



Máster en Energías Renovables y Medio Ambiente

Curso 2023/2024

Trabajo Fin de Máster

Proyecto de autoconsumo industrial con almacenamiento en la fábrica de San Martín PYL

Fecha: Septiembre, 2024

Cotutores: Jorge Pablo Muñiz Miguel
Julio Amador Guerra

Autor: Manuel Arcas Navarro

ÍNDICE

1.	Introducción	1
2.	Objetivos y alcance	1
2.1	Objetivos	1
2.2	Alcance	2
3.	Datos de partida	3
3.1	Caracterización de la actividad industrial en San Martín PYL.....	3
3.2	Consumo de la fábrica	4
3.3	Datos económicos de partida	5
3.4	Recurso solar y elección de base de datos	6
3.5	Restricciones medioambientales	8
3.6	Cargas de viento.....	10
4.	Tipología de autoconsumo y selección de componentes	14
4.1	Tipo de autoconsumo	14
4.2	Tramitación	15
4.3	Elección de los componentes del sistema	16
4.3.1	Módulo fotovoltaico.....	16
4.3.2	Inversor fotovoltaico.....	17
4.3.3	Estructura de soporte.....	18
5.	Diseño de la planta FV (PVsyst).....	22
5.1	Áreas, orientaciones e inclinaciones elegidas	22
5.2	Pérdidas detalladas de cada sistema.....	23
5.2	Cálculos eléctricos generales	29
5.2.1	Cálculo del “string” o cadena	29
5.2.2	Ratio DC/AC.....	30
5.3	Cálculo energético y resultados sin almacenamiento	31
5.3.1	Producción FV por kWp instalado.....	31
5.3.2	Performance Ratio “PR”	33
5.3.3	Percentiles P50 y P90.....	34
5.3.4	Diagrama de pérdidas	35
6.	Diseño del sistema de almacenamiento	38
7.	Análisis económico	46
8.	Conclusiones	49
	Referencias.....	50
	Anexos	52
	Anexo 1: Ficha técnica del módulo fotovoltaico	52

Anexo 2: Ficha técnica del inversor fotovoltaico	54
Anexo 3: Ficha técnica de la estructura	57
Anexo 4: Informe de PVsyst.....	59

