

# Proyecto Fin de Carrera

## Ingeniería de las Tecnologías Industriales

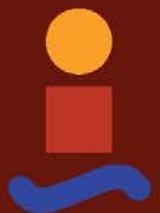
Análisis de alternativas y diseño de una planta fotovoltaica de 22 MW.

Autor: Francisco Javier Quintanilla Guzmán

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, Jose María Delgado Sánchez

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021





Proyecto Fin de Carrera  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Análisis de alternativas y diseño de una planta fotovoltaica de 22 MW.**

Autor:

Francisco Javier Quintanilla Guzmán

Tutores:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor Titular

Jose María Delgado Sánchez

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera: Análisis de alternativas y diseño de una planta fotovoltaica de 22 MW.

Autor: Francisco Javier Quintanilla Guzmán

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, Jose María Delgado Sánchez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*  
*A mis amigos*  
*A mis maestros*



# Agradecimientos

---

Me gustaría agradecer a mi familia todo el apoyo recibido durante esta etapa de mi vida, por haber confiado incondicionalmente en mí y haberme apoyado en todos los momentos. En segundo lugar, agradecer a mis tutores Isidoro Lillo Bravo y Jose María Delgado Sánchez por su atención, apoyo y ayuda en la realización del proyecto desde el primer momento. Por último, agradecer a todos mis amigos, compañeros y profesores que me han ayudado a convertirme en lo que soy, tanto a nivel profesional como a nivel personal.

*Francisco Javier Quintanilla Guzmán*  
*Sevilla, 2021*



# Resumen

---

La energía solar, especialmente la fotovoltaica, está experimentando un crecimiento exponencial debido a los beneficios energéticos, económicos y medioambientales que aporta a la sociedad. A raíz de ello, están surgiendo una gran cantidad de plantas fotovoltaicas con distintos diseños que vierten energía eléctrica a la red, proporcionando grandes beneficios con un período de retorno de la inversión relativamente corto.

Las instalaciones de este tipo, consiguen verter energía eléctrica a la red mediante la conversión de energía del solar en energía eléctrica, lo que las hace limpias y no contaminantes. Este hecho comentado, junto a la lucha por el cambio climático en la que está inmersa la humanidad, está potenciando la construcción de instalaciones de este tipo.

En el presente documento, se analizarán las distintas alternativas que se podrían realizar en el diseño de una planta fotovoltaica de 22 MWp, con el fin de elegir la variante más viable económicamente. Por otro lado, se realizará el desarrollo del proyecto de una instalación fotovoltaica de 22 MWp en el término municipal de Sevilla, con las características seleccionadas en el estudio del anterior apartado.



# Abstract

---

Solar energy, especially photovoltaics, is experiencing exponential growth due to the energy, economic and environmental benefits it brings to society. As a result, a large number of photovoltaic plants are emerging with different designs that feed electricity into the grid, providing great benefits with a relatively short payback period.

Installations of this type are able to feed electricity into the grid by converting solar energy into electrical energy, which makes them clean and non-polluting. This fact, together with the fight against climate change in which humanity is immersed, is promoting the construction of installations of this type.

In this document, the different alternatives that could be used in the design of a 22 MWp photovoltaic plant will be analysed in order to choose the most economically viable variant. On the other hand, the development of the project for a 22 MWp photovoltaic installation in the municipality of Seville will be carried out, with the characteristics selected in the study of the previous section.



# Índice

---

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>viii</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>x</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>xii</b>
<b>Índice</b> .....	<b>xiv</b>
<b>Índice de tablas</b> .....	<b>xviii</b>
<b>Índice de Figuras</b> .....	<b>xx</b>
<b>1 Objetivos</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Análisis de alternativas</b> .....	<b>3</b>
2.1 Introducción .....	3
2.2 Parámetros de diseño de las distintas alternativas .....	4
2.2.1 Módulos de silicio cristalino con estructura fija.....	4
2.2.2 Módulos de silicio cristalino con seguidor en un eje .....	4
2.2.3 Módulos bifaciales con estructura fija .....	5
2.2.4 Módulos bifaciales con seguidor en un eje.....	6
2.2.5 Sobredimensionamiento del 10% .....	6
2.2.6 Sobredimensionamiento del 25% .....	7
2.3 Simulación .....	7
2.3.1 Producciones obtenidas.....	7
2.3.2 Pérdidas detalladas .....	9
2.3.3 Discusión de los resultados obtenidos.....	14
2.4 Viabilidad económica.....	15
2.4.1 Ingresos .....	15
2.4.2 Costes .....	17
2.4.3 VAN.....	18
2.4.4 Payback .....	19

<b>3</b>	<b>Memoria descriptiva .....</b>	<b>23</b>
3.1	Emplazamiento .....	23
3.1.1.	Acceso a la instalación .....	24
3.2	Normativa aplicable .....	25
3.3	Características técnicas .....	26
3.3.1.	Módulo fotovoltaico.....	26
3.3.2.	Inversor .....	28
3.3.3.	Centros de transformación.....	30
3.3.3.1.	STS-6000K-H2 .....	30
3.3.3.2.	STS-3000K-H2 .....	31
3.3.4.	Tracker .....	32
3.4	Protecciones .....	34
<b>4</b>	<b>Memoria justificativa.....</b>	<b>36</b>
4.1	Pérdidas del sistema .....	36
4.1.1.	Degradación del panel .....	36
4.1.2.	Ensuciamiento del panel .....	36
4.1.3.	Indisponibilidad.....	37
4.1.4.	Calidad del módulo .....	37
4.1.5.	Degradación inducida por luz.....	37
4.1.6.	Desajuste del módulo.....	37
4.1.7.	Corrección espectral.....	38
4.1.8.	Desajuste del voltaje de los strings .....	38
4.1.9.	Modificador del ángulo de incidencia .....	38
4.1.10.	Óhmicas.....	39
4.1.11.	Térmicas.....	39
4.2	Estudio de producción.....	39
4.3	Dimensionado del generador fotovoltaico.....	39
4.3.1.	Temperatura máxima y mínima que puede alcanzar el panel .....	39
4.3.2.	Valores de tensión máxima y mínima que puede alcanzar el panel .....	40
4.3.3.	Cálculo del número máximo y mínimo de paneles en serie.....	41
4.3.4.	Cálculo del número máximo de strings en paralelo.....	42
4.3.5.	Configuración adoptada.....	42
4.4	Dimensionado del cableado.....	43
4.4.1.	Cables módulos-inversor .....	43

4.4.1.1.	Criterio térmico .....	43
4.4.1.2.	Criterio de caída de tensión .....	43
4.4.2.	Cables Inversor-CT .....	44
4.4.2.1.	Criterio térmico .....	44
4.4.2.2.	Criterio de caída de tensión .....	45
4.4.3.	Cables CT-subestación.....	45
<b>5</b>	<b>Presupuesto.....</b>	<b>47</b>
5.1	Costes de inversión.....	47
5.1.1.	Generador fotovoltaico .....	47
5.1.2.	Obra eléctrica.....	48
5.1.3.	Obra civil .....	48
5.2	Costes de operación y mantenimiento.....	49
<b>6</b>	<b>Planos.....</b>	<b>51</b>
<b>7</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>63</b>
	<b>Referencias .....</b>	<b>65</b>
	<b>Anexo A: Producción alternativa 2.....</b>	<b>67</b>



# Índice de tablas

---

Tabla 1. Pérdidas módulos de silicio cristalino con estructura fija. Fuente: elaboración propia .....	4
Tabla 2. Parámetros de diseño módulos de silicio cristalino con estructura fija. Fuente: elaboración propia .....	4
Tabla 3. Parámetros de diseño módulos de silicio cristalino con seguidor en un eje. Fuente: elaboración propia .....	5
Tabla 4. Parámetros de diseño módulos bifaciales con estructura fija. Fuente: elaboración propia .....	5
Tabla 5. Parámetros de diseño módulos bifaciales con seguidor en un eje. Fuente: elaboración propia .....	6
Tabla 6. Parámetros de diseño sobredimensionamiento 10%. Fuente: elaboración propia .....	6
Tabla 7. Parámetros de diseño sobredimensionamiento 25%. Fuente: elaboración propia .....	7
Tabla 8. Resumen de la comparativa de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia .....	7
Tabla 9. Precios de venta de la energía. Fuente: elaboración propia .....	16
Tabla 10. Ingresos anuales de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia .....	17
Tabla 11. Costes de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia .....	18
Tabla 12. Flujos de caja con año base la media entre 2017 y 2019. Fuente: elaboración propia .....	19
Tabla 13. Flujos de caja acumulados de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia .....	20
Tabla 14. Tabla de las características del módulo fotovoltaico. Fuente: elaboración propia .....	27
Tabla 15. Tabla de las características del inversor. Fuente: elaboración propia .....	29
Tabla 16. Tabla de las características del CT de 6000 Kva. Fuente: elaboración propia .....	31
Tabla 17. Tabla de las características del CT de 3000 Kva. Fuente: elaboración propia .....	32
Tabla 18. Tabla de las características del seguidor. Fuente: elaboración propia .....	33
Tabla 19. Criterio térmico cableado módulos-inversor. Fuente: elaboración propia .....	43
Tabla 20. Criterio térmico cableado string-inversor. Fuente: elaboración propia .....	45
Tabla 21. Presupuesto del generador fotovoltaico. Fuente: elaboración propia .....	47
Tabla 22. Presupuesto de la obra eléctrica. Fuente: elaboración propia .....	48
Tabla 23. Presupuesto de la obra civil. Fuente: elaboración propia .....	48
Tabla 24. Presupuesto operación y mantenimiento. Fuente: elaboración propia .....	49



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Ilustración 1. Producción horaria sobredimensionamiento 10%. Fuente: elaboración propia.....	8
Ilustración 2. Producción horaria sobredimensionamiento 25%. Fuente: elaboración propia.....	8
Ilustración 3. Diagrama de pérdidas alternativa 1. Fuente: pvsyst .....	9
Ilustración 4. Diagrama de pérdidas alternativa 2 Fuente: pvsyst .....	10
Ilustración 5. Diagrama de pérdidas alternativa 3. Fuente: pvsyst .....	11
Ilustración 6. Diagrama de pérdidas alternativa 4. Fuente: pvsyst .....	12
Ilustración 7. Diagrama de pérdidas alternativa 5. Fuente: pvsyst .....	13
Ilustración 8. Diagrama de pérdidas alternativa 6. Fuente: pvsyst .....	14
Ilustración 9. Variación del PR con el sobredimensionamiento del campo solar. Fuente: elaboración propia .....	15
Ilustración 10. Energía mensual producida de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia..	16
Ilustración 11. Evolución de los flujos acumulados de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia .....	21
Ilustración 12. Imagen de las parcelas adquiridas para situar la planta fotovoltaica. Fuente: Google Maps.....	23
Ilustración 13. Imagen del camino de acceso a la instalación fotovoltaica. Fuente: Google Maps.....	24
Ilustración 14. Curva característica del módulo fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar .....	26
Ilustración 15. Curva de la dependencia de parámetros característicos con la temperatura. Fuente: Jinko Solar .....	27
Ilustración 16. Curva de eficiencia del inversor. Fuente: Ingeteam.....	28
Ilustración 17. Modelos de cálculo del modificador del ángulo de incidencia. Fuente: pvsyst.....	38



# 1 OBJETIVOS

---

El objetivo de este documento es doble. Por un lado, se va a realizar un estudio de las distintas alternativas que se pueden implementar en el diseño de una planta fotovoltaica de 22,55 MWp en el término municipal de Sevilla. Para ello, se va a utilizar el software PVsyst, del que obtendremos las producciones anuales de cada una de las alternativas, con el fin de realizar un posterior estudio económico, y elegir la alternativa más viable.

Por otro lado, se realizará el proyecto de diseño de la alternativa elegida en la primera parte del documento, definiendo las características técnicas necesarias que permitan la construcción de la planta en cuestión. Entre otros, se definirá el emplazamiento donde se va a construir la instalación, los equipos utilizados, la justificación de la infraestructura, el presupuesto y los planos.

En este proyecto se definen las instalaciones de generación, centros de transformación y línea de evacuación hasta la subestación de interconexión. Desde la subestación de interconexión hasta el punto concedido por Endesa constituye la infraestructura de evacuación, la cual no es objeto de este proyecto.



## 2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

---

### 2.1 Introducción

Las instalaciones fotovoltaicas están experimentando un auge debido a la mayor viabilidad económica que ofrecen frente a las energías convencionales. En el caso de España, en 2020 se instalaron 596 MW de nueva potencia fotovoltaica, lo que supone un aumento del 30% de la potencia fotovoltaica instalada en el país hasta la fecha (Solar News, 2021).

No existe un único diseño de planta fotovoltaica válido, por eso es de vital importancia realizar un exhaustivo estudio de las distintas alternativas posibles, con el fin de elegir la opción más viable económicamente. Dicha elección depende de muchos factores, como pueden ser el emplazamiento, las condiciones climatológicas de la localidad, el precio de los distintos equipos...

El objetivo de este apartado es realizar una comparación de las distintas alternativas a tener en cuenta antes de realizar el diseño de la planta, con el fin de elegir el modelo más viable. Las alternativas que se van a comparar son las siguientes:

- Alternativa 1: Módulos de silicio cristalino con estructura fija
- Alternativa 2: Módulos de silicio cristalino con seguidor en un eje N-S
- Alternativa 3: Módulos bifaciales con estructura fija
- Alternativa 4: Módulos bifaciales con seguidor en un eje N-S
- Alternativa 5: Sobredimensionar el campo fotovoltaico un 10%
- Alternativa 6: Sobredimensionar el campo fotovoltaico un 25%

En el caso de las estructuras fijas, las simulaciones se van a realizar con un ángulo de inclinación de los paneles de 33°, ya que es el ángulo óptimo para nuestro emplazamiento (Tarifasgasluz, 2021). En el caso de las estructuras con seguidor en un eje N-S, se va a permitir un movimiento de los paneles entre -55° y 55°, con la correcta disposición para evitar posibles sombreados entre los módulos.

Para poder realizar el estudio, se va a utilizar el software PVsyst, con el que obtendremos las producciones anuales de cada una de las alternativas posibles. Para ello, es necesario definir la localización y los valores climatológicos del emplazamiento seleccionado. Además, hay que definir las distintas configuraciones, introducir los elementos fotovoltaicos de cada una de las alternativas.

Por último, son necesarias una serie de pérdidas las cuales se detallarán en el apartado 4. A modo resumen, estos son los valores fijados para las distintas pérdidas:

Tabla 1. Pérdidas módulos de silicio cristalino con estructura fija. Fuente: elaboración propia

Pérdidas	
Degradación del panel (1 <sup>er</sup> año)	0,4%
Ensuciamiento del panel	2%
Indisponibilidad	3%
Calidad del módulo	1,5%
Degradación inducida por luz	1,5%
Desajuste del módulo	2%
Corrección espectral	0,38%
Desajuste del voltaje de los strings	1,5%
Modificador del ángulo de incidencia	0,57%
Óhmicas	0,28%
Térmicas	5,74%

## 2.2 Parámetros de diseño de las distintas alternativas

El software PVsyst requiere una serie de parámetros de diseño, además de las pérdidas y el emplazamiento, para poder realizar con éxito las simulaciones. En este apartado, se detallan los principales parámetros de diseño de cada una de las distintas alternativas, con el fin de poder estimar correctamente las producciones anuales de cada una de ellas.

### 2.2.1. Módulos de silicio cristalino con estructura fija

En la alternativa 1, se va a tratar de analizar la producción anual usando estructuras fijas que sirven de soporte a los módulos fotovoltaicos. Dichas estructuras se inclinarán un ángulo de 33°, ya que es el óptimo para la localidad de Sevilla, tal y como se ha comentado anteriormente. Además, se supone que los módulos se encuentran dispuestos de tal forma que se evitan las pérdidas por sombreados entre las distintas strings de paneles.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los principales parámetros usados en la simulación:

Tabla 2. Parámetros de diseño módulos de silicio cristalino con estructura fija. Fuente: elaboración propia

Parámetros de diseño	
Potencia pico	22548 kWp
Potencia nominal	17136 kW
Módulo	Jinko Solar
Número de módulos	51246 uds.
Inversor	Ingecon Sun
Número de inversores	126 uds.
Estructura	Fija

### 2.2.2. Módulos de silicio cristalino con seguidor en un eje

La segunda alternativa que se analiza es el diseño de la planta fotovoltaica de la alternativa 1, usando seguidores solares en un eje N-S. Estos equipos nos permiten seguir el recorrido solar a lo largo del día, de modo que la producción anual aumenta considerablemente. Al igual que en la alternativa 1,

se va a suponer que los módulos se encuentran separados lo suficiente como para evitar las pérdidas por sombreados cercanos.

A continuación, se muestran los principales parámetros de diseño utilizados en la simulación de PVsyst:

Tabla 3. Parámetros de diseño módulos de silicio cristalino con seguidor en un eje. Fuente: elaboración propia

Parámetros de diseño	
Potencia pico	22548 kWp
Potencia nominal	17136 kW
Módulo	Jinko Solar
Número de módulos	51246 uds.
Inversor	Ingecon Sun
Número de inversores	126 uds.
Estructura	Seguidor en un eje (N-S)
Inclinación	$\pm 55^\circ$

### 2.2.3. Módulos bifaciales con estructura fija

En los últimos años, ha surgido una nueva tendencia en el diseño de plantas fotovoltaicas que optan por el uso de módulos bifaciales, los cuales captan la radiación solar por ambas caras. Debido a que posee una mayor superficie de captación, se produce un aumento de la energía producida que depende, en gran medida, de la radiación que es capaz de reflejar el terreno (se conoce como albedo).

En la alternativa 3 se va a realizar un estudio sobre el uso de paneles bifaciales en estructuras similares a la de la alternativa 1 (fijas). Por otro lado, se va a fijar un valor de albedo de 0,25 que corresponde con el valor generalizado de un terreno arenoso (Stull, 2000), de modo que no se espera un gran aumento de la energía producida ya que el terreno refleja una cuarta parte de la radiación que recibe.

Se muestra una tabla de los parámetros de diseño necesarios para poder realizar la simulación:

Tabla 4. Parámetros de diseño módulos bifaciales con estructura fija. Fuente: elaboración propia

Parámetros de diseño	
Potencia pico	22548 kWp
Potencia nominal	17136 kW
Módulo	CSI Solar
Número de módulos	51246 uds. bifaciales
Inversor	Ingecon Sun
Número de inversores	126 uds.
Estructura	Fija
Inclinación	$33^\circ$

#### 2.2.4. Módulos bifaciales con seguidor en un eje

En la alternativa 4, se va a simular la instalación con módulos bifaciales y estructuras con seguidor en un eje N-S, idénticas a las de la alternativa 2. Se asume, como en todas las alternativas, que no hay pérdidas por sombreados entre las strings de paneles.

De la misma manera que en los apartados anteriores, se muestran los parámetros de diseño que se utilizan en la simulación:

Tabla 5. Parámetros de diseño módulos bifaciales con seguidor en un eje. Fuente: elaboración propia

Parámetros de diseño	
Potencia pico	22550 kWp
Potencia nominal	17136 kW
Módulo	CSI Solar
Número de módulos	51246 uds. bifaciales
Inversor	Ingecon Sun
Número de inversores	126 uds.
Estructura	Seguidor en un eje (N-S)
Inclinación	$\pm 55^\circ$

#### 2.2.5. Sobredimensionamiento del 10%

Otra medida que se suele llevar a cabo en el diseño de grandes plantas fotovoltaicas es el sobredimensionamiento de la potencia del campo solar. El conjunto de módulos fotovoltaicos no trabaja siempre en su valor pico (por ejemplo, en los meses de invierno), de modo que la potencia que proporciona la planta en su conjunto es menor que la potencia nominal. Además, diseñar un sobredimensionamiento razonable puede optimizar el uso de los inversores, reducir el coste de los equipos del lado CA y maximizar las ventas a nivel general (Techno Sun, 2021).

