,79	556800	566347,39	7697,62	1,36
Diciembre	0,94	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	12,72	556800	509402,04	7697,62	1,51

Tabla 13: Cálculo porcentaje de pérdidas cableado instalación monofacial fija

Se obtienen unas pérdidas medias en el cableado del 0,99%.

A continuación, podemos calcular el PR de forma provisional obteniendo:

Mes	P <sub>1</sub> (%)	P <sub>2</sub> (%)	P <sub>3</sub> (%)	P <sub>4</sub> (%)	P <sub>5</sub> (%)	P <sub>6</sub> (%)	P <sub>7</sub> (%)	P <sub>8</sub> (%)	P <sub>9</sub> (%)	P <sub>10</sub> (%)	P <sub>11</sub> (%)	P <sub>T</sub> (%)	PR (%)
Enero	0,88	1,45	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	14,11	85,89
Febrero	3,10	1,16	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	16,05	83,95
Marzo	5,44	0,91	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	18,13	81,87
Abril	6,41	0,87	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	19,06	80,94
Mayo	8,96	0,78	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	21,52	78,48
Junio	10,00	0,77	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	22,55	77,45
Julio	11,22	0,76	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	23,75	76,25
Agosto	11,04	0,78	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	23,60	76,40
Septiembre	8,20	0,95	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	20,93	79,07
Octubre	5,81	1,01	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	18,61	81,39
Noviembre	3,01	1,36	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	16,15	83,85
Diciembre	0,94	1,51	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	14,23	85,77

Tabla 14: Cálculo del PR provisional para la instalación monofacial fija

Se obtiene un PR provisional del 80,88 %.

Una vez obtenido el PR provisional, es posible calcular las pérdidas en vacío del transformador a partir de la energía vertida a la red mes a mes como:

$$E_p = \frac{G_{dm} * PGFV * PR}{G_{cem}}$$

Donde:

- $E_p$  (kWh/día): energía vertida a la red diaria.
- $G_{dm}$  (kWh/día): Irradiación diaria.
- $PGFV$  (W): Potencia pico de la instalación calculada como:

$$PGFV = P_{pico\ panel} * n_{paneles} = 580 * 960 = 556800\ W$$

- $G_{cem}$  ( $W/m^2$ ): Irradiancia en condiciones estándar, donde  $G_{cem} = 1000 W/m^2$ .

Aplicando la anterior se tiene que:

Mes	$G_{opt}$ ( $kWh/m^2$ día)	PGFV (W)	PR (%)	$E_p$ (kWh/día)	Pérdidas en vacío (%)
Enero	4,89	556800	0,86	2338,96	0,79
Febrero	6,07	556800	0,84	2838,24	0,65
Marzo	5,10	556800	0,82	2323,49	0,80
Abril	5,80	556800	0,81	2611,94	0,71
Mayo	7,04	556800	0,78	3074,90	0,60
Junio	7,13	556800	0,77	3072,71	0,60
Julio	7,18	556800	0,76	3050,14	0,61
Agosto	7,03	556800	0,76	2992,31	0,62
Septiembre	6,44	556800	0,79	2837,26	0,65
Octubre	6,06	556800	0,81	2745,66	0,67
Noviembre	4,70	556800	0,84	2192,22	0,84
Diciembre	4,76	556800	0,86	2271,13	0,81

Tabla 15: Cálculo de pérdidas en vacío para instalación monofacial fija

Una vez obtenidas las pérdidas en vacío, ya es posible calcular el PR definitivo para cada mes.

Mes	$P_1$ (%)	$P_2$ (%)	$P_3$ (%)	$P_4$ (%)	$P_5$ (%)	$P_6$ (%)	$P_7$ (%)	$P_8$ (%)	$P_9$ (%)	$P_{10}$ (%)	$P_{11}$ (%)	$P_T$ (%)	PR (%)
Enero	0,88	1,45	1	1	3	1	2	1	0,97	1,6	1	14,90	85,10
Febrero	3,10	1,16	1	1	3	1	2	1	0,83	1,6	1	16,70	83,30
Marzo	5,44	0,91	1	1	3	1	2	1	0,98	1,6	1	18,92	81,08
Abril	6,41	0,87	1	1	3	1	2	1	0,89	1,6	1	19,76	80,24
Mayo	8,96	0,78	1	1	3	1	2	1	0,78	1,6	1	22,12	77,88
Junio	10,00	0,77	1	1	3	1	2	1	0,78	1,6	1	23,15	76,85
Julio	11,22	0,76	1	1	3	1	2	1	0,79	1,6	1	24,36	75,64
Agosto	11,04	0,78	1	1	3	1	2	1	0,80	1,6	1	24,22	75,78
Septiembre	8,20	0,95	1	1	3	1	2	1	0,83	1,6	1	21,58	78,42
Octubre	5,81	1,01	1	1	3	1	2	1	0,85	1,6	1	19,28	80,72
Noviembre	3,01	1,36	1	1	3	1	2	1	1,02	1,6	1	16,99	83,01
Diciembre	0,94	1,51	1	1	3	1	2	1	0,99	1,6	1	15,04	84,96

Tabla 16: Cálculo del PR definitivo para instalación monofacial fija

Mediante el método analítico se obtiene un PR medio del 80,12% para la instalación solar monofacial fija.

A continuación, va a calcular la energía total generada a lo largo del año:

Mes	$G_{opt}$ ( $kWh/m^2$ mes)	PGFV (W)	PR (%)	$E_p$ (kWh/mes)
Enero	151,61	556800	0,85	71840,78
Febrero	170,01	556800	0,83	78854,36
Marzo	158,00	556800	0,81	71328,51
Abril	173,86	556800	0,80	77673,23
Mayo	218,15	556800	0,78	94591,97
Junio	213,76	556800	0,77	91465,56
Julio	222,72	556800	0,76	93802,87
Agosto	218,07	556800	0,76	92011,86
Septiembre	193,33	556800	0,78	84416,80
Octubre	187,81	556800	0,81	84411,50
Noviembre	140,86	556800	0,83	65105,48
Diciembre	147,42	556800	0,85	69737,24

Tabla 17: Energía anual generada por la instalación monofacial fija

En último lugar, se generan 975.240,16 MWh/año para dicho diseño.

## 6.4.8. Determinación del performance ratio y estimación de la producción para una instalación de paneles solares monofacial fija utilizando PVsyst

En este apartado, se llevará a cabo el diseño para la instalación monofacial fija, similar al realizado en el apartado anterior, pero utilizando el programa de simulación PVsyst. El proceso se llevará a cabo paso a paso, con una explicación detallada de las consideraciones de diseño y pérdidas. Estas consideraciones serán comparables a las establecidas en el diseño anterior, el cual fue realizado mediante un método analítico.

### 6.4.8.1. Definición de la instalación solar monofacial fija

En primer lugar, se abre el programa PVsyst donde aparecerá el siguiente menú inicial:

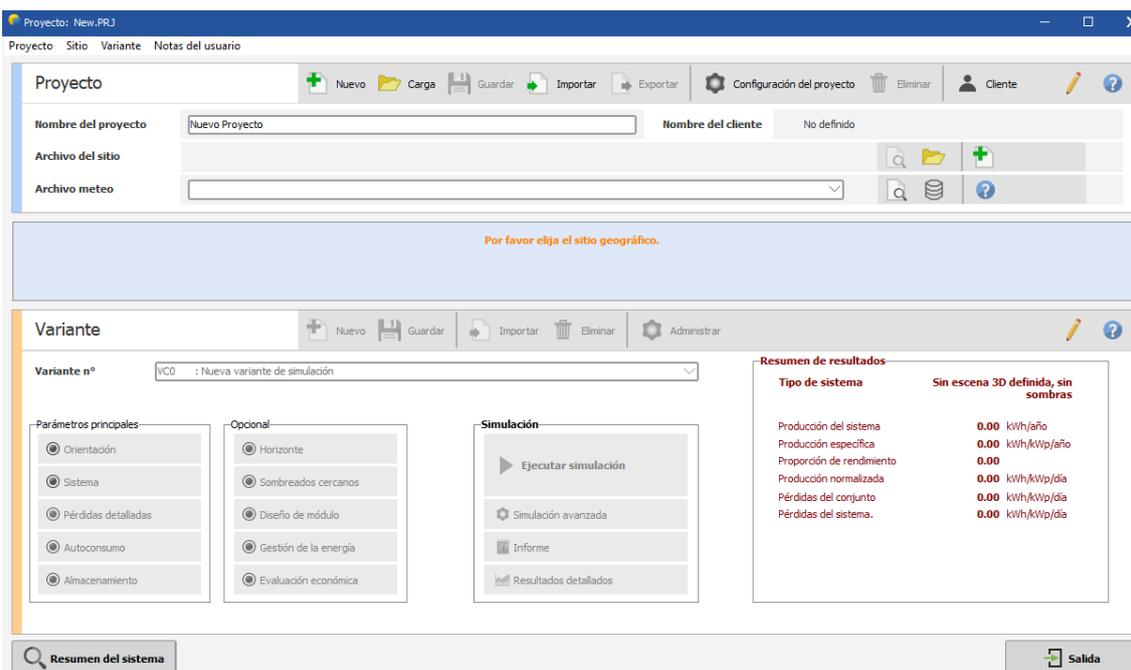


Figura 35: Menú inicial PVsyst

A continuación, es necesario seleccionar el sitio geográfico donde situ nuestra instalación. Para ello, se puede hacer ingresando las coordenadas mediante latitud y longitud o, por otro lado, buscándolo de forma manual en el mapa.

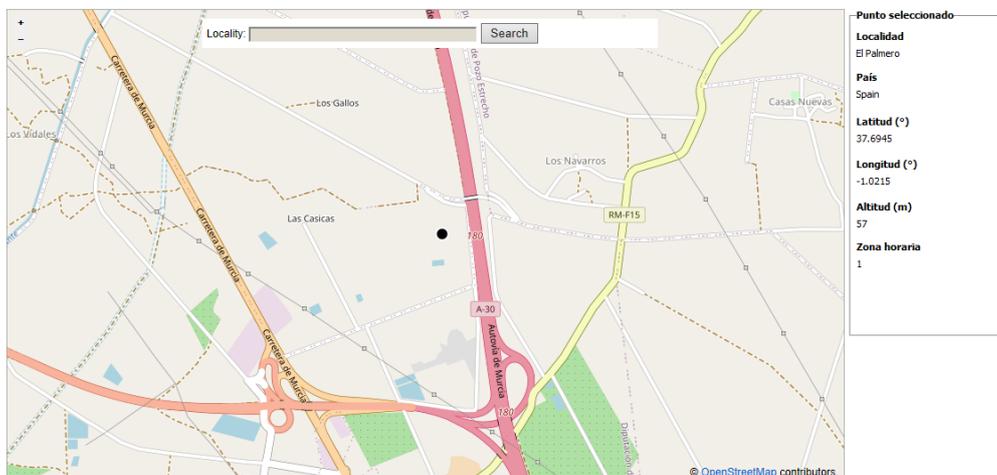


Figura 36: Sitio geográfico PVsyst

Es necesario cambiar los datos de temperatura a partir de las cuales se han realizado los cálculos analíticos. Para ello, es necesario acceder a la opción “Configuración del proyecto”, donde hay que cambiar las temperaturas a  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $70^{\circ}\text{C}$ . Además, es posible cambiar algunos otros factores como puede ser el albedo para el caso de los paneles bifaciales.

Figura 37: Condiciones de diseño PVsyst

#### 6.4.8.2. Definición de la orientación para la instalación solar monofacial fija

Una vez que se ha ubicado el lugar donde se sitúa la instalación, se procede a definir la “Orientación” del sistema:

Figura 38: Menú orientación diseño monofacial fija

En esta opción es posible cambiar tanto la inclinación como el azimut del sistema. En el caso de estudio, tenemos que la inclinación es de  $30^{\circ}$  con un azimut de  $-3^{\circ}$ . Además, PVsyst ofrece una opción de optimización según si se necesita un mayor rendimiento en verano, invierno o una producción anual lo más alta y homogénea posible.

#### 6.4.8.3. Definición del sistema para la instalación solar monofacial fija

A continuación, se definirá el sistema de la instalación, donde es necesario introducir el inversor y el panel que serán empleados.

Figura 39: Menú sistema PVsyst

Una vez seleccionados tanto el inversor como el panel, el programa calcula de forma automática el número de paneles por cadena y las entradas necesarias que necesita el inversor para trabajar correctamente.

En la esquina inferior derecha, aparece un mensaje de color naranja, por lo que existe la posibilidad de un error. En este escenario, se advierte sobre la posibilidad de una pérdida de potencia, ya que la tensión a una temperatura de 70 °C podría salir del rango compatible con los voltajes del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia. Este tipo de situación es poco probable en nuestra ubicación y condiciones ambientales, ya que requeriría una temperatura ambiente de 42,5 °C y una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, condiciones que se presentan en raras ocasiones.

#### 6.4.8.4. Definición del sistema para la instalación solar monofacial fija

En este apartado se definirán cada una de las pérdidas según las trabaja PVsyst para obtener los resultados deseables.

##### 6.4.8.4.1. Pérdidas térmicas mediante PVsyst

En primer lugar, se va a analizar las pérdidas térmicas. El software informático realiza un balance energético entre la temperatura ambiente y el calentamiento de la celda a causa de la radiación.

$$U * (T_{cel} - T_{amb}) = \alpha * G_{inc} * (1 - E_{ffic})$$

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{1}{U} [\alpha * G_{inc} * (1 - E_{ffic})]$$

Donde tenemos:

- $T_{cel}$  (°C): Temperatura de la célula.
- $T_{amb}$  (°C): Temperatura ambiente del sistema.
- $G_{inc}$  (W/m<sup>2</sup>): Irradiancia sobre el módulo.
- $\alpha$ : Coeficiente de absorción de la irradiación solar, usualmente tiene un valor de 0,9.
- $U$ : Valor del comportamiento térmico. Dicho parámetro se puede dividir en una componente constante y proporcional a la velocidad del viento:

$$U = U_c + U_v \cdot v$$

Para sistemas autoportantes con circulación de aire entre los colectores, que es el caso en el que nos encontramos, las variables tienen un valor de:

- $U_c = 29 \text{ W / m}^2 \text{ K}$ .
- $U_v = 0 \text{ W / m}^2 \text{ K m / s}$ .

Figura 40: Menú pérdidas PVsyst

#### 6.4.8.4.2. Pérdidas óhmicas mediante PVsyst

Son las pérdidas que surgen debido a la resistencia óhmica del cableado. Estas pérdidas se modelan según la expresión:

$$P_{loss} = R_w I_{array}^2$$

La expresión anterior únicamente es válida si el sistema trabaja bajo condiciones STC. Si, por el contrario, no trabaja bajo dichas condiciones, las pérdidas se modelan según:

$$P_{loss}/P_{array} = R_w I_{array}^2 / (V_{array} I_{array}) = R_w I_{array} / V_{array}$$

Para definir las pérdidas en continua, PVsyst nos ofrece tres formas distintas, pero se va a optar por trabajar con la siguiente:

- Definiendo una resistencia equivalente.
- Estableciendo una relación de la potencia pérdidas con respecto a la potencia STC. El software establece un porcentaje del 1,5% por defecto.
- Computación detallada: es posible establecer la longitud media de los tramos junto con su sección para que el programa sea capaz de calcular de manera independiente el porcentaje de potencia perdida.

Se va a optar por esta última opción, puesto que se considera como la más real.

Parámetro térmico    Pérdidas óhmicas    Calidad del módulo - LID - Desajuste    Pérdida de

**Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto**

Especificado por

Res. de cableado global    12.809 mΩ     Calculada     ?

Fracción pérdida en STC    1.50 %     Defecto

Caída de voltaje a través del diodo en serie    0.0 V     Defecto

Figura 41: Menú pérdidas óhmicas PVsyst

En primer lugar, se va a establecer las pérdidas en la parte de continua.

**Diseño de cableado**

Una cadena : 16 módulos

	Longitud prom. m/circuito	Sección mm²	Por circuito Corriente A	Resistencia mΩ	Conjunto global Resistencia mΩ
Conexiones módulo de cadena	45	6 mm²	13.1	141	12 cadenas : 11.8
Caja principal al inversor	3	120 mm²	15.8	0	10 inversores : 0.047

Por favor especifique la longitud total del cable para cada circuito (botón "Boceto")

**Resistencia de cableado global de campo**    11.8 mΩ

**Fracción de pérdida de MPP en STC**    0.3 %

**Masa total de cobre**    54 kg

**Costo total cable**    0 EUR

**Diseño de cableado**

Cadenas paralelas

Grupos de cadenas paralelas

**Optimización**

Fracción de pérdida objetivo    1.5 %

Minimizar la masa de cobre

Minimizar el costo

Figura 42: Menú computación detallada pérdidas óhmicas

A continuación, se establecerán las pérdidas en los tramos de alterna al poner la longitud y la sección de los tramos.

**Pérdidas CA después del inversor**

**Inversor de pérdida de cable CA a transfo (por inversor)**

Utiliza pérdida óhmica del circuito CA

Longitud del inversor a transformador  m    Sección cables

Fracción pérdida en STC  %   

STC: P<sub>ca</sub> = 109.2 kW, V<sub>ca</sub> = 400 V Tri, I = 157.7 A

Caída de tensión en STC    1.6 V (0.40%)

Cobre

Alu

Utiliza uno o varios transformadores MT

Utiliza un transformador de AT

Figura 43: Tramo 1 AC en PVsyst

**Pérdidas CA después del inversor**

**Inversor de pérdida de cable CA a transfo (por inversor)**

Utiliza pérdida óhmica del circuito CA

Longitud del inversor a transformador  m    Sección cables

Fracción pérdida en STC  %   

STC: P<sub>ca</sub> = 109.2 kW, V<sub>ca</sub> = 400 V Tri, I = 157.7 A

Caída de tensión en STC    0.1 V (0.02%)

Cobre

Alu

Utiliza uno o varios transformadores MT

Utiliza un transformador de AT

Figura 44: Tramo 2 AC en PVsyst

Es posible observar que las pérdidas obtenidas son menores que en el método analítico, debido a que  $P_{loss} = R \cdot I_{array}^2$ , por lo que, cuando la intensidad sea la mitad, las pérdidas pasarán a ser un cuarto debido a que varía con el cuadrado de esta. Los valores obtenidos con PVsyst serán más exactos, puesto que se ha asumido en el método analítico la condición de 12:00 a la hora de realizar ciertos cálculos como una situación constante a lo largo del día.

En último lugar, debemos de establecer las pérdidas originadas por el transformador calculadas a partir del método analítico.

**Transformador externo de voltaje medio**

Transformador(es) MV, sistema completo

Número de transfos MV        desconexión nocturna

**Valores genéricos**

Pac(STC) de referencia    **546 kW**

Pérdida de hierro (valor constante)  %     kW     defecto

Pérdida de cobre (resistiva)     % en STC     defecto

Resistencia equivalente del transfo 3 x 0.53 mΩ

Figura 45: Pérdidas tramo transformador PVsyst

#### 6.4.8.4.3. Pérdidas por mismatch y calidad del módulo

En este apartado, se trasladarán las pérdidas establecidas en los apartados anteriores por las cuales tenemos una pérdida del 1% debido al módulo, donde el software informático trabaja con una cuarta parte de la tolerancia. Por otro lado, se tiene unas pérdidas de potencia por mismatch del 2% y unas pérdidas por LID nulas, puesto que como se comentó anteriormente, para el caso de estudio no es un fenómeno que afecte a nuestros módulos fotovoltaicos.

The figure shows a software interface with four panels for configuring losses:

- Calidad del módulo:** 'Pérdida de eficiencia módulo' is set to -1.0%. Description: 'Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)'. A 'defecto' checkbox is unchecked.
- Pérdidas de desajuste de módulo:** 'Pérdida de potencia en MPP' is set to 2.00%. Description: 'Computación detallada'. A 'defecto' checkbox is checked.
- LID - Degradación Inducida por Luz:** 'Factor de pérdidas LID' is set to 0.0%. Description: 'Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación'. A 'defecto' checkbox is unchecked.
- Desajuste de voltaje de las cadenas:** 'Pérdida de potencia en MPP' is set to 0.00%. Description: 'Estudio detallado'. A 'defecto' checkbox is checked.

Figura 46: Pérdidas por LID y calidad del módulo

#### 6.4.8.4.4. Pérdidas angulares

El fenómeno de incidencia, también conocido como IAM (Modificador del Ángulo de Incidencia), se refiere a la reducción de la irradiancia que efectivamente alcanza la superficie de las células fotovoltaicas en comparación con la irradiancia bajo incidencia normal. Esta disminución se atribuye principalmente a los reflejos en la cubierta de vidrio, los cuales aumentan con el ángulo de incidencia.

La pérdida de transmisión es un fenómeno general ocasionado por la reflexión y transmisión del rayo solar en cada interfaz de material (aire-vidrio, vidrio-EVA, EVA-celda), así como por cierta absorción en el vidrio. En esencia, este fenómeno sigue las leyes de Fresnel que describen la transmisión y las reflexiones en la interfaz de dos materiales transparentes con índices de refracción diferentes, representados por  $n_1$  y  $n_2$ .

Inicialmente, las leyes de Fresnel se aplican a la interfaz aire-vidrio, describiendo el rayo reflejado y el rayo transmitido. Posteriormente, se aplican al rayo transmitido en la interfaz vidrio-EVA, y así sucesivamente.

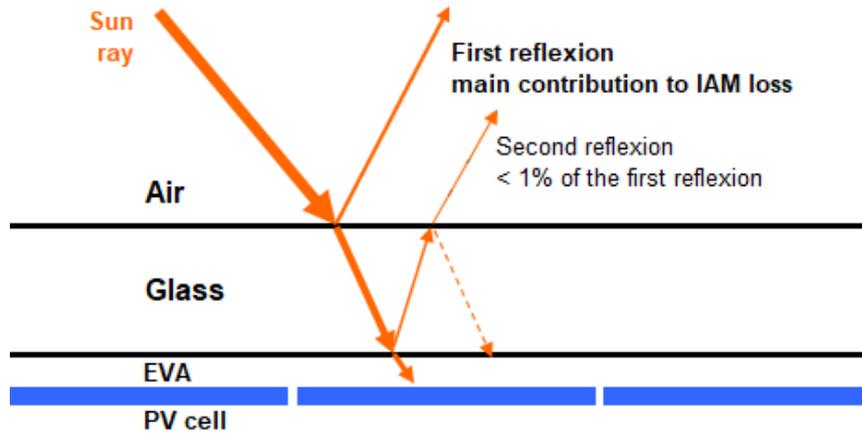


Figura 47: Diagrama pérdidas angulares

En la aplicación práctica, la función IAM suele abordarse mediante la parametrización "ASHRAE," propuesta en la década de 1980 por la Sociedad Estadounidense de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado (ASHRAE). Este enfoque depende de un único parámetro, denominado  $b_0$ :

$$FIAM = 1 - b_0 \cdot (1 / \cos i - 1), \text{ donde } i = \text{ángulo de incidencia en el plano.}$$

Se debe de marcar la opción de "Utiliza la definición del módulo FV", para que el software utilice el método apropiado en función del panel empleado.

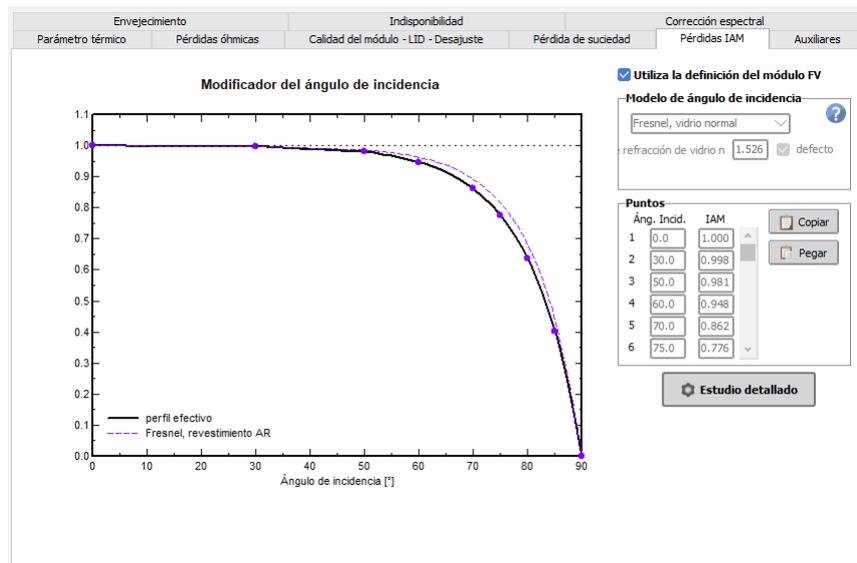


Figura 48: Menú pérdidas angulares PVsyst

#### 6.4.8.4.5. Pérdidas auxiliares

El software informático nos ofrece una opción para introducir unas pérdidas a causa de fenómenos auxiliares como ventilación, iluminación, etc. Dichas pérdidas se van a considerar despreciables puesto que no son relevantes en el caso de estudio.

#### 6.4.8.4.6. Pérdidas por corrección espectral

La corrección espectral considera las alteraciones en el espectro solar provocadas por la dispersión y absorción en la atmósfera. Estos cambios están vinculados al contenido de agua en la atmósfera, la presencia de aerosoles y la distancia recorrida por la luz, expresada en masa de aire (AM). En PVsyst, se han implementado diversos modelos para describir esta corrección espectral:

- El modelo CREST, diseñado para módulos de silicio amorfo, se aplica de manera automática.
- La corrección espectral basada en la base de datos Sandia para módulos fotovoltaicos, que también se aplica automáticamente.
- El modelo de corrección espectral FirstSolar, que está desactivado por defecto y puede ser activado por el usuario.

En nuestro caso, no activaremos ningún modelo de corrección espectral.

#### 6.4.8.4.7. Pérdidas por envejecimiento

En la sección de garantía del módulo, configuraremos los parámetros proporcionados en la hoja de datos del fabricante. PVsyst también considera que no todos los módulos experimentan degradación de la misma manera, lo que resulta en pérdidas adicionales debido al aumento del desajuste. Una de las metodologías para estimar este incremento en el desajuste es mediante el modelo de Monte Carlo.

The screenshot displays the 'Pérdidas por envejecimiento' (Degradation Losses) menu in PVsyst. The interface is organized into several sections:

- Utiliza degradación en la simulación:** Includes a checked box for 'Usos en simulación' and a 'Parámetros en simulación' section with values: 'Simulación para el año n°' set to 10, 'Módulos FV individuales: Factor deter. global' at 3.80%, and 'Factor de degrad. no coincidente' at 1.53%.
- Modelo:** 'Parámetros de envejecimiento de módulo FV' with 'Factor de degrad. promedio' at 0.40%/año, and 'Dispersión Imp RMS' and 'Dispersión Vmp RMS' both at 0.40%/año.
- Almacenar los valores de Monte Carlo:** A table showing degradation values over time:
 

Desajuste 5 años	0.23%
Desajuste 10 años	1.53%
Desajuste 15 años	2.21%
Desajuste 20 años	2.18%
Desajuste 25 años	4.01%
- Utilizado para esta evaluación:** 'Subconjunto' with 16 modules in series and 12 parallel strings. 'Cálculo Monte-Carlo' with 100 tests, 10 years of random evaluation, 1.53% average degradation loss, and 1.46% RMS degradation loss.
- Garantía del módulo:** Warranty table:
 

Año 0	Garantía 98.0%	% Pnom
Año 10	Garantía 94.9%	% Interpol. lineal
Año 20	Garantía 91.4%	% Interpol. lineal
Año 25	Garantía 89.6%	% Pnom

 Average: -0.34%/año. 'Delinear' options: 'Curva' (checked) and 'Escalones'.

The central graph shows 'Degradación [%]' on the y-axis (70-100) and 'Año' on the x-axis (0-30). It features three lines: 'Degradación básica' (blue), 'Con un desajuste anual creciente' (orange), and 'Garantía del módulo' (black). A green dot at year 10 is labeled 'Utilizar en simulación' with a 'Pérdida = 5.3%' annotation. A legend at the bottom right allows toggling between 'Eficiencias' and 'Pérdidas'.

Figura 49: Menú pérdidas por envejecimiento PVsyst

#### 6.4.8.4.8. Pérdidas por indisponibilidad

Es recomendable anticipar posibles pérdidas debido a fallas del sistema o interrupciones por mantenimiento. PVsyst permite especificar esta indisponibilidad como una fracción de tiempo con periodos aleatorios, dado que estas fallas suelen ser impredecibles, o definirlos explícitamente.

La magnitud de estas pérdidas presenta una dimensión estadística, ya que no será igual que la falla o parada ocurra en un día de alta producción en agosto que en un día de diciembre o durante la noche.

#### 6.4.8.5. Resultados finales instalación solar monofacial fija

En este apartado, se presentarán los resultados obtenidos mediante el software PVsyst para la instalación solar monofacial fija.