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Ubicación de las zonas de la fábrica	3
Ilustración 2: Perfil de consumo anual, año 2023	4
Ilustración 3: Consumo mensual en el período de 2023	4
Ilustración 4: Perfiles de consumo de días típicos	5
Ilustración 5: Tabla del horario de cada uno de los períodos de la tarifa.....	6
Ilustración 6: Coste mensual de la electricidad.....	6
Ilustración 7: Consumo y coste eléctrico	6
Ilustración 8: Mapa de irradiancia en España y Europa.....	7
Ilustración 9: Comparativa de las tres bases de datos estudiadas en PVsyst	7
Ilustración 10: Irradiación mensual y anual en la ubicación elegida usando Meteonorm.....	7
Ilustración 11: Plano de las parcelas a utilizar y categoría del terreno	9
Ilustración 12: Ubicación de la fábrica en relación con las áreas protegidas.....	9
Ilustración 13: Plataforma del MITECO para FV.....	10
Ilustración 14: Zonas de viento de España	11
Ilustración 15: Coeficiente de exposición.....	11
Ilustración 16: Coeficiente eólico en cubiertas a un agua.....	12
Ilustración 17: Coeficiente eólico en marquesinas a un agua	12
Ilustración 18: Definición del tipo de autoconsumo.	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 19: Tipo de autoconsumo elegido. Fuente: UFD grupo Naturgy	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 20: Cuadro de medida aplicable. Fuente: UFD grupo Naturgy	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 21: Definición del autoconsumo 31-A.....	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 22: Esquema de conexión detallado.....	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 23: Comparativa de módulos fotovoltaicos	16
Ilustración 24: Comparativa de módulos fotovoltaicos	17
Ilustración 25: Comparativa de inversores fotovoltaicos.....	17
Ilustración 26: Comparativa de inversores fotovoltaicos.....	18
Ilustración 27: Curva I-V del campo fotovoltaico y límites del inversor de Ingeteam	18
Ilustración 28: Comparativa de estructuras de soporte	20
Ilustración 29: Implantación en tejado con 2 orientaciones.....	22
Ilustración 30: Implantación en tejado con 1 orientación.	23
Ilustración 31: Implantación en terreno.	23
Ilustración 32: Pérdidas anuales por suciedad en distintos entornos	24
Ilustración 33: Degradación de los módulos y efecto LID.	24
Ilustración 34: Indisponibilidades del sistema.	25
Ilustración 35: Esquema unifilar de la instalación	26
Ilustración 36: Cálculo de la separación entre filas	27
Ilustración 37: Relación Pitch-Pérdidas por sombreado cercano.....	28
Ilustración 38: Relación Pitch-PR	28
Ilustración 39: Animación de sombreados en PVsyst.....	28
Ilustración 40: Pérdidas por sombreado en el sistema 3	28
Ilustración 41: Sombreados que afectan a los sistemas 1 y 2	29
Ilustración 42: Pérdidas por sombreado en sistemas 1 y 2	29
Ilustración 43: Curva de eficiencia del Ingecon Sun 1500TL U B578. Extraída de PVsyst.....	30
Ilustración 44: Relación del sobredimensionamiento con la energía útil extraída y las pérdidas	31
Ilustración 45: Pérdida y generación específica de cada sistema.....	32
Ilustración 46: Diagrama de funcionamiento del sistema con carga de red.....	38
Ilustración 47: Diagrama de funcionamiento del sistema con carga fotovoltaica.....	39
Ilustración 48: Hoja Excel desarrollada para el cálculo económico	40
Ilustración 49: Evolución de la capacidad de la batería a lo largo del año descargando en P1 y P2	42
Ilustración 50: Evolución de la capacidad de la batería a lo largo del año descargando en P1, P2 y P3	42
Ilustración 51: Evolución de la capacidad de la batería a lo largo del año descargando en P1	42
Ilustración 52: Comparativa de la rentabilidad al variar el método de descarga	42
Ilustración 53: Funcionamiento del sistema 1 en julio con batería	43
Ilustración 54: Funcionamiento del sistema 1 en diciembre con batería	43
Ilustración 55: Diagrama lógico de la gestión del autoconsumo	44
Ilustración 56: Funcionamiento del sistema 1 en julio sin batería	44
Ilustración 57: Funcionamiento del sistema en diciembre sin batería	45
Ilustración 58: Flujo de caja y flujo de caja acumulado	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coste eléctrico por período	5
Tabla 2: Parámetros técnicos de la BBDD de Meteonorm	8
Tabla 3: Cargas de viento calculadas	13
Tabla 4: Sistema de montaje de cada fabricante	19
Tabla 5: Características de la solución de cada fabricante	19
Tabla 6: Cargas a tracción en función del espesor de la chapa y la métrica del tornillo	20
Tabla 7: Datos de partida para el cálculo del cableado	25
Tabla 8: Cálculo de la cantidad de cable necesario	26
Tabla 9: Comparativa de sombreados de cada sistema	27
Tabla 10: Datos de módulo FV para el cálculo del string	29
Tabla 11: Datos del inversor FV para el cálculo del string	30
Tabla 12: Datos eléctricos del conjunto	30
Tabla 13: Resultados de la producción específica de cada sistema	32
Tabla 14: Resultados del PR de cada sistema	34
Tabla 15: Resultado de P50 y P90 de cada sistema	35
Tabla 16: Diagrama de pérdidas de cada sistema	36
Tabla 17: Resultados de autosuficiencia y autoconsumo	37
Tabla 18: Coste eléctrico por período	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 19: Datos para el cálculo del sistema con almacenamiento en batería	39
Tabla 20: Comparativa de ahorros	41
Tabla 21: Comparativa de costes	41
Tabla 22: Costes supuestos para el análisis económico	46
Tabla 23: Resultados financieros de proyecto	47
Tabla 24: Resultados económicos y energéticos	47
Tabla 25: LCOE final calculado y ahorro conseguido	47
Tabla 26: Ahorro mensual y anual con instalación FV	48
Tabla 27: Resumen de la instalación FV	¡Error! Marcador no definido.

1. Introducción

En los últimos años, el autoconsumo ha emergido como una tendencia prominente tanto a nivel industrial como residencial, impulsado por avances tecnológicos, un creciente enfoque en la sostenibilidad, y cambios legislativos, como la eliminación del conocido como “Impuesto al sol” (Real Decreto 900/2015) derogado en 2018. El autoconsumo se refiere a la capacidad de los consumidores para generar y consumir su propia energía, principalmente a través de fuentes renovables como la fotovoltaica. En el contexto actual, marcado por la volatilidad de los precios de la energía y la urgencia de mitigar el cambio climático, el autoconsumo presenta una solución viable y atractiva.

A nivel industrial, el autoconsumo ofrece numerosos beneficios, especialmente para aquellas industrias que son grandes consumidoras de energía eléctrica. La instalación de sistemas de generación de energía fotovoltaica permite a estas empresas reducir significativamente sus costes operativos. La inversión inicial en infraestructuras fotovoltaicas se compensa a medio y largo plazo con los ahorros en la factura eléctrica, generando una ventaja competitiva en mercados donde los márgenes de beneficio son estrechos. Además, la posibilidad de incorporar baterías para el almacenamiento de energía mejora la autosuficiencia y optimiza el uso de la energía generada, permitiendo un mayor control sobre el consumo y la independencia de la red eléctrica.