En la alternativa 4, se va a estudiar la influencia de instalar un campo fotovoltaico compuesto por módulos de silicio con seguidor solar en un eje N-S de 24,805 MWp (10% de sobredimensionado sobre la alternativa 2). Al igual que en los apartados anteriores, se asume que no hay pérdidas por sombreado y se muestran los principales parámetros de diseño:

Tabla 6. Parámetros de diseño sobredimensionamiento 10%. Fuente: elaboración propia

Parámetros de diseño	
Potencia pico	24805 kWp
Potencia nominal	17136 kW
Módulo	Jinko Solar
Número de módulos	56368 uds.
Inversor	Ingecon Sun
Número de inversores	126 uds.
Estructura	Seguidor en un eje (N-S)
Inclinación	$\pm 55^\circ$

### 2.2.6. Sobredimensionamiento del 25%

Por último, en la alternativa 6 se va a realizar un análisis idéntico al realizado en el apartado anterior, pero con un campo fotovoltaico de 28,188 MWp (25% de sobredimensionamiento) que tiene los siguientes parámetros de diseño:

Tabla 7. Parámetros de diseño sobredimensionamiento 25%. Fuente: elaboración propia

Parámetros de diseño	
Potencia pico	28188 kWp
Potencia nominal	17136 kW
Módulo	Jinko Solar
Número de módulos	64064 uds.
Inversor	Ingecon Sun
Número de inversores	126 uds.
Estructura	Seguidor en un eje (N-S)
Inclinación	$\pm 55^\circ$

## 2.3 Simulación

### 2.3.1. Producciones obtenidas

Una vez fijadas las pérdidas, los parámetros de diseño y los datos meteorológicos obtenidos mediante PVGIS, se realiza la simulación mediante el software PVsyst que nos proporciona una comparación energética de las distintas alternativas. Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 8. Resumen de la comparativa de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia

Alternativa	Producción anual (MWh/año)	Aumento relativo respecto a silicio fijo (%)	Performance Ratio (%)
1. Silicio-fijo	39611	-	81,11
2. Silicio-seguidor	47382	19,62	80,60
3. Bifacial-fijo	40348	1,86	82,60
4. Bifacial-seguidor	47669	20,34	81,11
5. Sobredimensionamiento 10%	51051	28,89	78,98
6. Sobredimensionamiento 25%	55431	39,95	75,43

Los resultados anteriores se han calculado mediante la herramienta PVsyst a excepción de las alternativas 5 y 6 (sobredimensionamiento del 10% y 25%, respectivamente). Para realizar el cálculo de la producción anual esperada en esos casos, se ha analizado el efecto capado que realiza el inversor cuando recibe una potencia superior a la que puede transformar. De este modo, se obtiene el siguiente gráfico en el que se puede observar el efecto capado al sobredimensionar la planta un 10%, especialmente en los meses de junio, julio y agosto:

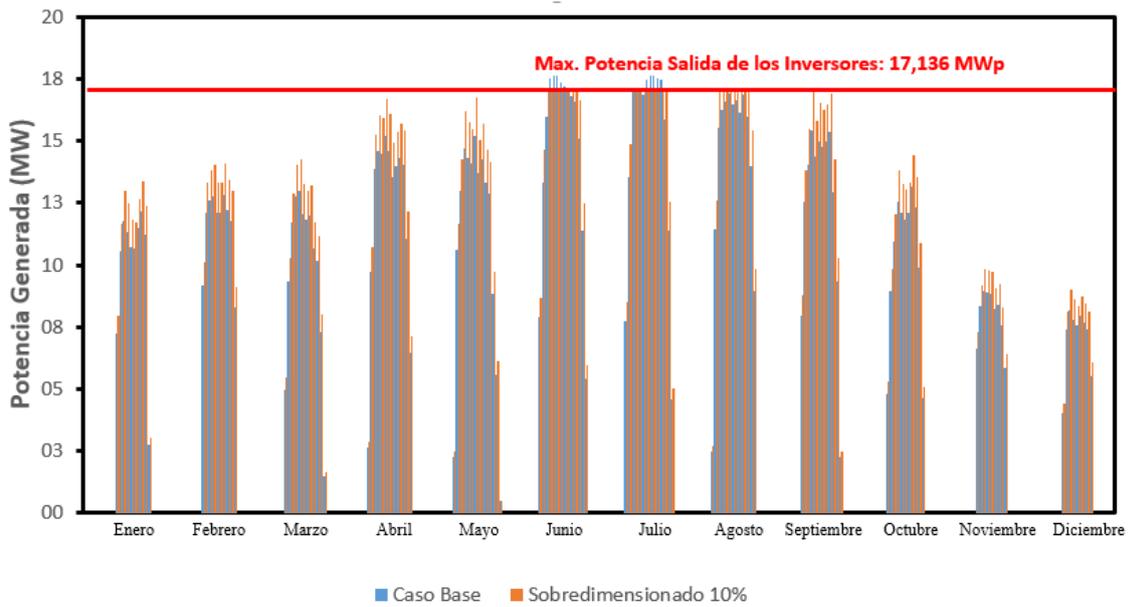


Ilustración 1. Producción horaria sobredimensionamiento 10%. Fuente: elaboración propia

Al igual que en el caso anterior, se muestra la gráfica en la que se observa la producción mensual que se ha obtenido, así como el efecto capado producido por el inversor. En este caso (alternativa 6), se puede observar cómo el efecto capado no aparece únicamente en los meses centrales del verano, sino que se extiende desde abril hasta septiembre. Esto provoca una acusada disminución del PR de la planta.

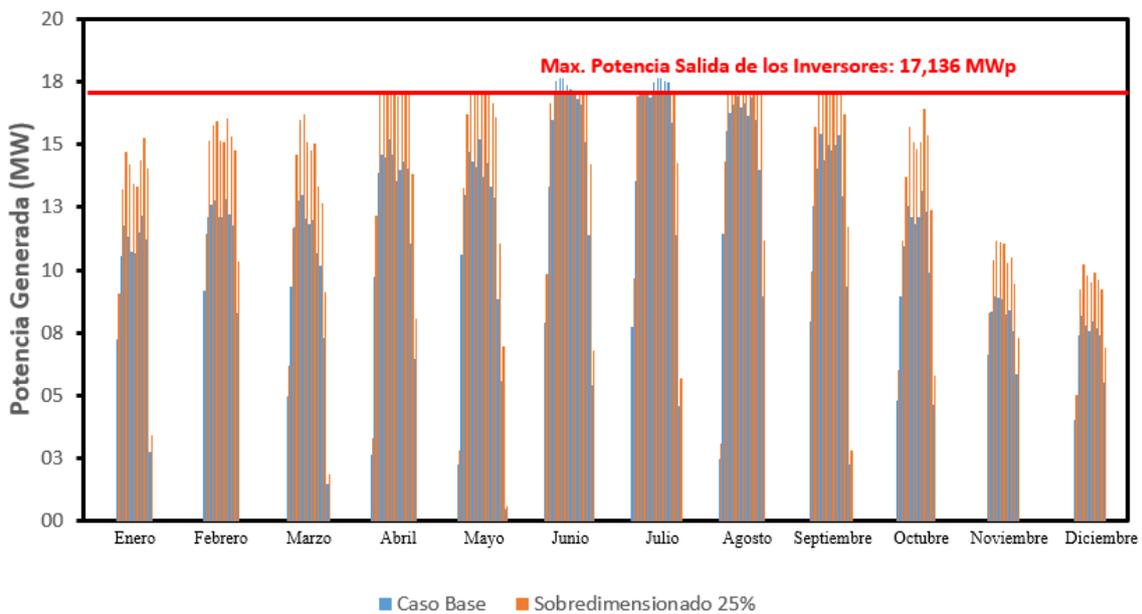


Ilustración 2. Producción horaria sobredimensionamiento 25%. Fuente: elaboración propia

### 2.3.2. Pérdidas detalladas

A continuación, se van a mostrar los diagramas de Sankey de las pérdidas que se generan en cada una de las 6 alternativas, con el objetivo de detallar las pérdidas que se van a producir en el primer año de producción.