Una vez establecidos todos los parámetros que afectan a la instalación, se procede a ejecutar la simulación, obteniendo:

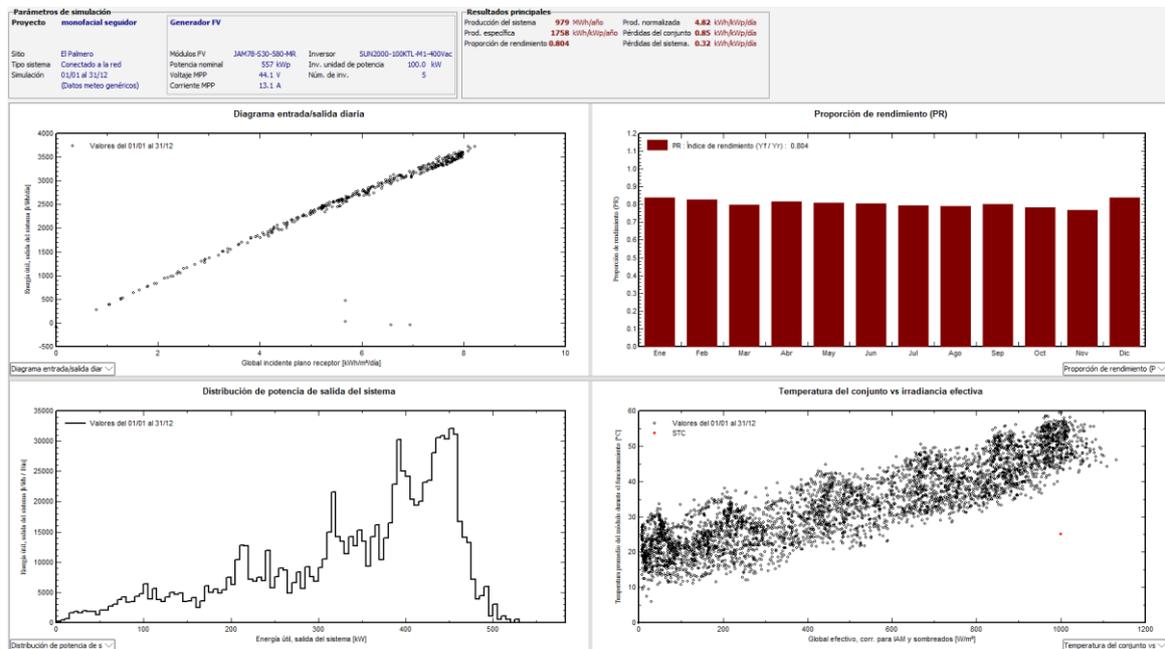


Figura 50: Cuadro general resultados instalación solar monofacial fija

En la parte superior se pueden observar algunos datos básicos de la instalación como puede ser el inversor y paneles solares utilizados, la potencia pico y nominal de la instalación, entre otros.

A continuación, se mostrarán los resultados principales arrojados por la simulación realizada. Se puede observar que la producción del sistema es ligeramente superior a la calculada por el método analítico, donde se obtuvo un valor de 975,24 MWh/año mientras que por el programa informático nos da un valor de 979 MWh/año, donde se obtiene un error del 0,38%. Por otro lado, si observamos el PR, es muy cercano al calculado de igual forma por el método analítico, obteniendo de esta última un valor de 0,8018 y el valor ofrecido por el programa informático es de 0,804.



Figura 51: Resultados instalación solar monofacial fija

Para reflejar las pérdidas, el programa PVsyst nos ofrece un diagrama donde especifica cada una de las pérdidas que hay en nuestro sistema de forma muy visual.

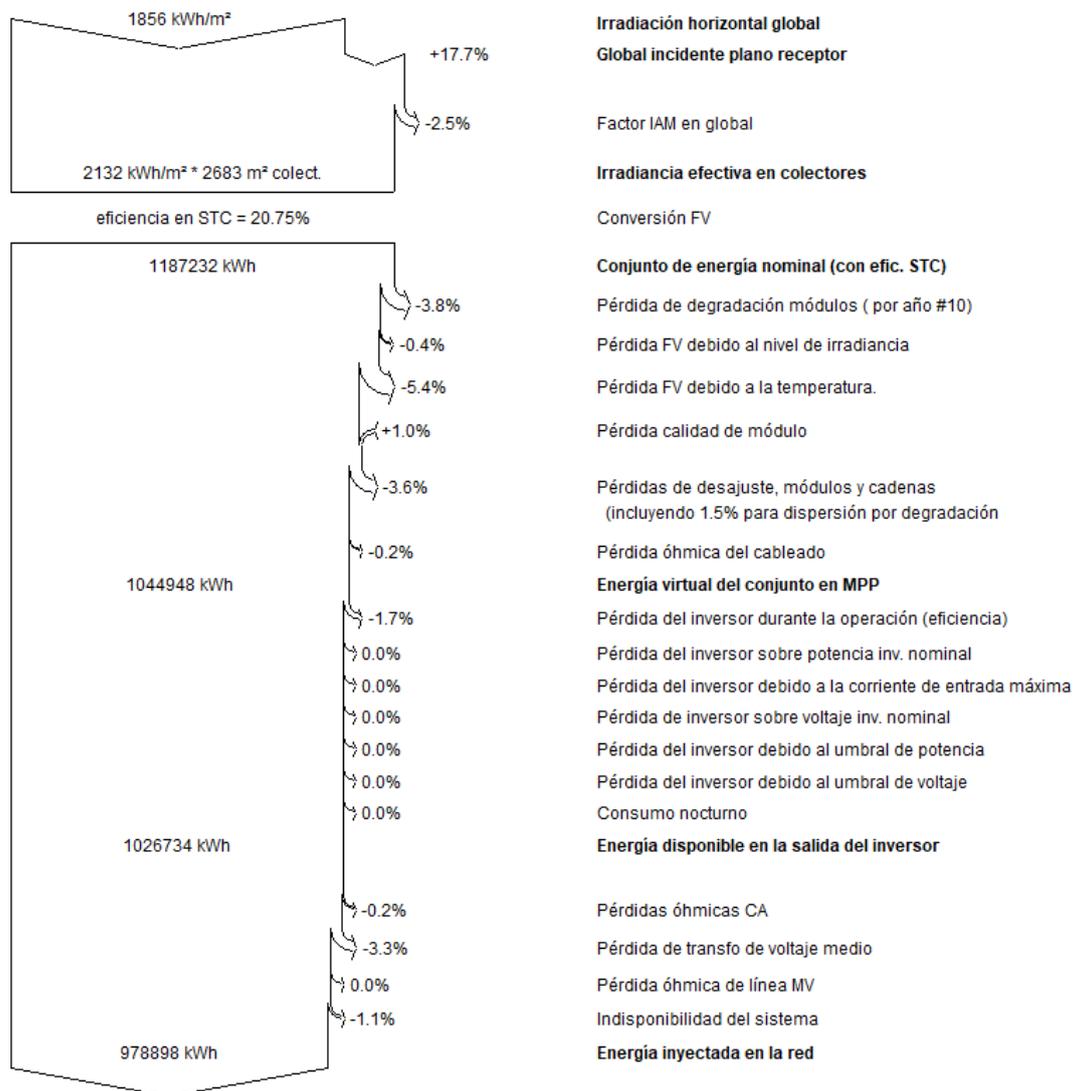


Figura 52: Diagrama de pérdidas para la instalación solar monofacial fija

Si atendemos a las pérdidas de “Pérdida en el inversor debido al umbral de potencia” y “Pérdida en el inversor debido al umbral de voltaje”, ambas tienen un valor nulo, por lo que se ha realizado un buen diseño para los inversores elegidos.

El programa informático también es capaz de ofrecer una tabla resumiendo los principales parámetros de la instalación solar fotovoltaica diseñada.

**Nueva variante de simulación  
Balances y resultados principales**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>PR</b> proporción
<b>Enero</b>	90.1	28.18	13.14	150.7	147.6	74674	70329	0.838
<b>Febrero</b>	91.9	37.23	14.73	129.0	126.1	63315	59455	0.828
<b>Marzo</b>	156.0	48.53	14.69	195.8	191.1	94958	86826	0.796
<b>Abril</b>	175.5	65.35	17.58	189.1	184.3	90619	85962	0.816
<b>Mayo</b>	171.4	67.18	18.96	169.0	164.5	80761	76250	0.810
<b>Junio</b>	242.0	64.14	22.00	227.7	221.2	106970	101970	0.804
<b>Julio</b>	245.7	66.82	25.11	236.0	229.3	109621	104522	0.795
<b>Agosto</b>	212.3	63.91	27.60	222.2	216.5	102702	97778	0.790
<b>Septiembre</b>	168.8	53.93	24.00	199.6	194.8	93782	89112	0.802
<b>Octubre</b>	128.4	44.05	19.53	174.5	170.7	83887	76263	0.785
<b>Noviembre</b>	92.5	30.58	16.29	148.1	144.8	72233	63268	0.767
<b>Diciembre</b>	81.9	26.47	12.84	144.0	140.8	71425	67162	0.838
<b>Año</b>	1856.4	596.37	18.89	2185.8	2131.8	1044948	978898	0.804

**Figura 53: Balances y resultados para la instalación solar monofacial fija**

Donde:

- GlobHor (kWh/m<sup>2</sup>): Irradiación global horizontal.
- DiffHor (kWh/m<sup>2</sup>): Irradiación difusa horizontal.
- T\_amb: Temperatura ambiente del sistema.
- GlobInc (kWh/m<sup>2</sup>): Irradiación global incidente en el plano receptor.
- GlobEff (kWh/m<sup>2</sup>): Irradiación global efectiva corregida para IAM y sombreados.
- EArray (kWh): Energía efectiva a la salida del conjunto.
- E\_Grid (kWh): Energía inyectada en la red.
- PR: Proporción de rendimiento.

#### 6.4.9. Cálculo del performance ratio y estimación de la producción para la instalación monofacial con seguidor

A continuación, se calcularán las pérdidas del sistema para la instalación monofacial con seguidor diseñada y la producción esperada.

En primer lugar, en la **Tabla 7** se puede observar las irradiancias que se obtuvieron de PVGIS, a la vez que la aproximación para la irradiancia obtenida para el caso del seguidor.

Para calcular las pérdidas de la instalación solar monofacial con seguidor debemos de conocer la irradiancia existente. Se va a suponer que en este caso la irradiancia no va a estar mayorada a las 12:00 h debido a que en ese instante el Sol estará perpendicular al suelo y a su vez, al panel fotovoltaico. Con todo esto, el procedimiento va a ser el mismo que para la instalación solar monofacial fija, donde se tiene que las pérdidas por temperatura son:

Pérdidas por temperatura							
Mes	Temperatura 12:00 (°C)	Irradiancia 12:00 (W/m <sup>2</sup> )	T <sub>célula</sub> 12:00 (°C)	Potencia STC (W)	Pérdida de potencia (W)	Potencia real (W)	Pérdidas (%)
Enero	11,50	381,35	23,42	580	-3,21	583,21	-0,55
Febrero	13,90	462,53	28,35	580	6,81	573,19	1,17
Marzo	15,00	553,00	32,28	580	14,78	565,22	2,55
Abril	16,50	711,26	38,73	580	27,87	552,13	4,80
Mayo	20,80	815,65	46,29	580	43,22	536,78	7,45
Junio	23,30	918,20	51,99	580	54,80	525,20	9,45
Julio	26,30	902,50	54,50	580	59,89	520,11	10,33
Agosto	26,80	811,88	52,17	580	55,16	524,84	9,51
Septiembre	23,90	650,09	44,22	580	39,01	540,99	6,73
Octubre	18,70	496,81	34,23	580	18,73	561,27	3,23
Noviembre	16,50	399,93	29,00	580	8,12	571,88	1,40
Diciembre	12,30	367,56	23,79	580	-2,46	582,46	-0,42

**Tabla 18: Pérdidas por temperatura para instalación monofacial con seguidor**

Se han obtenido unas pérdidas del 3,27% menores que las obtenidas en el caso de la instalación monofacial fija, donde se obtuvo un índice de pérdidas por temperatura de 6,25%. Esto se debe a que al estar con seguidor horizontal norte-sur, se encuentran en horizontal, y por tanto, la irradiancia incidente será menor que en el fijo.

Puesto que esta disposición va sobre seguidores, habrá que tener en cuenta que las distancias van a ser mayores, por lo que a continuación se muestran las pérdidas óhmicas de esta disposición:

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia (Ω)	Intensidad (A)	Potencia perdida (W)
1	1665	6	4,77	13,08	1633,19
2	700	24	0,88	41,52	3016,84
3	15	150	0,0030	166,08	165,50
4	250	185	0,04	144,34	2533,87
5	4	400	0,0003	721,69	468,75

**Tabla 19: Pérdidas óhmicas para instalación monofacial con seguidor**

El resto de las pérdidas son idénticas que en el caso de la instalación solar monofacial fija, por lo que se tiene que:

Mes	P <sub>1</sub> (%)	P <sub>2</sub> (%)	P <sub>3</sub> (%)	P <sub>4</sub> (%)	P <sub>5</sub> (%)	P <sub>6</sub> (%)	P <sub>7</sub> (%)	P <sub>8</sub> (%)	P <sub>9</sub> (%)	P <sub>10</sub> (%)	P <sub>11</sub> (%)	P <sub>T</sub> (%)	PGFV (W)	Potencia real sin cableado (W)	Potencia perdida en el cableado (W)	Pérdidas en el cableado (%)
Enero	-0,55	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	11,23	556800	315870,6796	7818,15	2,48
Febrero	1,17	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	12,95	556800	383107,6074	7818,15	2,04
Marzo	2,55	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	14,33	556800	458047,688	7818,15	1,71
Abril	4,80	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	16,58	556800	589135,8837	7818,15	1,33
Mayo	7,45	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	19,23	556800	675599,6324	7818,15	1,16
Junio	9,45	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	21,23	556800	760541,3872	7818,15	1,03
Julio	10,33	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	22,11	556800	747537,14	7818,15	1,05
Agosto	9,51	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	21,29	556800	672472,815	7818,15	1,16
Septiembre	6,73	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	18,51	556800	538464,8759	7818,15	1,45
Octubre	3,23	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	15,01	556800	411507,8065	7818,15	1,90
Noviembre	1,40	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	13,18	556800	331256,2778	7818,15	2,36
Diciembre	-0,42	0	1	1	3	1	2	1	0,18	1,6	1	11,36	556800	304450,5485	7818,15	2,57

**Tabla 20: Cálculo de porcentaje de pérdidas en el cableado para instalación monofacial con seguidor**

Se ha obtenido un porcentaje medio de pérdidas del 1,60% puesto que la producción a esta hora es menor.

A continuación, se va a calcular el PR provisional de la instalación de igual forma que para la instalación monofacial fija:

Mes	P <sub>1</sub> (%)	P <sub>2</sub> (%)	P <sub>3</sub> (%)	P <sub>4</sub> (%)	P <sub>5</sub> (%)	P <sub>6</sub> (%)	P <sub>7</sub> (%)	P <sub>8</sub> (%)	P <sub>9</sub> (%)	P <sub>10</sub> (%)	P <sub>11</sub> (%)	P <sub>T</sub> (%)	PR (%)
Enero	-0,55	2,48	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	13,70	86,30
Febrero	1,17	2,04	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	14,99	85,01
Marzo	2,55	1,71	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	16,04	83,96
Abril	4,80	1,33	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	17,91	82,09
Mayo	7,45	1,16	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	20,39	79,61
Junio	9,45	1,03	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	22,26	77,74
Julio	10,33	1,05	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	23,15	76,85
Agosto	9,51	1,16	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	22,45	77,55
Septiembre	6,73	1,45	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	19,96	80,04
Octubre	3,23	1,90	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	16,91	83,09
Noviembre	1,40	2,36	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	15,54	84,46
Diciembre	-0,42	2,57	1,00	1,00	3,00	1,00	2,00	1,00	0,18	1,60	1,00	13,92	86,08

**Tabla 21: Cálculo PR provisional instalación monofacial con seguidor**

Se obtiene un PR provisional del 81,83% mayor que el obtenido para la instalación monofacial fija.

En cuanto a las pérdidas en vacío se tiene que:

Mes	G <sub>opt</sub> (kWh/m <sup>2</sup> día)	PGFV (W)	PR (%)	E <sub>p</sub> (kWh/día)	Pérdidas en vacío (%)
Enero	5,87	556800	0,86	2820,02	0,66
Febrero	6,58	556800	0,85	3114,87	0,59
Marzo	6,12	556800	0,84	2859,39	0,65
Abril	6,73	556800	0,82	3076,10	0,60
Mayo	8,44	556800	0,80	3743,26	0,49
Junio	8,27	556800	0,78	3581,90	0,52
Julio	8,62	556800	0,77	3689,02	0,50
Agosto	8,44	556800	0,78	3644,87	0,51
Septiembre	7,48	556800	0,80	3335,34	0,55
Octubre	7,27	556800	0,83	3363,51	0,55
Noviembre	5,45	556800	0,84	2564,25	0,72
Diciembre	5,71	556800	0,86	2735,03	0,68

**Tabla 22: Cálculo de pérdidas en vacío instalación monofacial con seguidor**

Se ha obtenido un 0,58% de pérdidas medias en vacío debido al transformador.

Una vez que se han obtenido todas las pérdidas de este sistema, es posible obtener el PR definitivo de esta disposición, obteniendo:

Mes	P <sub>1</sub> (%)	P <sub>2</sub> (%)	P <sub>3</sub> (%)	P <sub>4</sub> (%)	P <sub>5</sub> (%)	P <sub>6</sub> (%)	P <sub>7</sub> (%)	P <sub>8</sub> (%)	P <sub>9</sub> (%)	P <sub>10</sub> (%)	P <sub>11</sub> (%)	P <sub>T</sub> (%)	PR (%)
Enero	-0,55	2,48	1	1	3	1	2	1	0,84	1,6	1	14,36	85,64
Febrero	1,17	2,04	1	1	3	1	2	1	0,77	1,6	1	15,59	84,41
Marzo	2,55	1,71	1	1	3	1	2	1	0,83	1,6	1	16,68	83,32
Abril	4,80	1,33	1	1	3	1	2	1	0,78	1,6	1	18,51	81,49
Mayo	7,45	1,16	1	1	3	1	2	1	0,67	1,6	1	20,88	79,12
Junio	9,45	1,03	1	1	3	1	2	1	0,70	1,6	1	22,77	77,23
Julio	10,33	1,05	1	1	3	1	2	1	0,68	1,6	1	23,65	76,35
Agosto	9,51	1,16	1	1	3	1	2	1	0,69	1,6	1	22,96	77,04
Septiembre	6,73	1,45	1	1	3	1	2	1	0,73	1,6	1	20,51	79,49
Octubre	3,23	1,90	1	1	3	1	2	1	0,73	1,6	1	17,46	82,54
Noviembre	1,40	2,36	1	1	3	1	2	1	0,90	1,6	1	16,26	83,74
Diciembre	-0,42	2,57	1	1	3	1	2	1	0,86	1,6	1	14,60	85,40

**Tabla 23: Cálculo del PR provisional instalación monofacial con seguidor**

Se ha obtenido un PR del 81,25% mayor que el obtenido en el caso de la instalación monofacial fija.

En último lugar, se va a calcular la producción mensual de la disposición monofacial con seguidor, donde se obtiene:

Mes	G <sub>opt</sub> (kWh/m <sup>2</sup> mes)	PGFV (W)	PR (%)	E <sub>p</sub> (kWh/mes)
Enero	181,93	556800	0,86	86756,70
Febrero	204,01	556800	0,84	95887,02
Marzo	189,60	556800	0,83	87958,66
Abril	208,63	556800	0,81	94661,30
Mayo	261,78	556800	0,79	115321,58
Junio	256,51	556800	0,77	110301,98
Julio	267,26	556800	0,76	113614,11
Agosto	261,68	556800	0,77	112252,37
Septiembre	232,00	556800	0,79	102679,78
Octubre	225,37	556800	0,83	103579,35
Noviembre	169,03	556800	0,84	78813,58
Diciembre	176,90	556800	0,85	84120,26

**Tabla 24: Energía anual generada por la instalación monofacial con seguidor**

Con la instalación solar monofacial con seguidores, se puede obtener una producción de 1185,95 MWh/año, superior por un 21,14% a la monofacial fija.

#### 6.4.10. Cálculo del Performance Ratio y Estimación de la Producción para Instalación Monofacial con Seguimiento mediante PVsyst

De igual forma que para la instalación monofacial fija, se va a diseñar la instalación monofacial con seguidores en el programa PVsyst.

Para ello, en la opción de Orientación hay que seleccionar “Rastreo, eje horizontal N-S” donde además es posible elegir los límites de los seguidores. Por último, se marcará la opción de “Retroceso” para que los seguidores no se den sombra unos a otros.

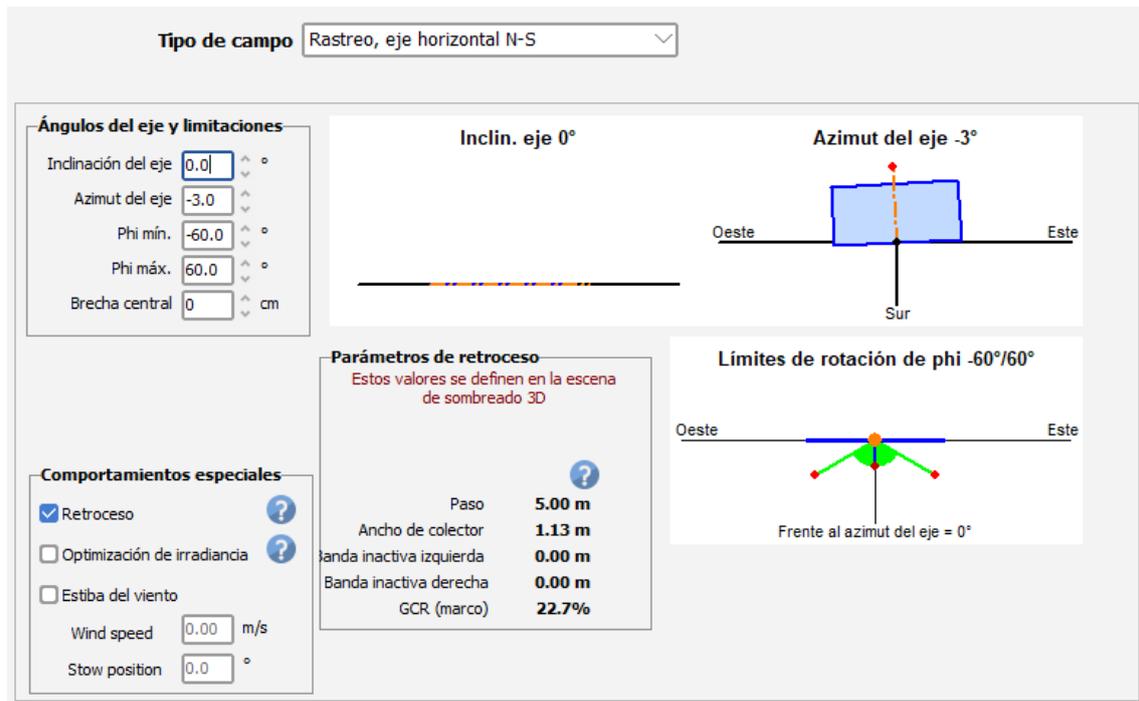


Figura 54: Menú orientación monofacial con seguidor

El apartado de “Sistema” se deja igual puesto que el inversor, paneles y distribución es la misma que para el caso de la instalación monofacial fija.

A continuación, en el apartado de “Sombreados Cercanos” hay que establecer el número de trackers y los módulos que habrá en cada uno. Puesto que nuestra instalación está dividida en dos partes, hay que hacer dos conjuntos de rastreadores para poder modelarlo tal y como está pensado en el diseño.

A continuación, se muestra el diseño del bloque 1 (el bloque 2 se hace de forma idéntica) donde hay que poner que se tienen 5 rastreadores, con 96 módulos por seguidor y únicamente 1 módulo por fila. Además, es necesario poner la distancia entre seguidores.

Parámetros de rastreo		Partición
General		Tamaños de los rastreadores
<b>Definición de tamaños</b>		
<input checked="" type="radio"/> Por módulos (ajustar tamaños)		?
<input type="radio"/> Por tamaños sensibles		
<b>Por módulos</b>		
Módulo FV de referencia		
<b>JAM78-530-580-MR</b>		
Ancho del módulo		<b>1.134 m</b>
Longitud del módulo		<b>2.465 m</b>
Orientación	Paisaje	
Núm. de módulos en ancho (X)	1	^ v
Núm. de módulos en longitud (Y)	96	^ v
Espaciado de módulos X	0.02	m
Espaciado de módulos Y	0.02	m
<b>Área sensible</b>		
Anchura	1.13	m
Longitud	238.54	m
Área de la tabla		<b>270.5 m<sup>2</sup></b>
Área de cobertizo		<b>1341.75 m<sup>2</sup></b>
Área requerida		<b>2683.50 m<sup>2</sup></b>

**Figura 55: Menú diseño rastreadores instalación monofacial con seguidor**

Se evidencia que la cantidad de módulos coincide con los de nuestra instalación, y que el área total es ligeramente superior al espacio requerido, lo que confirma la correcta ejecución de la construcción del campo de seguidores.

Todos los demás factores relacionados con pérdidas y demás tendrán el mismo valor que en la instalación monofacial fija. Por lo tanto, procedemos directamente a presentar los resultados principales de la instalación. Como se puede apreciar, la producción obtenida es muy similar a la calculada analíticamente, con un rendimiento prácticamente idéntico en términos de PR (Performance Ratio).