Además del aspecto económico, el autoconsumo con energía fotovoltaica contribuye de manera significativa a la sostenibilidad ambiental. Al reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, las empresas pueden mejorar su imagen corporativa y cumplir con las normativas ambientales más estrictas. Esta adopción de energías limpias no solo responde a una demanda creciente de consumidores y reguladores, sino que también se alinea con los objetivos globales de desarrollo sostenible.

El presente trabajo de fin de máster analiza la posibilidad de implementar un autoconsumo con o sin almacenamiento en una industria dedicada a la fabricación de placa de yeso en el sur de la Comunidad de Madrid. Se trata de proponer una alternativa viable técnica y económicamente a su suministro eléctrico actual, evaluando los motivos y beneficios de su implementación. A través de un estudio técnico-económico detallado de varias alternativas posibles, se demostrará cómo el autoconsumo puede ser una herramienta clave para mejorar la eficiencia energética y el coste eléctrico de la fábrica. La investigación también abordará las barreras y desafíos que enfrentan las empresas en la adopción de estas tecnologías, proporcionando recomendaciones para maximizar su potencial.

Este análisis pretende ofrecer una visión comprensiva sobre el impacto del autoconsumo en el panorama energético actual, subrayando su relevancia como una estrategia económica y ambientalmente responsable para las industrias de alto consumo energético.

2. Objetivos y alcance

2.1 Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es mostrar una posibilidad viable de implantar un sistema de autoconsumo fotovoltaico con o sin almacenamiento en la fábrica de San Martín PYL con el fin de reducir costes eléctricos. Esto se conseguirá con los siguientes objetivos principales:

- Analizar el consumo eléctrico de la fábrica y su perfil.
- Estudiar posibles restricciones técnicas o ambientales.
- Elegir los componentes idóneos para el sistema.
- Estudiar diferentes configuraciones o “layout” y elegir el óptimo.
- Calcular o estimar las pérdidas de cada configuración estudiada.

- Comparar resultados de cada una de las configuraciones.
- Comprobar la viabilidad económica de instalar baterías de almacenamiento.
- Realizar un análisis económico de la configuración o sistema elegido.

2.2 Alcance

Este trabajo tiene como objetivo proponer una alternativa técnica y económicamente viable al consumo eléctrico actual de la fábrica de yesos de San Martín PYL. Para lograr esto, se lleva a cabo un análisis de las necesidades eléctricas de la fábrica, lo que permite dimensionar correctamente la instalación fotovoltaica. Se identifican y evalúan las superficies disponibles que están mejor orientadas y con menos sombreado, buscando maximizar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

Además, se proponen las elecciones adecuadas para todos los componentes de la instalación, como los módulos fotovoltaicos, los inversores, las estructuras de soporte y las baterías (en caso de que se consideren necesarias). Los cálculos eléctricos básicos abarcan aspectos como la sección del cableado, el ratio DC/AC óptimo y el número de módulos por cadena, con el fin de asegurar la eficiencia y seguridad del sistema.

El trabajo incluye también la simulación de distintas configuraciones de la planta fotovoltaica en PVsyst, lo que permite evaluar el rendimiento de cada alternativa y estimar las pérdidas en la instalación. Entre las pérdidas consideradas se encuentran las pérdidas ohmicas en los cables, las pérdidas por sombreado, las causadas por la acumulación de suciedad en los paneles y las debidas al efecto LID (Degradación Inducida por la Luz), que afecta a los módulos fotovoltaicos de silicio.

Para analizar la viabilidad del almacenamiento en baterías, se desarrolla un modelo en una hoja de cálculo (Excel) que explora diferentes estrategias de gestión de la energía almacenada. Este modelo permite evaluar el impacto de las distintas opciones de carga y descarga sobre la eficiencia del sistema y la vida útil de las baterías.

Finalmente, se elabora un modelo económico basado en la configuración óptima, considerando los costos de instalación, operación y mantenimiento, así como un análisis del retorno de la inversión (ROI) y del ahorro energético que se generaría respecto al consumo eléctrico actual de la fábrica. De este modo, el estudio no solo proporciona una solución técnica ajustada a las necesidades de la fábrica, sino que también plantea una alternativa económicamente viable que optimiza el uso de los recursos disponibles.

3. Datos de partida

En este apartado se pretenden definir las condiciones de contorno y restricciones del sistema. También se realizará una breve descripción del tipo de industria y su consumo eléctrico, así como otros puntos más específicos como el recurso solar o la carga de viento en el emplazamiento. Habiendo definido todos estos aspectos, se pasará a un diseño más detallado.