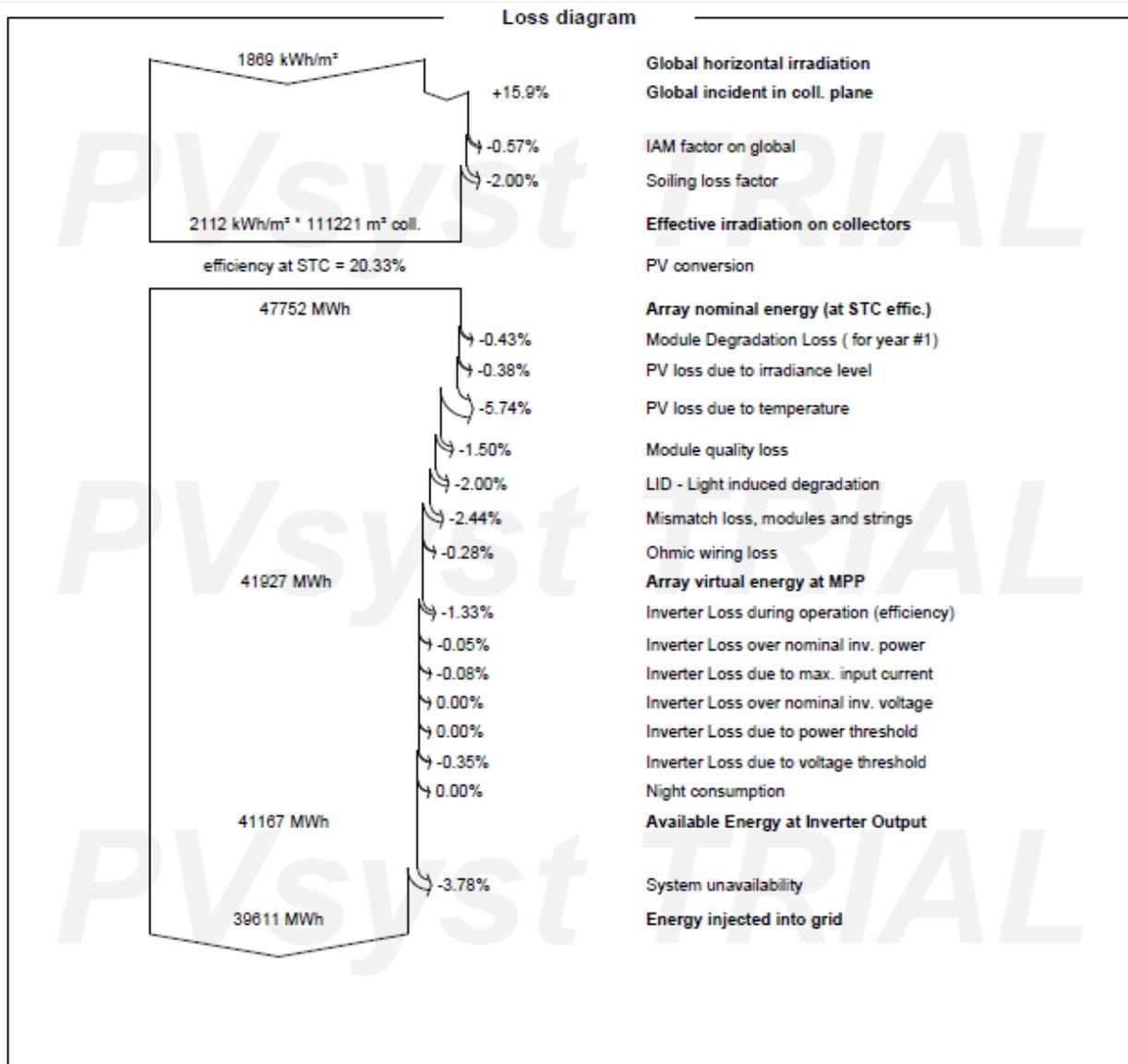


Ilustración 3. Diagrama de pérdidas alternativa 1. Fuente: pvsyst

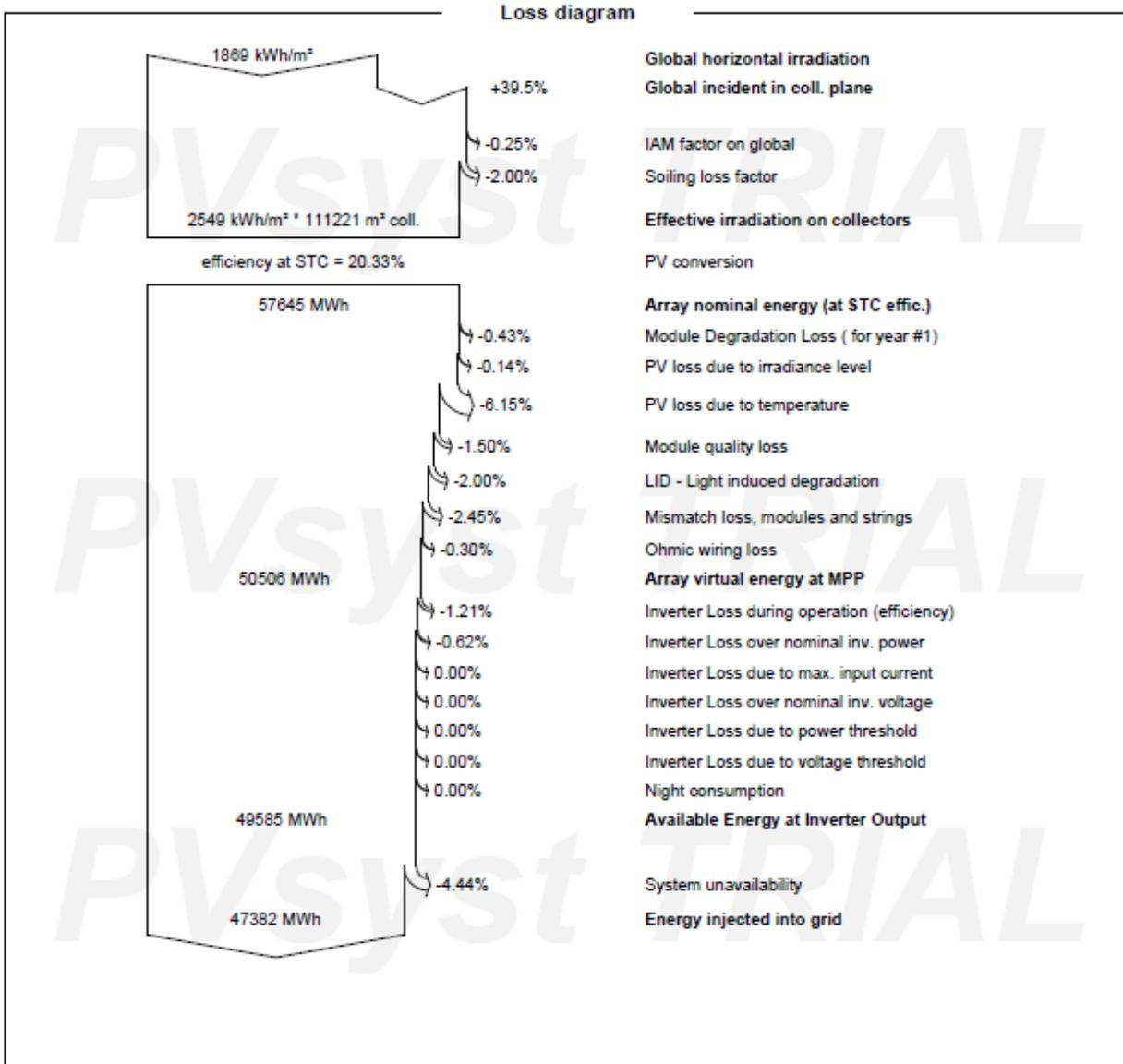


Ilustración 4. Diagrama de pérdidas alternativa 2 Fuente: pvsyst

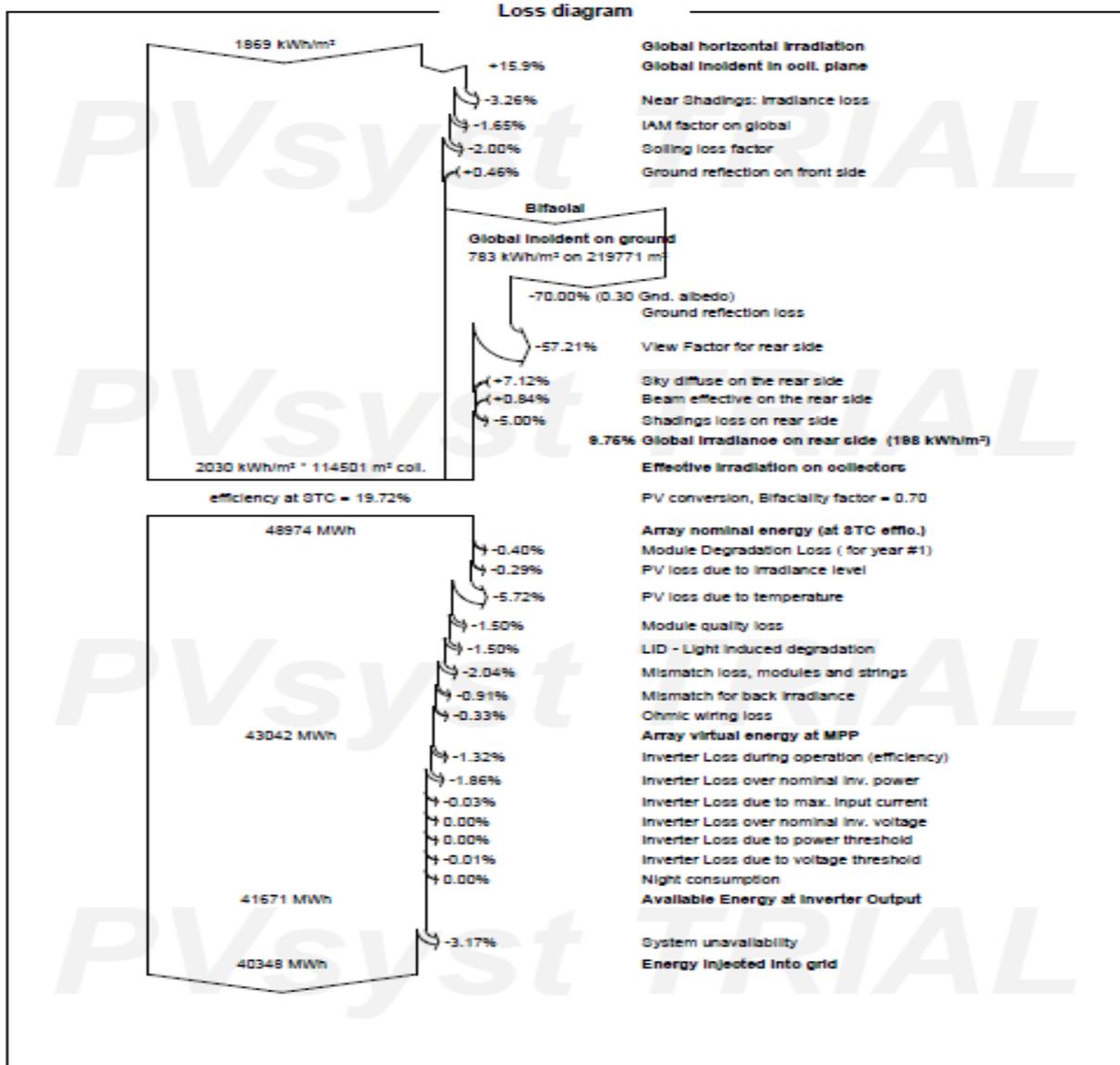


Ilustración 5. Diagrama de pérdidas alternativa 3. Fuente: pvsyst

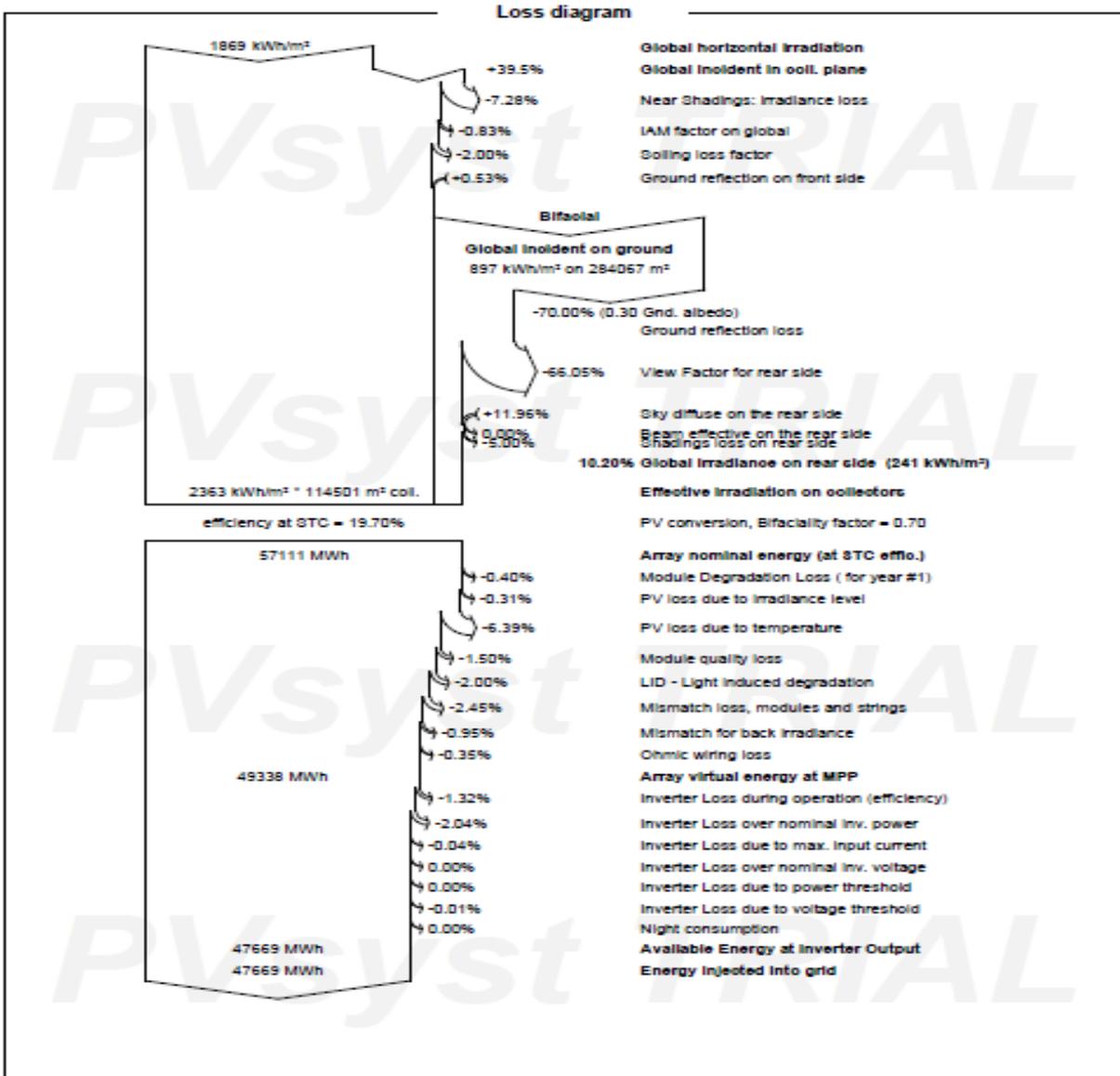


Ilustración 6. Diagrama de pérdidas alternativa 4. Fuente: pvsyst

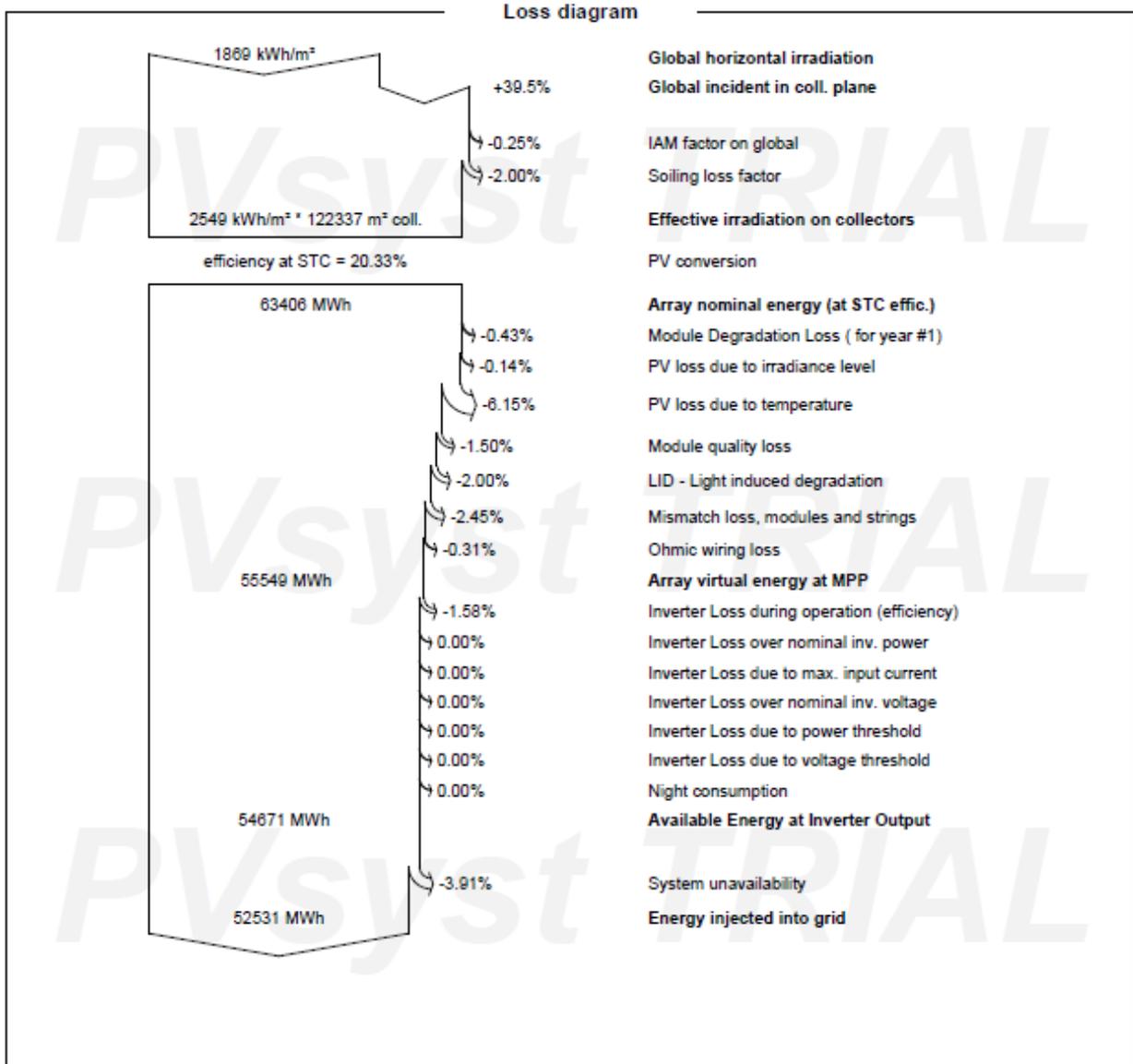


Ilustración 7. Diagrama de pérdidas alternativa 5. Fuente: pvsyst

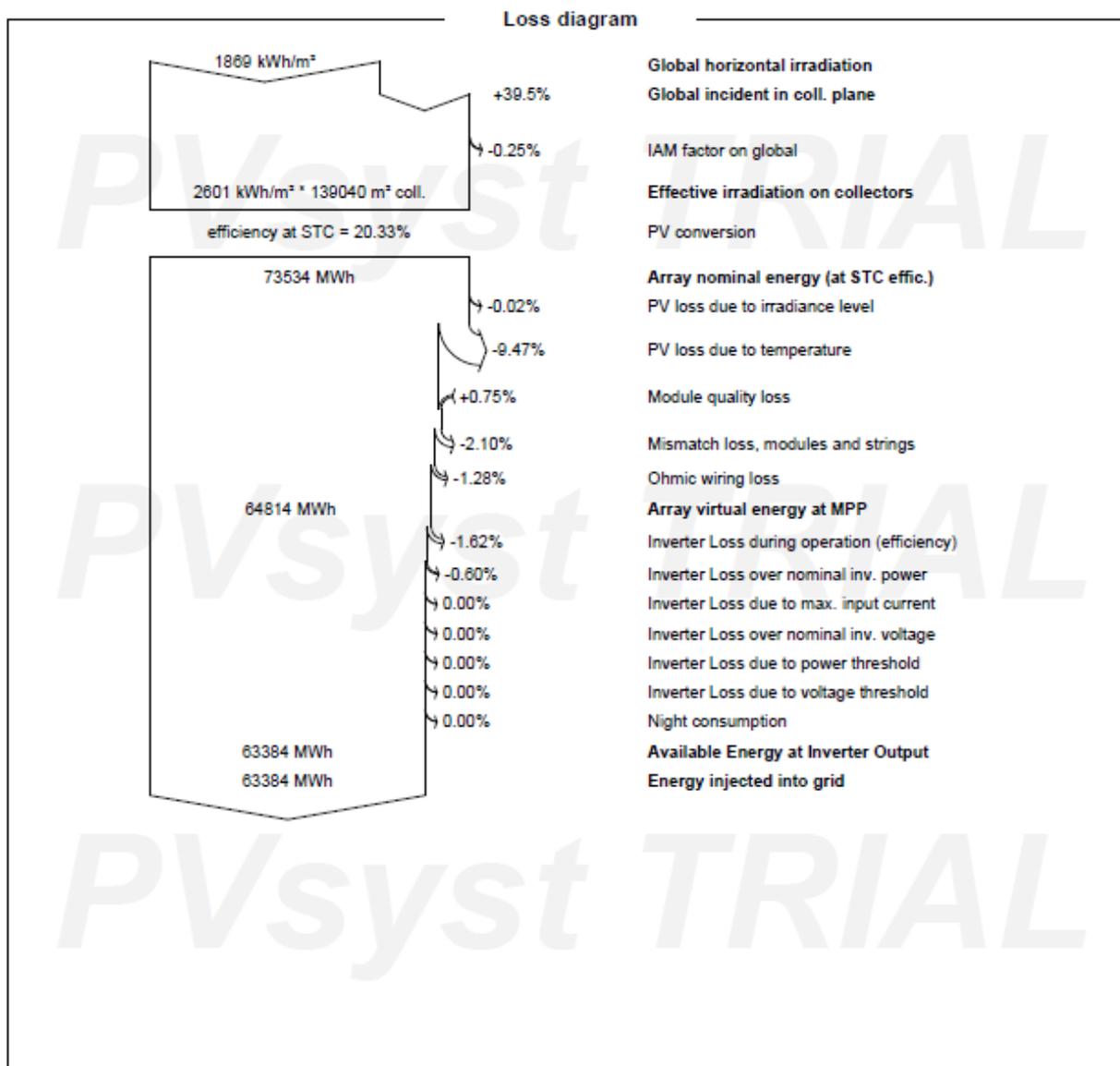


Ilustración 8. Diagrama de pérdidas alternativa 6. Fuente: pvsyst

De los diagramas anteriores, se observa un comportamiento irregular en el caso de las alternativas que disponen de módulos bifaciales (alternativas 3 y 4). En ambas, se observa una ganancia de la irradiancia captada debido a que los módulos bifaciales poseen una mayor área de captación. Debido a lo comentado en los apartados anteriores, dicha captación de energía se ve considerablemente reducida debido al bajo albedo considerado. Además, se pierde otra gran cantidad de energía captada debido al factor de vista de la parte trasera, ya que el modelo busca maximizar la captación en la parte frontal.

### 2.3.3. Discusión de los resultados obtenidos

En primer lugar, se puede observar que, para un tipo de panel dado, al introducir seguidores solares se consigue aumentar la producción en torno a un 20% (de la alternativa 1 a las 2, y de la alternativa 3 a la 4). Este efecto se consigue gracias al aumento de la energía captada por el plano de captación durante todo el día. Además, se observa una ligera disminución del Performance Ratio en ambos casos ya que el panel alcanza una temperatura de trabajo superior, disminuyendo la eficiencia del mismo.

Por otro lado, cuando se opta por el uso los módulos bifaciales en vez de los de silicio monocristalinos unificiales, la producción anual aumenta levemente a la vez que el PR aumenta en torno a un punto porcentual (de la alternativa 1 a las 3, y de la alternativa 2 a la 4). Para decantarnos por los módulos bifaciales, habría que realizar un balance económico donde se tengan en cuenta el sobre coste que lleva implícito el uso de los paneles bifaciales, y comprobar si es realmente viable económicamente o no.

En el caso del sobredimensionamiento de las alternativas 5 y 6, se observa que a medida que éste aumenta, aumenta la producción anual. Dicho aumento tiene un límite, que viene dado por la potencia máxima de salida de los inversores, de modo que cuando el campo solar produce más energía de la que el inversor puede transformar, dicho dispositivo capta la producción. Este es el principal fenómeno por el cual a medida que se aumenta el sobredimensionamiento, el Performance Ratio se ve muy afectado, tal y como se puede observar en la siguiente gráfica:

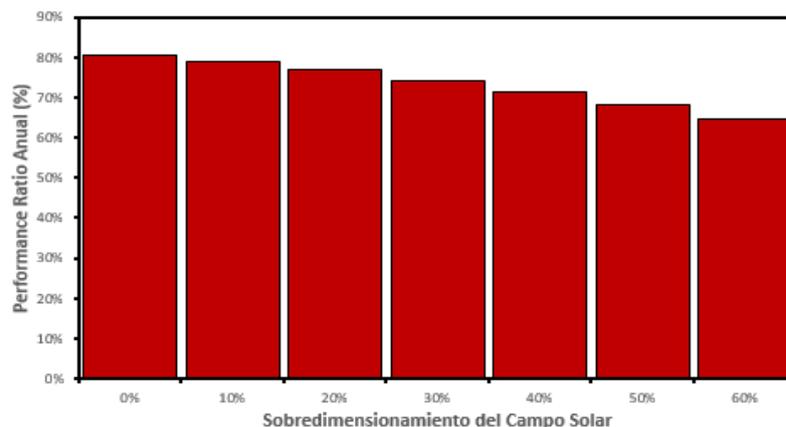


Ilustración 9. Variación del PR con el sobredimensionamiento del campo solar. Fuente: elaboración propia

## 2.4 Viabilidad económica

Con el objetivo final de elegir la alternativa más viable económicamente, se va a completar el estudio energético realizado anteriormente con un estudio económico de las distintas variantes. Para ello, se va a calcular el VAN y el Payback de las 6 alternativas propuestas, suponiendo una vida útil de 15 años.

### 2.4.1. Ingresos

Los ingresos que se van a obtener gracias a la instalación fotovoltaica provienen de la venta de la energía eléctrica producida, y dependen de una serie de factores como la energía producida en el año y el precio de venta en el momento de vertido a la red.

Los datos relativos a la energía producida en base anual de cada una de las alternativas se han calculado en el apartado anterior. Así mismo, se han obtenido los datos mensuales de la estimación de la energía producida cada mes, los cuales se pueden ver en el siguiente gráfico:

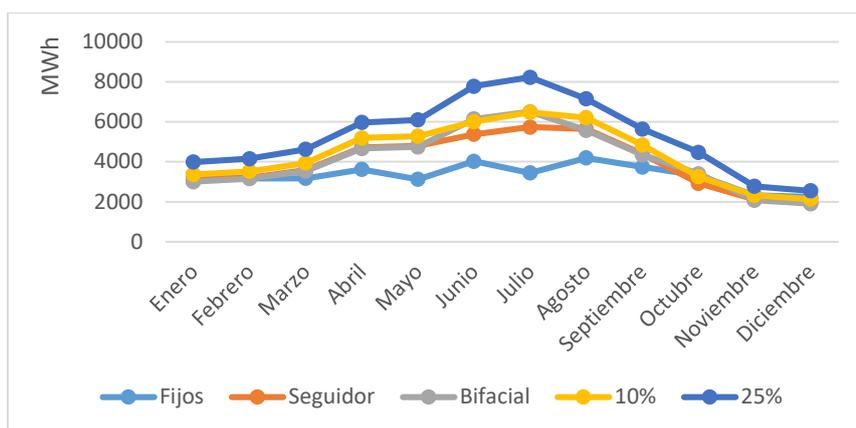


Ilustración 10. Energía mensual producida de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia

A continuación, se necesita estimar el precio de venta de la energía producida (€/MWh) para lo que se va a usar la base de datos del Operador del Mercado Eléctrico en España (Operador del Mercado Eléctrico, en línea). En la siguiente tabla se muestra la estimación de precios que hemos realizado, tomando como referencia los años 2017,2018,2019.

También se muestran los valores de 2020 como indicativo de la influencia que puede tener un mal año en la economía eléctrica española, como ha sido el caso de la crisis del COVID19, que tuvo su mayor descenso en los meses de confinamiento en España (marzo, abril y mayo). Dicha situación de emergencia sanitaria desestabilizó la economía mundial, provocando grandes altibajos en los mercados de todos los países, incluyendo al mercado eléctrico español.

Tabla 9. Precios de venta de la energía. Fuente: elaboración propia

Mes	Precio venta 2017 €/MWh	Precio venta 2018 €/MWh	Precio venta 2019 €/MWh	Precio venta 2020 €/MWh	PROMEDIO 2015-2019
Enero	71,49	49,48	61,99	41,10	60,99
Febrero	51,74	54,88	54,01	35,87	53,54
Marzo	43,19	40,18	48,82	27,74	44,06
Abril	43,69	42,67	50,41	17,65	45,59
Mayo	47,11	54,92	48,39	21,25	50,14
Junio	50,22	58,46	47,19	30,62	51,96
Julio	48,63	61,88	51,46	34,64	53,99
Agosto	47,46	64,33	44,96	36,2	52,25
Septiembre	49,15	71,27	42,11	41,96	54,18
Octubre	56,77	65,08	47,17	36,56	56,34
Noviembre	59,19	61,97	42,19	41,94	54,45
Diciembre	57,94	61,81	33,8	41,97	51,18
	Promedio anual 2017-2019				52,39

De este modo, se obtiene un precio medio de venta de la energía de 52,39 €/MW, lo que implica que en 2020 el precio de la energía disminuyó un 35% respecto a los años anteriores.