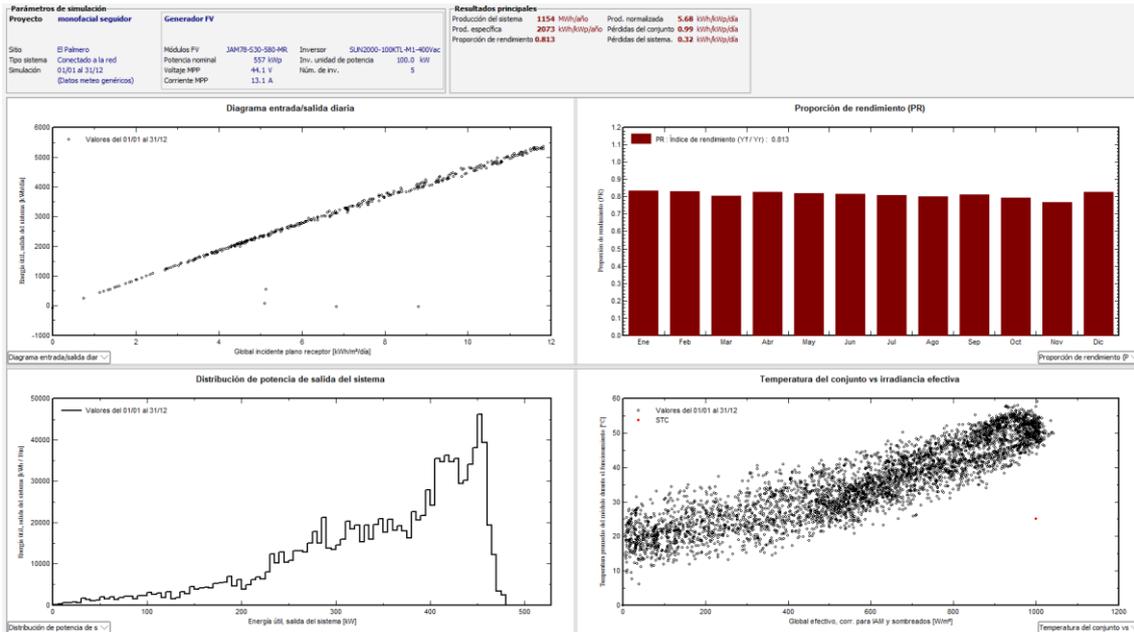


Figura 56: Cuadro general de los resultados para la instalación solar monofacial con seguidor



Figura 57: Resultados instalación solar monofacial con seguidor

**MONOFACIAL CON SEGUIDOR FINAL**  
Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
Enero	90.1	28.18	13.14	133.9	128.6	65846	62245	0.835
Febrero	91.9	37.23	14.73	126.9	122.6	62114	58748	0.832
Marzo	156.0	48.53	14.69	222.2	217.3	108536	99654	0.806
Abril	175.5	65.35	17.58	230.5	225.5	110983	106307	0.828
Mayo	171.4	67.18	18.96	218.3	213.6	104486	99862	0.822
Junio	242.0	64.14	22.00	323.9	318.7	153145	147452	0.818
Julio	245.7	66.82	25.11	332.8	327.5	155740	149999	0.809
Agosto	212.3	63.91	27.60	287.8	282.6	133770	128605	0.803
Septiembre	168.8	53.93	24.00	233.8	229.0	110532	105951	0.814
Octubre	128.4	44.05	19.53	182.7	177.8	88027	80674	0.793
Noviembre	92.5	30.58	16.29	135.2	130.0	65568	57934	0.770
Diciembre	81.9	26.47	12.84	123.3	117.5	60296	56823	0.828
<b>Año</b>	<b>1856.4</b>	<b>596.37</b>	<b>18.89</b>	<b>2551.2</b>	<b>2490.6</b>	<b>1219042</b>	<b>1154256</b>	<b>0.813</b>

Figura 58: Balances y resultados la instalación solar monofacial con seguidor

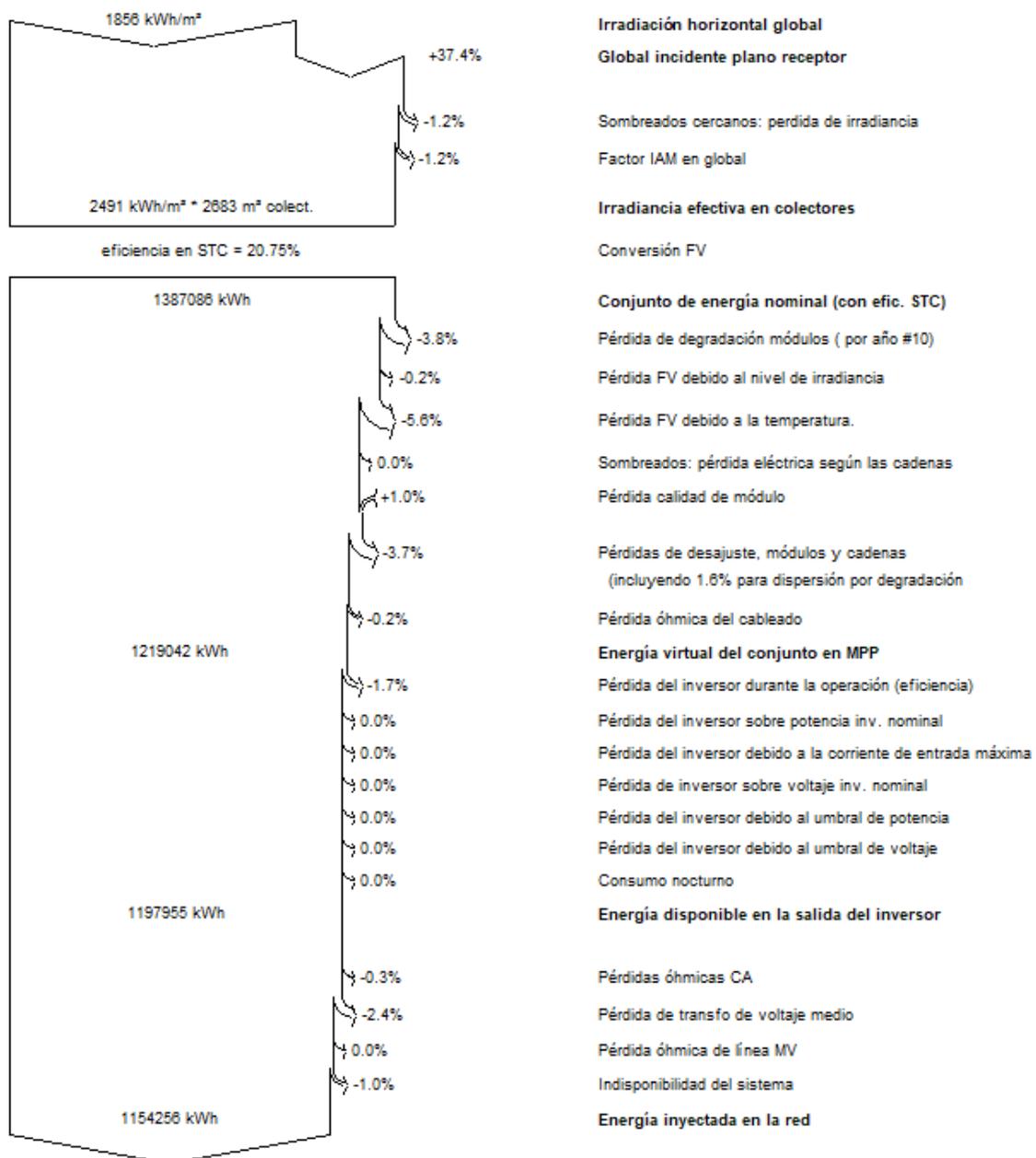


Figura 59: Diagrama de pérdidas instalación solar monofacial con seguidor

En relación con el diagrama de pérdidas, se destaca que, en comparación con el ángulo óptimo, la irradiación incidente respecto a la horizontal ha experimentado un incremento del +17,7% a un notable +37,4% con la implementación de la tecnología de seguimiento. Además, se observa un leve aumento en las pérdidas por temperatura, ya que los módulos reciben una mayor irradiancia, especialmente durante las horas no centrales del día. Asimismo, se evidencia un ligero incremento en las pérdidas por desajuste (mismatch) debido a una pequeña variación en la irradiancia recibida por el sistema de seguimiento.

## 7. TECNOLOGÍA BIFACIAL

Las placas solares bifaciales representan una versión avanzada de los paneles solares convencionales, transformando la manera en que aprovechamos la energía solar. A diferencia de los paneles solares tradicionales, que solo capturan la luz solar en su parte frontal, las placas solares bifaciales tienen la capacidad de aprovechar la luz tanto en la parte frontal como en la trasera.

Este logro se alcanza mediante un diseño innovador que incorpora células fotovoltaicas en ambos lados del panel solar, encargadas de convertir la luz solar en electricidad. Al capturar la luz reflejada en la parte posterior, las placas solares bifaciales experimentan un significativo aumento en su rendimiento y eficiencia.

La tecnología empleada por las placas solares bifaciales demuestra ser particularmente efectiva en condiciones de alta reflectividad, como en áreas con nieve, agua o superficies cercanas que reflejan la luz solar [27].

El funcionamiento de los paneles solares bifaciales se basa en:

- **Captura de luz solar:** Estas placas cuentan con células fotovoltaicas en ambos lados, frontal y trasero. Cuando la luz solar incide en la cara frontal, las células absorben fotones, generando corriente eléctrica al liberar electrones.
- **Aprovechamiento de la luz reflejada:** Además de capturar luz directa, las placas bifaciales aprovechan la luz reflejada en superficies cercanas, como suelo o paredes. Las células en la parte trasera convierten esta luz reflejada en energía eléctrica, maximizando así la eficiencia energética.
- **Eficiencia en condiciones de alta reflectividad:** La capacidad de capturar luz desde ambos lados hace que estas placas sean particularmente eficientes en áreas con alta reflectividad, como zonas de nieve o agua.
- **Adaptabilidad a la posición del sol:** La versatilidad de las placas bifaciales les permite ajustarse fácilmente a diversas orientaciones y ángulos, siguiendo la trayectoria del sol a lo largo del día. Esta adaptabilidad contribuye a una producción de energía más elevada y eficiente, independientemente de la ubicación de instalación.

En cuanto a los parámetros que hay que tener en cuenta para la producción de energía, hay que destacar:

- **Albedo:** Este factor se refiere al porcentaje de radiación que una superficie refleja. Mientras que el albedo promedio de la superficie terrestre ronda el 35% de la radiación solar, superficies más claras, como la nieve, exhibirán un albedo mayor.
- **Distancia:** La radiación captada en la parte inferior de un módulo solar bifacial aumenta a medida que se incrementa la distancia entre los paneles.
- **Sombreados:** Elementos como el cableado, las conexiones y la fijación en la parte inferior de los paneles pueden tener un impacto negativo en la captación de luz al cubrir parte de la superficie, afectando así la producción de energía.
- **Altura:** La altura de los paneles desempeña un papel crucial en su rendimiento. Paneles ubicados a mayor altura generan sombras más difusas, lo que aumenta la radiación captada en la parte posterior. Además, a mayor altura, los paneles reciben un albedo más elevado.

Finalmente, algunas de las ventajas de utilizar este tipo de paneles frente a los convencionales son:

- Mayor eficiencia energética: se logra gracias a su capacidad para capturar la luz solar desde ambos lados, permitiéndoles generar entre un 10% y un 30% más de energía en comparación con los paneles solares convencionales.
- Mayor adaptabilidad: su diseño versátil les permite generar energía eficientemente incluso en áreas con alta reflectividad, como zonas nevadas o superficies reflectantes.
- Aprovechamiento de la luz reflejada: se destaca al capturar la luz solar reflejada en la parte trasera, maximizando así la producción de energía.
- Menor degradación térmica: la capacidad de capturar la luz solar desde ambos lados contribuye a reducir la degradación térmica de las células fotovoltaicas, prolongando su vida útil y manteniendo su rendimiento a lo largo del tiempo.

### 7.1. Albedo

Se refiere a la cantidad de radiación solar reflejada por la superficie de los paneles solares. En general, el albedo es una medida de la reflectividad de una superficie, y en el caso de los paneles solares, se centra en cuánta radiación solar incidente es reflejada en lugar de ser absorbida por los paneles.

Cuando la luz solar incide sobre los paneles solares, parte de ella puede ser reflejada por la superficie de los paneles en lugar de ser absorbida para generar electricidad. Un albedo alto indica que una mayor cantidad de radiación solar está siendo reflejada, lo que podría resultar en una menor eficiencia en la generación de energía solar.

Urban environment	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55-0.75
Dry asphalt	0.09-0.15
Wet Asphalt	0.18
Concrete	0.25-0.35
Red tiles	0.33
Aluminum	0.85
Copper	0.74
New galvanized steel	0.35
Very dirty galvanized	0.08

**Figura 60: Índices de albedo para las superficies**

Este valor no es fijo para un mismo punto, puesto que este valor puede variar a lo largo de las estaciones a causa del clima meteorológico [28].

Se trabajará con un albedo de 0,2 puesto que en la mayoría de las ocasiones nos encontraremos en situación de hierba, y normalmente PVsyst trabaja con ese valor puesto que es la situación más habitual.

## 7.2. Pitch o distancia entre filas

Tiene un impacto significativo en la cantidad de radiación que alcanza la parte posterior de los paneles, ya que existe una mayor capacidad de reflexión para la radiación incidente en el suelo. La ganancia bifacial disminuye al considerar varias filas consecutivas de estructuras fijas o seguidores, ya que la radiación reflejada en el suelo se atenúa en cada fila y los paneles cercanos limitan la cantidad de radiación reflejada hacia la parte posterior.

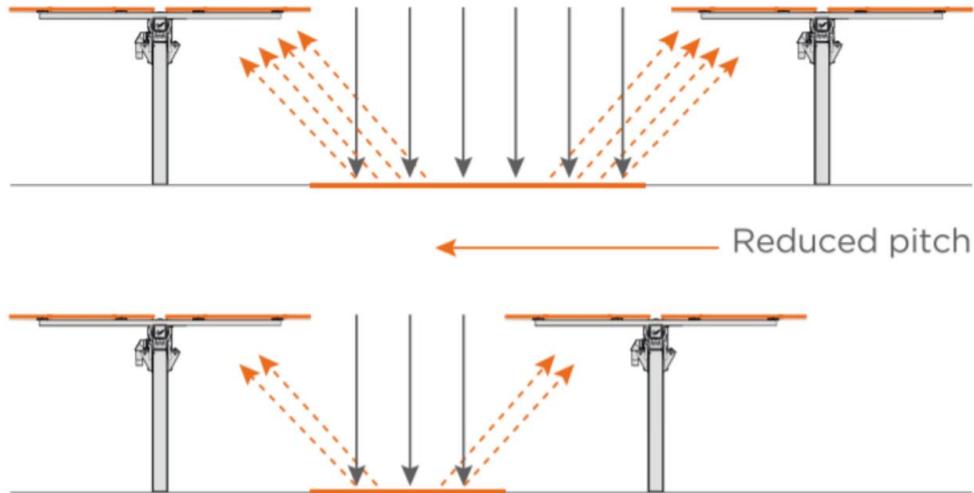


Figura 61: Reflexión de radiación sobre los paneles bifaciales según el pitch

## 7.3. Altura de la instalación

La altura del seguidor se convierte en un factor crucial, ya que a medida que esta aumenta, se requiere una inversión mayor en seguidores. Esto se debe a que deben soportar cargas dinámicas más significativas y se necesitan estructuras más extensas.

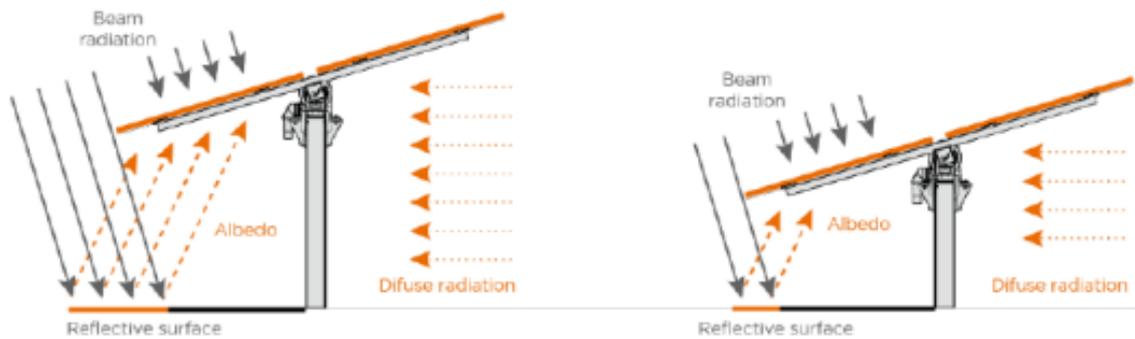


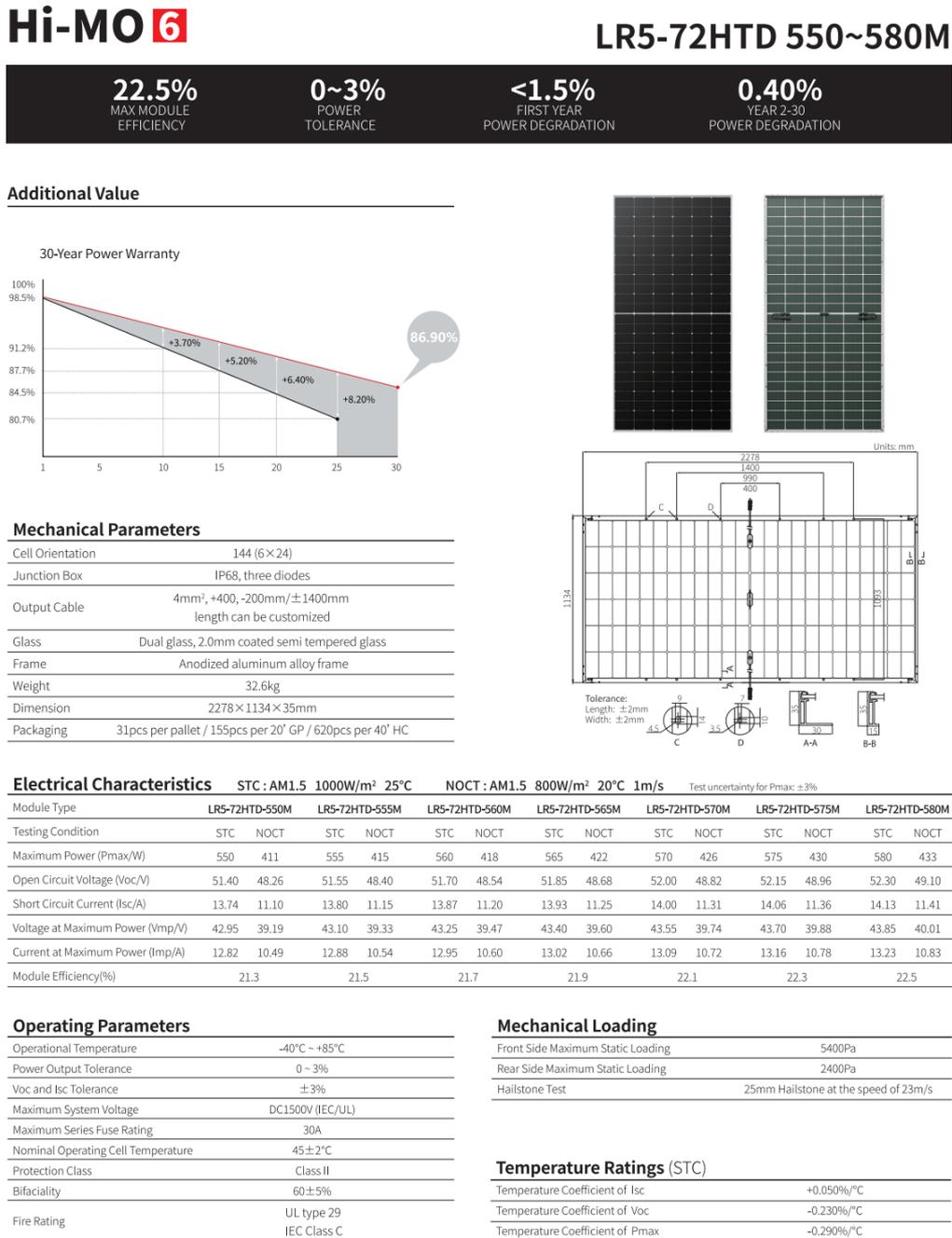
Figura 62: Influencia altura seguidor en paneles bifaciales

La altura del módulo puede impactar la irradiancia en la parte posterior de un módulo de tres maneras distintas. En primer lugar, los módulos ubicados a mayor altura respecto al suelo experimentan una mayor exposición a la radiación difusa en comparación con aquellos más cercanos al suelo. En segundo lugar, los módulos situados en alturas superiores reciben una cantidad mayor de radiación reflejada desde el suelo en comparación con los ubicados a alturas inferiores. En tercer lugar, los módulos más elevados tienden a operar a temperaturas más bajas gracias a la refrigeración generada por el viento.

## 8. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN BIFACIAL

### 8.1. Dimensionado de las instalaciones bifaciales

Al igual que para las instalaciones monofaciales, se va a emplear un panel con la misma potencia pico, por lo que los cálculos son similares. Se va a emplear el panel bifacial de la marca LONGI modelo LR5-72HTD 580M, cuya ficha técnica es:



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And  
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.  
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet  
are subject to change without notice.  
LONGI reserves the right of final  
interpretation. (20221020DraftV03) UT

Figura 63: Ficha técnica panel bifacial

A continuación, de igual forma como se hizo para conocer el número de paneles por inversor para los diseños monofaciales, se tiene el mismo resultado puesto que la potencia pico es la misma:

$$N_T = \frac{100000}{0,9 * 580} = 191,57 \sim 192$$

Finalmente, habrá un total de 192 paneles por cada inversor. Puesto que tenemos un total de 5 inversores de 100 kW, el número total de paneles asciende a 960, con una potencia pico de instalación igual a 556,80 kW.

Para determinar el número de paneles que necesitamos por cada cadena, es necesario conocer cuáles son las limitaciones que nos encontramos al trabajar con el inversor elegido en cada caso.

A continuación, se calculará la cantidad de paneles que se conectarán en serie, considerando las tolerancias de tensión del inversor. Este cálculo se basará en los valores de tensión generados por el panel en condiciones extremas de temperatura, los cuales se determinarán utilizando el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura, puesto que el voltaje de las células fotovoltaicas aumenta conforme disminuye la temperatura. Suponiendo un rango de funcionamiento entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $70^{\circ}\text{C}$  tenemos que:

$$V_{@T_c} = V * \left( 1 + \frac{\beta}{100} * (T_c - T_a) \right)$$

Donde:

$V_{oc}$ : representa el voltaje del panel solar a circuito abierto, es decir, cuando no hay corriente circulando a través del circuito y cuyo valor se puede obtener de la dicha técnica del panel.

$\beta$ : es el coeficiente de variación del voltaje con la temperatura y cuyo valor se puede obtener de la dicha técnica del panel.

$T_c$ : es la temperatura extrema elegida según el caso a estudio.

$T_a$ : es la temperatura ambiente donde se encuentra nuestro sistema.

$V_{oc}$ (V)	$\beta$ (%/ $^{\circ}\text{C}$ )	$T_a$ ( $^{\circ}\text{C}$ )
52,30	-0,23	25

Tabla 25: Parámetros ficha técnica panel bifacial

Por tanto, el voltaje a circuito abierto cuando la temperatura sea  $-10^{\circ}\text{C}$  será:

$$V_{OC@-10} = 52,30 * \left( 1 + \frac{-0,23}{100} * (-10 - 25) \right) = 56,51 \text{ V}$$

Si hacemos lo mismo, pero para la tensión en el punto de máxima tensión, tenemos que:

$$V_{mppt@-10} = 43,85 * \left( 1 + \frac{-0,23}{100} * (-10 - 25) \right) = 47,37 \text{ V}$$

$$V_{mppt@70} = 43,85 * \left( 1 + \frac{-0,23}{100} * (70 - 25) \right) = 39,31 V$$

Con esto, podemos determinar el número máximo de paneles que admite cada cadena fotovoltaica atendiendo a sus características:

$$N_{max} = \frac{V_{lim,sup}}{V_{OC@-10}} = \frac{1000}{56,51} = 17,70 \approx 18$$

$$N_{max} = \frac{V_{lim,sup}}{V_{mppt@70}} = \frac{1000}{39,31} = 25,44 \approx 25$$

$$N_{min} = \frac{V_{lim,inf}}{V_{mppt@-10}} = \frac{200}{47,37} = 4,22 \approx 4$$

Como se puede observar, el número máximo de paneles queda limitado tanto por el voltaje asociado al punto de máxima potencia como el voltaje a circuito abierto para garantizar el correcto funcionamiento del inversor. Por tanto, el rango válido de paneles por cadena es entre 4 y 18.

Si atendemos a la hoja de características del inversor, nos dice que el voltaje de funcionamiento óptimo es 600 V, por lo que la mejor situación posible sería acercarse todo lo posible a dicho valor, pero para poder tener el mismo número de paneles por cadena se ha optado por elegir 16 por cada cadena, puesto que, a vista de la gráfica, el rendimiento para un voltaje superior al nominal no hay mucha pérdida. Por ello tenemos:

$$V_{mppt@-10} = 44,35 * \left( 1 + \frac{-0,275}{100} * (-10 - 25) \right) * 16 = 777,90 V$$

$$V_{mppt@70} = 43,85 * \left( 1 + \frac{-0,23}{100} * (70 - 25) \right) * 16 = 628,98 V \in [200,1000] V$$

$$V_{OC@-10} = 52,30 * \left( 1 + \frac{-0,23}{100} * (-10 - 25) \right) * 16 = 904,16 V < 1000 V$$

Por lo tanto, tendremos 16 módulos por cada cadena fotovoltaica, haciendo un total de 12 cadenas.

Puesto que nuestro inversor tiene 10 MPPT's con dos entradas por cada uno, tiene capacidad para conectar 20 cadenas fotovoltaicas, que es superior a las que necesitamos, por lo tanto, no es necesario hacer ninguna conexión en paralelo de las cadenas.

## 8.2. Distancia entre filas instalaciones bifaciales con seguidor

### 8.4.1. Longitud de sombra a las 10:00 h

Los datos de entrada para realizar el estudio son:

- Día del año  $\delta_n = 355$ .
- Latitud  $\varphi = 37,69^\circ$ .
- Hora solar 10:00 h.

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right) = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + 355}{365}\right) = -23,45^\circ$$

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) * 15 = (10 - 12) * 15 = -30^\circ$$

A continuación, se va a obtener tanto el ángulo de elevación o altura solar ( $\gamma_s$ ) como el ángulo de acimut ( $\psi$ ):

$$\begin{aligned}\gamma_s &= \arcsin(\sin(\delta) * \sin(\varphi) + \cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(\omega)) = \\ &= \arcsin(\sin(-23,45) * \sin(37,69) + \cos(-23,45) * \cos(37,69) \\ &\quad * \cos(-30)) = 22,67^\circ\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\psi_s &= \arccos\left(\frac{\sin(\gamma_s) * \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)}\right) * \text{sign}(\omega) = \\ &= \arccos\left(\frac{\sin(22,67) * \sin(37,69) - \sin(-23,45)}{\cos(22,67) * \cos(37,69)}\right) * \text{sign}(-30) \\ &= -29,89^\circ\end{aligned}$$

La longitud de la sombra será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d$$

Donde tenemos.

- Proyección: se refiere a la sombra que proyecta un objeto si el Sol estuviera perpendicular al mismo, es decir, en el cenit.
- d: hace referencia a la sombra proyectada en el suelo por el propio objeto.

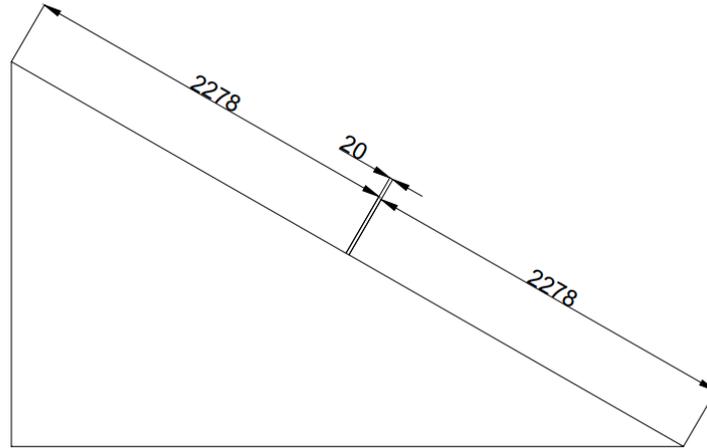


Figura 64: Croquis estructura bifacial

A continuación, se debe de calcular la altura total  $H$  del objeto para un ángulo de inclinación  $\alpha$ , el cual hace referencia al ángulo óptimo que se calcula como:

$$\alpha = 3,7 + 0,69|\varphi| = 3,7 + 0,69 * 37,69 = 29,71^\circ \approx 30^\circ$$

$$h' = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2 * 2,278 + 0,02}{2} \sin 30 = 1,14 \text{ m}$$

Se van a diferenciar dos casos, uno cuando la estructura esté a 2 metros y a 4 metros. Para ello tenemos:

$$H = a + h' = 2 + 1,14 = 3,14 \text{ m}$$

$$H' = a' + h' = 4 + 1,14 = 5,14 \text{ m}$$

Una vez calculada la altura del obstáculo, se va a calcular la proyección:

$$\text{Proyección} = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2 * 2,278 + 0,05}{2} \cos 30 = 1,98 \text{ m}$$

Para calcular la distancia  $d$ , primero se necesita calcular la distancia la sombra real que el rayo produce en el suelo para luego obtener la proyección en el eje de ordenadas:

$$d'_1 = \frac{H}{\tan(\gamma_s)} = \frac{3,14}{\tan(22,67)} = 7,52 \text{ m}$$

$$d'_2 = \frac{H'}{\tan(\gamma_s)} = \frac{5,14}{\tan(22,67)} = 12,31 \text{ m}$$

Por lo que la distancia  $d$  será:

$$d_1 = d'_1 \cos(90 + \psi_s) = 7,52 * \cos(90 - 29,89) = 3,75 \text{ m}$$

$$d_2 = d'_2 \cos(90 + \psi_s) = 12,31 * \cos(90 - 29,89) = 6,13 \text{ m}$$

Finalmente, las longitudes de sombra a las 10:000 h son de:

$$\text{Longitud}_1 = \text{Proyección} + d_1 = 1,98 + 3,75 = 5,73 \text{ m}$$

$$\text{Longitud}_2 = \text{Proyección} + d_2 = 1,98 + 6,13 = 8,11 \text{ m}$$

### 8.4.2. Longitud de sombra para las 14:00 h

De igual forma al apartado anterior tenemos que:

- Día del año  $\delta_n = 355$ .
- Latitud  $\varphi = 37,69^\circ$ .
- Hora solar 14:00 h.

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right) = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284 + 355}{365}\right) = -23,45^\circ$$

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) * 15 = (14 - 12) * 15 = 30^\circ$$

A continuación, se va a obtener tanto el ángulo de elevación o altura solar ( $\gamma_s$ ) como el ángulo de acimut ( $\psi$ ):

$$\begin{aligned}\gamma_s &= \arcsin(\sin(\delta) * \sin(\varphi) + \cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(\omega)) = \\ &= \arcsin(\sin(-23,45) * \sin(37,69) + \cos(-23,45) * \cos(37,69) \\ &\quad * \cos(30)) = 22,67^\circ\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\psi_s &= \arccos\left(\frac{\sin(\gamma_s) * \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)}\right) * \text{sign}(\omega) = \\ &= \arccos\left(\frac{\sin(22,67) * \sin(37,69) - \sin(-23,45)}{\cos(22,67) * \cos(37,69)}\right) * \text{sign}(-30) \\ &= 29,89^\circ\end{aligned}$$

La longitud de la sombra será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d$$

Donde tenemos.

- Proyección: se refiere a la sombra que proyecta un objeto si el Sol estuviera perpendicular al mismo, es decir, en el cenit.
- d: hace referencia a la sombra proyectada en el suelo por el propio objeto.