3.1 Caracterización de la actividad industrial en San Martín PYL

La fábrica de PYL (Placa de Yeso Laminado) se ubica cercana al municipio madrileño de San Martín de la Vega y a la carretera M-506. Se trata de una fábrica de PLACO, filial del grupo francés Saint-Gobain, destinada a la producción de placa de yeso desde su puesta en servicio en el año 2006.

En el entorno de la fábrica se desarrollan todos los procesos necesarios para la fabricación de la placa de yeso. A 2km de la industria se encuentra la cantera de mineral de yeso, la cual alimenta tanto a la fábrica de PYL como a otra fábrica cercana destinada a la producción de sacos de yeso en polvo, también perteneciente a PLACO.

El consumo eléctrico de la fábrica es intensivo, y puede dividirse en varias etapas del proceso de fabricación:

- Molienda: Existen 2 etapas de molienda, en las que las rocas de mineral de yeso reducen su tamaño hasta un diámetro de aproximadamente 5 cm. Estas etapas utilizan grandes motores eléctricos para mover las moliendas, así como cintas transportadoras y mesas vibrantes.
- Homogeneizador: Una nave en la que una serie de puentes grúa equipados con cintas transportadoras (conocidos como “stackers”), distribuyen las rocas molidas para que la calidad del mineral sea homogénea en el momento de su utilización.
- Calcinación: En esta fase, el mineral cae de un silo a un molino de bolas estilo “Claudius Peters”, en esta fase se utiliza gas y electricidad para calcinar el yeso y deshidratarlo, a la vez que se muele hasta obtener el polvo. El consumo eléctrico se usa para el motor que hace girar el molino, así como de los numerosos ventiladores que hay en la zona.
- Línea de fabricación: El yeso se mezcla con el agua y otros aditivos, se introduce entre los dos cartones y se lleva en una cinta transportadora de en torno a 200m, mientras que fragua.
- Secadero: La placa de yeso ya conformada se introduce en un secadero, este es de unos 150m de largo y consume gas natural como combustible principal. El consumo eléctrico también es elevado ya que cuenta con numerosos ventiladores de extracción y de recirculación, así como otros motores destinados a mover las cadenas que hacen avanzar la placa en el secadero.
- Take-off: A la salida del secadero, la placa de yeso se corta y se paletiza para posteriormente enviarla al almacén para su venta. En esta fase existen mesas elevadoras, sierras, correas de transporte y otras máquinas.
- Otros consumos: Además de los consumos propios del proceso de fabricación, se consume electricidad en la zona de oficinas, el laboratorio, o en las carretillas eléctricas que mueven los paquetes de placas por el almacén.

Estas etapas se ubican de la siguiente manera:

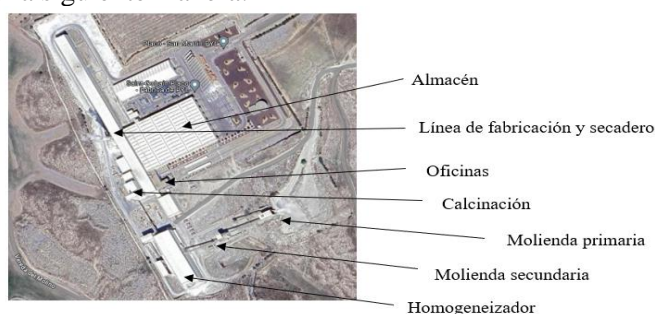


Ilustración 1: Ubicación de las zonas de la fábrica

En general, el consumo es estable, la fábrica se mantiene activa 24h al día y 7 días a la semana. Únicamente se detiene el proceso en períodos de mantenimiento definidos, días especiales como el 25 de diciembre y el 1 de enero, o cuando se producen incidencias o averías.

3.2 Consumo de la fábrica

El consumo de la fábrica debe ser analizado en detalle para que el trabajo de dimensionamiento de la planta fotovoltaica sea correcto. En este caso, la situación es muy favorable, ya que se dispone de datos de consumo horarios para todo el año 2023, un año que se ha considerado representativo para utilizar los datos en el análisis. Dado que se trata de una fábrica en la que la actividad industrial no se detiene por las noches ni durante fines de semana o festivos, encontraremos un perfil de carga relativamente constante, en el cual sí se podrán advertir tendencias estacionales, semanales o incluso diarias, así como incidencias en el proceso de fabricación que llevan a variaciones repentinas en el consumo. A continuación, se muestra el perfil de consumo anual:

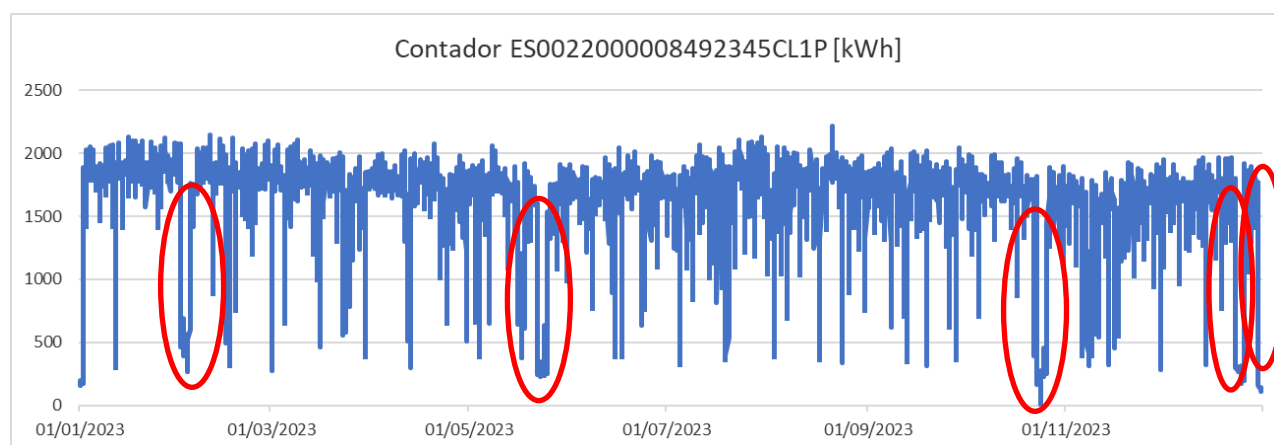


Ilustración 2: Perfil de consumo anual, año 2023

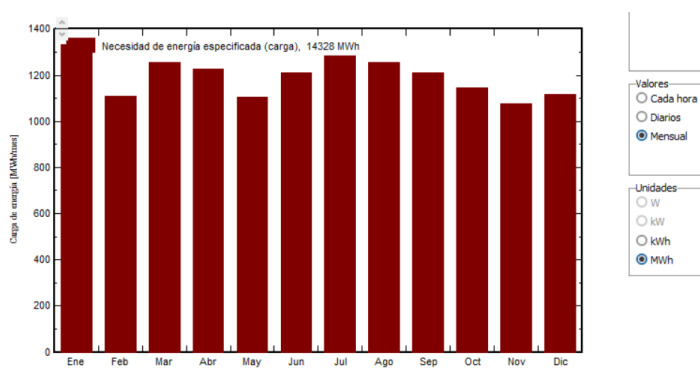


Ilustración 3: Consumo mensual en el período de 2023

De la figura superior, se pueden extraer algunas conclusiones:

- Existe una tendencia estacional, puede observarse que, en los meses de invierno y verano, el consumo aumenta ligeramente con respecto a los meses de primavera y otoño. Esto puede deberse al funcionamiento de las bombas de calor/aire acondicionado que trabajan más durante estos meses de temperaturas extremas. Sin embargo, esta tendencia es leve, ya que las máquinas con mayor consumo, como son la molienda, calcinación y secadero no experimentan, en principio, cambios de consumo eléctrico al variar la temperatura exterior. Cambio que sí se apreciaría más en el consumo de gas.

- Se producen al menos 5 paradas de la actividad productiva. Esto puede deberse a paradas de línea por motivos de mantenimiento o por una incidencia. Las paradas del 25 de diciembre y 1 de enero están establecidas y son los únicos festivos en los que la fábrica cierra.

Para apreciar más variaciones, hay que dirigirse al perfil diario:

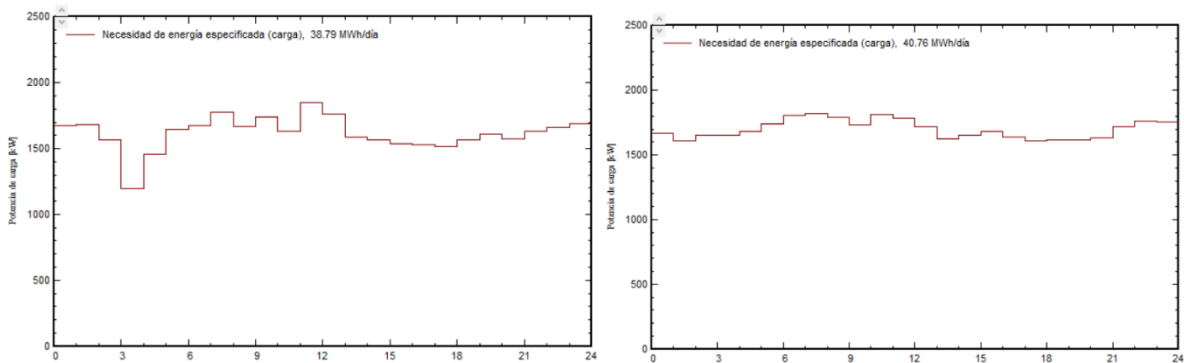


Ilustración 4: Perfiles de consumo de días típicos

En general, los perfiles diarios permiten observar que:

- El consumo diario es superior, por lo general, de 7h a 13h. Esto se debe a que, durante estas horas, se encuentra activa la molienda, mientras que el resto del día, esta se detiene. La molienda supone un consumo eléctrico importante, ya que está compuesta por dos molinos de grandes dimensiones, movidos por motores eléctricos, así como varias cintas transportadoras.