Para realizar una primera estimación de los ingresos que se van a obtener por la venta de la energía eléctrica se va a utilizar el promedio de precio de venta entre 2017 y 2019, multiplicado por la energía producida en un año.

$$Ingresos (\text{€}) = E_{\text{producida}} \left( \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right) \cdot PV_{2017-2019} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \quad (1)$$

Realizando los cálculos, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 10. Ingresos anuales de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia

Alternativa	Ingresos (€/año)
Silicio-fijo	2 075 220
Silicio-seguidor	2 482 343
Bifacial-fijo	2 113 931
Bifacial-seguidor	2 497 379
Sobredimensionado 10 %	2 674 562
Sobredimensionado 25 %	2 904 030

#### 2.4.2. Costes

El desglose detallado de los costes, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, se realiza en el apartado del presupuesto. Para tratar de estimar un presupuesto válido para el análisis que se está realizando en este apartado, se va a considerar que los costes variables entre una y otra alternativa son los asociados a:

- Precio del panel: Se debe al incremento de coste que supone el uso de los paneles bifaciales, de modo que fijaremos un precio de 0,2 €/Wp para los paneles de silicio (88 €/panel) y 0,24 €/Wp para los bifaciales de 440 Wp frontales (462 Wp bifaciales) (110 €/panel).
- Estructura de soporte: El cambio de coste se produce por la diferencia de precio entre las estructuras fijas y los seguidores en un eje. Las estructuras fijas tienen un coste de 250€/string frente a los 500 €/string de los seguidores en un eje.
- Obra civil: El presupuesto de dicha partida cambia principalmente debido al sobredimensionamiento de la planta. A mayor potencia pico instalada, mayor número de paneles, zanjas y terreno necesario entre otros, para la realización del proyecto.
- Obra eléctrica: Al igual que en la partida anterior, el coste de la obra eléctrica cambia en función del tamaño de la planta, ya que se necesitará una mayor cantidad de cables y conexiones eléctricas, entre otros.
- Operación y mantenimiento: Los gastos de operación y mantenimiento dependen en gran medida del tipo de panel, de la estructura utilizada o del tamaño de la planta. Por ello, se estiman distintos valores para cada una de las alternativas.

Con las consideraciones anteriores, se estiman los costes de cada una de las alternativas en la siguiente tabla:

Tabla 11. Costes de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia

Alternativa	Generador FV	Obra civil	Obra eléctrica	O&M	Total
Alternativa 1	6 461 656	1 129 709	403 735	272 330	8 267 430
Alternativa 2	6 708 156	1 129 709	403 735	310 140	8 551 740
Alternativa 3	7 332 838	1 129 709	403 735	323 945	9 190 227
Alternativa 4	7 579 338	1 129 709	403 375	366 505	9 478 927
Alternativa 5	7 233 071	1 242 680	414 109	470 825	9 360 685
Alternativa 6	8 020 443	1 412 136	429 669	569 175	10 431 423

### 2.4.3. VAN

El valor actual neto, también conocido como valor presente neto, es una herramienta que permite determinar la viabilidad económica de un proyecto. Se define como el desembolso de la inversión inicial del proyecto más el valor actual de los flujos futuros de dicho proyecto (Brun).

Para su cálculo, se usa la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \frac{\sum_{i=1}^n (Ingresos - Gastos)}{(1+d)^n} \quad (1)$$

Donde:

- VAN: Valor Actualizado Neto
- $I_0$ : Inversión inicial
- d: Tasa de descuento, la cual se fija en un 4 %
- Gastos: Gastos anuales debido a operación y mantenimiento
- n: Vida útil de la inversión, en nuestro caso 15 años
- Ingresos: Ingreso anual debido a la venta de la energía eléctrica vertida a la red

Para implementar el cálculo del VAN, se ha utilizado la herramienta de cálculo Excel, de modo que se obtienen los siguientes flujos de caja, tomando como precio base de la energía la asociada a la media entre 2017 y 2019:

Tabla 12. Flujos de caja con año base la media entre 2017 y 2019. Fuente: elaboración propia

Año	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5	Alternativa 6
2021	-7 916 675 €	-8 325 365 €	-8 836 242 €	-9 240 182 €	-8 859 034 €	-9 793 073 €
2022	1 802 890 €	2 172 203 €	1 789 986 €	2 130 874 €	2 203 737 €	2 334 855 €
2023	1 880 452 €	2 265 294 €	1 868 064 €	2 223 439 €	2 287 395 €	2 421 512 €
2024	1 961 226 €	2 362 233 €	1 949 395 €	2 319 853 €	2 374 104 €	2 511 250 €
2025	2 045 341 €	2 463 175 €	2 034 112 €	2 420 274 €	2 463 973 €	2 604 178 €
2026	2 132 935 €	2 568 285 €	2 122 352 €	2 524 863 €	2 557 114 €	2 700 407 €
2027	2 224 148 €	2 677 730 €	2 214 259 €	2 633 792 €	2 653 644 €	2 800 050 €
2028	2 319 128 €	2 791 688 €	2 309 982 €	2 747 237 €	2 753 684 €	2 903 226 €
2029	2 418 026 €	2 910 341 €	2 409 678 €	2 865 381 €	2 857 360 €	3 010 059 €
2030	2 521 004 €	3 033 879 €	2 513 507 €	2 988 417 €	2 964 800 €	3 120 675 €
2031	2 628 226 €	3 162 502 €	2 621 639 €	3 116 542 €	3 076 140 €	3 235 206 €
2032	2 739 864 €	3 296 415 €	2 734 247 €	3 249 963 €	3 191 517 €	3 353 786 €
2033	2 856 098 €	3 435 833 €	2 851 515 €	3 388 897 €	3 311 076 €	3 476 557 €
2034	2 977 114 €	3 580 979 €	2 973 631 €	3 533 567 €	3 434 965 €	3 603 663 €
2035	3 103 106 €	3 732 084 €	3 100 793 €	3 684 206 €	3 563 340 €	3 735 255 €
2036	3 234 276 €	3 889 392 €	3 233 206 €	3 841 057 €	3 696 358 €	3 871 489 €

Aplicando la ecuación 1, se obtiene que el VAN de las 6 alternativas es el siguiente:

- VAN alternativa 1 (módulo monofacial con estructura fija): 6 206 270 €
- VAN alternativa 2 (módulo monofacial con seguidor en un eje): 7 727 311 €
- VAN alternativa 3 (módulo bifacial con estructura fija): 5 983 776 €
- VAN alternativa 4 (módulo bifacial con seguidor en un eje): 7 386 505 €
- VAN alternativa 5 (sobredimensionamiento del 10%): 7 408 386 €
- VAN alternativa 6 (sobredimensionamiento del 25%): 7 699 941 €

Con los resultados obtenidos, se puede afirmar que, para la planta en cuestión, la alternativa con mayor rentabilidad (basándonos en el parámetro económico “VAN”) es la de los módulos monofaciales con seguidores en un eje N-S (alternativa 2). Recaltar que no se han tenido en cuenta las medidas de apoyo que ofrece el gobierno hacia las energías renovables, las cuales incrementarían el VAN de las distintas alternativas.

#### 2.4.4. Payback

Dentro de los distintos indicadores económicos que existen, es de especial interés saber el momento en el cual se recupera la inversión. El Payback o periodo de recuperación es un método de valoración de inversiones que valora el tiempo que tarda una inversión en recuperar el capital invertido (Financlick, 2020).

Un menor periodo de recuperación implica tener un menor riesgo en la inversión, pero un menor beneficio al final de la vida útil de la planta. Para su cálculo, se van a tener en cuenta los flujos de caja acumulados para los distintos años, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

AÑO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO					
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5	Alternativa 6
2021	-7 916 675 €	-8 325 365 €	-8 836 242 €	-9 240 182 €	-8 859 034 €	-9 793 073 €
2022	-6 113 785 €	-6 153 162 €	-7 046 256 €	-7 109 308 €	-6 655 297 €	-7 458 218 €
2023	-4 233 333 €	-3 887 868 €	-5 178 192 €	-4 885 869 €	-4 367 902 €	-5 036 706 €
2024	-2 272 107 €	-1 525 636 €	-3 228 796 €	-2 566 016 €	-1 993 798 €	-2 525 456 €
2025	-226 765 €	937 540 €	-1 194 684 €	-145 742 €	470 175 €	78 722 €
2026	1 906 170 €	3 505 824 €	927 667 €	2.379 121 €	3 027 289 €	2 779 129 €
2027	4 130 318 €	6 183 555 €	3 141 926 €	5 012 914 €	5 680 933 €	5 579 179 €
2028	6 449 445 €	8 975 242 €	5 451 909 €	7 760 151 €	8 434 617 €	8 482 405 €
2029	8 867 472 €	11 885 583 €	7 861 587 €	10 625 532 €	11 291 977 €	11 492 464 €
2030	11 388 476 €	14 919 462 €	10 375 094 €	13 613 949 €	14 256 777 €	14 613 140 €
2031	14 016 701 €	18 081 965 €	12 996 733 €	16 730 490 €	17 332 916 €	17 848 345 €
2032	16 756 565 €	21 378 380 €	15 730 980 €	19 980 454 €	20 524 433 €	21 202 131 €
2033	19 612 663 €	24 814 213 €	18 582 495 €	23 369 351 €	23 835 509 €	24 678 688 €
2034	22 589 776 €	28 395 191 €	21 556 126 €	26 902 918 €	27 270 474 €	28 282 351 €
2035	25 692 882 €	32 127 276 €	24 656 919 €	30 587 125 €	30 833 814 €	32 017 606 €
2036	28 927 158 €	36 016 667 €	27 890 125 €	34 428 182 €	34 530 172 €	35 889 095 €

Tabla 13. Flujos de caja acumulados de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia

Al igual que en el caso del VAN, se muestran los valores de Payback obtenido tomando como año 0 el de 2021:

- Payback alternativa 1 (módulo monofacial con estructura fija): 5 años
- Payback alternativa 2 (módulo monofacial con seguidor en un eje): 4 años
- Payback alternativa 3 (módulo bifacial con estructura fija): 5 años
- Payback alternativa 4 (módulo bifacial con seguidor en un eje): 5 años
- Payback alternativa 5 (sobredimensionamiento del 10%): 4 años
- Payback alternativa 6 (sobredimensionamiento del 25%): 4 años

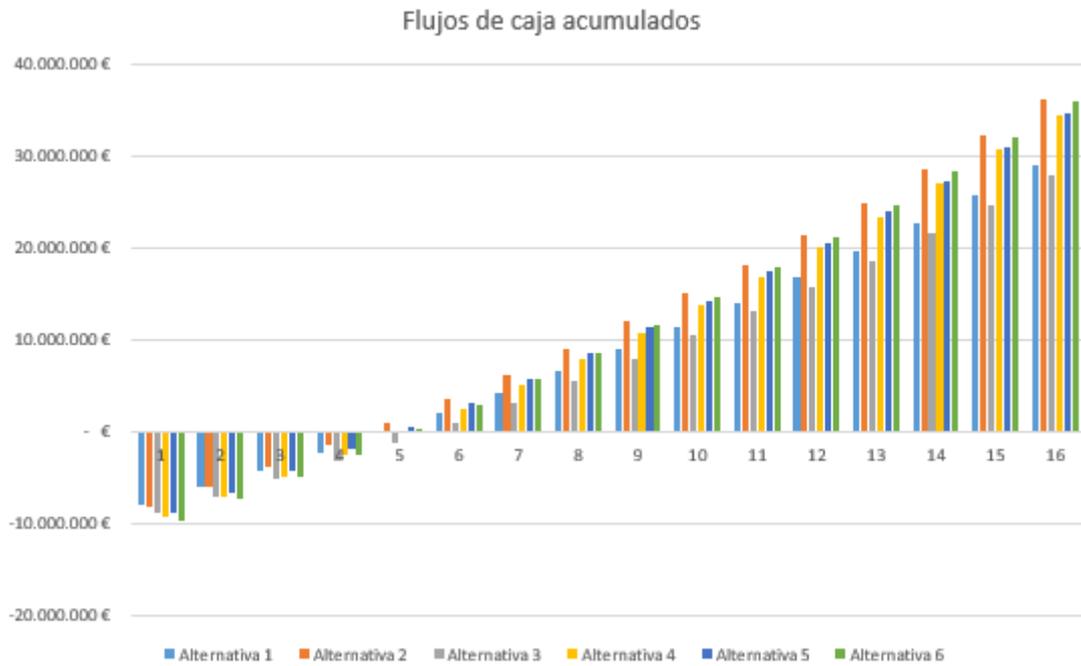


Ilustración 11. Evolución de los flujos acumulados de las distintas alternativas. Fuente: elaboración propia

Al igual que en el caso anterior, la alternativa 2 vuelve a ser la más interesante ya que a los 4 años posee el mayor flujo de caja acumulado. Comentar que en este estudio se tiene un periodo de retorno inferior a la media (10 años) debido a que no se han tenido en cuenta los impuestos, los costes de equipos auxiliares, licencias, asociados al punto de conexión de Red Eléctrica Española (REE)...



## 3 MEMORIA DESCRIPTIVA

### 3.1 Emplazamiento

La instalación fotovoltaica de 22,55 MWp se situará en el término municipal de Sevilla. Los datos de localización, según la información obtenida del sistema de información geográfica de parcelas agrícolas (SIGPAC), son los siguientes:

- Latitud: 37° 23' 51,37" N.
- Longitud: 5° 51' 30,24" W.
- Altura sobre el nivel del mar: 35m.
- Distancia al mar: 77km.

El recinto se compone de las siguientes parcelas, cuyas características han sido obtenidas del SIGPAC:

- Parcela 2. Polígono 19: Uso principal agrario con una superficie de 17,18 ha.
- Parcela 5. Polígono 19: Uso principal agrario con una superficie de 22,5 ha.
- Parcela 41. Polígono 19: Uso principal agrario con una superficie de 16,85 ha.



Ilustración 12. Imagen de las parcelas adquiridas para situar la planta fotovoltaica. Fuente: Google Maps.

La elección del emplazamiento se ha realiza en base a una serie de criterios, que se detallan a continuación:

- Radiación solar: Gracias a su localización, Sevilla es una de las provincias con mayor número de horas de sol de Europa, lo cual unida a sus condiciones ambientales, hacen de esta región el lugar idóneo para la instalación de instalaciones solares como la que se describe en el presente proyecto.
- Perfil del terreno: En este caso, el suelo es homogéneo y con escasa pendiente, lo que reduce los posibles costes de movimiento de tierras para facilitar la instalación de los paneles y evitar posibles sombras.
- La cercanía a un punto de conexión de la subestación elevadora de Los Alcores, situada a 1,5 km.
- Acceso: A pesar de que este apartado se detallará a continuación, la instalación tiene muy buena conexión gracias a la proximidad de una autopista.

### 3.1.1. Acceso a la instalación

Para acceder a la planta fotovoltaica, se utilizará en primer lugar la autopista SE-40. A continuación, se tomará el desvío hacia la carretera A-3108, para concluir en el camino ya existente Hacienda La Trinidad.

Dada la particularidad de esta instalación al ser atravesada por una autopista, el acceso desde la zona situada a la derecha de la imagen que se mostrará a continuación hasta la zona de la izquierda se hará mediante un paso elevado ya existente, además de la recuperación y adaptación de un camino ya existente.

A continuación, se adjunta un mapa con las indicaciones que hay que seguir para llegar a la planta:



Ilustración 13. Imagen del camino de acceso a la instalación fotovoltaica. Fuente: Google Maps.

## 3.2 Normativa aplicable

Las principales normativas que se aplicarán a nuestro proyecto con respecto a instalaciones eléctricas son:

- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias (ITC).
- Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad de las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. derogado expresamente: a) La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera de la presente ley.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, marco normativo español desde el año 2006, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

### 3.3 Características técnicas

La planta en cuestión tiene una potencia pico instalada de 22,55 MW<sub>p</sub>, repartidos en 51246 módulos fotovoltaicos de 440 W<sub>p</sub> cada uno con seguimiento en un eje N-S. Dichos paneles están agrupados en 1971 strings de 26 paneles en serie cada uno, que se conectarán a 126 inversores de potencia 136 kW a razón de 16 entradas por inversor. Por último, tendremos 4 centros de transformación (CT), de dos tipos: STS-3000K-H2 (1 ud.) y STS-6000K-H2 (3 uds.). Estos CTs tienen integrados transformadores de dos tipos, 3150 kVA 30/0,8 kV y 6300 kVA 30/0,8/0,8 kV, donde se conectarán de 18 a 36 inversores como máximo de la siguiente forma:

- 18 inversores en el CT1.
- 36 inversores en el CT2.
- 36 inversores en el CT3.
- 36 inversores en el CT4.

La energía generada se evacua hacia la subestación mediante 2 líneas de 30 kV cada una, que se dejarán a pie de la subestación de la planta. Posteriormente, el nivel de tensión se elevará a 66 kV mediante un transformador elevador situado en la subestación, evacuando su potencia por una única línea de 66 kV.

#### 3.3.1. Módulo fotovoltaico

El tipo de panel elegido para esta instalación es del fabricante JINKO SOLAR, modelo JKM440M-78H-V y potencia 440 W<sub>p</sub>. Se ha dimensionado la planta con un total de 51246 módulos.

En la siguiente figura se muestran las curvas características I-V y P-V de un módulo fotovoltaico similar al elegido para la planta, pero de potencia pico igual a 430 W<sub>p</sub>.

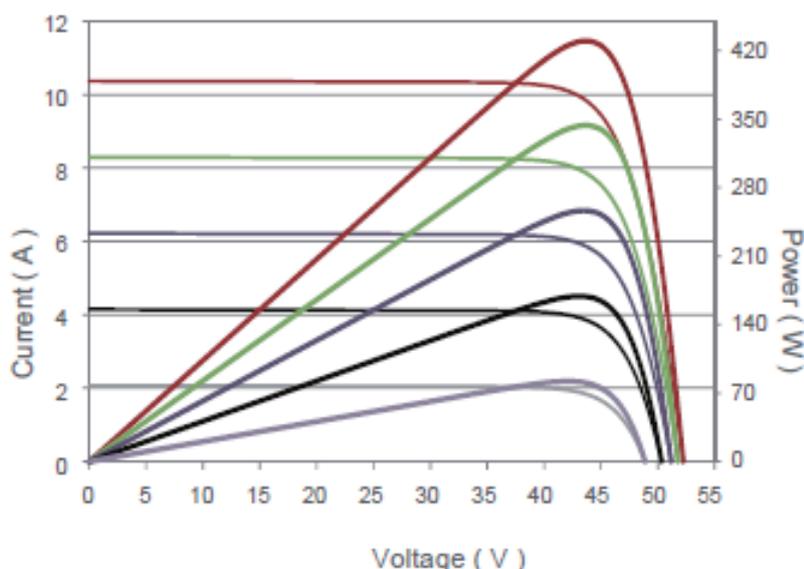


Ilustración 14. Curva característica del módulo fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar

A continuación, se muestra la curva de la dependencia de la  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  y  $P_{MÁX}$  con la temperatura del módulo fotovoltaico de 430 W<sub>p</sub>.

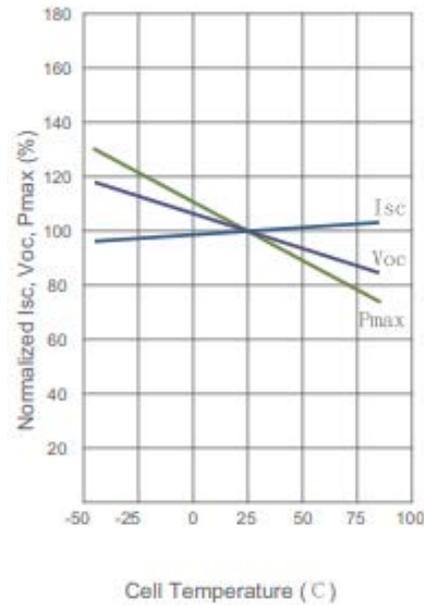


Ilustración 15. Curva de la dependencia de parámetros característicos con la temperatura. Fuente: Jinko Solar

Tabla 14. Tabla de las características del módulo fotovoltaico. Fuente: elaboración propia

Parámetros	JKM440M-78H-V
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
<b>Potencia máxima, P<sub>MÁX</sub></b>	440 Wp
<b>Tensión a máxima potencia, V<sub>MP</sub></b>	43,65 V
<b>Intensidad a máxima potencia I<sub>MP</sub></b>	10,08 A
<b>Tensión a circuito abierto, V<sub>oc</sub></b>	51,70 V
<b>Intensidad de cortocircuito, I<sub>sc</sub></b>	10,77 A
<b>Eficiencia del módulo</b>	20,27 %
<b>Temperatura de operación</b>	[-40 ~ +85] °C
<b>Tensión máxima del sistema</b>	1500 V
<b>Capacidad máxima de los fusibles</b>	20 A
<b>Tolerancia de potencia</b>	[0 ~ +3] W
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>	
<b>Tipo de célula</b>	Mono cristalina
<b>Distribución de las células</b>	156 (6x26)

<b>Dimensiones del módulo</b>	2166 x 1002 x 35 mm
<b>Peso</b>	24 kg
<b>Cubierta frontal</b>	3,2 mm vidrio templado
<b>Marco</b>	Aleación de aluminio anodizado
<b>Caja de conexiones</b>	IP67
<b>Cable</b>	4 mm <sup>2</sup> , (-) 350 mm, (+) 160 mm
<b>CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA</b>	
<b>Coefficiente de temperatura de P<sub>MÁX</sub></b>	-0,35 %/°C
<b>Coefficiente de temperatura de V<sub>OC</sub></b>	-0,28 %/°C
<b>Coefficiente de temperatura de I<sub>sc</sub></b>	-0,048 %/°C
<b>Temperatura de operación nominal de la célula</b>	45±2 °C

Las condiciones STC son: 1.000 W/m<sup>2</sup>, 25° C célula y AM 1.5.