A continuación, se debe de calcular la altura total H del objeto para un ángulo de inclinación  $\alpha$ , el cual hace referencia al ángulo óptimo que se calcula como:

$$\alpha = 3,7 + 0,69|\varphi| = 3,7 + 0,69 * 37,69 = 29,71^\circ \approx 30^\circ$$

$$h' = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2 * 2,278 + 0,02}{2} \sin 30 = 1,14 \text{ m}$$

Se van a diferenciar dos casos, uno cuando la estructura esté a 2 metros y a 4 metros. Para ello tenemos:

$$H = a + h' = 2 + 1,14 = 3,14 \text{ m}$$

$$H' = a' + h' = 4 + 1,14 = 5,14 \text{ m}$$

Una vez calculada la altura del obstáculo, se va a calcular la proyección:

$$\text{Proyección} = \frac{c}{2} \sin(\alpha) = \frac{2 * 2,278 + 0,05}{2} \cos 30 = 1,98 \text{ m}$$

Para calcular la distancia  $d$ , primero se necesita calcular la distancia la sombra real que el rayo produce en el suelo para luego obtener la proyección en el eje de ordenadas:

$$d'_1 = \frac{H}{\tan(\gamma_s)} = \frac{3,14}{\tan(22,67)} = 7,52 \text{ m}$$

$$d'_2 = \frac{H'}{\tan(\gamma_s)} = \frac{5,14}{\tan(22,67)} = 12,33 \text{ m}$$

Por lo que la distancia  $d$  será:

$$d_1 = d'_1 \cos(90 + \psi_s) = 7,52 * \cos(29,89) = 6,52 \text{ m}$$

$$d_2 = d'_2 \cos(90 + \psi_s) = 12,33 * \cos(29,89) = 10,69 \text{ m}$$

Finalmente, las longitudes de sombra a las 10:00 h son de:

$$\text{Longitud}_1 = \text{Proyección} + d_1 = 1,98 + 6,52 = 8,50 \text{ m}$$

$$\text{Longitud}_2 = \text{Proyección} + d_2 = 1,98 + 10,69 = 12,67 \text{ m}$$

Puesto que las distancias más críticas se producen a las 14:00 h, a la hora de establecer las distancias en el programa informática, éstas serán con las que trabajaremos para reducir las sombras en el diseño propuesto.

### 8.3. Cálculo del Performance Ratio y Estimación de la Producción para Instalación Bifacial con Seguimiento a una altura de 2 metros mediante PVsyst

De igual forma que para la instalación monofacial con seguidores, debemos de establecer el tipo de campo como rastreo, eje horizontal N-S.

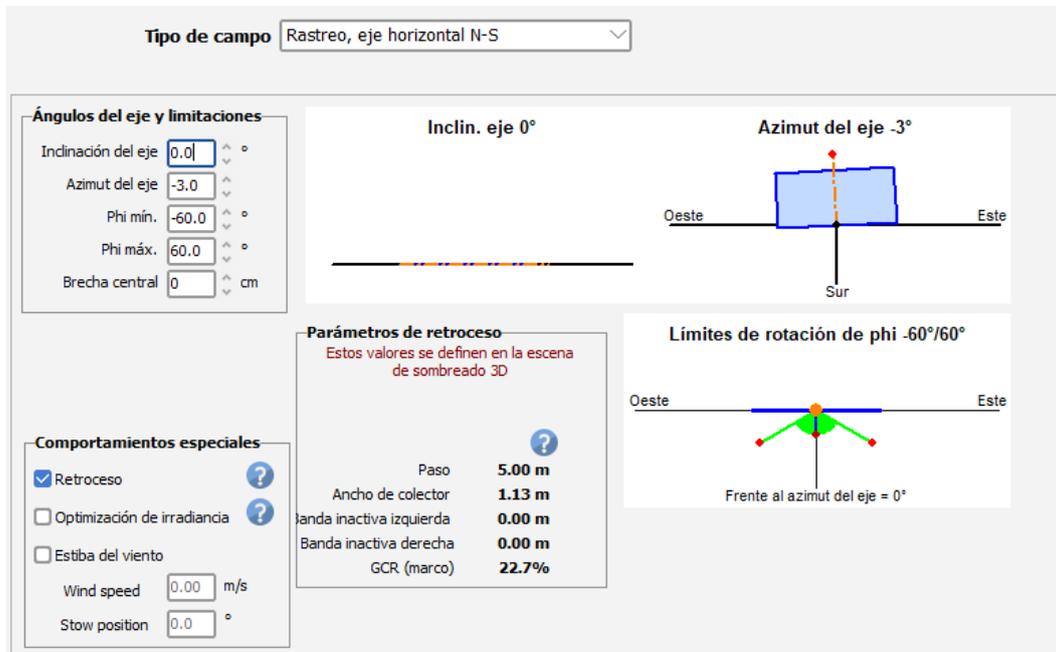


Figura 65: Menú orientación bifacial PVsyst

Si se accede a la opción de “Sistema”, es necesario cambiar el panel empleado tal y como se ha visto anteriormente.

Figura 66: Menú sistema bifacial PVsyst

Dentro de esta opción, si se pulsa sobre “Sistema bifacial”, es posible establecer los parámetros que debe de tener nuestro diseño propuesto.

A diferencia de la instalación monofacial, en el caso de las instalaciones bifaciales se va a optar por una disposición 2P, para que el eje del seguidor afecte lo menos posible a la producción. Puesto que, en esta disposición, el eje se encuentra en medio de los dos paneles el factor de sombreado será nulo. Además, es posible obtener el factor de transparencia puesto que se tiene una ganancia del 2,2% a través de la siguiente fórmula [29]:

$$\text{Factor de transparencia} = (MT + 3,75) * 1,017 = 3,84\%$$

Puesto que no se tiene dato de transparencia del módulo, se asume que tiene un valor nulo.

En el factor de pérdidas por mismatch posterior tendrá un valor del 3,1% frente al 10% que aparece por defecto en PVsyst.

En último término, en este lugar se determina el albedo como el factor más crucial en la simulación. Ya que el albedo puede cambiar con las estaciones del año, PVsyst ofrece la capacidad de ingresar datos mensuales de albedo. En nuestra instancia, hemos fijado un albedo constante de 0,2. PVsyst también simplifica la realización de simulaciones para los distintos días del año, posibilitándonos observar las variaciones en las irradiaciones en la casilla de modelo 2D de rastreadores ilimitados.

Parámetros generales de simulación Modelo 2D de rastreadores ilimitados

**Parámetros generales**

**Modelo bifacial**

No utilizar en la simulación  
 Utilizar cobertizos ilimitados modelo 2D  
 Utilizar rastreadores ilimitados modelo 2D ?  
 Modelos 2D con herramienta pedagógica.  
 Otros modelos están actualmente en construcción:  
 - Modelo general según la escena en el editor 3D  
 - Distribución de irradiancia en la parte trasera

**Irradiancia incidente en el suelo**

Factor de haz del suelo Desde la posición del sol, modelo

Factor de tierra difuso 0.0 % Del modelo 2D

Fracción transparente de cober 3.8 % no sensible

Albedo de tierra 0.200  Valores mensual

**Irradiancia reflejada en la parte trasera**

factor de vista 21.6 % Del modelo 2D

Factor de sombreado de estruc 0.0 % (0 = sin sombreados)

**Comportamiento del conjunto FV**

Factor de pérdida de desajuste 3.1 %

Factor de bifacialidad del módulo 60.0 % del módulo FV

Figura 67: Menú modelado PVsyst

En la siguiente opción, es posible variar algunos parámetros que afectan al diseño de la instalación como es el caso de la altura sobre el suelo, puesto que se van a analizar dos casos diferentes con dicha disposición, se tendrá que variar. En este primer caso, se tiene una altura sobre el suelo de 2 metros.

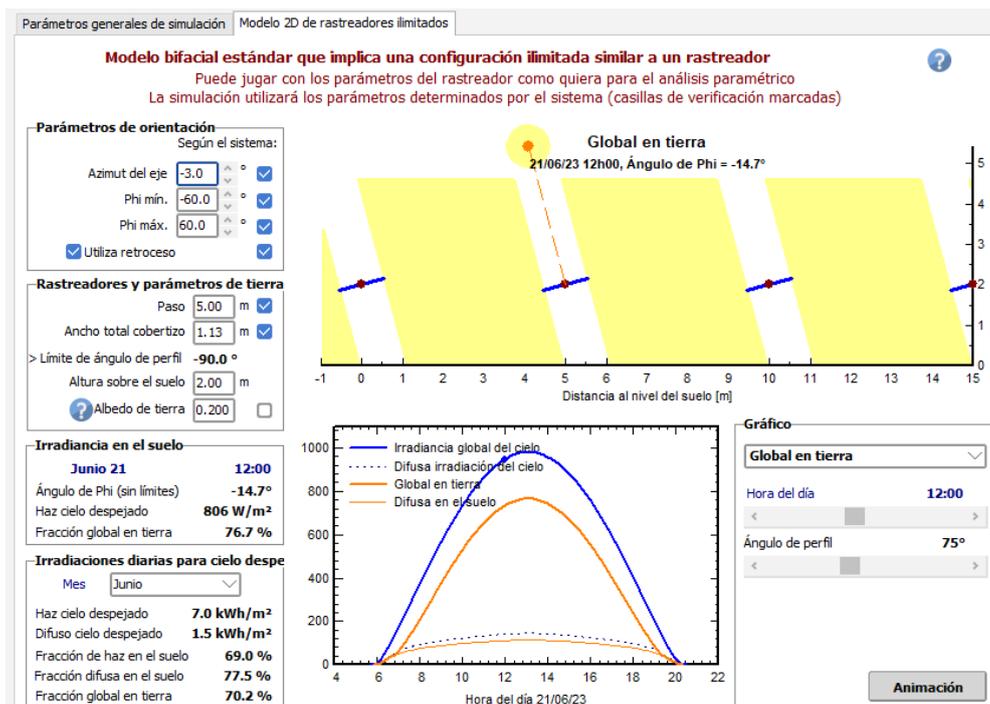


Figura 68: Menú modelo 2D rastreadores a 2 metros PVsyst

Si se accede a la opción “Sombreados cercanos” es posible establecer la distribución de los paneles junto con los seguidores:

Escena 3D de sombreados cercanos

Comentario: Ninguna escena de sombreado definida

Construcción / Perspectiva

Importar

Exportar

**Compatibilidad con parámetros Orientación y Sistema**

	Orientación/Sistema	Escena 3D
Área activa	2480 m <sup>2</sup>	2480 m <sup>2</sup>
Inclinación de campos	Rastreo	Rastreo
Azimut de campos	eje horiz.	eje horiz.

Tabla de factores de sombreado

Tabla Gráfico

**Utilizar en simulación**

Sin sombreados

Sombreados lineales

Según cadenas de módulos

Cálculo eléctrico detallado (según el diseño de módulo)

**Modo de cálculo**

Rápido (tabla)  Lento (simul.)

Fracción para efecto eléctrico: 100.0 %

Resumen del sistema Imprimir Cancelar OK

Figura 69: Menú sombreados cercanos PVsyst

Si entramos en “Construcción”, es posible modelar el sistema donde se tiene en primer lugar que definir la orientación de los módulos, junto con el número de estos en las direcciones X e Y. Para el caso de las instalaciones bifaciales se tiene un seguidor con 2 módulos en vertical, por lo que el número de los módulos en la dirección Y es la mitad que para las instalaciones monofaciales. Además, es necesario cambiar la distancia entre filas para que no se sombreen entre sí tal y como se ha calculado anteriormente. De tal forma se obtiene:

Parámetros de rastreo

Partición

General Tamaños de los rastreadores

**Definición de tamaños**

Por módulos (ajustar tamaños)

Por tamaños sensibles

**Por módulos**

Módulo FV de referencia

**LR5-72HTD-580M Bifacial**

Ancho del módulo: 1.134 m

Longitud del módulo: 2.278 m

Orientación: Retrato

Núm. de módulos en ancho (X): 2

Núm. de módulos en longitud (Y): 48

Espaciado de módulos X: 0.02 m

Espaciado de módulos Y: 0.02 m

Figura 70: Menú diseño seguidores PVsyst

Parámetros de rastreo		Partición	
General		Tamaños de los rastreadores	
<b>Descripción</b>			
Nombre	<input type="text" value="Conjunto de rastreadores #1"/>		
Modo	<b>Rastreo, eje horizontal N-S</b>		
<b>Parámetros de rastreo</b>			
Núm. de rastreadores	<input type="text" value="5"/>	^ v	
Inclinación del eje	<input type="text" value="0.0"/>	^ v °	
Desalineación	<input type="text" value="0.00"/>	m	
Paso E-O	<input type="text" value="12.00"/>	m	
<b>Retroceso activado</b>			
<b>Área sensible global</b>			
Área total	<b>1239.96 m<sup>2</sup></b>		
Área requerida	<b>2479.92 m<sup>2</sup></b>		
Definido por módulos			
Número de módulos: rastreadores x 96 mód. = 480			
<b>Posición y Orientación</b>			
Estos valores se definen al posicionarse en la escena 3D			
X	0.0 m	Inclin.	0.0°
Y	0.0 m	Azim.	-3.0°
Z	0.0 m	con respecto a OY	

Figura 71: Menú general seguidores a 2 metros PVsyst

En cuanto a las pérdidas térmicas, se produce un aumento en comparación a los casos anteriores debido al aumento del pitch, altura de montaje y la configuración 2P.

<p><b>Factor de pérdidas térmicas del campo</b></p> <p>Factor de pérdida térmica <b><math>U = U_c + U_v * \text{Vel. viento}</math></b></p> <p>Factor de pérdida constante <math>U_c</math> <input type="text" value="31.0"/> W/m<sup>2</sup>K</p> <p>Factor de pérdida del viento <math>U_v</math> <input type="text" value="1.6"/> W/m<sup>2</sup>K m/s</p> <p><b>Valor predeterminado según montaje</b></p> <p><input type="checkbox"/> Módulos montados "libres" con circulación de aire</p> <p><input type="checkbox"/> Cúpulas</p> <p><input type="checkbox"/> Semi-integrado con conducto de aire detrás</p> <p><input type="checkbox"/> Integración con respaldo totalmente aislado</p>	<p><b>Factor TNCO equivalente</b></p> <p>TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.</p> <p><b>No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto !</b></p> <p style="text-align: center;"><input type="button" value="Ver el TNCO de todos modos"/></p>
---	--

Figura 72: Pérdidas térmicas instalaciones bifaciales PVsyst

Una vez realizadas todas estas consideraciones, ya es posible obtener los resultados tal y como se hizo para las instalaciones monofaciales, donde se obtiene:

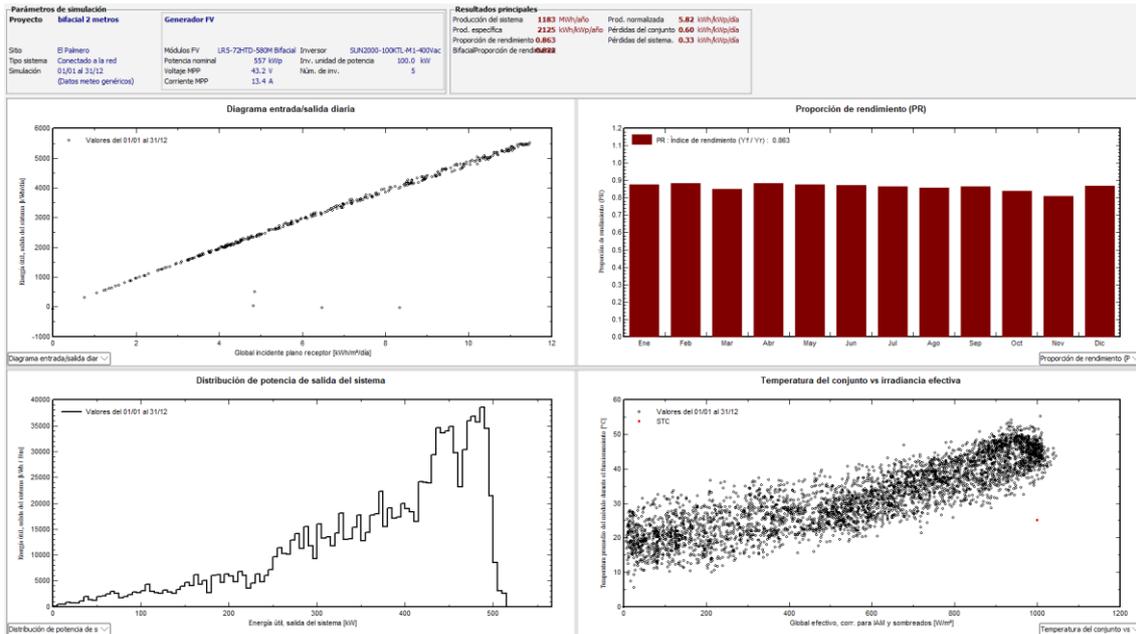


Figura 73: Cuadro general resultados instalación bifacial a 2 metros

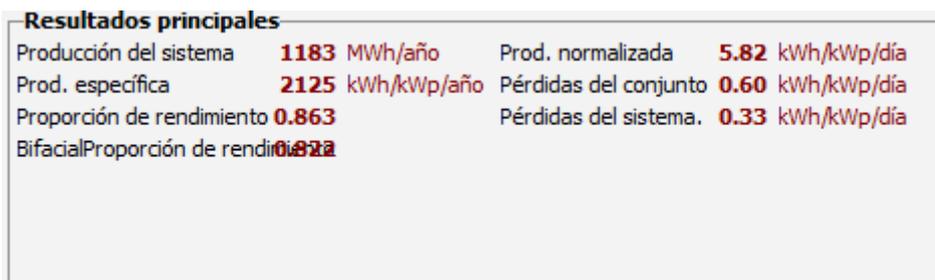


Figura 74: Resultados de la instalación solar bifacial a 2 metros

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	90.1	28.18	13.14	125.7	121.7	64959	61361	0.876
Febrero	91.9	37.23	14.73	121.4	118.4	63061	59660	0.883
Marzo	156.0	48.53	14.69	213.3	209.8	110026	101048	0.851
Abril	175.5	65.35	17.58	224.1	220.5	114887	110050	0.882
Mayo	171.4	67.18	18.96	214.1	210.7	109246	104439	0.876
Junio	242.0	64.14	22.00	315.8	312.3	159016	153046	0.870
Julio	245.7	66.82	25.11	323.8	320.1	161558	155534	0.863
Agosto	212.3	63.91	27.60	280.7	277.1	139239	133828	0.856
Septiembre	168.8	53.93	24.00	225.6	222.3	113457	108734	0.866
Octubre	128.4	44.05	19.53	174.7	171.3	89055	81657	0.840
Noviembre	92.5	30.58	16.29	128.6	124.9	65776	58063	0.811
Diciembre	81.9	26.47	12.84	115.7	111.4	59478	56010	0.869
Año	1856.4	596.37	18.89	2463.7	2420.4	1249757	1183430	0.863

Figura 75: Balances y resultados instalación solar bifacial a 2 metros

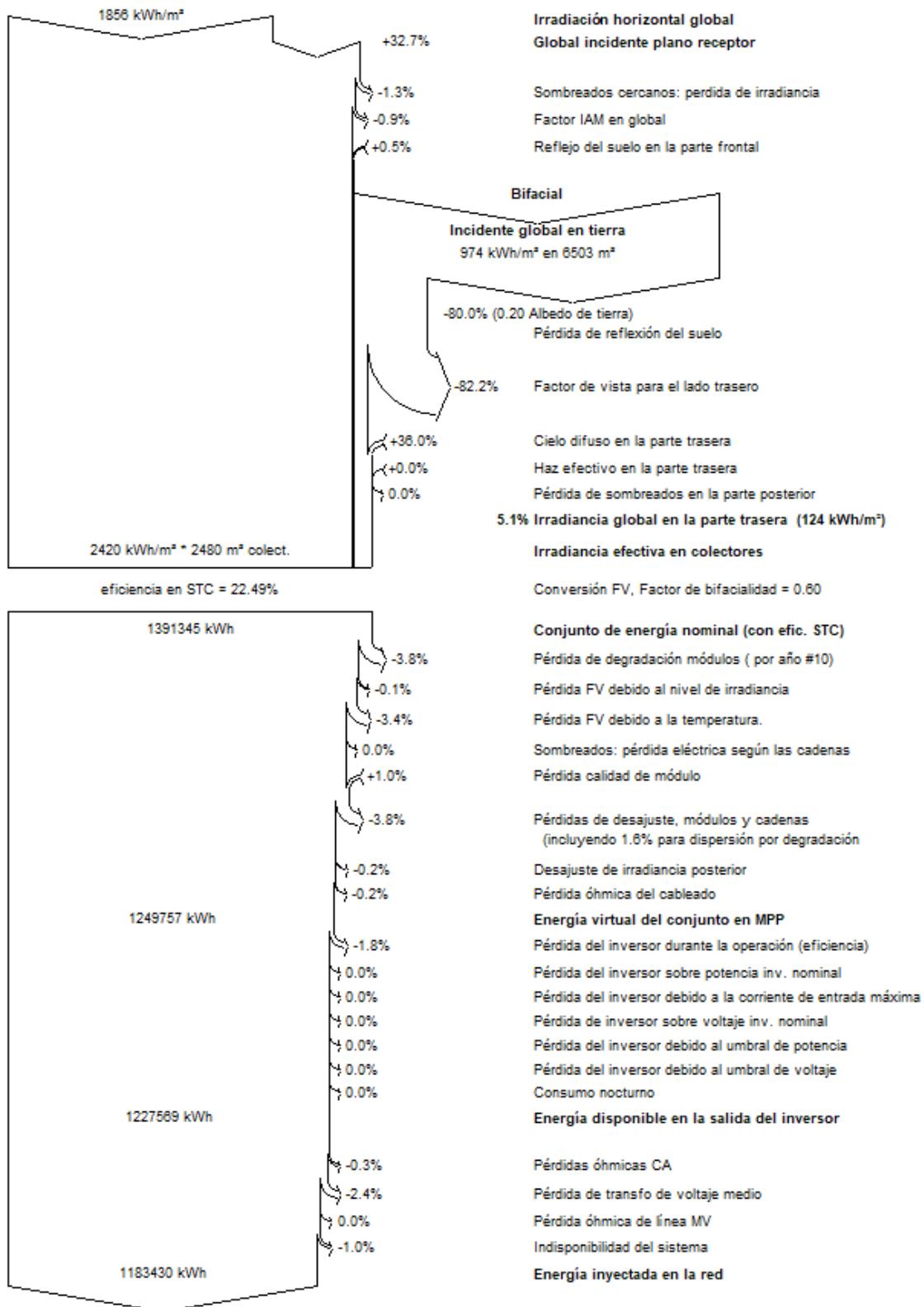


Figura 76: Diagrama de pérdidas para la instalación solar bifacial a 2 metros

### 8.4. Cálculo del Performance Ratio y Estimación de la Producción para Instalación Bifacial con Seguimiento a una altura de 4 metros mediante PVsyst

De igual forma que para la instalación bifacial a 2 metros, únicamente se deben de cambiar la altura a la que se encuentran los paneles y la distancia entre filas:

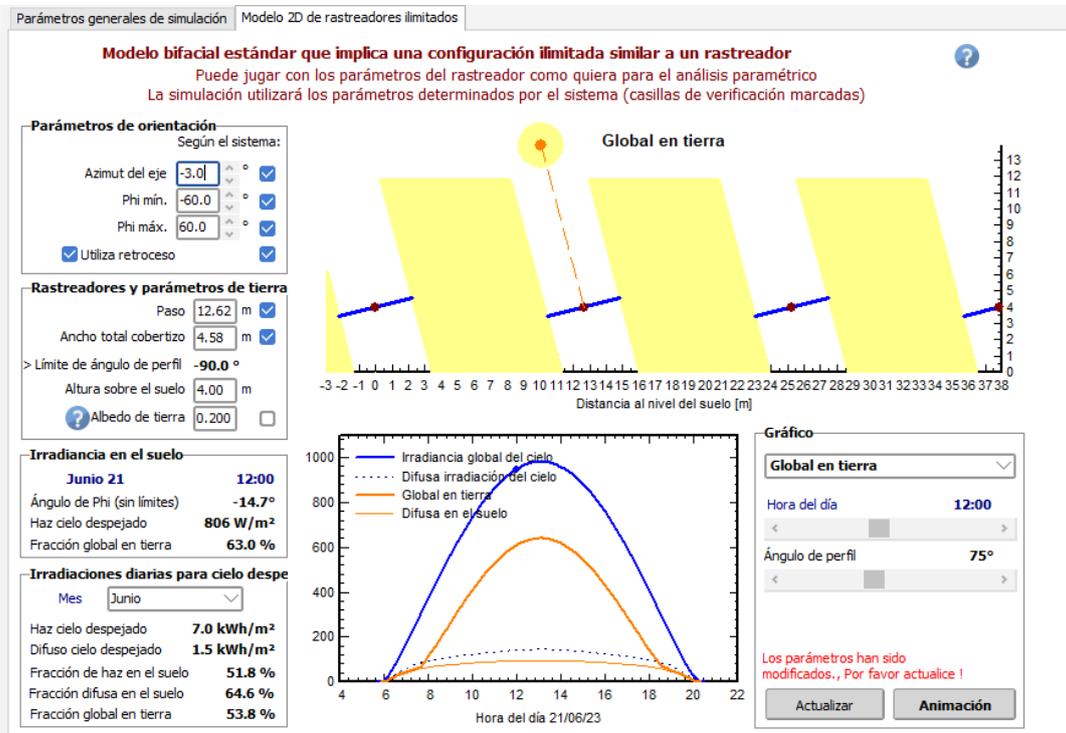


Figura 77: Menú modelo 2D rastreadores a 4 metros PVsyst



Figura 78: Menú general seguidores a 4 metros PVsyst

Una vez hecho esto, ya es posible obtener los resultados de la simulación, donde se obtiene:

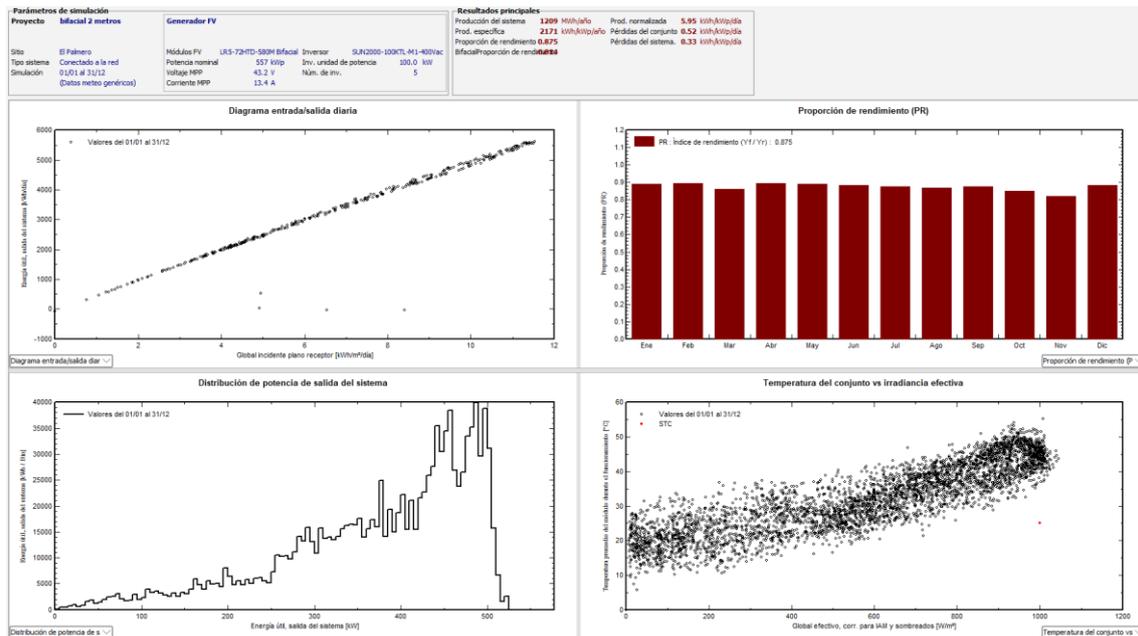


Figura 79: Cuadro general resultados instalación bifacial a 4 metros



Figura 80: Resultados de la instalación solar bifacial a 4 metros

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	90.1	28.18	13.14	126.9	122.8	66420	62789	0.889
Febrero	91.9	37.23	14.73	122.7	119.7	64597	61158	0.895
Marzo	156.0	48.53	14.69	214.8	211.3	112296	103162	0.862
Abril	175.5	65.35	17.58	225.8	222.1	117351	112442	0.894
Mayo	171.4	67.18	18.96	214.9	211.4	111238	106373	0.889
Junio	242.0	64.14	22.00	317.3	313.6	161955	155896	0.882
Julio	245.7	66.82	25.11	325.1	321.3	164419	158309	0.875
Agosto	212.3	63.91	27.60	282.8	279.0	142148	136651	0.868
Septiembre	168.8	53.93	24.00	227.3	223.9	115852	111061	0.877
Octubre	128.4	44.05	19.53	176.0	172.5	90918	83405	0.851
Noviembre	92.5	30.58	16.29	130.5	126.7	67601	59723	0.822
Diciembre	81.9	26.47	12.84	117.5	113.2	61181	57672	0.881
<b>Año</b>	<b>1856.4</b>	<b>596.37</b>	<b>18.89</b>	<b>2481.6</b>	<b>2437.5</b>	<b>1275976</b>	<b>1208641</b>	<b>0.875</b>

Figura 81: Balances y resultados instalación solar bifacial a 4 metros

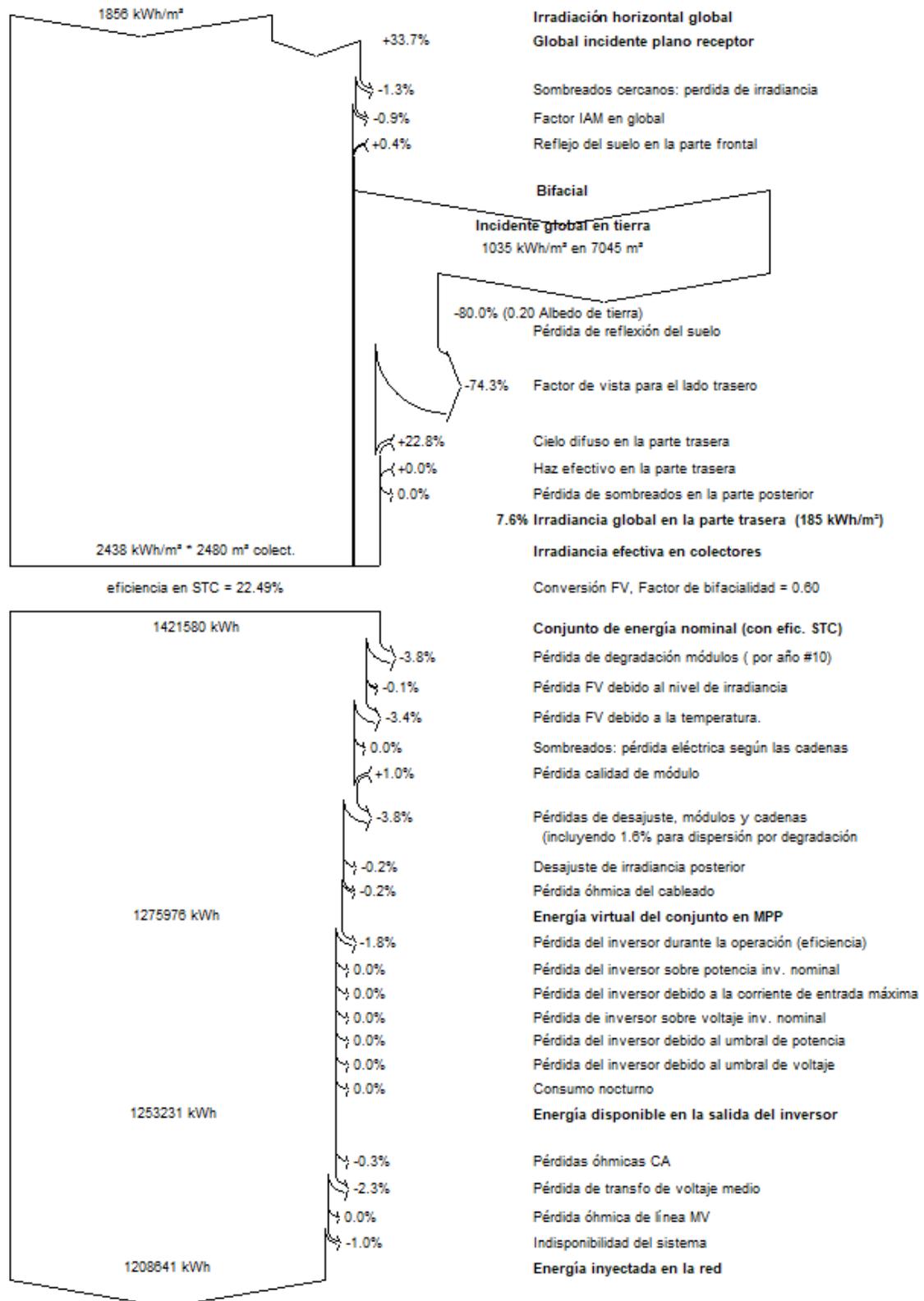


Figura 82: Diagrama de pérdidas instalación solar bifacial a 4 metros

## 9. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

A continuación, se va a estudiar la viabilidad económica de las distintas alternativas planteadas. Para ello, se van a emplear algunos parámetros como son el VAN, TIR y LCOE.