### 3.3.2. Inversor

El inversor es el equipo encargado de transformar la energía generada y regularla para su inyección a red. Para el control de la potencia generada se utilizará la solución de INGETEAM, utilizando 126 inversores, modelo INGECON SUN 160TL PRO.

En la siguiente figura se muestran las curvas de eficiencia del inversor para distintas relaciones de carga:

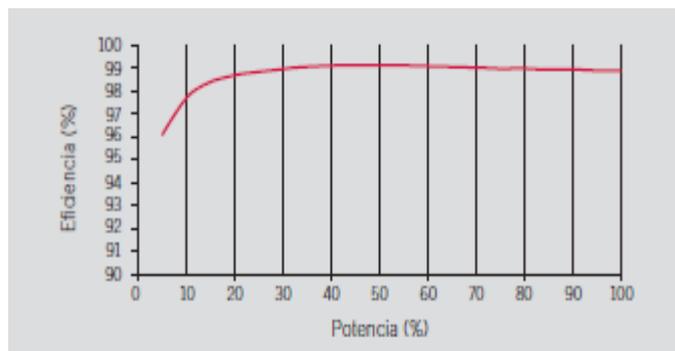


Ilustración 16. Curva de eficiencia del inversor. Fuente: Ingeteam

Tabla 15. Tabla de las características del inversor. Fuente: elaboración propia

Parámetros	Ingecon Sun 160TL PRO
<b>RENDIMIENTO</b>	
Eficiencia máxima	99,1 %
Eficiencia europea	98,7 %
<b>ENTRADA (DC)</b>	
Rango de tensión de MPP	[908 ~1250] V
Tensión máxima	1500 V
Corriente máxima	168 A
Corriente de cortocircuito	250 A
MPPT	1
Rango de pot. Campo FV recomendado	[148 ~2130] kWp
<b>SALIDA (AC)</b>	
Potencia nominal AC	132kW @50°C; 135,3 kW @40°C; 146,2 kW @25°C
Corriente máxima	121A @50°C; 124A @40°C; 134A @25°C
Tensión nominal	630 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Factor de potencia	1
Factor de potencia ajustable	Sí. [0 ~1] (capacitivo/inductivo)
Distorsión armónica máxima total	< 3%
<b>DATOS GENERALES</b>	
Dimensiones	720 x 315 x 905 mm
Peso	78 kg
Sistema de refrigeración	Ventilación inteligente
Caudal de aire	570 m <sup>3</sup> /h

Consumo en stand-by	20 W
Consumo nocturno	1 W
Temperatura de funcionamiento	[-25 ~ +60] °C
Grado de protección	IP65/NEMA 4
Interruptor diferencial (mA)	Sí
Altitud máxima (m)	4000
Conexión	AC: Máxima sección de 240 mm <sup>2</sup> (un cable) DC: 4-6 mm <sup>2</sup> (8 pares de conectores PV-Stick) Permitido cableado en cobre y aluminio

Además, el inversor viene fabricado con una serie de protecciones que se enumeran a continuación:

- Protección contra cortocircuitos en la salida
- Protección contra sobrecargas en la salida
- Protección contra funcionamiento en isla don desconexión automática
- Protección fallo de aislamiento
- Protección contra sobretensiones AC con descargadores, tipo II
- Protección contra sobretensiones DC con descargadores, tipo I+II
- Fusibles de 32 A
- Fusibles DC para el polo negativo

Por último, la comunicación se realiza mediante wifi y Ethernet incorporadas de serie. Además, posee un software de monitorización INGECO SUN Monitor, y un webserver integrado.

### 3.3.3. Centros de transformación

La planta solar contará con 4 centros de transformación divididos en dos tipos diferentes según la potencia: STS-6000K-H2 (3 uds.) y STS-3000K-H2 (1ud.).

#### 3.3.3.1. STS-6000K-H2

El centro de transformación tiene unas dimensiones de 6058 x 2896 x 2438 mm con un peso no superior a 23 toneladas. Su temperatura operativa se sitúa entre los -25°C y los 55°C, puede operar hasta un valor del 95% de humedad relativa y su altura máxima de operación son los 2000 metros de altitud.

Tabla 16. Tabla de las características del CT de 6000 Kva. Fuente: elaboración propia

Parámetros	STS-6000K-H2
Entrada	
Inversores compatibles	SUN2000-185KTL-H1
Potencia AC (kVA)	6300 @40°C, 5400 @50°C
Cantidad máxima de inversores	36
Intensidad máxima de entrada en voltaje nominal (A)	2*2428
Salida	
Frecuencia (Hz)	50
Rango de voltaje de salida nominal (kV)	[20-33]
Tipo de transformador	Sumergido en aceite mineral
Método de refrigeración del transformador	ONAN
Grupo vectorial del transformador	Dy11-y11
Índice de eficiencia pico mínimo (%)	99,51
Pérdidas de carga del transformador (kW)	≤ 49,7
Pérdidas sin carga del transformador (kW)	≤ 4,8
Impedancia	7,5% (0- 10%) @6300 kVA
Tipo de conmutación	SG6 gas aislado,3 alimentadores
Transformador auxiliar	5 kVA, Dyn11
Número total (uds.)	3

### 3.3.3.2. STS-3000K-H2

El centro de transformación tiene unas dimensiones de 6058 x 2896 x 2438 mm con un peso no superior a 15 toneladas. Su temperatura operativa se sitúa entre los -25°C y los 60°C, puede operar hasta un valor del 95% de humedad relativa y su altura máxima de operación son los 2000 metros de altitud.

Tabla 17. Tabla de las características del CT de 3000 Kva. Fuente: elaboración propia

Parámetros	STS-3000K-H2
Entrada	
Inversores compatibles	SUN2000-185KTL-H1
Potencia AC (kVA)	3150 @40°C, 2700 @50°C
Cantidad máxima de inversores	18
Intensidad máxima de entrada en voltaje nominal (A)	2428
Salida	
Frecuencia (Hz)	50
Rango de voltaje de salida nominal (kV)	[10-33]
Tipo de transformador	Sumergido en aceite mineral
Grupo vectorial del transformador	Dy11
Índice de eficiencia pico mínimo (%)	99,51
Pérdidas de carga del transformador (kW)	≤ 30,25
Pérdidas sin carga del transformador (kW)	≤ 2,53
Impedancia	7% (0- 10%) @3150 kVA
Tipo de conmutación	SG6 gas aislado,3 alimentadores
Transformador auxiliar	5 kVA, Dyn11
Número total (ud.)	1

### 3.3.4. Tracker

El seguidor elegido es un tracker de eje horizontal dotado de un solo motor cada dos filas con transmisión lineal entre ellas del fabricante PVH. Está fabricado con Magnelis y Acero galvanizado en caliente por ASTM A123 o ISO 1461 y su motor de continua está autoalimentado mediante una placa solar.

Tabla 18. Tabla de las características del seguidor. Fuente: elaboración propia

Parámetros	AX-DUO-120M
Rango de rotación (°)	± 60
Tipo de tracker	2x 1Vx 52
Transmisión	Corona de tornillo sin fin
Grado de inclinación del terreno	N-S: hasta 14%, E-O: ilimitado
Configuración del módulo	1 módulo en vertical
Carga de viento permitida (km/h)	193
Sensores de velocidad del viento	Anemómetro ultrasónico
Alarma de tormenta para vientos fuertes	Si, posición de defensa en un máximo de 5 minutos.
Método de seguimiento solar	Algoritmo astronómico con datos GPS
Posición de defensa nocturna	Sí, configurable
Interfaz SCADA	Modbus TCP o OPC-UA
Comunicación	Inalámbrica
Electrónica del controlador	Una unidad de control central por planta. Redundancia de repetidores inalámbricos para garantizar la comunicación
Conexión a tierra	Cimentado a través de elemento de fijación de tierra
Alimentación	Autoalimentado
Ángulo azimutal módulos (°)	0
Ángulo inclinación módulos (°)	± 55
Longitud total de la estructura (m)	52,1
Ancho total de la estructura (m)	2,2
Número total (uds.)	493

### 3.4 Protecciones

- Interruptor general manual magnetotérmico accesible a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Protección contra contactos indirectos en la parte de continua. Esta protección queda asegurada mediante la puesta a tierras de las masas de la instalación, usos de aislamiento Clase II y con la incorporación de un vigilador de aislamiento en el inversor de puesta red.
- Interruptor automático de la interconexión, para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- El rearme de la interconexión será automático, una vez establecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Protección para la interconexión, de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1Um y 0,85Um, respectivamente). El decreto incluye este punto como medida suficiente para asegurar que el inversor no funcionará en modo isla.
- Las funciones de protección del punto anterior se pueden integrar en el equipo inversor (debidamente documentado), siendo éste el que realice las maniobras de conexión y desconexión. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:
- Las funciones se realizarán mediante un contactor de rearme automático, una vez restablecidas las condiciones normales de suministro de la red. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente. El estado del contactor (on/off) deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.



# 4 MEMORIA JUSTIFICATIVA

---

## 4.1 Pérdidas del sistema

Para poder realizar una estimación de la energía producida por la instalación, se va a hacer uso del software PVsyst. Para ello, se debe definir una serie de pérdidas con ayuda de las especificaciones técnicas de los equipos, y algunos valores ya estandarizados por la literatura técnica. A continuación, se detallan dichas pérdidas:

### 4.1.1. Degradación del panel

Tanto los paneles como los equipos que se tienen en la planta sufren una degradación inevitable con el paso del tiempo. El fabricante del panel establece un límite de pérdidas por año que debe de ser superior al real, ya que de esa forma se asegura no tener que cambiar paneles por variaciones del Performance Ratio (PR) de la planta. Dicho coeficiente expresa la relación entre el rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible, permitiendo comparar instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en distintos lugares del mundo.

En nuestro caso, dado que no se tienen datos del fabricante, se va a realizar la simulación en el primer año con la pérdida de rendimiento del 0,4% anual que PVsyst recomienda en sus simulaciones.

### 4.1.2. Ensuciamiento del panel

La pérdida causada por el ensuciamiento del panel es un parámetro que depende fuertemente del entorno en el que nos encontremos y de las condiciones climáticas a las que esté expuesta la instalación. Normalmente, dichas pérdidas tienen un máximo en zonas donde haya una gran acumulación de suciedad, pero no suelen superar el 4%.

Para poder determinar dicho parámetro con exactitud, habría que realizar un ensayo en el emplazamiento con un conjunto de células con limpieza diaria, y otras sin limpieza. De este modo, se podría saber con exactitud qué porcentaje de radiación solar se pierde a causa de la acumulación de la suciedad en el panel, con el fin de poder establecer un protocolo de limpieza de los mismos.

En nuestro caso, vamos a establecer un valor del 2% ya que nuestro terreno está bien compactado, y está en una zona donde no suele haber mucho viento que pueda levantar esas partículas arenosas del suelo. Además, la región recibe lluvias durante el año que limpian los módulos, mejorando el rendimiento del panel con respecto a tener módulos sin suciedad.

En cuanto a la frecuencia de la limpieza de los paneles, generalmente se recomienda limpiarlos una o dos veces al año, aunque en nuestro caso lo recomendado es realizarla tres o cuatro veces al año debido a que el emplazamiento está muy próximo a una autopista, lo que implica una gran cantidad de sólidos en suspensión debido al paso de los vehículos.

#### 4.1.3. Disponibilidad

El factor de pérdida por disponibilidad no hace referencia únicamente a un fallo de la planta. Hay otros motivos como que el gestor del sistema de REE puede verse obligado a detener el vertido a la red si no se necesita esa energía producida, que se realicen operaciones de mantenimiento de alguno de los equipos o se produzca cualquier fallo en la instalación tal y como se ha comentado anteriormente.

Para esta instalación, se va a establecer un valor del 3% considerando que, para instalaciones recientes, más del 90% de los sistemas tienen una disponibilidad superior al 90% y alrededor del 50% tienen una disponibilidad superior al 99%. (Thevenard, 2010)

#### 4.1.4. Calidad del módulo

Este parámetro refleja la confianza personal que se tiene sobre el funcionamiento real del panel, respecto de las características técnicas del fabricante. Por ello es un valor muy personal, ya que varía según parámetros muy diversos como el haber trabajado ya anteriormente con el fabricante o disponer de opiniones de otros clientes.

El software PVsyst recomienda utilizar como valor 0,25 del rango de tolerancia marcado por el fabricante del módulo. Con este valor, asumimos que el panel no va a funcionar nunca como el fabricante marca, y evitamos diferencias en la energía anual producida por la instalación.

En nuestro caso, se va a seguir la recomendación de PVsyst para un rango de tolerancia del panel de  $\pm 3\%$ , estableciendo un valor del 1,5%.

#### 4.1.5. Degradación inducida por luz

Este fenómeno consiste en una pérdida de potencia y eficiencia en los módulos de silicio, a causa de que se crea una merma los primeros meses de exposición a la irradiación solar y que actualmente, no se ha descubierto como evitarla. A grandes rasgos, se produce por la reacción del boro frente a otros elementos presentes en la célula, como el oxígeno, hierro o cobre. Por tanto, la incidencia de este efecto va a estar determinada por la calidad de la materia prima que posea la oblea de silicio.

Para esta instalación, se va a establecer un valor del 1,5% ya que en los paneles más modernos se ha conseguido disminuir dicho valor por debajo del 2% gracias a técnicas como la inyección de altas corrientes o la aplicación de altas temperaturas.

#### 4.1.6. Desajuste del módulo

Se debe a que cuando se tiene un número de paneles conectados en serie, la intensidad de todo el string viene marcada por la menor intensidad de los paneles que componen dicho bloque. Debido a que ningún panel es idéntico a otro por las tolerancias con las que están fabricados, hay un desajuste en la máxima potencia que da el bloque que afecta al rendimiento de la planta.

Normalmente, ese valor se fijaba en un 2% de pérdida máxima de potencia, pero debido al incremento en la calidad de los paneles más modernos, se suele fijar un valor de un 1%. En nuestro caso, se va a fijar un valor del 2% para ser conservadores y no encontrarnos con menores producciones de las simuladas.

#### 4.1.7. Corrección espectral

Dicha pérdida tiene en cuenta los cambios en el espectro solar debido a la absorción y dispersión en la atmósfera. Esos cambios dependen del agua contenida en la atmósfera, los aerosoles y la distancia que tiene que viajar la radiación solar para llegar al módulo fotovoltaico.

Para cuantificar dicha pérdida, PVsyst dispone de un modelo implementado que lo calcula automáticamente para el emplazamiento definido en el proyecto.

#### 4.1.8. Desajuste del voltaje de los strings

El desajuste debido a la dispersión de las características de los módulos es un factor de pérdida constante, válido para toda la simulación y muy difícil de evaluar. Se debe a que todos los módulos no son iguales, y tal y como se ha comentado antes, hay parámetros que cambian y producen pérdidas en el sistema. Dicho valor se suele situar entre el 1% y el 2%, dependiendo de la tolerancia con la que se hayan realizado los ensayos por el fabricante.

En este caso, se va a fijar un valor de pérdida el 1,5% para ser conservadores.

#### 4.1.9. Modificador del ángulo de incidencia

Este fenómeno ocurre debido a la disminución de la radiación solar que llega a la superficie de la célula con respecto a la que llegaría bajo condiciones de incidencia normal. Esta disminución es causada por la reflexión que sufre el rayo de sol al pasar por el cristal del panel, además de la pérdida que tiene por la absorción que se produce en los elementos que hay por encima de la célula (aire, cristal y EVA).

El software PVsyst dispone de una serie de modelos que calculan dicha pérdida, y que se asemejan bastante los unos a los otros como podemos observar en la siguiente gráfica, por lo que usaremos el que viene por defecto (Recubrimiento Fresnel AR):

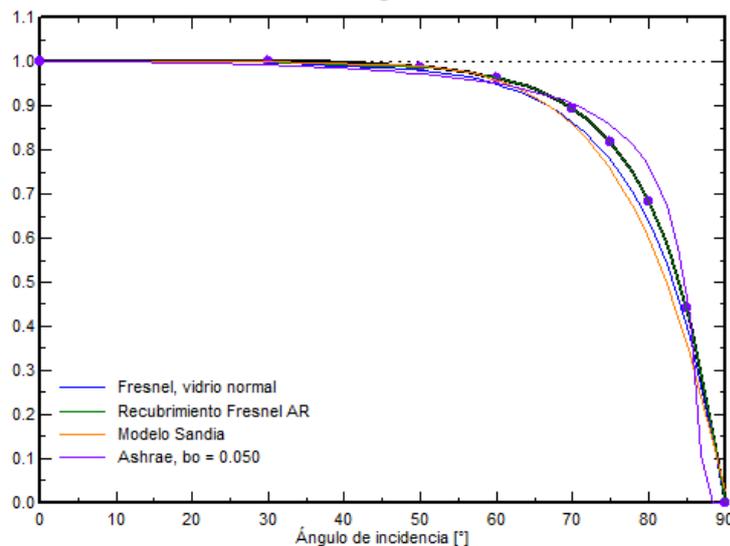


Ilustración 17. Modelos de cálculo del modificador del ángulo de incidencia. Fuente: pvsyst

#### 4.1.10. Óhmicas

Son las pérdidas producidas por las conexiones entre los módulos y los terminales de entrada al inversor, y están caracterizadas por una resistencia  $R$  para toda la instalación. El programa propone el 1,5% de pérdidas por las conexiones con respecto a las condiciones STC, que se corresponde con el 50 o 60% de las pérdidas especificadas en el punto de máxima potencia.

Así mismo, PVsyst permite introducir la sección y longitud para los distintos tramos de la instalación para realizar una estimación de las pérdidas. En nuestro caso, se han introducido las secciones de 5 y 186 mm<sup>2</sup> para longitudes de tramo de 50 y 100 metros, respectivamente.

#### 4.1.11. Térmicas

Para calcular las pérdidas térmicas, PVsyst utiliza un modelo que las calcula con un balance de energía en el que se tienen que establecer los valores del factor de pérdida constante ( $U_c$ ) y el factor de pérdida del viento ( $U_v$ ). Con estos dos parámetros, calcula el factor de pérdida térmica y lo introduce en el balance de energía entre la temperatura ambiente y el calentamiento de la célula a causa de la radiación solar.

Para la planta en cuestión, PVsyst nos recomienda un valor de  $U_c=29$  W/m<sup>2</sup>-K para un sistema al aire libre y  $U_v=0$  W/m<sup>2</sup>-K por el hecho de estar situado en una zona con velocidades de viento despreciables.