En primer lugar, el VAN (Valor Actual Neto) constituye una herramienta financiera empleada para la evaluación de proyectos al contrastar el valor presente de los flujos de efectivo futuros con la inversión inicial. En términos simples, se trata de un cálculo que tiene en cuenta el valor temporal del dinero al restar el valor actual de los flujos de efectivo futuros al valor actual de la inversión inicial.

Para calcular de manera precisa el VAN, se debe de realizar el cálculo del valor actual de los flujos de efectivo futuros de cada año mediante la aplicación de una tasa de descuento. Este proceso implica descontar todas las entradas y salidas de efectivo hasta la fecha actual, generando un valor neto que puede ser negativo, positivo o igual a cero. Es fundamental destacar que el VAN no tiene en cuenta el riesgo o la incertidumbre asociados a los flujos de caja.

Representa una métrica empleada en la planificación de capital para analizar la rentabilidad de una inversión o proyecto planificado. En caso de que el VAN sea positivo, se recomienda la aceptación, ya que invertir en proyectos con VAN positivo contribuye al aumento de la riqueza de los accionistas [30].

Se calcula como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde se tiene que:

- $I_0$ : inversión inicial del proyecto en el instante inicial, donde  $t=0$ .
- $F_t$ : flujo de caja para cada periodo analizado.
- $k$ : es la tasa de actualización, que resulta de la diferencia entre la tasa de interés (3%) y la tasa de inflación (2%), resultando finalmente en 1%.
- $t$ : número de años analizados, en este caso 30 años.

En siguiente lugar, se tiene el TIR (Tasa Interna de Retorno) representa el porcentaje de rendimiento o pérdida que proporciona una inversión, siendo esencial para evaluar proyectos de inversión. En otras palabras, la TIR refleja el beneficio o la pérdida porcentual asociada a una inversión específica. Su uso es frecuente en la evaluación de proyectos, y está estrechamente vinculada al VAN. De hecho, la relación entre el TIR y el VAN es tan estrecha que la TIR también se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero en un proyecto de inversión determinado. Se calcula como [31]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Este parámetro viene como un porcentaje, por lo que cuanto mayor sea dicho parámetro, el proyecto analizado tendrá una mayor rentabilidad.

Por último, se va a incorporar un último parámetro que es más propio de la industria de energía renovables que es el LCOE (Levelized Cost of Energy) que compara el coste que resultante de un proyecto con respecto a la energía generada [32]. Se calcula como:

$$LCOE = \frac{\text{Costes Totales de la Planta Generadora (€)}}{\text{Energía Total Generada (MWh)}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

De la anterior fórmula se tiene que:

- $I_t$ : gastos de inversión anuales, donde se incluye la inversión anual.
- $M_t$ : gastos de mantenimiento de la planta, donde los diseños de la instalación bifacial son más elevados debido a que es necesario limpiar las dos caras del panel fotovoltaico.
- $F_t$ : gastos de combustible y de renovables, que en el caso a estudio son nulos.
- $r$ : la tasa de descuento aplicada para el cálculo del VAN.
- $n$ : número de años a analizar.
- $E_t$ : energía anual generada.

En el caso que se está planteando, la totalidad de la energía eléctrica producida se vierte a la red para su venta. Por ello, es necesario conocer su precio de venta, donde se obtiene:

Mes	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	61,99	41,1	60,17	201,72	69,55
Febrero	54,01	35,87	28,49	200,22	133,47
Marzo	48,82	27,73	45,44	283,3	89,61
Abril	50,41	17,65	65,02	191,52	73,73
Mayo	48,39	21,26	67,12	187,13	74,21
Junio	47,19	30,62	83,3	169,63	93,02
Julio	51,46	34,64	92,42	142,66	90,47
Agosto	44,96	36,2	105,94	154,89	96,05
Septiembre	42,11	41,96	156,15	141,07	103,34
Octubre	47,17	36,59	200,06	127,21	90,14
Noviembre	42,19	41,94	193,43	115,56	63,45
Diciembre	33,81	41,97	239,17	96,95	-
<b>Promedio</b>	<b>47,68</b>	<b>33,96</b>	<b>111,93</b>	<b>167,53</b>	<b>85,39</b>

Tabla 26: Precio venta electricidad

Año	Precio medio anual (€/MWh)
2019	47,68
2020	33,96
2021	111,93
2022	167,53
2023	85,39
<b>Promedio</b>	<b>64,91</b>

Tabla 27: Precio venta promedio

Atendiendo a la media de los últimos 4 años, se obtiene un precio medio de venta de 64,91 €/MWh.

## 9.1. Viabilidad instalación monofacial fija

Año	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Gastos de mantenimiento y explotación (€)	Flujos de caja no actualizados (€)	Ganancias (€)	Flujos de caja actualizados (€)	VAN (€)
0	0	0	0	-509.835,21	-509.835,21	-509.835,21	-509.835,21
1	978,90	63.537,42	10.236,00	53.301,42	-456.533,79	52.773,68	-457.061,53
2	973,51	63.187,96	10.236,00	52.951,96	-403.581,83	51.908,60	-405.152,93
3	968,16	62.840,43	10.236,00	52.604,43	-350.977,40	51.057,34	-354.095,59
4	962,83	62.494,81	10.236,00	52.258,81	-298.718,59	50.219,69	-303.875,90
5	957,54	62.151,09	10.236,00	51.915,09	-246.803,51	49.395,42	-254.480,48
6	952,27	61.809,25	10.236,00	51.573,25	-195.230,25	48.584,34	-205.896,14
7	947,04	61.469,30	10.236,00	51.233,30	-143.996,95	47.786,23	-158.109,91
8	941,83	61.131,22	10.236,00	50.895,22	-93.101,72	47.000,88	-111.109,03
9	936,65	60.795,00	10.236,00	50.559,00	-42.542,72	46.228,11	-64.880,92
10	931,50	60.460,63	10.236,00	50.224,63	7.681,91	45.467,70	-19.413,22
11	926,37	60.128,09	10.236,00	49.892,09	57.574,00	44.719,47	25.306,25
12	921,28	59.797,39	10.236,00	49.561,39	107.135,39	43.983,22	69.289,47
13	916,21	59.468,50	10.236,00	49.232,50	156.367,90	43.258,76	112.548,23
14	911,17	59.141,43	10.236,00	48.905,43	205.273,32	42.545,91	155.094,14
15	906,16	58.816,15	10.236,00	48.580,15	253.853,47	41.844,49	196.938,63
16	901,18	58.492,66	10.236,00	48.256,66	302.110,13	41.154,31	238.092,93
17	896,22	58.170,95	10.236,00	47.934,95	350.045,09	40.475,19	278.568,13
18	891,29	57.851,01	10.236,00	47.615,01	397.660,10	39.806,97	318.375,10
19	886,39	57.532,83	10.236,00	47.296,83	444.956,93	39.149,47	357.524,58
20	881,51	57.216,40	10.236,00	46.980,40	491.937,33	38.502,53	396.027,10
21	876,66	56.901,71	10.236,00	46.665,71	538.603,04	37.865,97	433.893,07
22	871,84	56.588,75	10.236,00	46.352,75	584.955,79	37.239,62	471.132,69
23	867,05	56.277,51	10.236,00	46.041,51	630.997,30	36.623,34	507.756,04
24	862,28	55.967,99	10.236,00	45.731,99	676.729,29	36.016,96	543.773,00
25	857,54	55.660,16	10.236,00	45.424,16	722.153,45	35.420,33	579.193,33
26	857,54	55.660,16	10.236,00	45.424,16	767.577,61	35.069,63	614.262,96
27	857,54	55.660,16	10.236,00	45.424,16	813.001,78	34.722,41	648.985,37
28	857,54	55.660,16	10.236,00	45.424,16	858.425,94	34.378,62	683.363,99
29	857,54	55.660,16	10.236,00	45.424,16	903.850,10	34.038,24	717.402,23
30	857,54	55.660,16	10.236,00	45.424,16	949.274,26	33.701,23	751.103,46

**Tabla 28: VAN instalación monofacial fija**

<b>VAN (€)</b>	751.103,46
<b>TIR</b>	5,35%
<b>PR (años)</b>	10,43
<b>LCOE (€/MWh)</b>	32,94

**Tabla 29: Parámetros financieros instalación monofacial fija**

## 9.2. Viabilidad instalación monofacial con seguidores

Año	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Gastos de mantenimiento y explotación (€)	Flujos de caja no actualizados (€)	Ganancias (€)	Flujos de caja actualizados (€)	VAN (€)
0	0	0	0	-546.463,41	-546.463,41	-546.463,41	-546.463,41
1	1.154,26	74.919,40	10.236,00	64.683,40	-481.780,01	64.042,97	-482.420,44
2	1.147,91	74.507,34	10.236,00	64.271,34	-417.508,67	63.004,94	-419.415,50
3	1.141,59	74.097,55	10.236,00	63.861,55	-353.647,12	61.983,39	-357.432,11
4	1.135,32	73.690,01	10.236,00	63.454,01	-290.193,11	60.978,06	-296.454,05
5	1.129,07	73.284,72	10.236,00	63.048,72	-227.144,39	59.988,69	-236.465,36
6	1.122,86	72.881,65	10.236,00	62.645,65	-164.498,74	59.015,04	-177.450,32
7	1.116,69	72.480,80	10.236,00	62.244,80	-102.253,94	58.056,85	-119.393,47
8	1.110,54	72.082,16	10.236,00	61.846,16	-40.407,78	57.113,89	-62.279,58
9	1.104,44	71.685,71	10.236,00	61.449,71	21.041,92	56.185,91	-6.093,67
10	1.098,36	71.291,43	10.236,00	61.055,43	82.097,36	55.272,69	49.179,02
11	1.092,32	70.899,33	10.236,00	60.663,33	142.760,69	54.373,98	103.553,00
12	1.086,31	70.509,39	10.236,00	60.273,39	203.034,08	53.489,57	157.042,57
13	1.080,34	70.121,58	10.236,00	59.885,58	262.919,66	52.619,22	209.661,79
14	1.074,40	69.735,92	10.236,00	59.499,92	322.419,58	51.762,72	261.424,52
15	1.068,49	69.352,37	10.236,00	59.116,37	381.535,94	50.919,85	312.344,37
16	1.062,61	68.970,93	10.236,00	58.734,93	440.270,87	50.090,40	362.434,77
17	1.056,77	68.591,59	10.236,00	58.355,59	498.626,46	49.274,15	411.708,91
18	1.050,95	68.214,34	10.236,00	57.978,34	556.604,80	48.470,89	460.179,81
19	1.045,17	67.839,16	10.236,00	57.603,16	614.207,96	47.680,43	507.860,24
20	1.039,42	67.466,04	10.236,00	57.230,04	671.438,00	46.902,56	554.762,80
21	1.033,71	67.094,98	10.236,00	56.858,98	728.296,98	46.137,09	600.899,89
22	1.028,02	66.725,96	10.236,00	56.489,96	784.786,93	45.383,82	646.283,71
23	1.022,37	66.358,96	10.236,00	56.122,96	840.909,90	44.642,55	690.926,26
24	1.016,75	65.993,99	10.236,00	55.757,99	896.667,89	43.913,10	734.839,36
25	1.011,15	65.631,02	10.236,00	55.395,02	952.062,91	43.195,29	778.034,65
26	1.011,15	65.631,02	10.236,00	55.395,02	1.007.457,93	42.767,61	820.802,27
27	1.011,15	65.631,02	10.236,00	55.395,02	1.062.852,95	42.344,17	863.146,44
28	1.011,15	65.631,02	10.236,00	55.395,02	1.118.247,98	41.924,92	905.071,36
29	1.011,15	65.631,02	10.236,00	55.395,02	1.173.643,00	41.509,82	946.581,19
30	1.011,15	65.631,02	10.236,00	55.395,02	1.229.038,02	41.098,84	987.680,02

Tabla 30: VAN instalación monofacial con seguidores

VAN (€)	987.680,02
TIR	7,57%
PR (años)	9,11
LCOE (€/MWh)	29,26

Tabla 31: Parámetros financieros instalación monofacial con seguidores

### 9.3. Viabilidad instalación bifacial a 2 metros

Año	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Gastos de mantenimiento y explotación (€)	Flujos de caja no actualizados (€)	Ganancias (€)	Flujos de caja actualizados (€)	VAN (€)
0	0	0	0	-548.522,11	-548.522,11	-548.522,11	-548.522,11
1	1.183,43	76.813,00	11.400,00	65.413,00	-483.109,11	64.765,34	-483.756,77
2	1.176,92	76.390,52	11.400,00	64.990,52	-418.118,59	63.709,95	-420.046,81
3	1.170,45	75.970,38	11.400,00	64.570,38	-353.548,21	62.671,37	-357.375,44
4	1.164,01	75.552,54	11.400,00	64.152,54	-289.395,67	61.649,33	-295.726,11
5	1.157,61	75.137,00	11.400,00	63.737,00	-225.658,67	60.643,57	-235.082,54
6	1.151,24	74.723,75	11.400,00	63.323,75	-162.334,93	59.653,83	-175.428,71
7	1.144,91	74.312,77	11.400,00	62.912,77	-99.422,16	58.679,87	-116.748,84
8	1.138,61	73.904,05	11.400,00	62.504,05	-36.918,12	57.721,44	-59.027,40
9	1.132,35	73.497,57	11.400,00	62.097,57	25.179,46	56.778,28	-2.249,12
10	1.126,12	73.093,34	11.400,00	61.693,34	86.872,80	55.850,17	53.601,06
11	1.119,93	72.691,32	11.400,00	61.291,32	148.164,12	54.936,87	108.537,93
12	1.113,77	72.291,52	11.400,00	60.891,52	209.055,64	54.038,13	162.576,06
13	1.107,64	71.893,92	11.400,00	60.493,92	269.549,56	53.153,74	215.729,80
14	1.101,55	71.498,50	11.400,00	60.098,50	329.648,06	52.283,47	268.013,27
15	1.095,49	71.105,26	11.400,00	59.705,26	389.353,32	51.427,09	319.440,37
16	1.089,47	70.714,18	11.400,00	59.314,18	448.667,50	50.584,39	370.024,76
17	1.083,48	70.325,25	11.400,00	58.925,25	507.592,75	49.755,16	419.779,92
18	1.077,52	69.938,46	11.400,00	58.538,46	566.131,22	48.939,17	468.719,09
19	1.071,59	69.553,80	11.400,00	58.153,80	624.285,02	48.136,22	516.855,31
20	1.065,70	69.171,26	11.400,00	57.771,26	682.056,28	47.346,11	564.201,43
21	1.059,84	68.790,81	11.400,00	57.390,81	739.447,09	46.568,64	610.770,06
22	1.054,01	68.412,47	11.400,00	57.012,47	796.459,56	45.803,60	656.573,66
23	1.048,21	68.036,20	11.400,00	56.636,20	853.095,75	45.050,80	701.624,46
24	1.042,44	67.662,00	11.400,00	56.262,00	909.357,75	44.310,04	745.934,50
25	1.036,71	67.289,86	11.400,00	55.889,86	965.247,61	43.581,15	789.515,65
26	1.036,71	67.289,86	11.400,00	55.889,86	1.021.137,46	43.149,65	832.665,30
27	1.036,71	67.289,86	11.400,00	55.889,86	1.077.027,32	42.722,43	875.387,72
28	1.036,71	67.289,86	11.400,00	55.889,86	1.132.917,18	42.299,43	917.687,16
29	1.036,71	67.289,86	11.400,00	55.889,86	1.188.807,03	41.880,63	959.567,78
30	1.036,71	67.289,86	11.400,00	55.889,86	1.244.696,89	41.465,97	1.001.033,75

Tabla 32: VAN instalación bifacial a 2 metros

VAN (€)	1.001.033,75
TIR	7,69%
PR (años)	9,04
LCOE (€/MWh)	29,67

Tabla 33: Parámetros financieros instalación bifacial a 2 metros

#### 9.4. Viabilidad instalación bifacial a 4 metros

Año	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Gastos de mantenimiento y explotación (€)	Flujos de caja no actualizados (€)	Ganancias (€)	Flujos de caja actualizados (€)	VAN (€)
0	0	0	0	-577.379,61	-577.379,61	-577.379,61	-577.379,61
1	1.208,64	78.449,37	13.500,00	64.949,37	-512.430,24	64.306,31	-513.073,30
2	1.201,99	78.017,90	13.500,00	64.517,90	-447.912,34	63.246,64	-449.826,67
3	1.195,38	77.588,80	13.500,00	64.088,80	-383.823,55	62.203,96	-387.622,71
4	1.188,81	77.162,06	13.500,00	63.662,06	-320.161,49	61.177,99	-326.444,72
5	1.182,27	76.737,67	13.500,00	63.237,67	-256.923,82	60.168,47	-266.276,25
6	1.175,77	76.315,61	13.500,00	62.815,61	-194.108,21	59.175,15	-207.101,10
7	1.169,30	75.895,88	13.500,00	62.395,88	-131.712,33	58.197,76	-148.903,34
8	1.162,87	75.478,45	13.500,00	61.978,45	-69.733,88	57.236,06	-91.667,28
9	1.156,47	75.063,32	13.500,00	61.563,32	-8.170,57	56.289,79	-35.377,49
10	1.150,11	74.650,47	13.500,00	61.150,47	52.979,90	55.358,72	19.981,23
11	1.143,79	74.239,89	13.500,00	60.739,89	113.719,79	54.442,60	74.423,83
12	1.137,50	73.831,57	13.500,00	60.331,57	174.051,37	53.541,21	127.965,04
13	1.131,24	73.425,50	13.500,00	59.925,50	233.976,86	52.654,29	180.619,33
14	1.125,02	73.021,66	13.500,00	59.521,66	293.498,52	51.781,64	232.400,97
15	1.118,83	72.620,04	13.500,00	59.120,04	352.618,56	50.923,01	283.323,99
16	1.112,68	72.220,63	13.500,00	58.720,63	411.339,19	50.078,20	333.402,19
17	1.106,56	71.823,41	13.500,00	58.323,41	469.662,60	49.246,98	382.649,17
18	1.100,47	71.428,39	13.500,00	57.928,39	527.590,99	48.429,13	431.078,30
19	1.094,42	71.035,53	13.500,00	57.535,53	585.126,52	47.624,45	478.702,75
20	1.088,40	70.644,83	13.500,00	57.144,83	642.271,35	46.832,73	525.535,49
21	1.082,41	70.256,29	13.500,00	56.756,29	699.027,64	46.053,76	571.589,25
22	1.076,46	69.869,88	13.500,00	56.369,88	755.397,52	45.287,35	616.876,60
23	1.070,54	69.485,59	13.500,00	55.985,59	811.383,11	44.533,28	661.409,88
24	1.064,65	69.103,42	13.500,00	55.603,42	866.986,54	43.791,37	705.201,25
25	1.058,80	68.723,35	13.500,00	55.223,35	922.209,89	43.061,43	748.262,68
26	1.058,80	68.723,35	13.500,00	55.223,35	977.433,25	42.635,08	790.897,76
27	1.058,80	68.723,35	13.500,00	55.223,35	1.032.656,60	42.212,95	833.110,71
28	1.058,80	68.723,35	13.500,00	55.223,35	1.087.879,96	41.795,00	874.905,71
29	1.058,80	68.723,35	13.500,00	55.223,35	1.143.103,31	41.381,19	916.286,89
30	1.058,80	68.723,35	13.500,00	55.223,35	1.198.326,66	40.971,47	957.258,37

Tabla 34: VAN instalación bifacial a 4 metros

VAN (€)	957.258,37
TIR	6,64%
PR (años)	9,64
LCOE (€/MWh)	31,91

Tabla 35: Parámetros financieros instalación bifacial a 4 metros

## 9.5. Comparación de los resultados

En este apartado se presenta una tabla resumen con los principales resultados obtenidos durante el estudio:

Variable	Monofacial fija	Monofacial con seguidor	Bifacial a 2 metros	Bifacial a 4 metros
Producción anual (MWh/año)	978,90	1.154,26	1.183,43	1.208,64
PR (%)	80,4	81,3	86,3	87,5
Retorno (años)	10,43	9,11	9,04	9,64
VAN (€)	751.103,46	987.680,02	1.001.033,75	957.258,37
TIR (%)	5,35%	7,57%	7,69%	6,64%
LCOE (€/MWh)	32,94	29,26	29,67	31,91
Presupuesto final	509.835,21	546.463,41	548.522,11	577.379,61

**Tabla 36: Resumen principales parámetros financieros diseños propuestos**

Como se puede observar, a términos de producción máxima, ésta se alcanza con la instalación bifacial con seguidor con el tracker dispuesto a 4 metros tal y como se ha comentado en la memoria debido a que, a una mayor altura, genera más que a una disposición más baja. Se observa un incremento significativo en el Performance Ratio en instalaciones bifaciales al aumentar la energía generada por kilovatio instalado. Sin embargo, es importante señalar que esto no es completamente preciso, ya que PVsyst no tiene en cuenta la potencia del lado posterior.

Tal y como se comentó en la simulación de las instalaciones bifaciales, éstas cuentan con un índice de albedo del 0,2. Si se hubiera ejecutado la simulación con un índice más elevado se hubieran obtenido unos resultados más elevados hablando en términos de producción, aunque el presupuesto final de la instalación se vea superado por tener que trabajar la superficie para que tenga una mayor reflexión, pero no es caso de estudio en este análisis.

Si se observan los parámetros financieros, el diseño más rentable en términos económicos lo encontramos en la instalación bifacial a 4 metros, puesto que es la que tiene un mayor VAN y TIR, a la vez que un menor período de retorno, siendo la alternativa más rentable.

## 9.6. Conclusiones

En resumen, este estudio destaca la continua evolución de la tecnología bifacial en el ámbito de la energía solar, reconociendo que su desarrollo está en marcha y presenta desafíos y oportunidades dinámicas. Un aspecto crítico que incide en los diseños bifaciales es el precio actual de los paneles con alta potencia pico, siendo notable que, en la actualidad, la tecnología monofacial ostenta un costo por vatio más bajo en euros, especialmente en comparación con paneles de potencia pico menor, situados en el rango de 400-450 W.

Como se ha evidenciado previamente, el diseño más rentable para instalaciones agrovoltaicas es la implementación bifacial con seguidor a una altura de 2 metros sobre el nivel del terreno. No obstante, es crucial destacar que la determinación del diseño más rentable implica la consideración cuidadosa de múltiples variables. Entre estas, el tamaño del terreno necesario para establecer el huerto solar surge como el parámetro principal que influye en la rentabilidad del proyecto.

Aunque un diseño bifacial a 4 metros de altura podría ofrecer una mayor producción, su viabilidad económica se ve comprometida por el costo adicional del terreno. La necesidad de una mayor separación entre filas resulta en una mayor superficie requerida, lo que, si no se considera el precio del terreno, podría desencadenar consecuencias adversas para la viabilidad financiera del proyecto.