## 4.2 Estudio de producción

Una vez introducidos todos los datos que el software requiere, se procede a la simulación que genera una ficha técnica que se incluye en el ANEXO A. A modo resumen, se obtienen los siguientes datos:

- Producción anual: 47382 MWh/año
- Producción específica: 2101 kWh/kWp/año
- PR (Performance Ratio): 80,60%

## 4.3 Dimensionado del generador fotovoltaico

### 4.3.1. Temperatura máxima y mínima que puede alcanzar el panel

El primer paso para realizar el diseño de la planta fotovoltaica es conocer las temperaturas máximas y mínimas que se van a dar en los paneles solares. De ellas dependen sus tensiones de funcionamiento que están muy ligadas al rendimiento que se va a tener en la instalación.

Dichos parámetros se calculan con los datos de la temperatura máxima y mínima de la zona donde se va a situar el campo solar, mediante las siguientes expresiones:

$$T_C = T_{AMB} + I \cdot \frac{T_{ONC}-20}{800} \quad (2)$$

Donde:

- $T_C$ : Temperatura de la célula fotovoltaica (°C).
- $I$ : Irradiación solar medida con un piranómetro situado en la localización del proyecto ( $W/m^2$ )
- $T_{AMB}$ : Temperatura ambiental obtenida mediante el software PV-GIS (°C).
- $TONC$ : Temperatura nominal de operación del panel en condiciones estándar, es decir, con una irradiancia total de  $800 W/m^2$ , una temperatura del aire de  $20^\circ C$  y una velocidad el viento de  $1 m/s$ . Dicho parámetro está fijado por el fabricante (°C).

La temperatura máxima del panel se va a calcular a través de la temperatura máxima ambiental registrada en el emplazamiento, siendo igual a  $46,6^\circ C$  (Aemet, 2021), y un valor de irradiación estándar de  $1000 W/m^2$ .

$$T_{MAX_{PANEL}} = T_{AMB_{MAX}} + I \cdot \frac{TONC-20}{800} \quad (3)$$

$$T_{MAX_{PANEL}} = 46,6 + 1000 \cdot \frac{45-20}{800} = 77,85^\circ C \quad (4)$$

La temperatura mínima del panel se va a calcular a través de la temperatura mínima ambiental registrada en el emplazamiento, siendo igual a  $-5,5^\circ C$  (Aemet, 2021), y un valor de irradiación estándar de  $100 W/m^2$ .

$$T_{MIN_{PANEL}} = T_{AMB_{MIN}} + I \cdot \frac{TONC-20}{800} \quad (5)$$

$$T_{MIN_{PANEL}} = -5,5 + 100 \cdot \frac{45-20}{800} = -2,38^\circ C \quad (6)$$

Llegados a este punto, es muy importante asegurarse de que el panel va a operar dentro de sus límites, en este caso entre  $-40^\circ C$  y  $85^\circ C$ .

#### 4.3.2. Valores de tensión máxima y mínima que puede alcanzar el panel

El segundo paso para el diseño de la instalación es conocer cuál es la tensión máxima y mínima de los paneles fotovoltaicos. Para ello, se va a recurrir a la siguiente fórmula:

$$V_{MAX_{PANEL}} = V_{MP} + \Delta V_{MP} \cdot (T_{MIN_{PANEL}} - 25) \quad (7)$$

$$V_{MIN_{PANEL}} = V_{MP} + \Delta V_{MP} \cdot (T_{MAX_{PANEL}} - 25) \quad (8)$$

Donde:

- $V_{MAX,PANEL}$ : Tensión máxima del panel (V).
- $V_{IN,PANEL}$ : Tensión mínima del panel(V).
- $V_{MP}$ : Voltaje de máxima potencia del panel, fijado por el fabricante (V).
- $\Delta V_{MP}$ : Coeficiente de la variación del voltaje de máxima potencia con la temperatura (%/°C).  
En nuestro caso se calculará como el producto del coeficiente de la variación de  $V_{OC}$  con la temperatura y el  $V_{OC}$  del panel.

Volviendo a las expresiones anteriores, se deduce que las tensiones máximas y mínimas del módulo seleccionado son:

$$\Delta V_{MP} = -0,0028 \cdot 51,70 = -0,14476 \quad (9)$$

$$V_{MAX,PANEL} = 43,65 - 0,14476 \cdot (-2,38 - 25) = 47,61 \text{ V} \quad (10)$$

$$V_{MIN,PANEL} = 43,65 - 0,14476 \cdot (77,85 - 25) = 36,00 \text{ V} \quad (11)$$

#### 4.3.3. Cálculo del número máximo y mínimo de paneles en serie

Para el cálculo del número máximo de paneles en serie por inversor se va a realizar una comparación entre los rangos de tensión en el punto de máxima potencia en el inversor y la tensión máxima que pueden generar los paneles.

Al igual que en el apartado anterior, se debe tener en cuenta que la tensión máxima de un grupo de módulos conectados en serie es la suma de cada una de las tensiones de circuito abierto de cada uno de los paneles fotovoltaicos.

De este modo, se va a realizar los siguientes cálculos:

$$N_{PS} < \frac{V_{MAX,INV}}{V_{MAX,PANEL}} \quad (12)$$

$$N_{PS} > \frac{V_{MIN,INV}}{V_{MIN,PANEL}} \quad (13)$$

Donde:

- $V_{MIN,INV}$ : Valor mínimo del rango de tensión en el que el inversor trabaja en el punto de máxima potencia (V).
- $V_{MAX,INV}$ : Valor máximo del rango de tensión en el que el inversor trabaja en el punto de máxima potencia (V).
- $V_{MIN,PANEL}$ : Tensión mínima del panel en circuito abierto (V).
- $V_{MAX,PANEL}$ : Tensión máxima del panel en circuito abierto (V).

Operando en la expresión anterior se obtiene que:

$$N_{PS} < \frac{1250}{47,61} = 26,25 \quad (14)$$

$$N_{PS} > \frac{908}{36,00} = 25,22 \quad (15)$$

Por tanto, se instalarán 26 paneles en serie.

#### 4.3.4. Cálculo del número máximo de strings en paralelo

Para el cálculo del número de strings en paralelo se compara la intensidad máxima admisible por el inversor en corriente continua frente a la intensidad máxima que puede ser suministrada por los módulos ( $I_{CC}$ ).

Se sabe que la intensidad máxima suministrada por el conjunto de los módulos conectados en paralelo es la suma de las intensidades de cada uno de los strings.

Por tanto, se va a utilizar la siguiente fórmula:

$$N_{HP} \cdot I_{CC,PANEL} < I_{MAX,INV} \quad (16)$$

Donde:

- $N_{HP}$ : Número de máximo strings.
- $I_{CC,PANEL}$ : Intensidad de cortocircuito del panel, obtenido con el catálogo del fabricante (A).
- $I_{MAX,INV}$ : Intensidad máxima admitida por el inverso, el cual se obtiene del catálogo del fabricante.

Volviendo a la expresión anterior, obtenemos el número máximo de strings por inversor permitido en nuestra instalación para no sobredimensionar la instalación:

$$N_{HP} < \frac{168}{8,70} = 19,31 \cong 19 \quad (17)$$

#### 4.3.5. Configuración adoptada

Finalmente, se ha adoptado una configuración de 26 paneles en serie por string, y 19 strings en paralelo (a razón de 16 entradas por inversor). Por último, se comprueba que la tensión máxima que se pueda dar en el campo fotovoltaico sea menor a la tensión máxima admisible en el inversor seleccionado:

$$V_{maxfv} = N_{PS} \cdot V_{OC,PANEL} = 26 \cdot 51,7 = 1344,2 V < 1500V \quad (18)$$

## 4.4 Dimensionado del cableado

Para el criterio térmico, los cables deben estar dimensionados para una intensidad del 125% de la nominal según establece el Reglamento de Baja Tensión ITC-BT-40. En cuanto al criterio de caída de tensión, no existe ninguna norma que indique una máxima caída de tensión en el tramo de baja tensión del campo fotovoltaica, y el único criterio que se va a utilizar es el del Reglamento de Baja Tensión ITC-BT-40, por el cual se establece una caída de tensión entre el generador y punto de interconexión a la red no superior al 1,5%.

A continuación, se va a desarrollar el cálculo de las secciones de los distintos cables que se tienen en la instalación:

### 4.4.1. Cables módulos-inversor

#### 4.4.1.1. Criterio térmico

Esta zona de la instalación se encuentra en baja tensión y en corriente continua. Para el cálculo de las secciones se va a partir de la intensidad más desfavorable, intensidad de cortocircuito del panel (10,77 A) ya que, al estar asociados en serie, el string se encuentra a la misma tensión ( $I_{cc}$  del panel). Además, se han considerado una serie de factores que se detallan a continuación:

Según el emplazamiento, se ha supuesto una temperatura del terreno en las condiciones más desfavorables de 25°C, con el fin de estar del lado de la seguridad. Los cables estarán enterrados a una profundidad de 1 metro, en un terreno con una resistividad térmica de 1 K·m/W. Además, se dispondrán enterrados bajo tubo, con 5 circuitos agrupados como máximo.

Realizando una serie de cálculos que se detallan en la siguiente tabla, se obtiene que el cable unipolar de cobre con aislamiento HEPR tendrá una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

Tabla 19. Criterio térmico cableado módulos-inversor. Fuente: elaboración propia

<b>CABLEADO MÓDULOS-INVERSOR</b>		
Factores de corrección		
Temperatura terreno (25°C)	1	(ITC BT 007)
Profundidad del terreno (1m)	0,97	(ITC BT 007)
Coefficiente de agrupación	0,83	(ITC BT 007)
Resistividad térmica del terreno (1)	1	(ITC BT 007)
$I_z' = I_{cc} / (F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4)$		
$I_z' = 13,38 \text{ A}$		
$I_z = 1,25 \cdot I_z'$		
$I_z = 16,72 \text{ A}$		
$I_{m\acute{a}x} = 31 \text{ A}$ sección 4 mm <sup>2</sup>		

#### 4.4.1.2. Criterio de caída de tensión

Este tramo de cable está recorrido por la intensidad de máxima potencia, pero por seguridad se va a asumir que están recorridos por la intensidad más desfavorable, la corriente de cortocircuito (10,77 A). La sección de los cables se determina para que la caída de tensión entre los módulos

fotovoltaicos y el inversor no sea superior a 1,5% de la tensión de trabajo en el punto de máxima potencia.

Como estamos ante un tramo de corriente continua, la expresión que se va a aplicar para el cálculo de la caída de tensión será:

$$\text{Caída de tensión} = I_{cc} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \frac{L}{V \cdot S} \quad (19)$$

Donde:

- $I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito del panel (10,77 A).
- $\rho$ : Resistividad del cobre.
- $L$ : Longitud del tramo considerado.
- $V$ : Tensión nominal del string (1134,9 V).
- $S$ : Sección del cable ( $\text{mm}^2$ ).

Para calcular el valor de resistividad del cobre, lo obtenemos según el valor estandarizado a 20°C por la tabla 52-1 de la norma UNE HD 60364-5-52 de los cables HEPR que fija la temperatura máxima en 90°C. De este modo, se aplicará la siguiente ecuación:

$$\rho(90^\circ\text{C}) = \rho(20^\circ\text{C}) \cdot (1 + \alpha \cdot (90 - 20)) \quad (20)$$

Donde:

- $\rho(90^\circ\text{C})$ : Resistividad que se quiere obtener
- $\rho(20^\circ\text{C})$ : Resistividad a la temperatura estandarizada de 20 grados ( $0,0185 \Omega \cdot \text{m}$ )
- $\alpha$ : Factor que se obtiene según la norma UNE 60909-0 (0,004)

$$\rho(90^\circ\text{C}) = 0,0185 \cdot (1 + 0,004 \cdot (90 - 20)) = 0,0237 \quad (21)$$

Resolviendo la ecuación 19 del criterio de tensión, se va a despejar la sección:

$$0,015 = 10,77 \cdot 0,0237 \cdot 2 \cdot \frac{100}{1134,9 \cdot S} \rightarrow S = 2,99 \text{ mm}^2 \quad (22)$$

De este modo, se ha comprobado que el cable que nos proporciona el fabricante cumple con el criterio de caída de tensión además del criterio térmico.

#### 4.4.2. Cables Inversor-CT

##### 4.4.2.1. Criterio térmico

Para realizar el cálculo de la sección del cableado en este tramo de la instalación que se encuentra en baja tensión y corriente alterna, se va a partir de la intensidad más desfavorable que es la suma de las intensidades de cada una de los 16 strings que se agrupan a un mismo inversor ( $I_{cc, \text{string}}=172,32 \text{ A}$ ). Además, la canalización se va a realizar igual que en el apartado anterior por simplicidad, de modo que se tienen los mismos coeficientes de corrección.

Realizando los cálculos que se detallan a continuación, se obtiene que el cable que parte de los inversores y llega al centro de transformación tiene una sección de  $185 \text{ mm}^2$ .

Tabla 20. Criterio térmico cableado string-inversor. Fuente: elaboración propia

<b>CABLEADO INVERSOR-CT</b>		
Factores de corrección		
Temperatura terreno (25°C)	1	(ITC BT 007)
Profundidad del terreno (1m)	0,97	(ITC BT 007)
Coeficiente de agrupación	0,7	(ITC BT 007)
Resistividad térmica del terreno	1	(ITC BT 007)
$I_z' = I_{cc} / (F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4)$		
$I_z' = 253,78 \text{ A}$		
$I_z = 1,25 \cdot I_z'$		
$I_z = 317,23 \text{ A}$		
$I_{m\acute{a}x} = 341; 185 \text{ mm}^2$		

#### 4.4.2.2. Criterio de caída de tensión

Debido a que este tramo se encuentra en corriente alterna

$$\text{Caída de tensión} = \sqrt{3} \cdot L \cdot (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sen(\varphi)) \quad (23)$$

Donde:

- L: Longitud del tramo considerado.
- $I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito del inversor (10,77 A).
- R: Resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .
- X: Reactancia de la línea en  $\Omega/\text{km}$

$$\text{Caída de tensión} = \sqrt{3} \cdot 0,6 \cdot 172,32 \cdot (0,127 \cdot \cos(\varphi) + 0,120 \cdot \sen(\varphi)) = 44,23V \quad (24)$$

Sabiendo que la tensión de la línea es de 30 kV:

$$\text{Caída de tensión} = \frac{44,26}{30000} \cdot 100 = 0,147\% \quad (25)$$

Esta caída de tensión ha de ser sumada a la caída que se produce en el tramo desde los módulos hasta el inversor. De este modo, se obtiene una caída de tensión acumulada del 1,27%, por debajo del 1,5% fijado por normativa.

#### 4.4.3. Cables CT-subestación

La red de media tensión canalizada subterráneamente interconecta los centros de transformación con la sala de MT de la subestación elevadora, la cual no es objeto de este Proyecto, y que permite el vertido de la energía generada en la planta fotovoltaica, tras su elevación a 66 kV en los transformadores.

El cableado de media tensión se realizará con un cable 3x (1x240) mm<sup>2</sup>, directamente enterrado sobre las zanjas de MT.



## 5 PRESUPUESTO

En este apartado, se desarrolla el presupuesto del proyecto. Para ello, se va a analizar el precio unitario de cada partida para estimar el coste que tiene en nuestra planta fotovoltaica. En instalaciones de este tipo, los precios de los distintos equipos se suelen acordar en negociaciones entre el proveedor y el cliente, de modo que los precios que se van a mostrar son orientativos encontrados en fuentes externas.

### 5.1 Costes de inversión

Se incluyen los costes de los principales componentes de la planta fotovoltaica, incluyendo los costes asociados al transporte y montaje de los mismos.

#### 5.1.1. Generador fotovoltaico

Tabla 21. Presupuesto del generador fotovoltaico. Fuente: elaboración propia

Concepto	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario(€)	Precio total (€)
Módulos FV	Módulo fotovoltaico marca JinkoSolar, modelo 440W Mono PERC	uds.	51 246	88	4 509 648
Trackers	Seguidor horizontal en un eje marca PVH, modelo AX-DUO-120M	uds.	493	1 500	739 500
Inversores	Inversor marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun 160TL PRO	uds.	126	10 230	1 289 008
Centros de transformación	Centro de transformación marca Huawei, modelos STS-6000K-H2	uds.	3	45 000	135 000
	Centro de transformación marca Huawei, modelos STS-3000K-	uds.	1	35 000	35 000
<b>Total</b>					<b>6 708 156</b>

### 5.1.2. Obra eléctrica

Tabla 22. Presupuesto de la obra eléctrica. Fuente: elaboración propia

Concepto	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario(€)	Precio total (€)
Conductores continua	Cable BT-DC 4 mm <sup>2</sup>	m	8 820	2	17 640
Conductores alterna	Cable BT-AC 185 mm <sup>2</sup> y MT-AC 240 mm <sup>2</sup>	m	1 219	5	6 095
Red de tierras	Conductor de tierra desnudo y toma de tierra con pica de acero cobreado	uds.	1	80 000	80 000
Seguridad	Cámaras térmicas controladas mediante un puesto de control	uds.	1	10 0000	100 000
Comunicaciones	Sistema SCADA y fibra óptica	uds.	1	200 000	200 000
<b>Total</b>					<b>403 735</b>

### 5.1.3. Obra civil

Tabla 23. Presupuesto de la obra civil. Fuente: elaboración propia

Concepto	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario(€)	Precio total (€)
Acondicionamiento del terreno	Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos hasta una profundidad de 25 cm, y carga a camión	m <sup>2</sup>	565 300	1	565 300
Vallado perimetral	Suministro e instalación del vallado perimetral, de 2 metros de altura, enredado y con postes intermedios	m	3 419	1	3 419
Caminos	Ejecución de los caminos definidos en planos	m	2 345	40	93 800
Zanjas BT	Zanjas para canalizaciones de baja tensión, incluyendo cinta de señalización y tubos TPC	m	10 087	30	602 610

Zanjas MT	Zanjas para canalizaciones de media tensión, incluyendo cinta de señalización y tubos TPC	m	5 486	30	164 580
Total					1 429 709

## 5.2 Costes de operación y mantenimiento

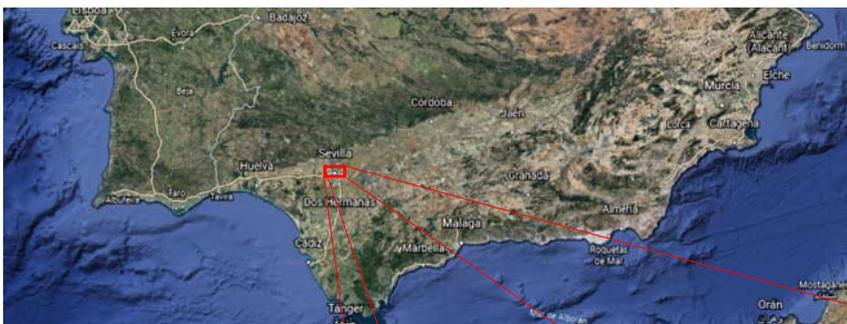
Tabla 24. Presupuesto operación y mantenimiento. Fuente: elaboración propia

Concepto		Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio total (€)
O&M Básico			MWp	22,55	6 596	148 750
O&M Avanzado	Limpieza paneles		MWp	22,55	911	20550
	Terreno		MWp	22,55	778	17 550
	Inspección termográfica		MWp	222,55	300	6 765
	Calibración piranómetros		MWp	22,55	600	13 530
	Curva IV		MWp	22,55	500	11 275
	Seguridad		MWp	22,55	400	9 020
	SCADA		MWp	22,55	1000	22 550
O&M Correctivo			MWp	22,55	2670	60 200
TOTAL						310 140



# 6 PLANOS

---



Escala 1:100000



Escala 1:3000

<b>PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED</b>			 
GRADO	GITI	<b>UBICACIÓN</b>	
Nº DE PLANO	1		
ESCALA	INDICADO		
<b>AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN</b>			