En conclusión, mientras que la tecnología bifacial muestra un potencial significativo, la toma de decisiones informada en la implementación de proyectos agrovoltaicos debe considerar no solo la eficiencia técnica sino también la rentabilidad económica. La optimización de diseños y la evaluación meticulosa de variables clave, como el costo del terreno, son esenciales para garantizar el éxito y la sostenibilidad a largo plazo de las instalaciones agrovoltaicas basadas en tecnología bifacial.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] SolarProfit. ‘Alexandre Edmond Becquerel y el efecto fotovoltaico.’ [en línea] [consulta 15 mayo 2023]. Disponible en: <https://solarprofit.es/es/blog/descubirmiento-efecto-fotovoltaico/>
- [2] Rodríguez Buñuel, Sofía. ‘Historia del panel solar: ¿cómo nació y cuál ha sido su evolución?’ [en línea] [consulta 15 mayo 2023]. Disponible en: <https://solfy.net/placas-solares/historia-del-panel-solar/#:~:text=La%20historia%20del%20panel%20solar,electrodos%20met%C3%A1licos%2C%20pod%C3%ADa%20generar%20electricidad>
- [3] Estudia Energías Renovables Online. ‘Historia de la energía Solar Fotovoltaica.’ [en línea] [consulta 16 mayo 2023]. Disponible en: <https://estudiarenergiasrenovablesonline.es/historia-energia-solar-fotovoltaica/>
- [4] SolarPlak. ‘¿Quién inventó los paneles solares?’ [en línea] [consulta 18 mayo 2023]. Disponible en: <https://solarplak.es/energia/quien-invento-los-paneles-solares/>
- [5] Hogarsense. ‘Historia de la energía fotovoltaica.’ [en línea] [consulta 18 mayo 2023]. Disponible en: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar-fotovoltaica>
- [6] Descubre la Energía. ‘Fuentes de energía’ [en línea] [consulta 19 mayo 2023]. Disponible en: <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/sobre-la-energia/fuentes-de-energia/>
- [7] SolarPlak. ‘¿Cuál es la diferencia entre energías renovables y no renovables?’ [en línea] [consulta 1 junio 2023]. Disponible en: <https://solarplak.es/energia/cual-es-la-diferencia-entre-energias-renovables-y-no-renovables/>
- [8] Red Eléctrica Española. ‘Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energía renovables.’ [en línea] [consulta 3 junio 2023]. Disponible en: [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe\\_Renovables\\_2022.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf)
- [9] IEA. ‘Photovoltaic Power Systems Programme.’ [en línea] [consulta 6 junio 2023]. Disponible en: <https://iea-pvps.org/es/>
- [10] IEA. ‘Snapshot of Global PV Markets.’ [en línea] [consulta 8 junio 2023]. Disponible en: [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA\\_PVPS\\_Snapshot\\_2023.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf)
- [11] TuTiempo.net. ‘Radiación solar.’ [en línea] [consulta 12 junio 2023]. Disponible en: <https://www.tutiempo.net/radiacion-solar/>
- [12] Iberdrola. ‘Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?’ [en línea] [consulta 14 junio 2023]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- [13] Wikipedia. ‘Air mass (solar energy).’ [en línea] [consulta 16 junio 2023]. Disponible en: [https://en.wikipedia.org/wiki/Air\\_mass\\_%28solar\\_energy%29](https://en.wikipedia.org/wiki/Air_mass_%28solar_energy%29)
- [14] HOGARSENSE. ‘¿Qué es la radiación solar directa e indirecta?’ [en línea] [consulta 24 junio 2023]. Disponible en: <https://www.hogarsense.es/placas-solares/radiacion-solar-directa-e-indirecta>

- [15] Alonso Lorenzo, J.A. ‘Radiación, geometría, recorrido óptico e irradiancia.’ [en línea] [consulta 22 junio 2023]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- [16] Sánchez Fuentes, Ángel. ‘Movimientos de la Tierra.’ [en línea] [consulta 23 junio 2023]. Disponible en: <https://www.educapeques.com/recursos-para-el-aula/conocimiento-del-medio-primaria/movimientos-de-la-tierra.html>
- [17] Universidad de Jaén. ‘Movimientos Tierra-Sol.’ [en línea] [consulta 23 junio 2023]. Disponible en: [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/02\\_radiacion/01\\_basico/2\\_radiacion\\_02.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/2_radiacion_02.htm)
- [18] PVEducation. ‘Materiales Semiconductores.’ [en línea] [consulta 29 junio 2023]. Disponible en: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/dispositivos-semiconductores/materiales-semiconductores>
- [19] PVEducation. ‘Formación de la unión P-N.’ [en línea] [consulta 14 julio 2023]. Disponible en: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/dispositivos-semiconductores/formaci%C3%B3n-de-la-uni%C3%B3n-pn>
- [20] Universidad de Politécnica de Valencia. ‘Tema 3: Semiconductores.’ [en línea] [consulta 22 julio 2023]. Disponible en: <https://www.uv.es/~navasqui/Tecnologia/Tema3.pdf>
- [21] ÁreaTecnología. ‘Unión P-N semiconductores.’ [en línea] [consulta 24 julio 2023]. Disponible en: <https://www.areatecnologia.com/electronica/union-pn.html>
- [22] Rodríguez Rosales, K.; Javier de Moure Flores, F. y Quiñones Galván, J. G. ‘Energía solar fotovoltaica.’ [en línea] [consulta 3 agosto 2023]. Disponible en: [https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/online/X1\\_71\\_3\\_1267\\_EnergiaSolar.pdf](https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/online/X1_71_3_1267_EnergiaSolar.pdf)
- [23] Blog de Ingeniería. BLOGsudima. ‘Seguidor solar: ¿qué es y para qué sirve?’ [en línea] [consulta 5 diciembre 2023]. Disponible en: <https://blogs.udima.es/ingenieria-industrial/seguidor-solar-que-es-y-para-que-sirve/>
- [24] E-Education. ‘Interpreting invertir datasheet and main parameters.’ [en línea] [consulta 2 julio 2023]. Disponible en: <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/905>
- [25] Todo Fotovoltaica. ‘Fotovoltaica de autoconsumo. Distancia entre filas de paneles.’ [en línea] [consulta 18 julio 2023]. Disponible en: <https://www.todofotovoltaica.com/fotovoltaica-autoconsumo-distancia-entre-filas-de-paneles/>
- [26] SevenSensor. ‘Factores que afectan al rendimiento de las plantas fotovoltaicas.’ [en línea] [consulta 20 julio 2023]. Disponible en: <https://www.sevensensor.com/es/factores-que-afectan-el-rendimiento-de-las-plantas-fotovoltaicas>
- [27] PlacasSolares. ‘Placas bifaciales. Ventajas, tipos y funcionamiento.’ [en línea] [consulta 20 noviembre 2023]. Disponible en: [https://placassolares.es/que-son-placas-solares-bifaciales?utm\\_source=adwords\\_search&utm\\_medium=c&utm\\_campaign=17488422178&utm\\_content=636022517228&utm\\_term=142321252294&gclid=Cj0KCQIa\\_jMKqBhCgARIsAPDgWlzcWlCgpM3TjHVZDu3kF4\\_Na7oPFNGAhULj5uSZ9HUOcK2B8oaJ2X0aApBIEALw\\_wcB](https://placassolares.es/que-son-placas-solares-bifaciales?utm_source=adwords_search&utm_medium=c&utm_campaign=17488422178&utm_content=636022517228&utm_term=142321252294&gclid=Cj0KCQIa_jMKqBhCgARIsAPDgWlzcWlCgpM3TjHVZDu3kF4_Na7oPFNGAhULj5uSZ9HUOcK2B8oaJ2X0aApBIEALw_wcB)

[28] Scielo. ‘Uso de paneles bifaciales en sistemas de ángulo fijo y de seguimiento horizontal de un eje.’ [en línea] [consulta 21 noviembre 2023]. Disponible en: [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012020000300008](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012020000300008)

[29] Soltec. ‘The Bifacial Year.’ [en línea] [consulta 22 noviembre 2023]. Disponible en: [https://soltec.com/uploads/2019/11/BiTEC-whitepaper-4\\_en.pdf](https://soltec.com/uploads/2019/11/BiTEC-whitepaper-4_en.pdf)

[30] Economía3. ‘Valor Actual Neto: ¿Qué es y cómo se calcula de manera correcta?’ [en línea] [consulta 3 diciembre 2023]. Disponible en: [https://economia3.com/valor-actual-neto/#:~:text=El%20valor%20actual%20neto%20\(VAN,valor%20futuro%20de%20una%20inversi%C3%B3n](https://economia3.com/valor-actual-neto/#:~:text=El%20valor%20actual%20neto%20(VAN,valor%20futuro%20de%20una%20inversi%C3%B3n)

[31] SdelSol. ‘¿Para qué se utiliza la tasa interna de retorno?’ [en línea] [consulta 3 diciembre 2023]. Disponible en: <https://www.sdelsol.com/glosario/tasa-interna-de-retorno-tir/#:~:text=La%20Tasa%20Interna%20de%20Retorno,de%20los%20proyectos%20de%20inversi%C3%B3n>

[32] Transición Energética. ‘¿Qué es el LCOE?’ [en línea] [consulta 3 diciembre 2023]. Disponible en: <https://www.transicionenergetica.es/energias-renovables/que-es-el-lcoe/>



# Documento N°2

# Presupuesto

## ÍNDICE

<b>1. PRESUPUESTOS DE LOS DISEÑOS.....</b>	<b>126</b>
1.1. Presupuesto instalación monofacial fija .....	126
1.1.1. Inversor fotovoltaico.....	126
1.1.2. Módulos fotovoltaicos .....	126
1.1.3. Cuadros de agrupamiento .....	127
1.1.4. Centro de transformación .....	128
1.1.5. Estructura.....	133
1.1.6. Obra civil .....	133
1.1.7. Cableado .....	135
1.1.8. Mano de obra .....	136
1.1.9. Parcela .....	136
1.1.10. Monitorización .....	136
1.1.11. Sistema de vigilancia .....	137
1.1.12. Otros elementos .....	137
1.1.13. Coste por partidas .....	137
1.1.14. Presupuesto de ejecución por contrata.....	138
1.1.15. Presupuesto de explotación .....	138
1.2. Presupuesto instalación monofacial con seguidor .....	139
1.2.1. Presupuesto de ejecución por contrata.....	140
1.2.2. Presupuesto de explotación .....	140
1.3. Presupuesto instalación bifacial a 2 metros .....	140
1.3.1. Presupuesto de ejecución por contrata.....	141
1.3.2. Presupuesto de explotación .....	142
1.4. Presupuesto instalación bifacial a 4 metros .....	143
1.4.1. Presupuesto de ejecución por contrata.....	143
1.4.2. Presupuesto de explotación .....	144

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Presupuesto inversor fotovoltaico .....	126
Tabla 2: Presupuesto paneles monofaciales .....	126
Tabla 3: Presupuesto cajas de agrupamiento .....	127
Tabla 4: Presupuesto obra civil centro de transformación .....	128
Tabla 5: Presupuesto equipo de potencia para el centro de transformación.....	128
Tabla 6: Presupuesto equipo de baja tensión para el centro de transformación .....	129
Tabla 7: Presupuesto equipo de media tensión para el centro de transformación.....	131
Tabla 8: Presupuesto puesta a tierra para el centro de transformación .....	132
Tabla 9: Presupuesto cosas varias para el centro de transformación.....	133
Tabla 10: Presupuesto final para el centro de transformación.....	133
Tabla 11: Presupuesto estructura diseño monofacial fijo.....	133
Tabla 12: Presupuesto obra civil .....	134
Tabla 13: Presupuesto cableado .....	135
Tabla 14: Presupuesto mano de obra.....	136
Tabla 15: Presupuesto parcela .....	136
Tabla 16: Presupuesto monitorización .....	136
Tabla 17: Presupuesto sistemas de vigilancia.....	137
Tabla 18: Presupuesto otros elementos .....	137
Tabla 19: Presupuesto de ejecución material para la instalación monofacial fija .....	137
Tabla 20: Presupuesto de ejecución por contrata instalación monofacial fija.....	138
Tabla 21: Presupuesto personal de mantenimiento instalación monofacial fija.....	138
Tabla 22: Costes de explotación para la instalación monofacial fija .....	139
Tabla 23: Presupuesto seguidores para instalación monofacial con seguidores .....	139
Tabla 24: Presupuesto parcela .....	139
Tabla 25: Presupuesto de ejecución material instalación monofacial con seguidores...140	
Tabla 26: Presupuesto de ejecución por contrata instalación monofacial con seguidores.....	140
Tabla 27: Costes de explotación para la instalación monofacial con seguidores.....	140
Tabla 28: Presupuesto módulos bifaciales .....	140
Tabla 29: Presupuesto seguidores para instalación bifacial a 2 metros.....	141
Tabla 30: Presupuesto parcela .....	141
Tabla 31: Presupuesto de ejecución material instalación bifacial a 2 metros .....	141
Tabla 32: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 2 metros .....	141
Tabla 33: Presupuesto personal mantenimiento instalación bifacial a 2 m.....	142

Tabla 34: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 2 metros .....	142
Tabla 35: Presupuesto seguidores para instalación bifacial a 4 metros.....	143
Tabla 36: Presupuesto parcela .....	143
Tabla 37: Presupuesto de ejecución material instalación bifacial a 4 metros .....	143
Tabla 38: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 4 m .....	143
Tabla 39: Presupuesto personal de mantenimiento instalación bifacial a 4 m .....	144
Tabla 40: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 4 m .....	144

## 1. PRESUPUESTOS DE LOS DISEÑOS

### 1.1. Presupuesto instalación monofacial fija

#### 1.1.1. Inversor fotovoltaico

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
A.INV.1	Inversor trifásico, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 100 kW, potencia máxima de salida 100 kVA, eficiencia máxima 98,4%, dimensiones 1035x700x365 mm, peso 90 kg, con pies de apoyo, indicador del estado de funcionamiento con led, comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, dos puertos Ethernet, y protocolo de comunicación Modbus.	5,00	5.750,00	28.750,00
A.INV.2	Cabina con armazón de acero UPN 160 S 275 JR laminado en caliente. Vigas DD11 en tubo de 60x60x2 mm.	3,00	800,00	2.400,00
<b>A.INV</b>	<b>Inversor fotovoltaico</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>31.150,00</b>

Tabla 1: Presupuesto inversor fotovoltaico

#### 1.1.2. Módulos fotovoltaicos

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
B.MFV.1	Módulo fotovoltaico monocristalino de 580 Wp nominales con 156 células, 31.3 kg y dimensiones 2465x1134x35 mm.	960,00	134,00	128.640,00
<b>B.MFV</b>	<b>Módulos fotovoltaicos</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>128.640,00</b>

Tabla 2: Presupuesto paneles monofaciales

### 1.1.3. Cuadros de agrupamiento

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
C.CCA.1	Caja de conexión para 3 series con sistema de monitorización, incluyendo conectores para entradas de corriente continua (terminal positivo y negativo), interruptor seccionador de corte en carga, fusibles de 25 A para cada serie, y protección contra sobretensiones. Cuenta con un puerto de comunicación RS 485 y la caja está construida en policarbonato, asegurando una protección con grado IP65.	20,00	550,00	11.000,00
C.CCA.2	Caja de nivel dos diseñada para 4 series, con conectores para entradas de corriente continua (terminal positivo y negativo), interruptor de desconexión con carga, fusibles de 80 amperios para cada serie y protección contra sobretensiones. El cuerpo está fabricado en poliéster con protección IP65.	5,00	750,00	3.750,00
C.CCA.3	Caja de nivel tres diseñada para 5 series, con conectores para entradas de corriente continua (terminal positivo y negativo), interruptor de desconexión con carga, fusibles de 250 amperios para cada serie y protección contra sobretensiones. El cuerpo está fabricado en poliéster con protección IP65.	1,00	900,00	900,00
<b>C.CCA</b>	<b>Cajas de agrupamiento</b>		<b>Coste partida (€)</b>	<b>15.650,00</b>

Tabla 3: Presupuesto cajas de agrupamiento

#### 1.1.4. Centro de transformación

##### 1.1.4.1. Obra civil

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.O.1	Centro de transformación prefabricado, monobloque, de hormigón armado, de 6080x2380x3045 mm, apto para contener hasta dos transformadores y la aparamenta necesaria. Incluso transporte y descarga. Totalmente montado.	1,00	9.619,38	9.619,38
<b>D.CT.O</b>	<b>Obra civil CT</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>9.619,38</b>

Tabla 4: Presupuesto obra civil centro de transformación

##### 1.1.4.2. Equipo de potencia

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.P.1	Transforma aceite 24 kV, Transformador trifásico reductor de tensión marca ORMAZABAL, según las normas citadas en la Memoria con neutro accesible en el secundario, de potencia 1000 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2), grupo de conexión Dyn11, de tensión de cortocircuito de 6% y regulación primaria de + 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %. Se incluye también una protección con Relé DGPT2.	1,00	15.647,46	15.647,46
<b>D.CT.P</b>	<b>Equipo potencia CT</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>15.647,46</b>

Tabla 5: Presupuesto equipo de potencia para el centro de transformación

#### 1.1.4.3. Equipo de baja tensión

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.BT.1	Conjunto de puentes para el transformador 1 - Puentes BT - B2: Conjunto de cables BT de sección y material 0,6/1 kV tipo RZ1 de 1x240Al sin armadura, junto con todos los accesorios necesarios para la conexión. Este conjunto está compuesto por un grupo de cables, con 4 unidades para fase y 2 unidades para neutro, cada uno con una longitud de 2,5 metros.	1,00	1.300,00	1.300,00
D.CT.BT.2	Equipo de Medida de Energía: Equipo de medida. Contador tarificador electrónico multifunción, registrador electrónico y regleta de verificación.	1,00	3.432,00	3.432,00
<b>D.CT.BT</b>	<b>Equipo baja tensión CT</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>4.732,00</b>

Tabla 6: Presupuesto equipo de baja tensión para el centro de transformación

#### 1.1.4.4. Equipo de media tensión

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.MT.1	Equipo de MT. 1 Entrada / Salida 1: cgmcosmos-1 Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes características: $U_n = 24 \text{ kV}$ , $I_n = 630 \text{ A}$ , $I_{cc} = 16 \text{ kA} / 40 \text{ kA}$ . Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm. Mando: motorizado tipo BM. Se incluyen el montaje y conexión.	1,00	4.712,50	4.712,50
D.CT.MT.2	Seccionamiento Compañía: cgmcosmos-1 Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las	1,00	4.712,50	4.712,50

	siguientes características: Un = 24 kV, In = 630 A, Icc = 16 kA / 40 kA. Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm. Mando: motorizado tipo BM. Se incluyen el montaje y conexión			
D.CT.MT.3	Alimentación de Servicios Auxiliares: cgmcosmos-a. Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un=24 kV, In = 630 A, Icc=16 kA / 40 kA. Dimensiones: 470 mm / 875 mm / 1740 mm. Se incluye montaje y conexión.	1,00	9.500,00	9.500,00
D.CT.MT.4	Remonte a Protección General: cgmcosmos-l. Módulo metálico para protección del remonte de cables al embarrado general, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV. Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm. Se incluye montaje y conexión.	1,00	3.762,50	3.762,50
D.CT.MT.5	Protección General: cgmcosmos-v Módulo metálico de corte en vacío y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV, In = 630 A, Icc = 16 kA / 40 kA. Dimensiones: 480 mm / 850 mm / 1740 mm. Mando (automático): manual RAV. Relé de protección: ekor.rpg-201A. Se incluye el montaje y conexión.	1,00	14.962,50	14.962,50
D.CT.MT.6	Medida: cgmcosmos-m. Módulo metálico, conteniendo en su interior debidamente montados y conexionados los aparatos y materiales adecuados, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV. Dimensiones: 800 mm /	1,00	6.150,00	6.150,00

	1025 mm / 1740 mm. Se incluyen el montaje y conexión.			
D.CT.MT.7	Puentes MT Transformador 1: Cables MT 12/20 kV. Cables MT 12/20 kV del tipo HEPRZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x50 Al empleando 3 de 10 m de longitud, y terminaciones EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada y modelo K158LR. En el otro extremo son del tipo cono difusor y modelo OTK 224.	1,00	950,00	950,00
D.CT.MT.8	Interconexión enchufable apantallada no accesible de la función de protección MT y de la función transformador mediante conjuntos de unión unipolares de aislamiento 36 kV ORMALINK de Ormazabal	1,00	950,00	950,00
<b>D.CT.BT</b>	<b>Equipo MT CT</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>50.412,50</b>

**Tabla 7: Presupuesto equipo de media tensión para el centro de transformación**

#### 1.1.4.5. Puesta a tierra

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.PT.1	Tierras Exteriores Prot Transformación: Anillo rectangular. Instalación exterior de puesta a tierra de protección en el edificio de transformación, debidamente montada y conexionada, empleando conductor de cobre desnudo. El conductor de cobre está unido a picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro.	1,00	1.285,00	1.285,00
D.CT.PT.2	Tierras Exteriores Serv Transformación: Picas alineadas. Tierra de servicio o neutro del transformador. Instalación exterior realizada con cobre aislado con el mismo tipo de materiales que las tierras de protección.	1,00	630,00	630,00
D.CT.PT.3	Tierras Interiores Prot Transformación: Instalación interior tierras. Instalación de puesta a tierra de protección en el	1,00	925,00	925,00

	edificio de transformación, con el conductor de cobre desnudo, grapado a la pared, y conectado a los equipos de MT y demás aparamenta de este edificio, así como una caja general de tierra de protección según las normas de la compañía suministradora.			
D.CT.PT.4	Tierras Interiores Serv Transformación: Instalación interior tierras. Instalación de puesta a tierra de servicio en el edificio de transformación, con el conductor de cobre aislado, grapado a la pared, y conectado al neutro de BT, así como una caja general de tierra de servicio según las normas de la compañía suministradora.	1,00	925,00	925,00
<b>D.CT.BT</b>	<b>Puesta a tierra CT</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>3.765,00</b>

Tabla 8: Presupuesto puesta a tierra para el centro de transformación

#### 1.1.4.6. Varios

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.V.1	Defensa de Transformadores. Defensa de Transformador 1: Protección física transformador. Protección metálica para defensa del transformador. La defensa incluye una cerradura enclavada con la celda de protección del transformador correspondiente.	1,00	283,00	283,00
D.CT.V.2	Equipos de Iluminación en el edificio de transformación. Iluminación Edificio de Transformación: Equipo de iluminación. Equipo de iluminación compuesto de: Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los equipos de MT. Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.	1,00	600,00	600,00

D.CT.V.3	Banquillo aislante. Equipos de operación, maniobra y seguridad en el edificio de transformación. Maniobra de Transformación: Equipo de seguridad y maniobra. Equipo de operación que permite tanto la realización de maniobras con aislamiento suficiente para proteger al personal durante la operación, tanto de maniobras como de mantenimiento.	1,00	550,00	550,00
<b>D.CT.BT</b>	<b>Puesta a tierra CT</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>1.433,00</b>

Tabla 9: Presupuesto cosas varias para el centro de transformación

#### 1.1.4.7. Partidas del centro de transformación

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
D.CT.O	Obra civil	1,00	9.619,38	9.619,38
D.CT.MT	Equipo de potencia	1,00	15.647,46	15.647,46
D.CT.P	Equipo de baja tensión	1,00	4.732,00	4.732,00
D.CT.BT	Equipo de media tensión	1,00	50.412,50	50.412,50
D.CT.PT	Sistema de puerta a tierra	1,00	3.765,00	3.765,00
D.CT.V	Varios	1,00	1.433,00	1.433,00
<b>D.CT</b>	<b>Centro de transformación</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>85.608,84</b>

Tabla 10: Presupuesto final para el centro de transformación

#### 1.1.5. Estructura

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
E.EST.1	Estructura fija inclinada a 30° fijada al terreno.	480	14	6.720,00
<b>E.EST</b>	<b>Estructura</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>6.720,00</b>

Tabla 11: Presupuesto estructura diseño monofacial fijo

#### 1.1.6. Obra civil

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
F.OC.1	Compactación de pilotes, mediante medios mecánicos con dimensiones definidas por proyecto. Compactado de fondo de la excavación mediante	610,00	35,00	21.350,00

	medios mecánicos. Hormigón HM-15. Material de encofrado. Mano de obra para la ejecución de las obras incluida.			
F.OC.2	Limpieza y desbroce de la superficie del terreno con medio mecánicos.	12.375,00	0,30	3.712,00
F.OC.3	Embastado, refinado y escarificado, además de compactado del terreno para dotarlo de mayor homogeneidad. Por medios mecánicos.	12.375,00	0,35	4.331,25
F.OC.4	Zahorra para los caminos, extensión de zahorra mediante medios mecánicos y posterior refinado y compactado de zahorra.	1.450,00	2,00	2.900,00
F.OC.5	Excavación de zanjas para acometidas de las líneas por medios mecánicos tipo retroexcavadora, vertido de arena para la creación de capas de distinto espesor. Posterior compactado. Incluida mano de obra.	1.450,00	12,25	17.762,50
F.OC.6	Excavación de sistemas de drenaje para la recolecta de aguas de origen pluvial por medios mecánicos.	520,00	9,35	4.862,00
F.OC.7	Instalación del vallado perimetral de la parcela consistente en una malla de simple torsión con una altura de 2m y postes de sustentación.	430,00	10,00	4.300,00
<b>F.OC</b>	<b>Obra civil</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>54.886,50</b>

**Tabla 12: Presupuesto obra civil**

### 1.1.7. Cableado

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
G.CAB.1	Líneas de CC en tramo 1 con conductor de cobre 6 mm <sup>2</sup> y aislamiento 1/1kV de PVC.	1.640,00	0,45	738,00
G.CAB.2	Líneas de CC en tramo 2 con conductor de cobre 16 mm <sup>2</sup> y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	642,00	0,57	365,94
G.CAB.3	Líneas de CC en tramo 3 con conductor de aluminio 120 mm <sup>2</sup> y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	15,00	1,32	19,80
G.CAB.4	Líneas de CA en tramo 4 con conductor de aluminio 185 mm <sup>2</sup> y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	250,00	2,05	512,5
G.CAB.5	Líneas de CA en tramo 5 con conductor de aluminio 400 mm <sup>2</sup> y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	4,00	3,62	14,48
G.CAB.6	Cable de alimentación de las cajas de conexiones y monitorización.	907,00	0,77	698,39
G.CAB.7	Cable RS 485 de conexión entre cajas de conexiones e inversor.	657,00	10,00	4.300,00
G.CAB.8	Bandeja rejiband electro zincada 60x100 mm para tramo 1.	1.640,00	2,00	3.280,00
G.CAB.9	Tubo corrugado diámetro 225 mm de PVC, para tramo 2.	642,00	3,50	2.247,00
G.CAB.10	Bandeja rejiband electro zincada 60x300 mm para tramo 3.	15,00	2,50	37,50
G.CAB.11	Tubo corrugado diámetro 300 mm de PVC, para tramo 4.	250,00	5,00	1.250,00
G.CAB.12	Bandeja rejiband electro zincada 100x500 mm para tramo 5.	4,00	6,00	24,00
<b>G.CAB</b>	<b>Cableado</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>13.487,61</b>

**Tabla 13: Presupuesto cableado**

### 1.1.8. Mano de obra

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
H.MO.1	Trabajadores debidamente cualificados para realizar las tareas de realización de la obra civil.	4,00	1.500,00	6.000,00
H.MO.2	Coste montaje de instalación fotovoltaica. Incluye el transporte de todos los elementos hasta la obra, la adecuada colocación y el montaje de todas las partes	7,00	3.000,00	21.000,00
<b>H.MO</b>	<b>Mano de obra</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>27.000,00</b>

Tabla 14: Presupuesto mano de obra

### 1.1.9. Parcela

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
I.PAR.1	Parcela ubicada en Cartagena (m <sup>2</sup> )	7.000,00	5,00	35.000,00
<b>I.PAR</b>	<b>Parcela</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>35.000,00</b>

Tabla 15: Presupuesto parcela

### 1.1.10. Monitorización

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
J.MON.1	Sistema de adquisición de datos de la producción de la central con funcionamiento durante las horas de producción y de demanda de energía de la red.	1,00	2.700,00	2.700,00
J.MON.2	Estación meteorológica con medidas de precipitación, dirección e intensidad del viento, irradiación solar.	1,00	990,00	990,00
<b>J.MON</b>	<b>Monitorización</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>3.690,00</b>

Tabla 16: Presupuesto monitorización

### 1.1.11. Sistema de vigilancia

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
K.VIG.1	Cámara de vigilancia con sistema de infrarrojos incluido para las horas nocturnas.	6,00	2.300,00	13.800,00
K.VIG.2	Foco de 400W de potencia de halogenuro. Incluye cableado y puesta en servicio.	6,00	400,00	2.400,00
<b>K.VIG</b>	<b>Sistema de vigilancia</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>16.200,00</b>

Tabla 17: Presupuesto sistemas de vigilancia

### 1.1.12. Otros elementos

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
L.OTR.1	Sistema de pararrayos.	4,00	1.800,00	7.200,00
L.OTR.2	Almacén de la planta fotovoltaica.	1,00	3.200,00	3.200,00
<b>L.OTR</b>	<b>Monitorización</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>10.400,00</b>

Tabla 18: Presupuesto otros elementos

### 1.1.13. Coste por partidas

Código	Concepto	Coste (€)
A.INV	Inversor fotovoltaico	31.150,00
B.MFV	Módulos fotovoltaicos	128.640,00
C.CCA	Cajas de agrupamiento	15.650,00
D.CT	Centro de transformación	85.608,84
E.EST	Estructura	6.720,00
F.OC	Obra civil	54.886,50
G.CAB	Cableado	13.487,61
H.MO	Mano de obra	27.000,00
I.PAR	Parcela	35.000,00
J.MON	Monitorización	3.690,00
K.VIG	Sistema de vigilancia	16.200,00
L.OTR	Otros elementos	10.400,00
<b>Presupuesto de ejecución material (€)</b>		<b>428.432,95</b>

Tabla 19: Presupuesto de ejecución material para la instalación monofacial fija

#### 1.1.14. Presupuesto de ejecución por contrata

Concepto	Coste (€)
Presupuesto de ejecución material	428.432,95
Gastos Generales (13%)	55.696,28
Beneficio Industrial (6%)	25.705,98
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	<b>509.835,21</b>

Tabla 20: Presupuesto de ejecución por contrata instalación monofacial fija

ASCIENDE EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL HUERTO SOLAR A LA CANTIDAD DE QUINIENTOS NUEVE MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y CINCO CON VEINTIUNO CÉNTIMOS (509.835,21 €).

#### 1.1.15. Presupuesto de explotación

##### 1.1.15.1. Coste del personal de mantenimiento

Operario	Coste del operario (€/año)	Número de trabajadores	Coste anual (€/año)
Técnico mantenimiento	7.000,00	1,00	7.000,00
<b>Coste de personal de la planta</b>			<b>7.000,00</b>

Tabla 21: Presupuesto personal de mantenimiento instalación monofacial fija

##### 1.1.15.2. Servicio de limpieza de la instalación

La limpieza de las áreas en las que el técnico trabaje será requerida. Se estima un costo de 8 € por hora, y la limpieza se llevará a cabo dos días a la semana durante una hora, lo que resultará en un costo anual de 836 €.

##### 1.1.15.3. Gastos generales

Entre estos gastos se consideran: agua, luz, internet, entre otros. Se estima de 800 € anuales.

##### 1.1.15.4. Seguro

La instalación dispondrá de un seguro apropiado que cubra los daños y perjuicios ocasionados por incendios, inundaciones, accidentes en general, robos, entre otros. Se estima que la prima de este seguro será de 1600 € al año.

### 1.1.15.5. Costes de explotación

Concepto	Coste anual (€)
Costes de personal	7.000,00
Limpieza	836,00
Gastos Generales	800,00
Seguro	1.600,00
<b>Total</b>	<b>10.236,00</b>

Tabla 22: Costes de explotación para la instalación monofacial fija

“ASCIENDE LOS COSTES ANUALES DE EXPLOTACIÓN DEL HUERTO SOLAR A DIEZ MIL DOSCIENTOS TREINTA Y SEIS EUROS (10.236,00€)”.

### 1.2. Presupuesto instalación monofacial con seguidor

El presupuesto de las partidas de esta opción de diseño es igual que la desarrollada para el caso anterior, a excepción de la partida de estructura, puesto que en este caso tenemos seguidores, donde se obtiene un presupuesto de partida igual a:

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
E.EST.1	Seguidor solar NX HORIZON. Fijación al terreno por postes hincados mediante zapatas. Estructura de aluminio y acero galvanizado.	10	2.500,00	25.000,00
<b>E.EST</b>	<b>Seguidores</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>25.000,00</b>

Tabla 23: Presupuesto seguidores para instalación monofacial con seguidores

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
I.PAR.1	Parcela ubicada en Cartagena (m <sup>2</sup> )	9.500,00	5,00	47.500,00
<b>I.PAR</b>	<b>Parcela</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>47.500,00</b>

Tabla 24: Presupuesto parcela

Código	Concepto	Coste (€)
A.INV	Inversor fotovoltaico	31.150,00
B.MFV	Módulos fotovoltaicos	128.640,00
C.CCA	Cajas de agrupamiento	15.650,00
D.CT	Centro de transformación	85.608,84
E.EST	Estructura	25.000,00
F.OC	Obra civil	54.886,50
G.CAB	Cableado	13.487,61
H.MO	Mano de obra	27.000,00
I.PAR	Parcela	47.500,00

J.MON	Monitorización	3.690,00
K.VIG	Sistema de vigilancia	16.200,00
L.OTR	Otros elementos	10.400,00
<b>Presupuesto de ejecución material (€)</b>		<b>459.212,95</b>

Tabla 25: Presupuesto de ejecución material instalación monofacial con seguidores

### 1.2.1. Presupuesto de ejecución por contrata

Concepto	Coste (€)
Presupuesto de ejecución material	459.212,95
Gastos Generales (13%)	59.697,68
Beneficio Industrial (6%)	27.552,78
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	<b>546.463,41</b>

Tabla 26: Presupuesto de ejecución por contrata instalación monofacial con seguidores

ASCIENDE EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL HUERTO SOLAR A LA CANTIDAD DE QUINIENTOS CUARENTA Y SEIS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES CON CUARENTA Y UN CÉNTIMOS (546.463,41 €).

### 1.2.2. Presupuesto de explotación

Concepto	Coste anual (€)
Costes de personal	7.000,00
Limpieza	836,00
Gastos Generales	800,00
Seguro	1.600,00
<b>Total</b>	<b>10.236,00</b>

Tabla 27: Costes de explotación para la instalación monofacial con seguidores

“ASCIENDE LOS COSTES ANUALES DE EXPLOTACIÓN DEL HUERTO SOLAR A DIEZ MIL DOSCIENTOS TREINTA Y SEIS EUROS (10.236,00€)”.

### 1.3. Presupuesto instalación bifacial a 2 metros

Para este diseño se tienen cambios en las partidas de los módulos fotovoltaicos y la estructura, que en este caso son seguidores solares.

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
B.MFV.1	Módulo fotovoltaico bifacial de 580 Wp nominales con 144 células, 32.6 kg y dimensiones 2278x1134x35 mm.	960,00	122,00	117.120,00
<b>B.MFV</b>	<b>Módulos fotovoltaicos</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>117.120,00</b>

Tabla 28: Presupuesto módulos bifaciales

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
E.EST.1	Seguidor solar NX GEMINI. Fijación al terreno por postes hincados mediante zapatas. Estructura de aluminio y acero galvanizado a 2 metros.	10	3.500,00	35.000,00
<b>E.EST</b>	<b>Seguidores</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>35.000,00</b>

Tabla 29: Presupuesto seguidores para instalación bifacial a 2 metros

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
I.PAR.1	Parcela ubicada en Cartagena (m <sup>2</sup> )	10.150,00	5,00	50.750,00
<b>I.PAR</b>	<b>Parcela</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>50.750,00</b>

Tabla 30: Presupuesto parcela

Código	Concepto	Coste (€)
A.INV	Inversor fotovoltaico	31.150,00
B.MFV	Módulos fotovoltaicos	117.120,00
C.CCA	Cajas de agrupamiento	15.650,00
D.CT	Centro de transformación	85.608,84
E.EST	Estructura	35.000,00
F.OC	Obra civil	54.886,50
G.CAB	Cableado	13.487,61
H.MO	Mano de obra	27.000,00
I.PAR	Parcela	50.750,00
J.MON	Monitorización	3.690,00
K.VIG	Sistema de vigilancia	16.200,00
L.OTR	Otros elementos	10.400,00
<b>Presupuesto de ejecución material (€)</b>		<b>460.942,95</b>

Tabla 31: Presupuesto de ejecución material instalación bifacial a 2 metros

### 1.3.1. Presupuesto de ejecución por contrata

Concepto	Coste (€)
Presupuesto de ejecución material	460.942,95
Gastos Generales (13%)	59.922,58
Beneficio Industrial (6%)	27.656,58
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	<b>548.522,11</b>

Tabla 32: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 2 metros

ASCIENDE EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL HUERTO SOLAR A LA CANTIDAD DE QUINIENTOS CUARENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS VEINTIDÓS CON ONCE CÉNTIMOS (548.522,11 €).

### 1.3.2. Presupuesto de explotación

#### 1.3.2.1. Coste del personal de mantenimiento

Operario	Coste del operario (€/año)	Número de trabajadores	Coste anual (€/año)
Técnico mantenimiento	8.000,00	1,00	8.000,00
<b>Coste de personal de la planta</b>			<b>8.000,00</b>

Tabla 33: Presupuesto personal mantenimiento instalación bifacial a 2 m

#### 1.3.2.2. Servicio de limpieza de la instalación

La limpieza de las áreas en las que el técnico trabaje será requerida. Se estima un costo de 8 € por hora, y la limpieza se llevará a cabo dos días a la semana durante una hora, lo que resultará en un costo anual de 1.000 €.

#### 1.3.2.3. Gastos generales

Entre estos gastos se consideran: agua, luz, internet, entre otros. Se estima de 800 € anuales.

#### 1.3.2.4. Seguro

La instalación dispondrá de un seguro apropiado que cubra los daños y perjuicios ocasionados por incendios, inundaciones, accidentes en general, robos, entre otros. Se estima que la prima de este seguro será de 1800 € al año.

#### 1.3.2.5. Costes de explotación

Concepto	Coste anual (€)
Costes de personal	8.000,00
Limpieza	1.000,00
Gastos Generales	800,00
Seguro	1.800,00
<b>Total</b>	<b>11.400,00</b>

Tabla 34: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 2 metros

“ASCIENDE LOS COSTES ANUALES DE EXPLOTACIÓN DEL HUERTO SOLAR A ONCE MIL CUATROCIENTOS EUROS (11.400,00€)”.

#### 1.4. Presupuesto instalación bifacial a 4 metros

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
E.EST.1	Seguidor solar NX GEMINI. Fijación al terreno por postes hincados mediante zapatas. Estructura de aluminio y acero galvanizado a 2 metros.	10	4.500,00	45.000,00
<b>E.EST</b>	<b>Seguidores</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>45.000,00</b>

Tabla 35: Presupuesto seguidores para instalación bifacial a 4 metros

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Importe (€)
I.PAR.1	Parcela ubicada en Cartagena (m <sup>2</sup> )	13.000,00	5,00	65.000,00
<b>I.PAR</b>	<b>Parcela</b>	<b>Coste partida (€)</b>		<b>65.000,00</b>

Tabla 36: Presupuesto parcela

Código	Concepto	Coste (€)
A.INV	Inversor fotovoltaico	31.150,00
B.MFV	Módulos fotovoltaicos	117.120,00
C.CCA	Cajas de agrupamiento	15.650,00
D.CT	Centro de transformación	85.608,84
E.EST	Estructura	45.000,00
F.OC	Obra civil	54.886,50
G.CAB	Cableado	13.487,61
H.MO	Mano de obra	27.000,00
I.PAR	Parcela	65.000,00
J.MON	Monitorización	3.690,00
K.VIG	Sistema de vigilancia	16.200,00
L.OTR	Otros elementos	10.400,00
<b>Presupuesto de ejecución material (€)</b>		<b>485.192,95</b>

Tabla 37: Presupuesto de ejecución material instalación bifacial a 4 metros

##### 1.4.1. Presupuesto de ejecución por contrata

Concepto	Coste (€)
Presupuesto de ejecución material	485.192,95
Gastos Generales (13%)	63.075,08
Beneficio Industrial (6%)	29.111,58
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	<b>577.379,61</b>

Tabla 38: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 4 m

ASCIENDE EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL HUERTO SOLAR A LA CANTIDAD DE QUINIENTOS SETENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS SETENTA Y NUEVE CON SESENTA Y UNO CÉNTIMOS (577.379,61 €).

## 1.4.2. Presupuesto de explotación

### 1.4.2.1. Coste del personal de mantenimiento

Operario	Coste del operario (€/año)	Número de trabajadores	Coste anual (€/año)
Técnico mantenimiento	9.500,00	1,00	9.500,00
<b>Coste de personal de la planta</b>			<b>9.500,00</b>

Tabla 39: Presupuesto personal de mantenimiento instalación bifacial a 4 m

### 1.4.2.2. Servicio de limpieza de la instalación

La limpieza de las áreas en las que el técnico trabaje será requerida. Se estima un costo de 8 € por hora, y la limpieza se llevará a cabo dos días a la semana durante una hora, lo que resultará en un costo anual de 1.000 €.

### 1.4.2.3. Gastos generales

Entre estos gastos se consideran: agua, luz, internet, entre otros. Se estima de 800 € anuales.

### 1.4.2.4. Seguro

La instalación dispondrá de un seguro apropiado que cubra los daños y perjuicios ocasionados por incendios, inundaciones, accidentes en general, robos, entre otros. Se estima que la prima de este seguro será de 2200 € al año.

### 1.4.2.5. Costes de explotación

Concepto	Coste anual (€)
Costes de personal	9.500,00
Limpieza	1.000,00
Gastos Generales	800,00
Seguro	2.200,00
<b>Total</b>	<b>13.500,00</b>

Tabla 40: Presupuesto de ejecución por contrata instalación bifacial a 4 m

“ASCIENDE LOS COSTES ANUALES DE EXPLOTACIÓN DEL HUERTO SOLAR A TRECE MIL QUINIENTOS EUROS (13.500,00€)”.



# Documento N°3

## Pliego de condiciones

## ÍNDICE

<b>1.INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>147</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS</b> .....	<b>147</b>
<b>3.CONDICIONES QUE DEBEN CUMPLIR LOS MATERIALES</b> .....	<b>147</b>
<b>4. NORMAS GENERALES</b> .....	<b>147</b>
4.1 Normas de la empresa distribuidora de energía.....	149
4.2 Disposiciones de obligado cumplimiento.....	149
<b>5.RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES</b> .....	<b>149</b>
<b>6.MATERIALES DE PROTECCIÓN</b> .....	<b>150</b>
6.1 Cintas de atención al cable eléctrico.....	150
6.2 Placa de PVC de protección .....	150
<b>7.ENSAYO Y RECONOCIMIENTO DE LOS MATERIALES</b> .....	<b>150</b>
<b>8. DOCUMENTACIÓN Y MARCAS</b> .....	<b>151</b>
8.1 Marcas .....	151
8.2 Documentación.....	151
<b>9.EJECUCIÓN DE LAS OBRAS</b> .....	<b>151</b>
9.1 Canalizaciones.....	151
9.2 Replanteo.....	152
9.3 Zanjas .....	152
9.3.1 Zanjas tipo .....	152
9.3.2 Suministro y colocación de la protección de arena en la zanja .....	153
9.3.3 Suministro y colocación del testigo de PVC de protección en la zanja .....	154
9.3.4 Colocación de la cinta de “Atención al cable” .....	154
9.3.5 Tapado y compactado de las zanjas.....	154
9.4 Zanja con más de una banda horizontal.....	154
9.5 Zanjas especiales .....	155
9.6 Centro de transformación .....	155
9.6.1 Obra civil .....	155
9.6.2 Aparamenta de Media Tensión.....	155
9.6.3 Transformadores de potencia.....	156
9.6.4 Equipos de medida .....	156
<b>10. RECONOCIMIENTO DE LAS OBRAS</b> .....	<b>157</b>
<b>11. PRUEBAS DE RECEPCIÓN</b> .....	<b>158</b>
11.1 Cables .....	158
<b>12. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN</b> .....	<b>158</b>

## **1.INTRODUCCIÓN**

“Por lo general, las obras se ajustarán en todo lo que, a ejecución, calidad, características de los materiales y condiciones técnicas se refiere a lo recogido en la normativa de IBERDROLA.”

## **2. DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS**

“En el presente pliego se describen las obras objeto del presente DISEÑO DE UN HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 1 MW EN LA ZONA DE YECLA”.

“Todas las obras que se realicen se ajustarán a los Planos, al presente Pliego de Prescripciones y al Cuadro de Precios de este Proyecto, así como al resto de documentos. Sin embargo, en el replanteo de las obras o cuando se ejecuten las mismas, la Dirección de la Obra podrá realizar las modificaciones que estime oportunas para su mejor desempeño”.

## **3.CONDICIONES QUE DEBEN CUMPLIR LOS MATERIALES**

“Todos los materiales que se utilicen durante el proceso de construcción deberán ser de primera calidad y atenerse a las especificaciones de este Pliego”.

“Cuando la obra haya sido definitivamente adjudicada y antes de la instalación, el Contratista presentará al Técnico Encargado de catálogos, cartas y muestras de materiales. Está prohibido el uso de materiales que no hayan sido previamente aceptados por la Dirección de Obra”.

“Este control previo no es la recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección de Obra incluso después de colocados, si no cumplen con las especificaciones definidas, debiendo ser remplazados por el Contratista por otros que cumplan”.

“Se realizarán los análisis y pruebas que se ordenen por la Dirección de Obra, aunque estos no hayan sido indicados en este Pliego, los cuales se ejecutarán en los laboratorios elegidos por la Dirección, siendo los gastos generados de cuenta exclusiva del Contratista”.

“Los ensayos de los materiales eléctricos se realizarán de acuerdo con la norma UNE publicada por el Instituto de Racionalización y Normalización (IRANOR) y en caso de no existir, por aquellas pruebas que constituyen norma de buena construcción en el elemento ensayado”.

“Responderán todos los materiales a las características de tensión, intensidad, aislamiento y demás pruebas figurados en este Proyecto”.

“En caso de que las marcas ofrecidas por el Contratista no reunieran a juicio del Director de Obra la garantía necesaria, este escogerá el material de fabricantes nacionales, dentro de los tres que, en cada situación y juicio, ofrezcan mayor garantía y aún esta situación exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo que se destinó”.

## **4. NORMAS GENERALES**

“Será de obligado cumplimiento en la ejecución del proyecto la normativa legal actualmente vigente de aplicación a las obras que se contratan, además de la adopción de aquellas técnicas de la buena construcción, que aquí se omite su detalle por considerarlas punto de partida para la ejecución de cualquier obra”.

“Entre la normativa legal aplicable, enumeramos aquellas normas que se consideran básicas para llevar a efecto la obra que dentro de la legalidad vigente y de los reglamentos que aseguren el correcto cumplimiento de la técnica aplicada”.

“Además de lo especificado en este Pliego, serán de aplicación las Normas Técnicas de la Empresa Distribuidora y en particular”:

- “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”.
- “Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, aprobado por Decreto 223/2.008, de 21 de diciembre”.
- “Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación, aprobado por Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, así como las Instrucciones Complementarias al mismo”.
- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de Agosto, así como las Instrucciones Técnicas Complementarias”.
- “Normas Particulares y de Normalización de la Empresa Distribuidora, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA, S.A. oficialmente aprobadas”.
- “Normalización Nacional (Normas UNE)”.
- “Recomendaciones UNESA”. • “Recomendaciones AMYS”.
- “Método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra, UNESA”.
- “Instrucción EHE, para Estructuras de Hormigón Estructurado”.
- “Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción”.
- “Ordenanzas Municipales del Excmo. Ayuntamiento de la localidad”.

“Todas estas reglamentaciones se entienden que incluyen las modificaciones habidas con posterioridad a su aprobación, y aquellas otras auxiliares o complementarias que se derivan de las mismas”.

“Así mismo serán de aplicación los Pliegos y Normas vigentes para obras de Redes de Suministro de Energía Eléctrica en Alta, Media y Baja Tensión”.

“Los materiales serán seleccionados entre los homologados por la Empresa Distribuidora, en el caso de que esta empresa los tuviera, en particular los materiales de cableados, armarios, transformadores, etc”.

“El Contratista adjudicatario estará obligado a realizar las obras cumpliendo las especificaciones que se señalen en la Licencia Municipal y en las licencias y permisos que para la obra sean necesarias”.

“Las obras se ajustarán tanto en su conjunto como en sus detalles, formas y definiciones, a las que figuran en los planos del proyecto y mediciones del mismo, siendo las secciones tipo, registros, anclajes, etc., las que figuran en las Normas Técnicas de La Empresa Distribuidora, a las condiciones de homologación aprobadas por esta Empresa, a lo prescrito en este pliego y a las órdenes que el Ingeniero director de las obras, dicte al contratista”.

“Cualquier duda en la interpretación de la definición de las obras, será resuelta por el Ingeniero director de las mismas, que además dará las instrucciones necesarias para obtener una correcta calidad en el producto final”.

“Además de lo especificado en este Pliego, serán de aplicación las siguientes disposiciones”:

- “Instrucción para el proyecto de ejecución de obras de hormigón en masa y armado (EHE-98)”.
- “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la recepción de cemento RC97”.
- “NBE-FL-90 Muros resistentes de fábrica de ladrillo, Real Decreto 1723/1990, de 20 de Diciembre del MOPU (B.O.E. 4 Enero 1991)”.

#### **4.1 Normas de la empresa distribuidora de energía**

“El presente proyecto, ha sido redactado teniendo en cuenta las normas de la Empresa Distribuidora de energía. No obstante, el Contratista se obliga a mantener con ellas el debido contacto a través del Técnico encargado, para evitar, siempre que sea posible, criterios dispares y dificultades posteriores”.

#### **4.2 Disposiciones de obligado cumplimiento**

“Son de aplicación en esta obra, tanto en lo que se refiere a materiales, ejecución y abono de las obras, las disposiciones que se relacionan en el anterior artículo, teniendo en cuenta que cualquier exigencia que figure en este Pliego y que sea más estricta que la contenida en una disposición oficial, prevalece contra la general siempre que no lesione los derechos constitucionales de la persona”.

“Como se ha expuesto en el primer apartado de este capítulo, a lo largo de la descripción de cada partida se exponen las condiciones que debe reunir la misma para recibirla como unidad de obra, pero se quiere expresar fehacientemente que el acto reglado de RECEPCIÓN se realizará cuando la obra esté totalmente terminada en su conjunto, no siendo motivo de aceptación parcial por partidas”.

### **5.RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES**

“Los materiales deberán cumplir lo dispuesto en este pliego y en la normativa referenciada. La recepción podrá hacerse directamente en obra o bien desplazándose una persona autorizada a fábrica. Las comprobaciones o ensayos se realizarán por muestreo dentro de cada lote de fabricación. El resultado del muestreo se asignará al total del lote para su aceptación o rechazo”.

“Para la Recepción de las obras una vez terminadas, el Director de Obra y los representantes de la Propiedad, procederán en presencia de los representantes del Contratista a efectuar los reconocimientos y ensayos que estimen necesarios para comprobar que las obras han sido ejecutadas con sujeción al presente Proyecto, las modificaciones autorizadas y a las órdenes de la Dirección de Obra”.

“No se recibirá ninguna instalación eléctrica que no haya sido probada a su tensión nominal de servicio y demostrado su correcto funcionamiento”.

## **6.MATERIALES DE PROTECCIÓN**

### **6.1 Cintas de atención al cable eléctrico**

“Cinta de polietileno con resistencia mínima a la tracción  $100 \text{ kg/cm}^2$  en la sección longitudinal, de color amarillo-naranja 532 B UNE 48103. Designación CP-15. Dimensiones 15 cm de anchura, 1 mm de anchura, en rollos de 500 m. Norma NI 52.95.01”.

### **6.2 Placa de PVC de protección**

“Placa de PVC sin plastificante de densidad 1,37 a  $1,42 \text{ g/cm}^2$ , de color amarillónaranja 532 B UNE 48103. Designación PPC-V250/1000. Dimensiones 25 cm de anchura, 100 cm de longitud”.

## **7.ENSAYO Y RECONOCIMIENTO DE LOS MATERIALES**

“Los reconocimientos, ensayos y pruebas que se considere hacer con los materiales que han de emplearse en las obras para comprobar si reúnen las condiciones fijadas en el presente Pliego se verificarán por el Ingeniero Director de las obras, si bien cuando éste lo considere necesario o conveniente o no disponga de los medios precisos para realizar dichos ensayos, los encargará a un laboratorio de reconocida solvencia”.

“El Contratista podrá presenciar estos ensayos cuando corran a cargo del Director de las obras, bien personalmente bien delegando en otra persona”.

“De los ensayos, análisis y pruebas que se realicen en laboratorio, dan fe los documentos que por el mismo se expiden. Todos los gastos de las pruebas y ensayos, incluido el transporte de las muestras, deberán ser satisfechos por el contratista”.

“Los materiales rechazados, marcados con pinturas, deberán ser retirados de la obra dentro del plazo de ocho (8) días a partir de la fecha en que fueron rechazados. Si el contratista no los retirara en el plazo fijado, se entenderá que renuncia a dichos materiales a favor de la Administración, que podrá disponer libremente de ellos, siendo de cuenta del contratista los gastos que ocasione a la Administración la operación de retirarlos de la obra, a la distancia máxima de un (1) kilómetro”.

“Todos los materiales empleados deberán ser de primera calidad y atenerse estrictamente a las especificaciones de este Pliego”.

“Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de la instalación, el Contratista presentará al Técnico Encargado catálogos, cartas y muestras de los diferentes materiales. No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra”.

“Este control previo no constituye su recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección de Obra aún después de colocados, si no cumplen con las condiciones exigidas, debiendo ser reemplazados por el Contratista por otros que cumplan”.

“Se realizarán cuantos análisis y pruebas se ordenen por la Dirección de Obra, aunque estos no estén indicados en este Pliego, los cuales se ejecutarán en los laboratorios que elija la Dirección, siendo los gastos ocasionados de cuenta exclusiva del Contratista”.

“Los ensayos de los materiales eléctricos se realizarán de acuerdo con la norma UNE o proyecto de Norma UNE publicada por el Instituto de Racionalización y Normalización (IRANOR) y en caso de que no existan, por aquellas pruebas que constituyen norma de buena construcción en el elemento ensayado”.

“Responderán todos los materiales a las características de tensión, intensidades, aislamientos y demás pruebas figurados en este Proyecto”.

“En el caso de que las marcas ofrecidas por el Contratista no reunieran a juicio del Directo de Obra suficiente garantía, éste escogerá el material de fabricantes nacionales, dentro de los tres que en cada caso y a su juicio, ofrezcan mayor garantía y aún en este caso exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo a que se destinó”.

## **8. DOCUMENTACIÓN Y MARCAS**

### **8.1 Marcas**

“Todos los elementos de cableado deben llevar en parte visible y en altorrelieve las siguientes marcas”:

- “Sección nominal del conductor”.
- “Características de las protecciones, tanto de la pantalla, cubierta y sección de aislamiento”.
- “Fecha de fabricación”.
- “Identificación del fabricante”.
- “Indicador de operación”.
- “Nomenclatura del cable, según se indica en la memoria”.

### **8.2 Documentación**

“Para cada modelo o tipo de material se entregará, de cada sección la siguiente documentación”:

- “Certificado de ensayo según se definió”.
- “Descripción del accesorio, operación y componentes”.
- “Para cada pedido”:
  - o “Certificado de los ensayos de cada partida”.
  - o “Detalle de las características diferenciales del pedido”.
  - o “Certificado del ensayo de los materiales”.

## **9.EJECUCIÓN DE LAS OBRAS**

### **9.1 Canalizaciones**

“En atención a las normas particulares de la empresa distribuidora, las dimensiones de las zanjas tipo por donde discurre el conductor subterráneo tendrá las medidas que se indican en los planos en función de la zona por donde discurren”.

“Los cables irán dispuestos sobre lecho de arena de río 5 centímetros de espesor, que se cubrirá con otra capa de arena de idénticas características y un espesor mínimo de 10 centímetros, sobre esta se colocará como protección mecánica placas de plásticos sin halógenos (PE) longitudinalmente al sentido del tendido del cable y, por último, hasta igualar el terreno, tierra de la anteriormente extraída eliminando las posibles piedras que pudiera contener”.

“Se advertirá la presencia del tendido con una cinta de atención al cable eléctrico, formada por una banda de PVC ó similar, color amarillo, impresa a ella la advertencia de la existencia y peligro de la conducción eléctrica”.

## **9.2 Replanteo**

“Replanteo del proyecto.

- Una vez efectuado el diseño, cálculo de la red y la elección de materiales a emplear, todo ello justificado en el correspondiente proyecto, previo al comienzo de las obras e instalación de canalización procede el replanteo del trazado proyectado con el fin de acomodar éste a la situación real que se dé en el momento de la instalación”.

“En el acta de replanteo se recogerán las siguientes acciones”:

- “Determinación de la traza definitiva de las canalizaciones”.
- “Reconocimiento de la naturaleza del terreno”.
- “Situación de otras instalaciones, ya sean subterráneas (agua, alcantarillado, gas, telefonía, etc.), ya de superficie sobre viales afectados (caños, alcantarillas, cámaras, etc.)”.
- “Confeción de planos detallados para la ejecución de obra, con inclusión de perfiles longitudinales y transversales, sobre todo en los trazados de la red de aducción y arterias de distribución”.
- “Indicación de especificaciones de montaje de los elementos de la canalización, obras de equipamiento y protecciones a realizar. De todo replanteo se levantará el acta correspondiente”.

“Además de la comprobación del replanteo general se cumplirán las siguientes prescripciones”:

- “El Ingeniero Director de las obras o el personal subalterno en quien delegue, cuando no se trate de partes de obra de importancia, ejecutarán sobre el terreno el replanteo, dejando perfectamente definidas las alturas correspondientes a enrasas de cimientos”.
- “Serán de cuenta del contratista todos los gastos que se originen al practicar los replanteos y reconocimientos a que se refiere este artículo”.

## **9.3 Zanjas**

### **9.3.1 Zanjas tipo**

Apertura

“Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial”.

“Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar”.

“Ya sea en excavación manual o mecánica las zanjas a efectuar para la instalación de canalización serán lo más rectas posibles en su trazado en planta y con la rasante uniforme en conducciones de aducción, aun cuando se procure una profundidad uniforme de excavación, se hará de tal forma que se reduzcan en lo posible las líneas quebradas, en beneficio de tramos de pendiente o rampas uniformes en la mayor longitud posible”.

“Es aconsejable controlar cada 15 metros la profundidad y anchura de la zanja no admitiéndose desviaciones superiores al 10 % sobre lo especificado en el Proyecto”.

“Si la capacidad portante del fondo es baja, y como tal se entenderá aquella cuya carga admisible sea inferior a  $0,5 \text{ Kg/cm}^2$ , deberá mejorarse el terreno mediante sustitución o modificación”.

“La sustitución consistirá en la retirada de material indeseable y la colocación del seleccionado como arena, grava o zahorra. El espesor de la capa de este material será el adecuado para corregir la carga admisible hasta los  $0,5 \text{ Kg./cm}^2$ . El tamaño máximo del árido del material de sustitución será de 33 mm”. “La modificación o consolidación del terreno se efectuará mediante la adición del material seleccionado al suelo original y posterior compactación. Se podrán emplear zahorras, arenas y otros materiales inertes, con un tamaño máximo del árido de 33 mm., con adiciones de cemento o productos químicos si fuese conveniente”.

“Asimismo, se mantendrá el fondo de la excavación adecuadamente drenado y libre de agua para asegurar la instalación satisfactoria de la conducción y la compactación de las camas de apoyo”.

“No se abrirá una longitud superior a 100 m sin instalar y tapar la canalización. Asimismo, se procurará que el fondo no se esponje ni sufra hinchamiento, compactándolo en otro caso hasta su densidad original”.