ESCALA 1:5500



### Leyenda

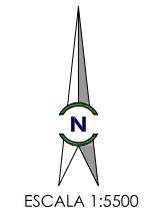
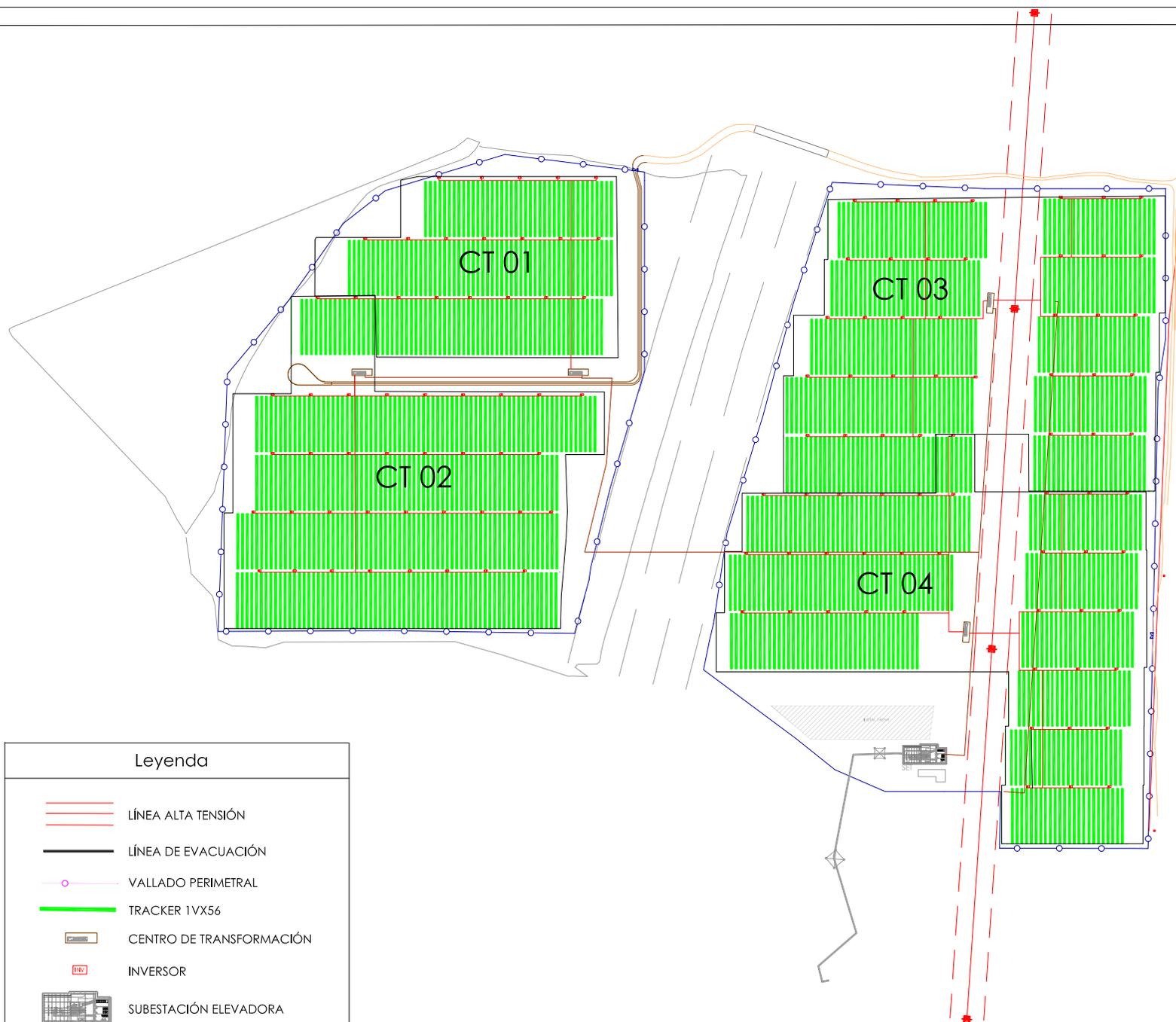
-  LÍNEA ALTA TENSIÓN
-  LÍNEA DE EVACUACIÓN
-  VALLADO PERIMETRAL
-  TRACKER 1VX56
-  CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
-  INVERSOR
-  SUBESTACIÓN ELEVADORA
-  INSTALACIÓN FAENA
-  CABLE BT-DC 4mm<sup>2</sup>
-  CABLE MT 240mm<sup>2</sup>

<b>PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED</b>	
GRADO	GITI
Nº DE PLANO	2
ESCALA	INDICADO

**LAYOUT GENERAL  
CON CABLEADO  
MÓDULOS-INVERSOR**



AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN



**Leyenda**

-  LÍNEA ALTA TENSIÓN
-  LÍNEA DE EVACUACIÓN
-  VALLADO PERIMETRAL
-  TRACKER 1VX56
-  CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
-  INVERSOR
-  SUBESTACIÓN ELEVADORA
-  INSTALACIÓN FAENA
-  CABLE BT-AC 185mm<sup>2</sup>
-  CABLE MT 240mm<sup>2</sup>

PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED	
GRADO	GITI
Nº DE PLANO	3
ESCALA	INDICADO

LAYOUT GENERAL  
CON CABLEADO  
INVERSOR-CT

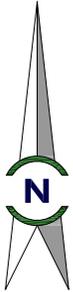


UNIVERSIDAD DE SEVILLA

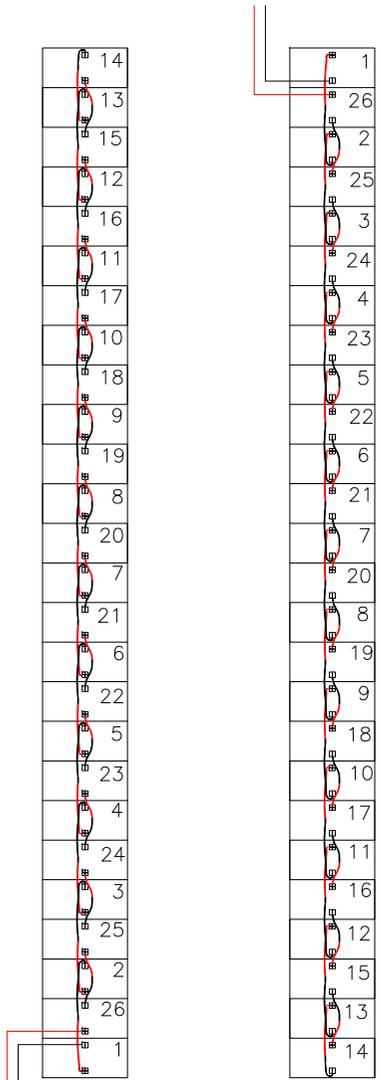


GIET  
Grupo de Investigación de  
Termodinámica y Energías Renovables

**AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN**



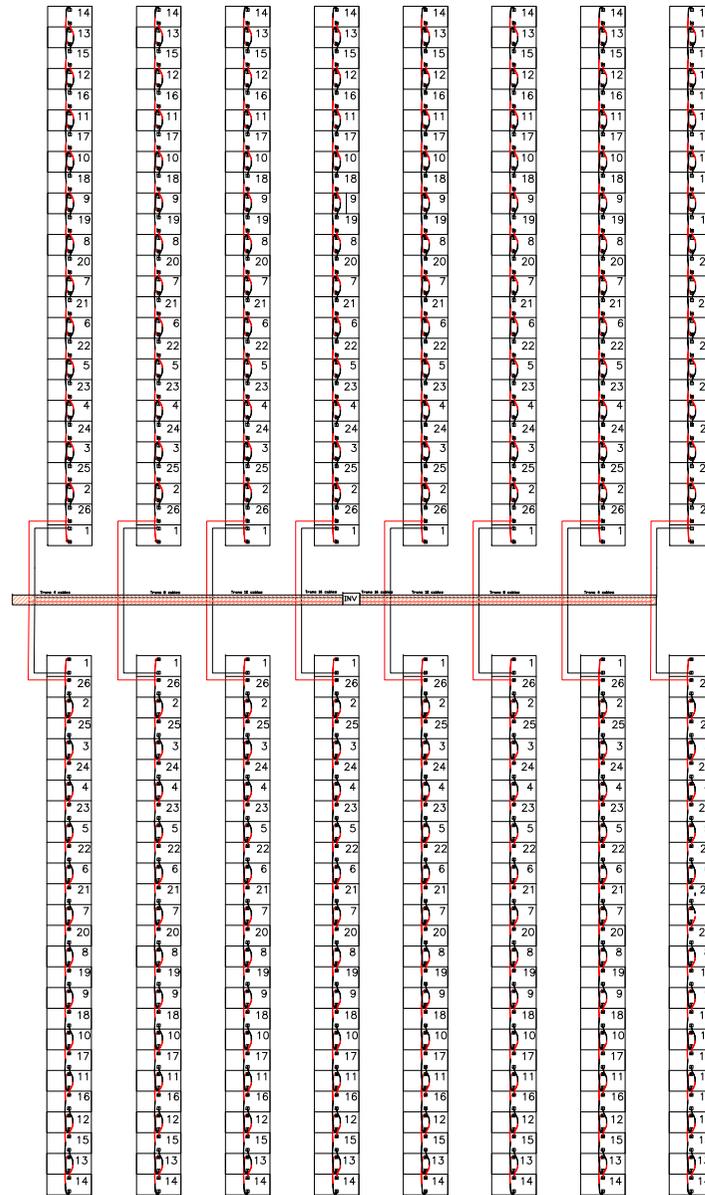
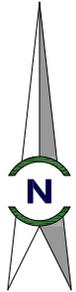
Leyenda:	
	Cable Solar - Positivo
	Cable Solar - Negativo
	Cosido de Strings (Cable de módulo)



Tracker 26 módulos  
Posición: Norte

Tracker 26 módulos  
Posición: Sur

PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED			 
GRADO	GITI	DETALLE CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS	
Nº DE PLANO	4		
ESCALA	N/D		
			AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN



Leyenda:

- Cable Solar - Positivo
- Cable Solar - Negativo
- ┌ Cosido de Strings (Cable de módulo)

INV

Inversor de string

PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED

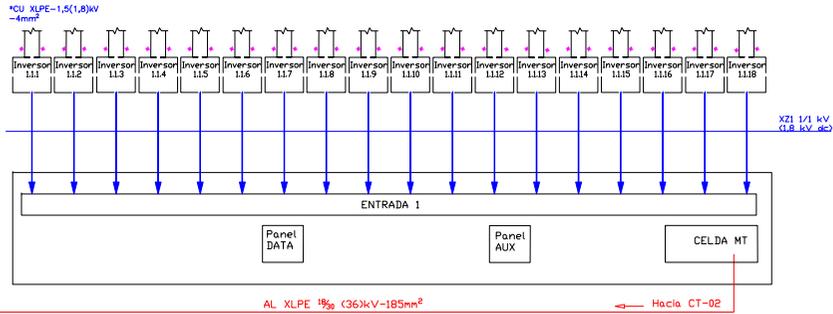
GRADO	GITI
Nº DE PLANO	5
ESCALA	N/D

DETALLE CONEXIÓN  
MÓDULOS-INVERSOR

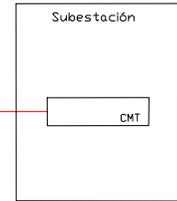
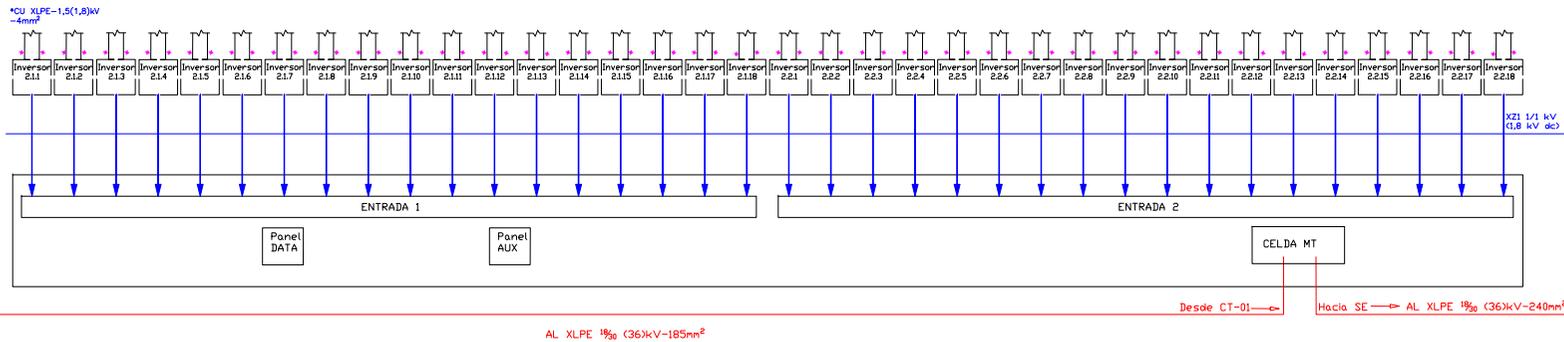


AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN

### Centro de transformación 01

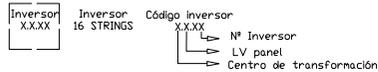


### Centro de transformación 02



### Leyenda

- Cable solar BT-DC 4 mm<sup>2</sup>  
CU XLPE 1,5 (1,8) kV
- Cable BT-AC 185 mm<sup>2</sup>  
XZ1 0,6/1 kV(1,8kV dc)
- Cable MT 240mm<sup>2</sup>  
AL XLPE1% (36) kV

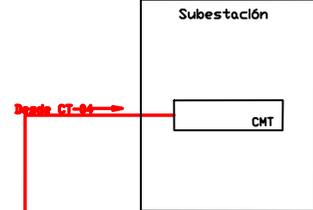
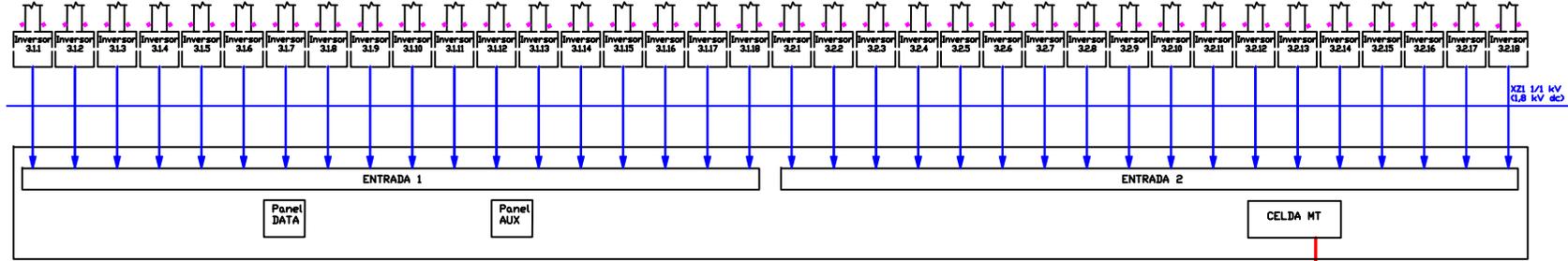


Líneas MT	Cable MT (AC)		
	Origen	Destino	Sección (mm <sup>2</sup> )
LMT-1	CT01	CT02	180
	CT02	SE	240
LMT-2	CT03	CT04	180
	CT04	SE	240

<b>PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED</b>			  Grupo de Investigación de Termodinámica y Energías Renovables
GRADO	GITI	<b>DIAGRAMA DE BLOQUES CT01 Y CT02</b>	
Nº DE PLANO	6		
ESCALA	N/D		
<b>AUTOR:FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN</b>			

### Centro de transformación 03

\*CU XLPE-1,5(1,8)kV  
-4mm<sup>2</sup>

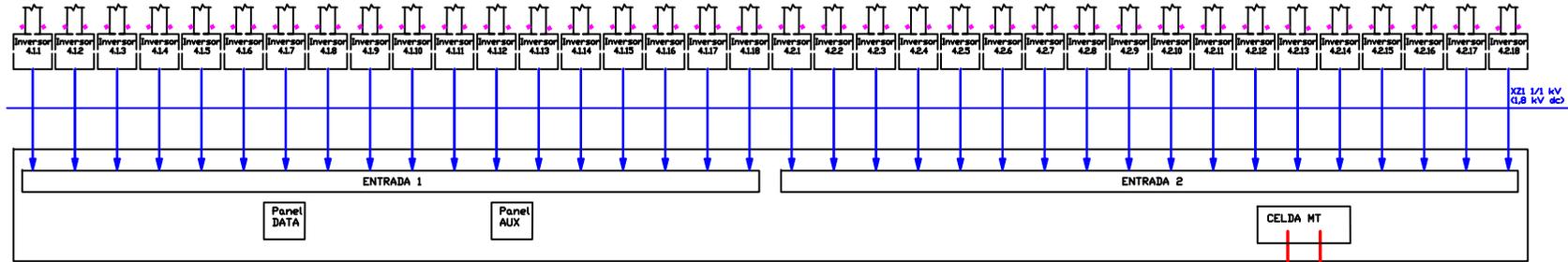


AL XLPE 3% C36kV-185mm<sup>2</sup>

Hacia CT-04

### Centro de transformación 04

\*CU XLPE-1,5(1,8)kV  
-4mm<sup>2</sup>



Desde CT-03

Hacia SE AL XLPE 3% C36kV-240mm<sup>2</sup>

AL XLPE 3% C36kV-185mm<sup>2</sup>

### Leyenda

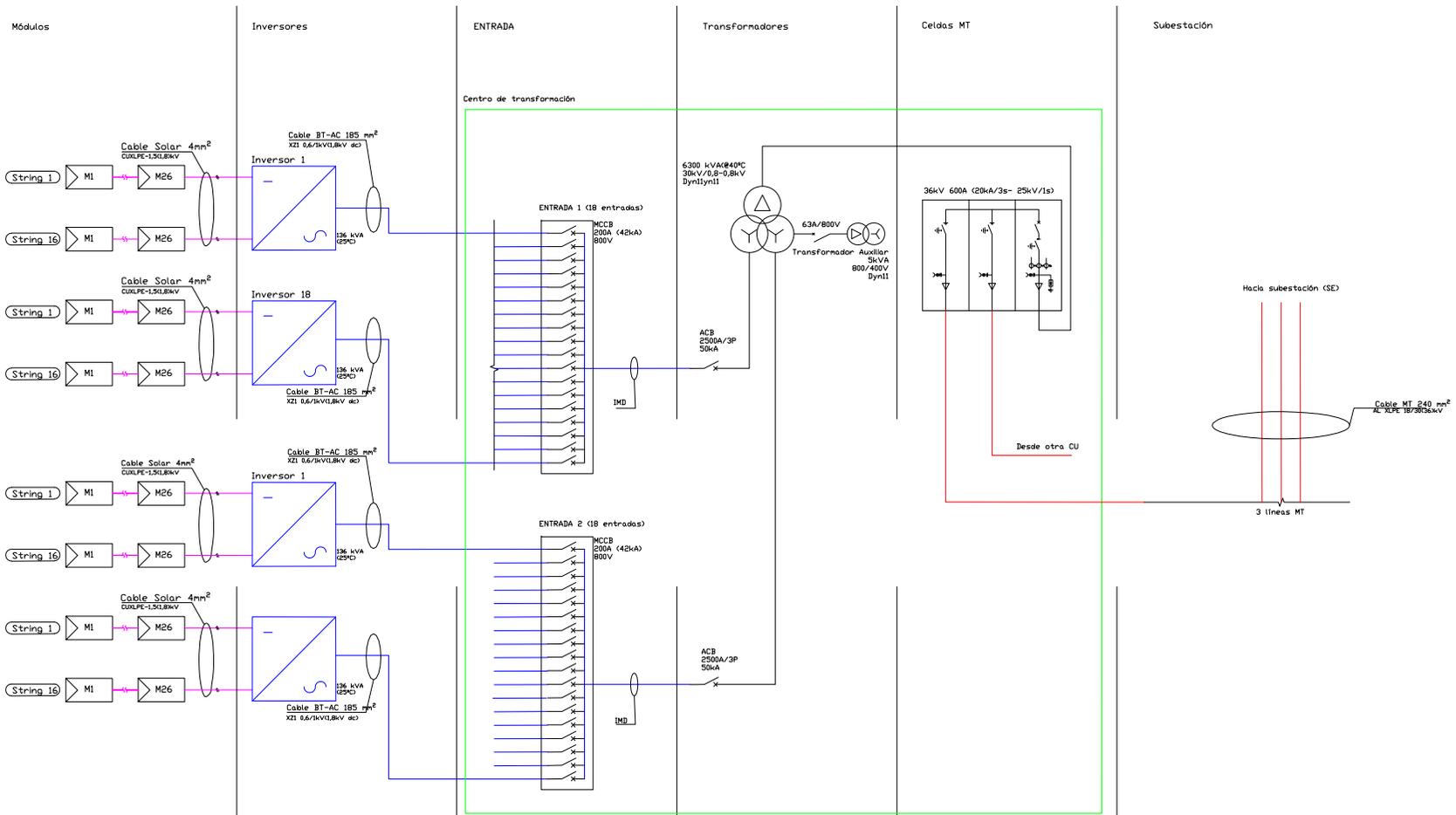
- Cable solar BT-DC 4mm<sup>2</sup>  
CU XLPE 1,5 (1,8) kV
  - Cable BT-AC 185 mm<sup>2</sup>  
XZI 0,6/1 kV(1,8kV dc)
  - Cable MT 240 mm<sup>2</sup>  
AL XLPE 3% (36) kV
- Inversor XXXX 16 STRINGS  
 Código Inversor XXXX  
 ↳ Nº Inversor  
 ↳ LV panel  
 ↳ Centro de transformación