“En las obras exteriores a la Actuación Residencial se deberá de cumplir, además de lo ya especificado anteriormente, todo lo expuesto a continuación”:

“Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de agua, teléfono, bocas de riego, alcantarillado, etc. Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos y peatones, así como los accesos a los edificios, comercios y garajes. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial”.

“Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán en el pavimento de las aceras, las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno”.

“El Contratista deberá conocer con la mayor precisión las acometidas o el trazado de otros servicios a las fincas construidas y el trazado de otros servicios que discurren paralelamente a la línea eléctrica”.

“Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto”.

### **9.3.2 Suministro y colocación de la protección de arena en la zanja**

“La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, exenta de sustancias orgánicas, arcilla, o partículas terrosas, para lo cual, si fuese necesario se tamizará o lavará convenientemente”.

“Se utilizará arena de río, con el tamaño de los granos de dos o tres milímetros como máximo. Cuando se emplee la procedente de la zanja, además de necesitar la aprobación del Supervisor de la Obra, será necesario su cribado”.

“En el lecho de la zanja irá una capa de 5 cm. de espesor de arena de río, sobre la que se situará el cable. Por encima del cable irá otra capa de 10 cm. de arena. Ambas capas de arena ocuparán la anchura total de la zanja”.

### **9.3.3 Suministro y colocación del testigo de PVC de protección en la zanja**

“Encima de la segunda capa de arena se colocará una protección mecánica de placa cubre cables, siendo su anchura de 25 cm. cuando se trate de proteger un sólo cable”.

### **9.3.4 Colocación de la cinta de “Atención al cable”**

“En las canalizaciones de baja y/o alta tensión, salvo en cruces de calzada, se colocará una cinta de polietileno, que denominaremos "Atención al Cable", del tipo utilizado por IBERDROLA, a lo largo de la canalización una tira por cada línea, en la vertical del mismo a 0'50 m. aproximadamente sobre el fondo de la zanja y entre dos capas de relleno de tierras”.

### **9.3.5 Tapado y compactado de las zanjas**

“Una vez colocadas las protecciones del cable, señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con el material procedente de la excavación siempre que la Dirección Técnica lo considere apropiado”.

“Hasta 30 cm por encima de la canalización se utilizará material seleccionado, sin piedras, con grano fino inferior a 20 mm de diámetro. Por encima de dicha altura podrán emplearse materiales cuyos tamaños superiores a 10 cm no sobrepasen el 20 % en peso y sean inferiores a 15 cm”.

“En cuanto a su capacidad portante, el índice del material de relleno será superior a 3 y el hinchamiento, mediante el ensayo CBR, será inferior al 2%”.

“El relleno de las zanjas se realizará según el Artículo 332 del PG 3. Se realizará en tongadas sucesivas de espesor inferior a 20 cm, y de forma que se consiga un grado de compactación del 95 % del Proctor Normal. Se pondrá especial cuidado en el relleno por debajo del plano horizontal del eje de la canalización, de forma que el asiento de la misma no se efectúe sobre el relleno flojo”.

“Las tierras sobrantes de las zanjas, debido al volumen introducido en cables, arena, placa protectora de PVC homologada, así como el esponje normal del terreno, serán retiradas por el contratista y llevadas a vertedero. El lugar de trabajo quedará libre de dichas tierras y completamente limpio”.

## **9.4 Zanja con más de una banda horizontal**

“Cuando en una misma zanja se coloquen cables de B.T. y M.T. cada uno de ellos deberá situarse a profundidad que le corresponda y llegará su correspondiente protección de arena y placa protectora de PVC homologada”.

“Se procurará que los cables de M.T. vayan colocados en el lado de la zanja más alejada de las viviendas y los de B.T. en el lado de la zanja más próximo a las mismas. De este modo se logrará prácticamente una independencia casi total entre ambas canalizaciones”.

“La distancia que se recomienda guardar en la proyección vertical entre ejes de ambas bandas debe ser de 25 cm. como mínimo”.

## **9.5 Zanjas especiales**

“La separación mínima entre ejes de cables multipolares o mazos de cables unipolares, componentes del mismo circuito, deberá ser de 0'15 m. para cables de B.T. y M.T. y la separación entre ejes de cables extremos y la pared de la zanja de 0'10 m. por lo tanto, la anchura de la zanja se ejecutará con arreglo a estas distancias mínimas. También en algunos casos se pueden presentar dificultades anormales (galería, pozos, cloacas, etc.) entonces los trabajos se realizarán con la precaución y normas pertinentes en el caso y las generales dadas en el apartado para zanjas de tierra”.

## **9.6 Centro de transformación**

### **9.6.1 Obra civil**

“La(s) envolvente(s) empleada(s) en la ejecución de este proyecto cumplirán las condiciones generales prescritas en el MIE-RAT 14, Instrucción Primera del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, en lo referente a su inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado, canalizaciones, cuadros y pupitres de control, celdas, ventilación, paso de líneas y canalizaciones eléctricas a través de paredes, muros y tabiques. Señalización, sistemas contra incendios, alumbrados, primeros auxilios, pasillos de servicio y zonas de protección y documentación”.

### **9.6.2 Aparamenta de Media Tensión**

“Las celdas empleadas serán prefabricadas, con envolvente metálica, y que utilicen gas para cumplir dos misiones”:

- Aislamiento:

“El aislamiento integral en gas confiere a la aparamenta sus características de resistencia al medio ambiente, bien sea a la polución del aire, a la humedad, o incluso a la eventual sumersión del centro por efecto de riadas”.

“Por ello, esta característica es esencial especialmente en las zonas con alta polución, en las zonas con clima agresivo (costas marítimas y zonas húmedas) y en las zonas más expuestas a riadas o entradas de agua en el centro”.

- Corte:

“El corte en gas resulta más seguro que el aire, debido a lo explicado para el aislamiento”.

“Igualmente, las celdas empleadas habrán de permitir la extensibilidad "in situ" del centro, de forma que sea posible añadir más líneas o cualquier otro tipo de función, sin necesidad de cambiar la aparamenta previamente existente en el centro”.

“Se emplearán celdas de tipo modular, de forma que en caso de avería sea posible retirar únicamente la celda dañada, sin necesidad de desaprovechar el resto de las funciones”.

“Las celdas podrán incorporar protecciones del tipo autoalimentado, es decir, que no necesitan imperativamente alimentación externa. Igualmente, estas protecciones serán electrónicas, dotadas de curvas CEI normalizadas (bien sean

normalmente inversas, muy inversas o extremadamente inversas), y entrada para disparo por termostato sin necesidad de alimentación auxiliar”.

### **9.6.3 Transformadores de potencia**

“El transformador o transformadores instalados en este Centro de Transformación serán trifásicos, con neutro accesible en el secundario y demás características según lo indicado en la Memoria en los apartados correspondientes a potencia, tensiones primarias y secundarias, regulación en el primario, grupo de conexión, tensión de cortocircuito y protecciones propias del transformador”.

“Estos transformadores se instalarán, en caso de incluir un líquido refrigerante, sobre una plataforma ubicada encima de un foso de recogida, de forma que en caso de que se derrame e incendie, el fuego quede confinado en la celda del transformador, sin difundirse por los pasos de cable ni otras aberturas al resto del Centro de Transformación, si estos son de maniobra interior (tipo caseta)”.

“Los transformadores, para mejor ventilación, estarán situados en la zona de flujo natural de aire, de forma que la entrada de aire esté situada en la parte inferior de las paredes adyacentes al mismo y las salidas de aire en la zona superior de esas paredes”.

### **9.6.4 Equipos de medida**

“Este centro incorpora los dispositivos necesitados para la medida de energía al ser de abonado, por lo que se instalarán en el centro los equipos con características correspondientes al tipo de medida prescrito por la compañía suministradora”.

“Los equipos empleados corresponderán exactamente con las características indicadas en la Memoria tanto para los equipos montados en la celda de medida (transformadores de tensión e intensidad) como para los montados en la caja de contadores (contadores, regleta de verificación...)”.

- Puesta en servicio

“El personal encargado de realizar las maniobras estará debidamente autorizado y adiestrado”.

“Las maniobras se realizarán en el siguiente orden: primero se conectará el interruptor/seccionador de entrada, si lo hubiere. A continuación, se conectará la aparatada de conexión siguiente hasta llegar al transformador, con lo cual tendremos a éste trabajando para hacer las comprobaciones oportunas”.

“Una vez realizadas las maniobras de MT, procederemos a conectar la red de BT”.

- Separación de servicio

“Estas maniobras se ejecutarán en sentido inverso a las realizadas en la puesta en servicio y no se darán por finalizadas mientras no esté conectado el seccionador de puesta a tierra”.

- Mantenimiento

“Para dicho mantenimiento se tomarán las medidas oportunas para garantizar la seguridad del personal”.

“Este mantenimiento consistirá en la limpieza, engrasado y verificado de los componentes fijos y móviles de todos aquellos elementos que fuese necesario”.

“Las celdas tipo CGMcosmos de ORMAZABAL, empleadas en la instalación, no necesitan mantenimiento interior, al estar aislada su apartamentación interior en gas, evitando de esta forma el deterioro de los circuitos principales de la instalación”.

## **10. RECONOCIMIENTO DE LAS OBRAS**

“Durante la realización de la obra, antes de aprobar cada partida se habrá procedido a realizar las siguientes comprobaciones”:

- “La profundidad y dimensiones de las zanjas”.
- “La resistencia y la calidad del hormigón de zanjas”.
- “El valor de la resistencia de p.a.t. y el del aislamiento”.
- “Secciones y tipos de los conductores utilizados”.
- “La distancia entre conductores”.
- “La distancia de los conductores al extremo de las zanjas y a otros servicios”.
- “La calidad de la arena”.
- “La compactación de las tierras que debe alcanzar el 98% del proctor modificado”.
- “El espesor de la capa de arena”.
- “El ancho y calidad de la placa protectora de PVC homologada”.
- “El espesor de la capa de tierra y su composición exenta de piedras”.
- “La existencia de la cinta de atención al cable”.
- “La calidad de la reposición de firme cuando se realice”.
- “La naturaleza de los empalmes”.
- “Comprobación de la apartamentación de A.T”.
- “El valor de la resistencia de p.a.t. y el del aislamiento”.
- “La distancia de los conductores a masa”.
- “La calidad de la acera perimetral, incluida la capa asfáltica de aislamiento eléctrico”.

“Y todas aquellas otras comprobaciones y ensayos que estime el D.O. en el correcto ejercicio de su cometido”.

“Antes de la Recepción de las obras, el Contratista retirará de las mismas hasta dejarlas completamente limpias y despejadas, de todos los materiales sobrantes, restos, embalajes, bobinas de cables, medios auxiliares, tierras sobrantes de excavaciones y rellenos y escombros”.

“Se comprobará que los materiales coinciden con los admitidos por el Director de Obra en el control previo y se corresponden con las muestras que tenga en su poder, si las hubiera, y no hayan sufrido deterioro en su aspecto o funcionamiento. Igualmente se comprobará que la construcción de las obras de fábrica, la realización de las obras de tierra y el montaje de todas las instalaciones eléctricas han sido ejecutadas de modo correcto y terminadas y rematadas completamente. En particular se llama la atención sobre la verificación de los siguientes puntos”:

- “Forma de ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general”.

- “Tipos y características de tensión y intensidad nominales y funcionamiento de los aparatos de maniobra, mando, protección y medida”.
- “Compactación de las zanjas y reposición de firmes y pavimentos afectados”.
- “Geometría de las obras”.

“Efectuado este reconocimiento y de acuerdo con las conclusiones obtenidas, se procederá a realizar con las instalaciones eléctricas los ensayos que se indican en los apartados siguientes”:

“Una vez realizada la obra y las comprobaciones anteriormente indicadas, se redactará el Acta de Recepción de la obra, a la que se unirá su correspondiente acta de pruebas”.

- “El orden de sucesión de fases, tanto en alta como en media tensión”.
- “El nivel de aislamiento en tanto en alta como en media tensión”.
- “El valor de la p.a.t. en las redes de alta y media tensión”.
- “Comprobación de la aparamenta de A.T”.
- “El equipo móvil de maniobra, banqueta, pértiga, guantes etc”.
- “La limpieza total de las obras”.

“También se llevarán a cabo aquellas otras comprobaciones tendentes a determinar la correcta ejecución de las obras y la calidad de los materiales. Se requerir al Contratista los certificados de homologación de los materiales que estime conveniente el D.O”.

## **11. PRUEBAS DE RECEPCIÓN**

“Antes de la puesta en servicio de las instalaciones y según se establece en la normativa vigente, es necesario la realización de las pruebas de la instalación reglamentarias para cada uno de los ítems incluidos en el presente Pliego de Condiciones Técnicas”.

“No se efectuará la recepción de las instalaciones sin la realización previa de las pruebas obligatorias según Norma UNE de aplicación, como las que considere oportunas la Dirección de Obras y que en cualquier caso deberán ser como mínimo las siguientes”.

### **11.1 Cables**

“Tanto los cables de BT. como de M.T. llevarán implícitas las siguientes pruebas”:

- “Prueba de resistencia de aislamiento entre fases y entre fase y neutro”.
- “Continuidad de los conductores en todo su recorrido”.
- “Pruebas de los cables con tensión sin carga”.

## **12. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN**

“Se adjuntarán, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes, las documentaciones indicadas a continuación”:

- “Autorización administrativa de la obra”.
- “Proyecto firmado por un técnico competente”.
- “Certificación de fin de obra”.
- “Conformidad por parte de la compañía suministradora”.

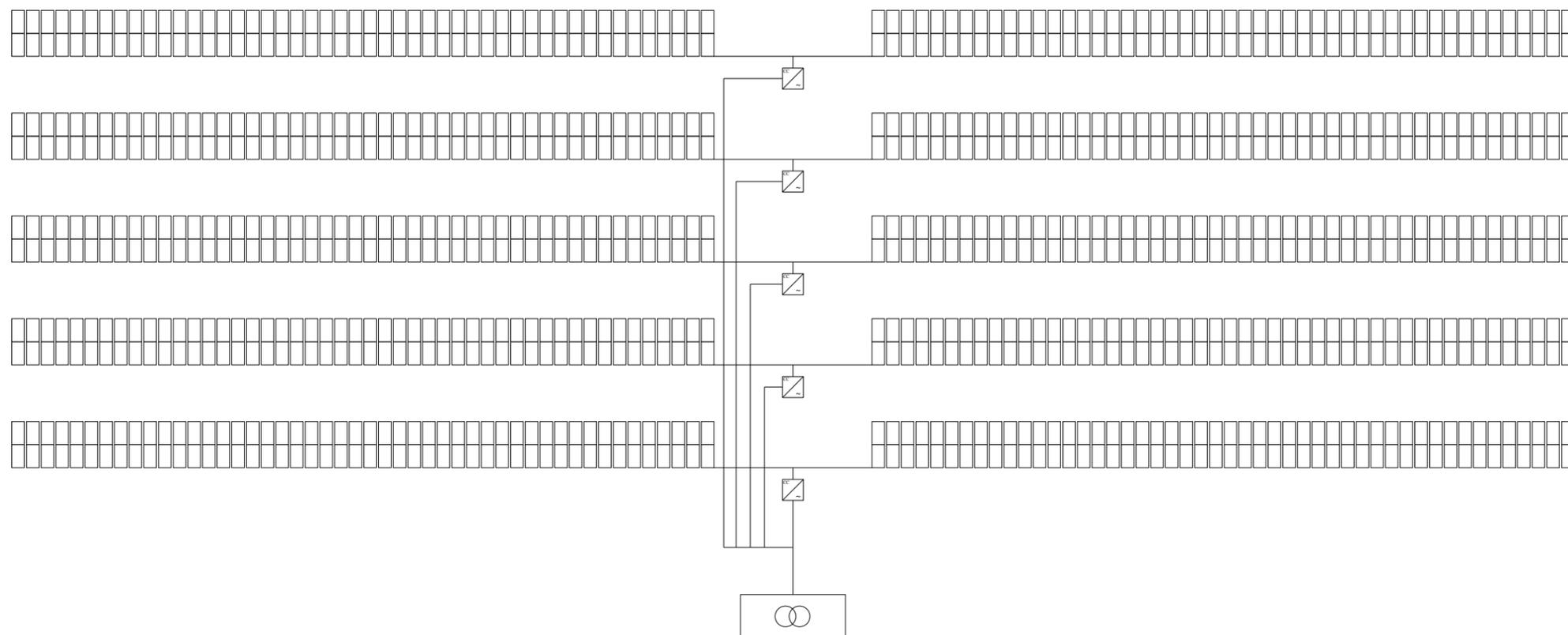


# Documento N°4

# Planos







**PROYECTO:** ESTUDIO COMPARATIVO DE VARIAS ALTERNATIVAS DE DISEÑO PARA UN HUERTO SOLAR DADO DE REFERENCIA

**PLANO:** DISEÑO INSTALACIONES BIFACIALES

**AUTOR:** ANTONIO MARTÍNEZ VALERO

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

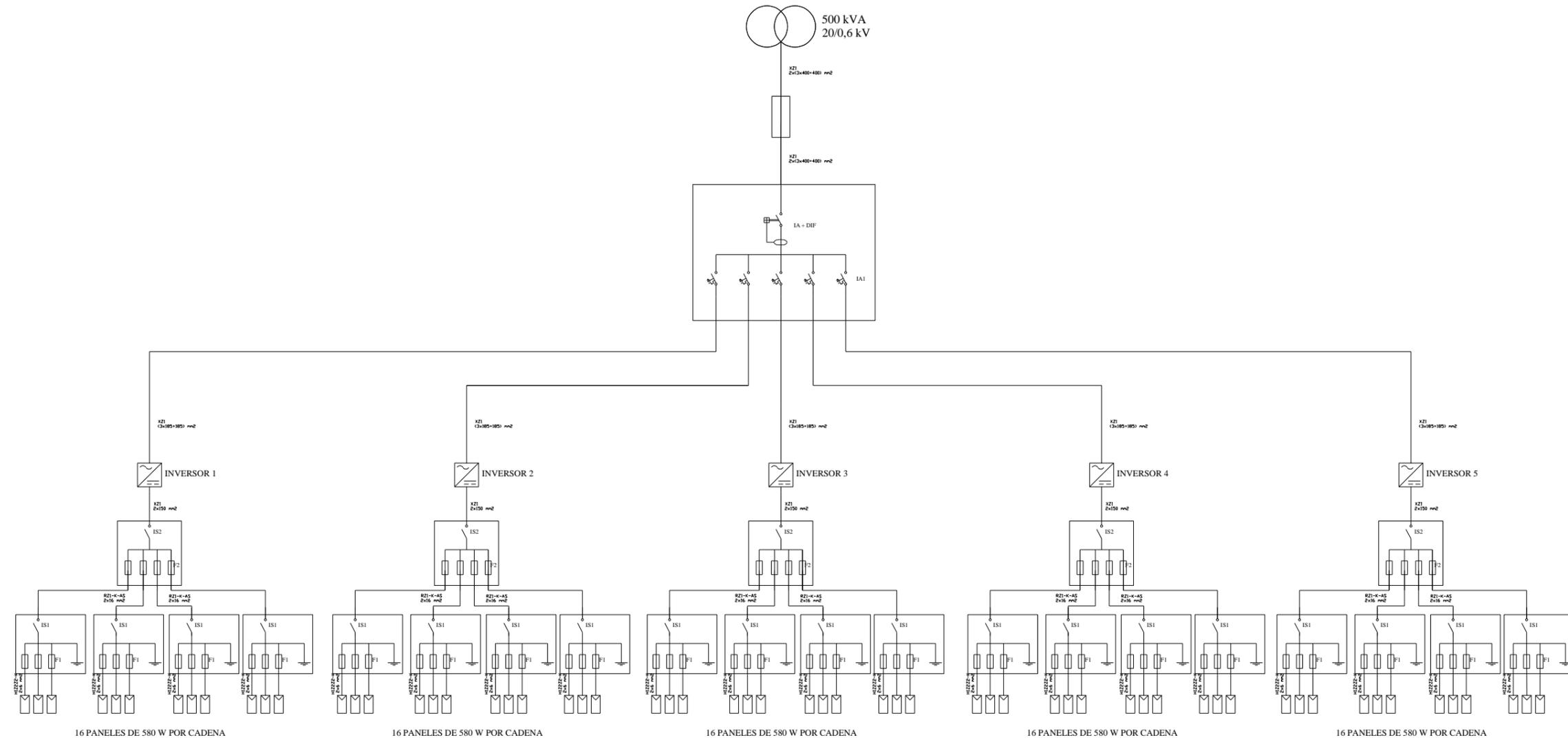
TFM

A3H

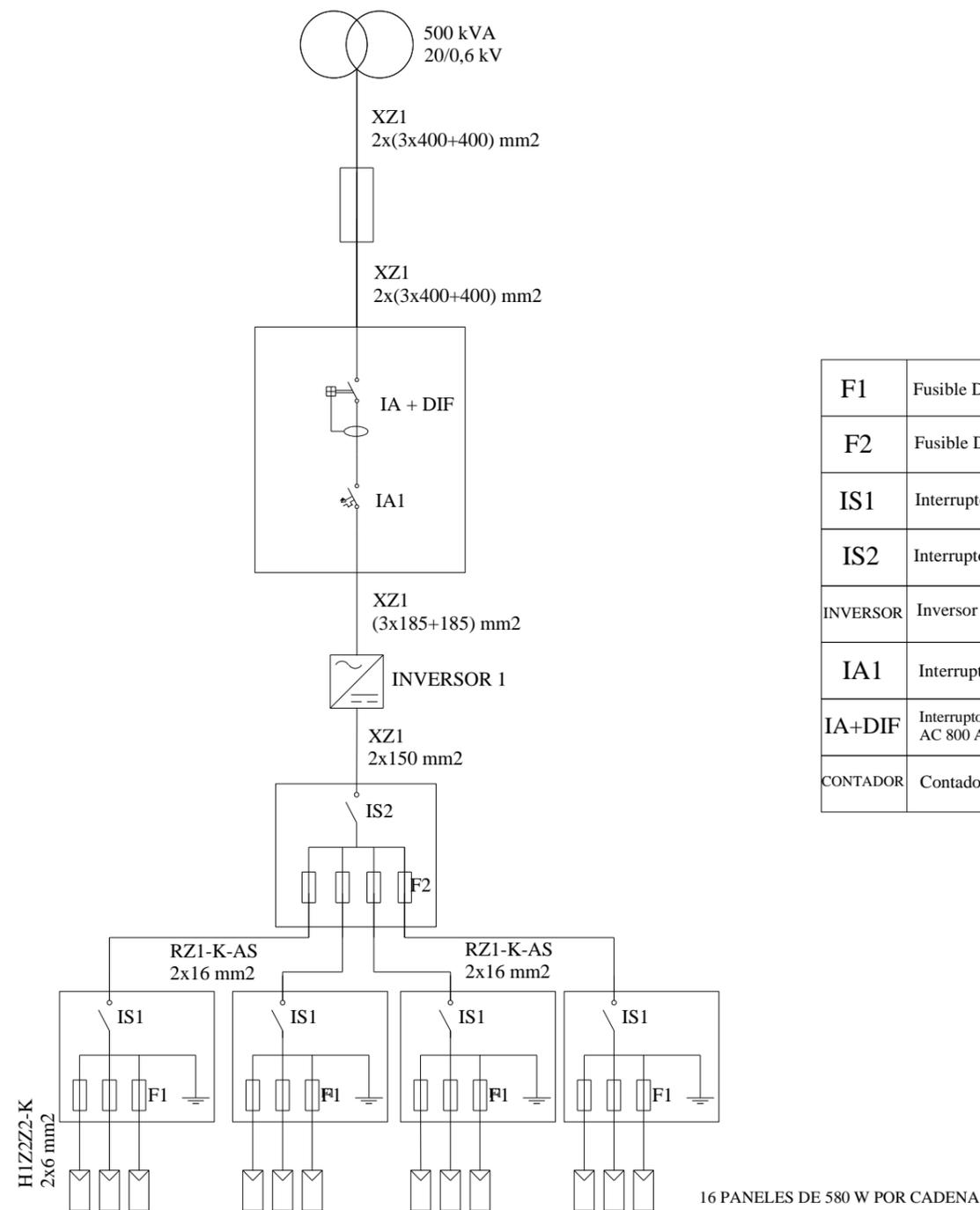
ESCALA: VAR.

FECHA: DICIEMBRE 2023

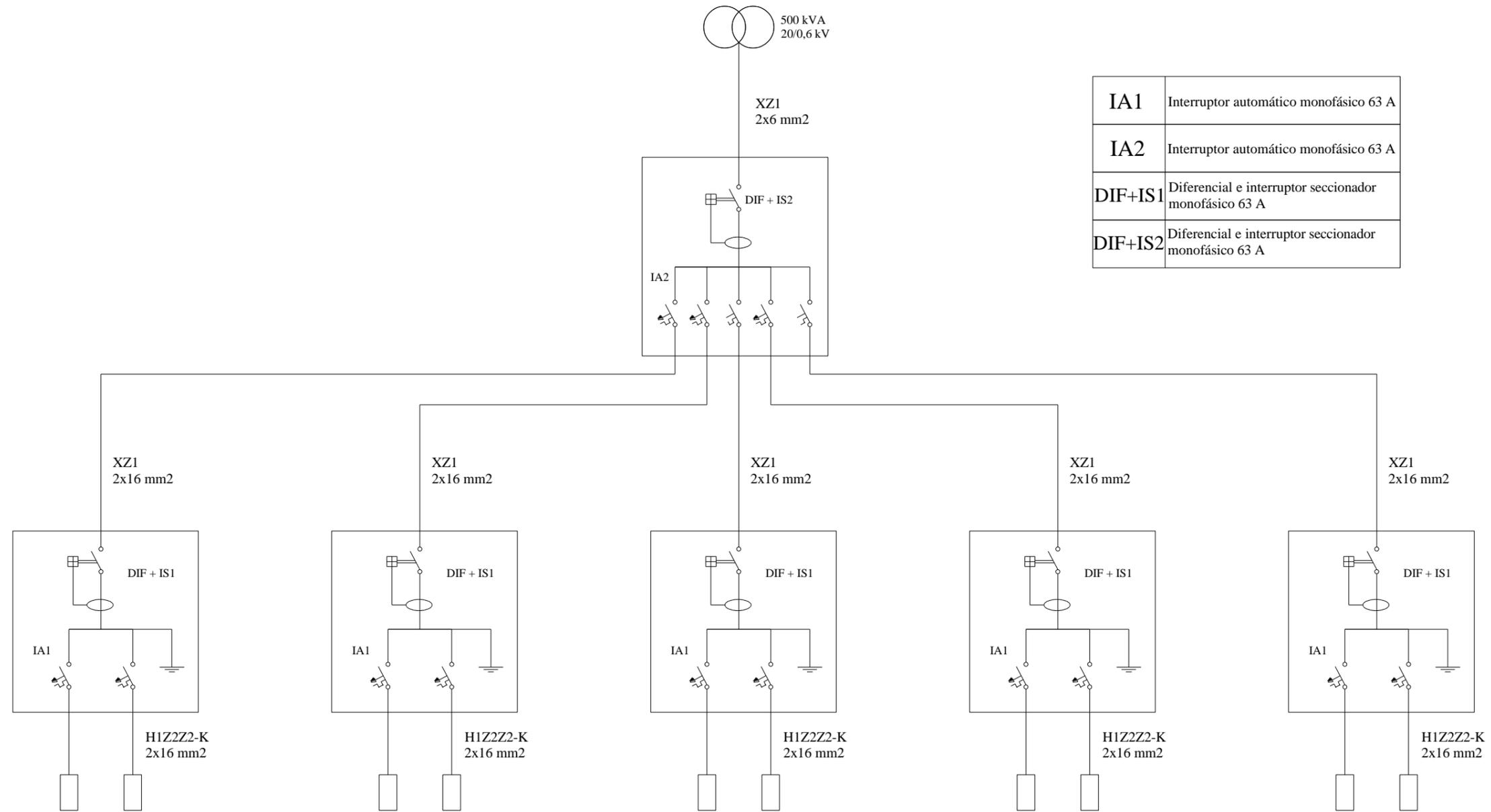
Nº **4**



F1	Fusible DC 25 A
F2	Fusible DC 63 A
IS1	Interruptor seccionador DC 63 A
IS2	Interruptor seccionador DC 250 A
INVERSOR	Inversor HUAWEI 100 kW
IA1	Interruptor automático AC 160 A
IA+DIF	Interruptor automático y diferencial AC 800 A
CONTADOR	Contador tarifador bidireccional



<b>F1</b>	Fusible DC 25 A
<b>F2</b>	Fusible DC 63 A
<b>IS1</b>	Interruptor seccionador DC 63 A
<b>IS2</b>	Interruptor seccionador DC 250 A
INVERSOR	Inversor HUAWEI 100 kW
<b>IA1</b>	Interruptor automático AC 160 A
<b>IA+DIF</b>	Interruptor automático y diferencial AC 800 A
CONTADOR	Contador tarifificador bidireccional



IA1	Interruptor automático monofásico 63 A
IA2	Interruptor automático monofásico 63 A
DIF+IS1	Diferencial e interruptor seccionador monofásico 63 A
DIF+IS2	Diferencial e interruptor seccionador monofásico 63 A