Líneas MT	Cable MT (AC)		
	Origen	Destino	Sección (mm <sup>2</sup> )
LMT-1	CT01	CT02	180
	CT02	SE	240
LMT-2	CT03	CT04	180
	CT04	SE	240

PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED		
GRADO	GITI	DIAGRAMA DE BLOQUES CT03 Y CT04
Nº DE PLANO	7	
ESCALA	N/D	



AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN



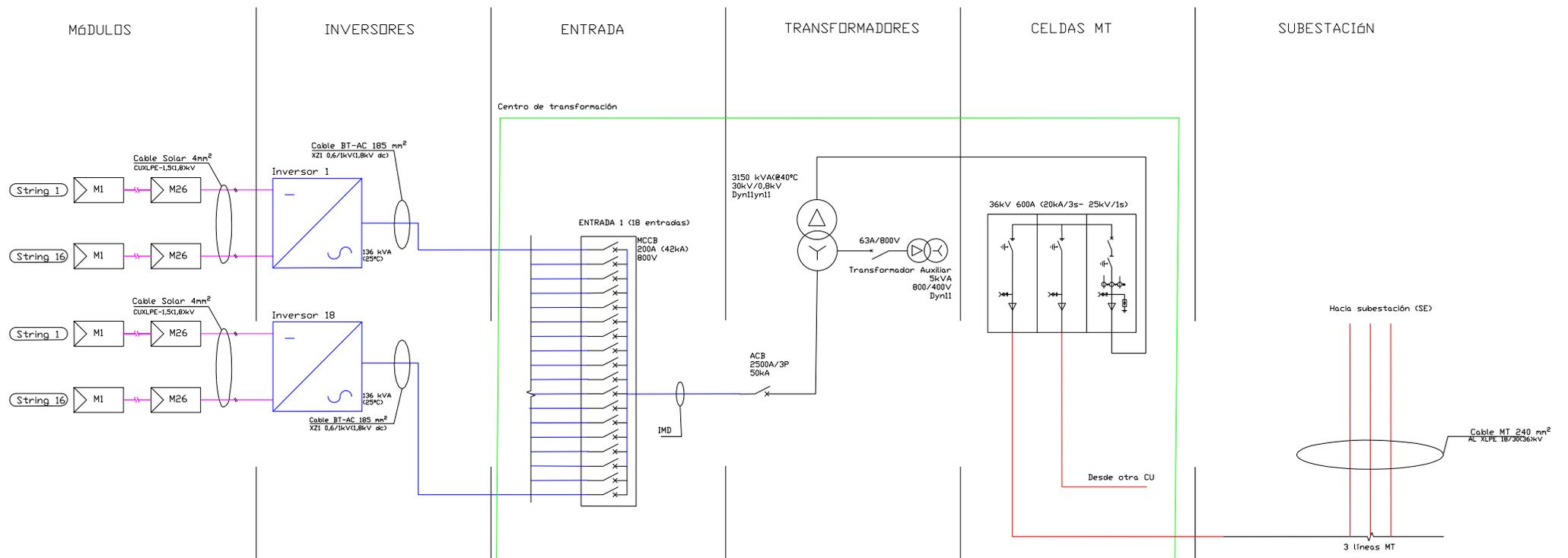
Módulos		
Modelo	Potencia	Unidades
Jinko Solar JSM44N-78L-V	440 Wp	51246
Strings	Trackers	PV Plant
1791 ucl	49 (6x1Vx56)	22,25 MWp

Modelo	Strings	Unidades
INDUSTECOM Ingreson 160TL PRD 120kVA@40°C	16	126
TOTAL		17,14 MW

Centro de transformación (CT)					
Modelo	Unidades	Potencia	Unidades Inversores	Cts	
HAWEI STS300K-H2	3	6300 kVA @40°C	36/36/36	CT02/CT03/CT04	
HAWEI STS300K-H2	1	3150 kVA @40°C	18	CT01	

Modelo	Potencia	Relación de trans (HT/BT)	Grupo vectorial	Unidades
HAWEI STS300K-H2	6300 kVA @40°C	30 kV/0,8/0,4kV	Dy11-y11	3
HAWEI STS300K-H2	3150 kVA @40°C	30 kV/0,25/0,4kV	Dy11	1

<b>PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED</b>		<b>DIAGRAMA UNIFILAR</b> CT02, CT03 Y CT04	
GRADO	GITI		
Nº DE PLANO	8		
ESCALA	N/D	<b>AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN</b>	



Módulos		
Modelo	Potencia	Unidades
Jinko Solar JK440M-7BH-V	440 Wp	51246
Strings	Trackers	PV Plant
1791 udl	49 (2x1Vx36)	22,55 MWp

Modelo	Strings	Unidades
INGETEM Ingecon 160TL PRO 136kW45°C	16	126
TOTAL		17,14 MW

Centro de transformación (CT)				
Modelo	Unidades	Potencia	Unidades Inversores	Cts
HJAVEI STS6000-H2	3	6300 kVA @40°C	36/36/36	CT02/CT03/CT04
HJAVEI STS3000-H2	1	3150 kVA @40°C	18	CT01

Modelo	Potencia	Relación de trans (MT/BT)	Grupo vectorial	Unidades
HJAVEI STS6000-H2	6300 kVA @40°C	30 42x2,5X/0,8-0,8kV	Dy11-y11	3
HJAVEI STS3000-H2	3150 kVA @40°C	30 12x2,5X/0,8kV	Dy11	1

<b>PLANTA FV 22 MWp CONECTADA A RED</b>		<b>DIAGRAMA UNIFILAR CT01</b>	
<b>GRADO</b>	<b>GITI</b>		
<b>Nº DE PLANO</b>	<b>9</b>		
<b>ESCALA</b>	<b>N/D</b>		<b>AUTOR: FCO JAVIER QUINTANILLA GUZMÁN</b>





## 7 CONCLUSIONES

---

En los últimos años, se están llevando a cabo una gran cantidad de proyectos fotovoltaicos debido, principalmente, a la ayuda que proporcionan en la lucha contra el cambio climático, generando energía eléctrica reduciendo drásticamente las emisiones contaminantes respecto a otras formas de generación de energía eléctrica, además de la gran viabilidad económica que ofrecen a los inversores.

Debido a la gran variedad de diseños posibles para una misma planta fotovoltaica, se llega la conclusión de que no hay un único modelo general válido a la hora de diseñar una planta fotovoltaica, por lo que es de vital importancia realizar un minucioso estudio, tanto energético como económico, de las distintas alternativas que se puedan llevar a cabo en el emplazamiento seleccionado. Mientras más detallado sea dicho estudio, más cerca se estará de la solución óptima que ofrezca la mayor rentabilidad posible.

A lo largo de este proyecto, se ha realizado un análisis de 6 alternativas distintas, llegando a la conclusión de que la alternativa más viable es la disposición de módulos de silicio monocristalinos con seguidor en un eje N-S, ya que dicha variante proporciona el mayor valor actualizado neto y el menor periodo de retorno de la inversión. A raíz de dicho estudio previo, se ha realizado el proyecto de diseño de una planta de 22 MWp con seguidor en un eje N-S, obteniendo los resultados que se han ido mostrando en los apartados anteriores.

Cabe destacar que los resultados reales pueden variar debido a que no se han tenido en cuenta los impuestos reales ni las ayudas que el Gobierno de España otorga a las instalaciones de energía renovable, aunque la solución propuesta en el presente documento no difiere en gran medida de la real.



## REFERENCIAS

---

- Aemet. (13 de Febrero de 2021). *Aemet*. Obtenido de [http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides\\_extremos?\\*w=0&k=esp&datos=det&x=5783&m=13&v=TMX](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos?*w=0&k=esp&datos=det&x=5783&m=13&v=TMX)
- Brun, X. (s.f.). *elEconomista.es*. Obtenido de <https://www.eleconomista.es/diccionario-de-economia/riesgo-del-van>
- Financlick. (08 de 01 de 2020). *Financlick.es*. Obtenido de <https://www.financlick.es/que-es-el-payback-y-como-se-calcula-n-214-es>
- Operador del Mercado Eléctrico. (en línea). *omie.es*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/monthly/average-final-prices/prices-spanish-market?scope=monthly&year=2020&month=7>
- Solar News. (19 de 02 de 2021). *Solar News*. Obtenido de <https://www.solarnews.es/2021/02/19/en-2020-aumento-un-30-la-apuesta-por-la-energia-solar-fotovoltaica-el-futuro-del-autoconsumo/>
- Stull. (2000). "An Introduction To Boundary Layer Meteorology". En *Kluwer Academic Publishers*.
- Tarifasgasluz. (15 de 06 de 2021). *tarifasgasluz.com*. Obtenido de <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/inclinacion-y-orientacion>
- Techno Sun. (12 de 03 de 2021). *Techno Sun - Distribuidor mayorista*. Obtenido de <https://www.technosun.com/es/blog/sobredimensionamiento-modulo-fv-aumenta-produccion-energia/>
- Thevenard. (2010). *Uncertainty in long-term pv yield predictions*. Varennes: Numerical Logics Inc.



# ANEXO A: PRODUCCIÓN ALTERNATIVA 2



Version 7.2.3

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Módulos seguidor

No 3D scene defined, no shadings

System power: 22.55 MWp

San Pablo - España

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

| Author

**PVsyst V7.2.3**

VC0. Simulation date:  
26/06/21 20:00  
with v7.2.3

**Project: Nuevo Proyecto**

Variant: Módulos seguidor

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> San Pablo España	<b>Situation</b> Latitude 37.40 °N Longitude -5.85 °W Altitude 96 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> San Pablo PVGIS api TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>		
<b>PV Field Orientation</b> Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)	
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 51246 units		Nb. of units 126 units	
Pnom total 22.55 MWp		Pnom total 17.14 MWac	
		Pnom ratio 1.316	

**Results summary**

Produced Energy 47382 MWh/year	Specific production 2101 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 80.57 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7





**PVsyst V7.2.3**  
VC0, Simulation date:  
26/06/21 20:00  
with v7.2.3

Project: Nuevo Proyecto  
Variant: Módulos seguidor

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction	3.0 %
	10.9 days,
	3 periods

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

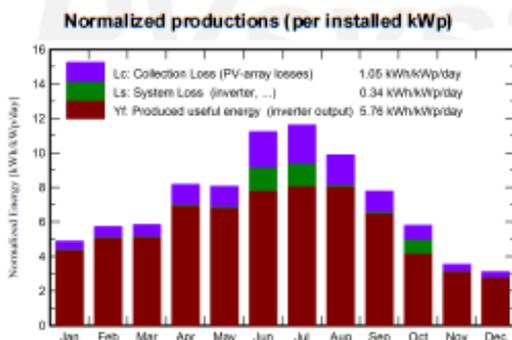


Project: Nuevo Proyecto  
Variant: Módulos seguidor

PVsyst V7.2.3  
VC0, Simulation date:  
26/06/21 20:00  
with v7.2.3

Main results

**System Production**  
Produced Energy 47382 MWh/year  
Specific production 2101 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 80.57 %



Balances and main results

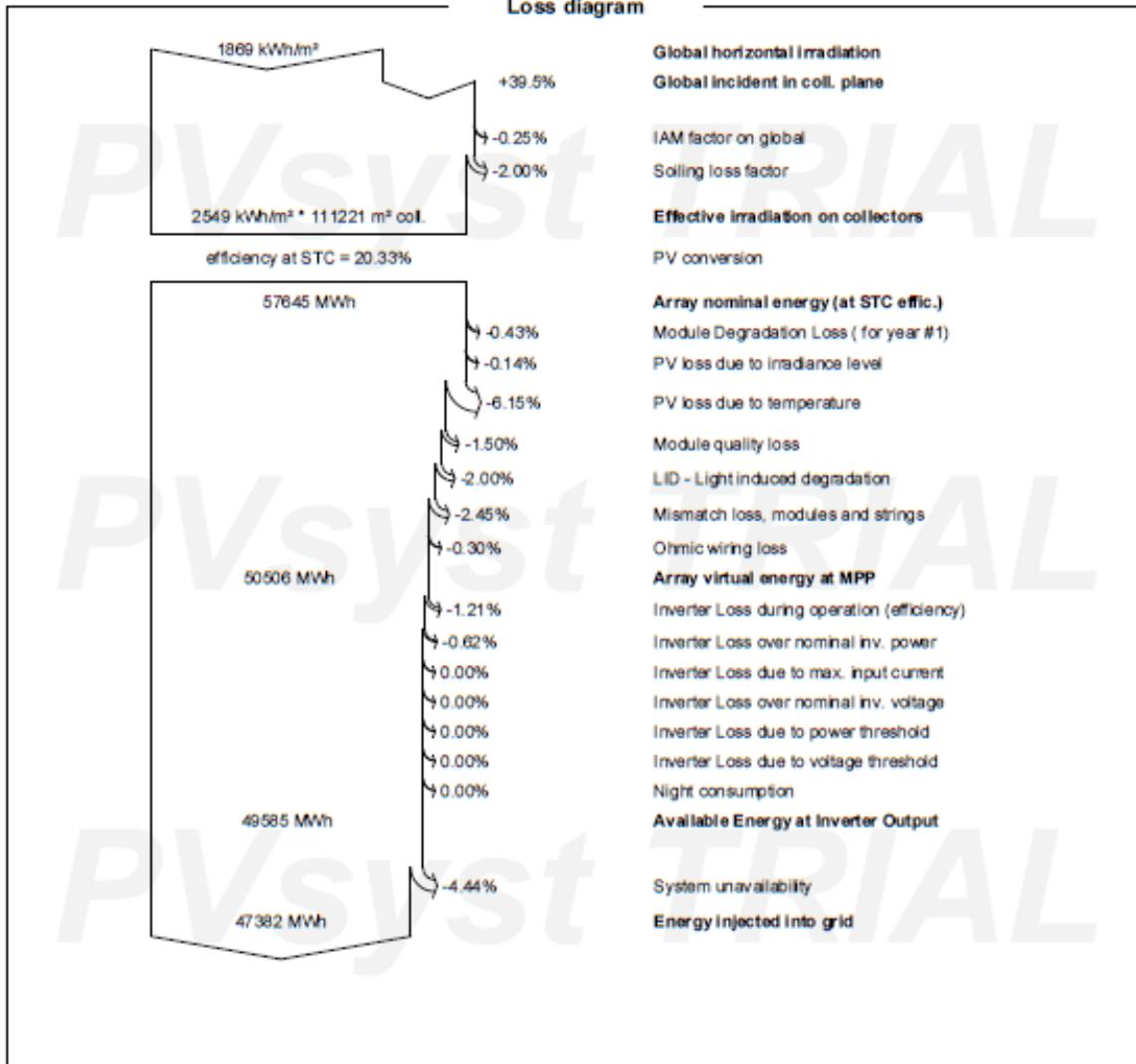
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	95.0	22.17	9.41	151.5	148.0	3100	3067	0.898
February	108.0	32.66	10.92	160.4	156.7	3249	3213	0.888
March	135.0	58.37	13.34	181.5	177.2	3631	3589	0.877
April	177.0	59.78	16.57	245.4	239.9	4758	4700	0.849
May	192.6	81.29	18.21	249.9	244.2	4842	4783	0.849
June	245.7	60.34	25.31	336.8	329.6	6218	5309	0.699
July	258.4	54.55	27.23	360.0	352.4	6582	5661	0.697
August	220.0	53.51	26.23	308.4	299.8	5715	5639	0.816
September	168.0	49.46	22.90	233.7	228.5	4474	4417	0.838
October	126.9	43.89	20.12	179.8	175.7	3511	2931	0.723
November	76.1	32.02	14.54	105.3	103.6	2148	2125	0.887
December	66.7	27.94	11.88	96.2	93.8	1969	1948	0.898
Year	1869.4	575.98	18.09	2608.0	2549.4	50199	47382	0.806

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



### Loss diagram





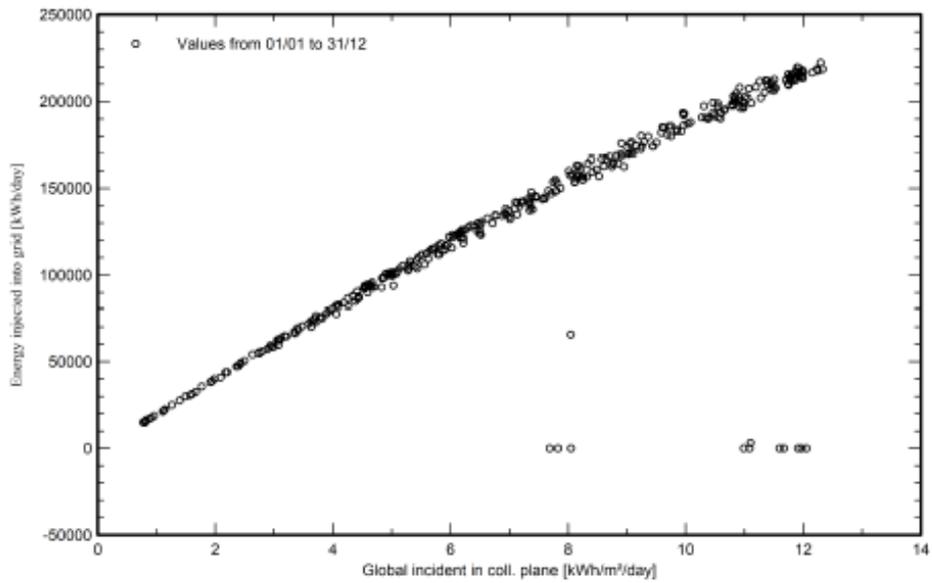
**PVsyst V7.2.3**  
 VC0, Simulation date:  
 26/06/21 20:00  
 with v7.2.3

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Módulos seguidor

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