En conclusión, el consumo de la fábrica es elevado, el valor medio de 2023 es de 1635 kW de potencia, con valores máximos que superan los 2000kW. Se observa que es un perfil muy estable por lo general, lo cual es idóneo para alcanzar valores de autoconsumo altos, ya que permitirá acoplar las curvas de demanda eléctrica con las de producción fotovoltaica. Para conseguir una mayor autosuficiencia, se deberá plantear la posibilidad de sobredimensionar la fotovoltaica e introducir almacenamiento de baterías para así poder aprovechar parte de la producción extra en horas nocturnas.

3.3 Datos económicos de partida

La fábrica se encuentra conectada a la red de alta tensión, por lo que le aplica la tarifa 6.XTD, destinada a consumidores conectados en alta tensión. Esta tarifa tiene 6 periodos, a diferencia de las tarifas de baja tensión que únicamente cuentan con 3 periodos. Cada periodo se aplica un coste de potencia y energía diferente, en este caso, desde la fábrica se han aportado los valores del coste de la energía correspondiente a cada uno de los 6 periodos:

P1 (€/kWh)	P2 (€/kWh)	P3 (€/kWh)	P4 (€/kWh)	P5 (€/kWh)	P6 (€/kWh)
0,177366	0,171598	0,157384	0,143582	0,12875	0,124218

Tabla 1: Coste eléctrico por período

El período depende de la hora, mes y día de la semana:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
00:00 - 01:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01:00 - 02:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02:00 - 03:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03:00 - 04:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04:00 - 05:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05:00 - 06:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06:00 - 07:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07:00 - 08:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08:00 - 09:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 24:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 5: Tabla del horario de cada uno de los periodos de la tarifa

Fuente: [1]

Con el criterio de los costes y los horarios, se ha generado un archivo de tipo CSV que ha sido importado desde PVsyst para ayudar a realizar el cálculo económico. A modo de ejemplo, se muestra a continuación la representación del coste mensual desde PVsyst:

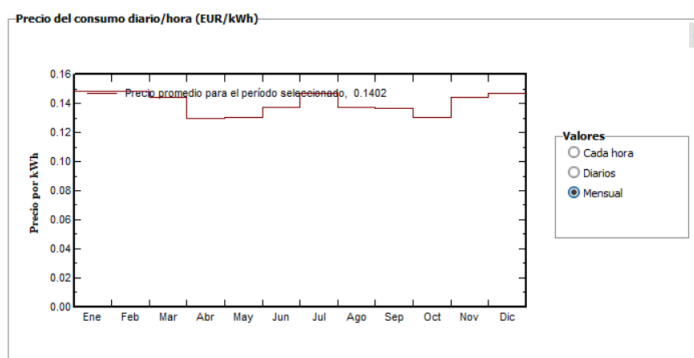


Ilustración 6: Coste mensual de la electricidad

El gasto eléctrico actual de la fábrica, en el año 2023 ha sido el siguiente:

2023	Consumo (kWh)	Coste factura (€)
Enero	1331777,00	186.715,14 €
Febrero	1107802,00	155.313,84 €
Marzo	1254900,00	175.936,98 €
Abril	1227808,00	172.138,68 €
Mayo	1106228,00	155.093,17 €
Junio	1211773,00	169.890,57 €
Julio	1285094,00	180.170,18 €
Agosto	1253606,00	175.755,56 €
Septiembre	1208211,00	169.391,18 €
Octubre	1145844,00	160.647,33 €
Noviembre	1074741,00	150.678,69 €
Diciembre	1094554,00	153.456,47 €
TOTAL	14302338,00	2.005.187,79 €

Ilustración 7: Consumo y coste eléctrico

3.4 Recurso solar y elección de base de datos

En España, especialmente la mitad sur peninsular, se dispone de un recurso solar de los más elevados de Europa, lo que lo hace muy interesante para la instalación de energía solar fotovoltaica, como puede visualizarse en los siguientes mapas desarrollados por la comisión europea [2]:

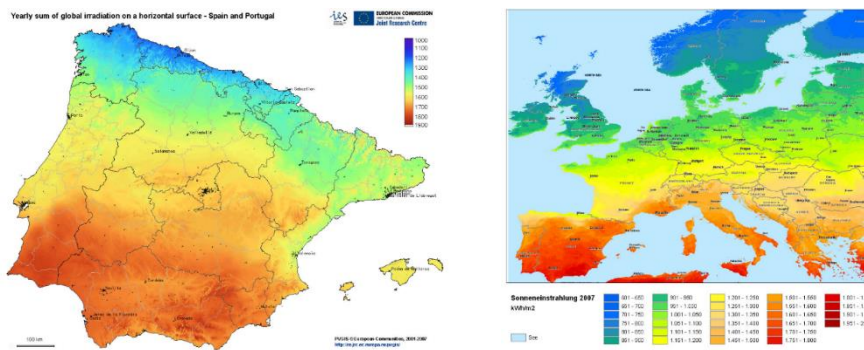


Ilustración 8: Mapa de irradiancia en España y Europa

Fuente: [2]

Para conocer el recurso solar de la ubicación elegida, se acude a una de las bases de datos de las que dispone el programa PVsyst. Existen tres principales bases de datos, NASA-SSE, Meteonorm y PVGIS, la primera es americana, las dos segundas son europeas. Para la comparativa se grafica la radiación global que entrega cada una de las bases de datos y se observa que Meteonorm se aproxima más a la media que forman las 3 bases de datos. PVGIS es más optimista y la base de la NASA es más pesimista en lo que a radiación global se refiere, por tanto, se escoge la base de datos de Meteonorm.

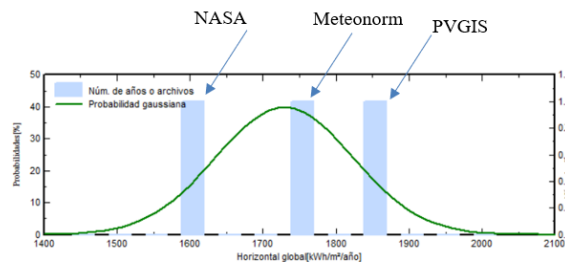


Ilustración 9: Comparativa de las tres bases de datos estudiadas en PVsyst

La irradiación global que se obtiene de forma mensual en la ubicación con la base de datos de Meteonorm es la siguiente:

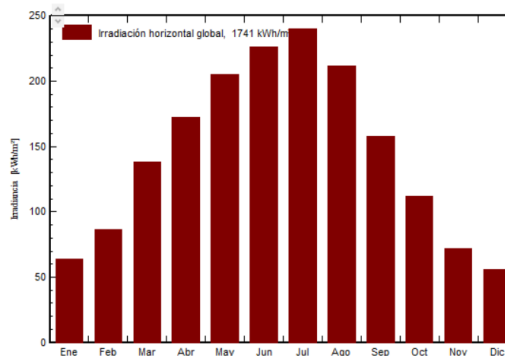


Ilustración 10: Irradiación mensual y anual en la ubicación elegida usando Meteonorm

La BBDD de Meteonorm presenta las siguientes características principales:

Parámetro	Descripción
Fuentes de datos	Estaciones meteorológicas, satélites meteorológicos, modelos climáticos.
Cobertura temporal	Datos desde 1980 hasta el presente, con promedios a largo plazo (10-30 años).

Cobertura espacial	Global, con datos de más de 8,000 estaciones meteorológicas y estimaciones por interpolación para áreas sin datos directos.
Resolución espacial	Aproximadamente 30 km x 30 km, variando según la ubicación y la variable.
Resolución temporal	- Horaria: Datos promediados o interpolados cada hora. - Diaria: Valores promedio diarios. - Mensual: Valores promedio mensuales.
Variables principales	- Irradiancia solar global (directa y difusa) - Temperatura del aire - Humedad relativa - Velocidad del viento - Radiación UV - Presión atmosférica
Método de generación de datos	Interpolación espacial y temporal, algoritmos de corrección para ajustar datos satelitales y de modelos a las condiciones locales.
Actualización	Actualizaciones regulares con datos recientes (última versión: Meteonorm 8, con datos hasta 2020).

Tabla 2: Parámetros técnicos de la BBDD de Meteonorm

3.5 Restricciones medioambientales

Aunque la implantación de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de la fábrica no se ve afectada por ninguna restricción medioambiental, en caso de instalar los paneles en el terreno cercano a la fábrica, este sí podría verse afectado por alguna limitación. Para comprobar el terreno elegido, primero se buscan las parcelas afectadas en el catastro, la construcción de la instalación fotovoltaica afectaría a las parcelas 199, 200, 202 y 1:

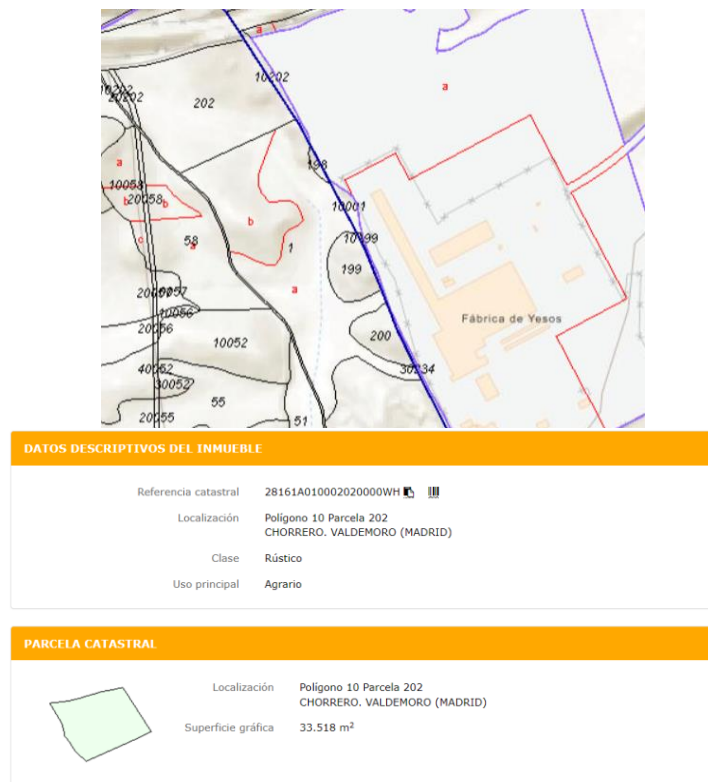


Ilustración 11: Plano de las parcelas a utilizar y categoría del terreno

Fuente: [3]

Como puede observarse, el terreno está catalogado como suelo rústico destinado al uso agrario. Para posibilitar la construcción de una instalación fotovoltaica, el suelo debería calificarse para uso industrial, para esto se debería redactar una memoria en la que detalle la actividad actual del terreno y la que se pretende llevar a cabo.

A través del visor web de la Red Natura 2000, comprobamos que en esta región existen varios espacios protegidos, estos espacios engloban las vegas del Jarama y el Manzanares, así como numerosos cortados y cantiles que dan cobijo a gran variedad de aves. Sin embargo, el terreno en el que se encuentra la fábrica, así como otros terrenos aledaños, no se encuentran dentro de las zonas de especial protección, por lo que no supondrá una restricción a la hora de instalar la planta fotovoltaica:



Ilustración 12: Ubicación de la fábrica en relación con las áreas protegidas

Fuente: [4]

Por otro lado, se ha utilizado la herramienta del MITECO para instalaciones fotovoltaicas, que considera todas las posibles limitaciones o restricciones:

- Núcleos urbanos
- Masas de agua y zonas inundables
- Áreas críticas de especies amenazadas
- Zonas de Especial Protección para las AVES (ZEPA)
- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC) con regulación específica
- Espacios Naturales Protegidos
- Humedales RAMSAR
- Reservas de la Biosfera. Zona núcleo y de protección
- Camino de Santiago
- Vías pecuarias
- Bienes del Patrimonio Mundial de la UNESCO

El resultado para la parcela estudiada es positivo y no existen restricciones excluyentes [4]:

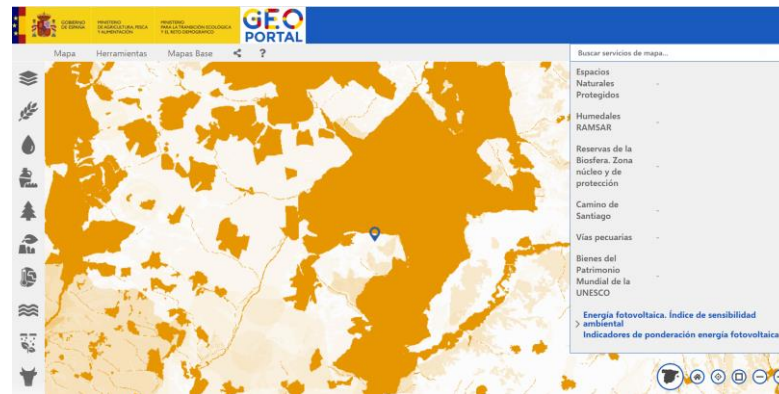


Ilustración 13: Plataforma del MITECO para FV

Fuente: [4]

En conclusión, la construcción de una instalación fotovoltaica en las parcelas elegidas no está afectada por las restricciones consideradas, incluida una tan importante como la Red Natura 2000.

3.6 Cargas de viento

Dados los numerosos problemas y accidentes que han sucedido en instalaciones fotovoltaicas a causa de temporales y fuertes viento, es crucial dedicar un tiempo a calcular las cargas de viento a las que pueden estar sometidos los módulos de la instalación, tanto si se montan en terreno como en la cubierta, para así asegurar que se instala una estructura de soporte capaz de soportar dichas cargas.

Según código técnico [5], la carga ejercida por el viento, a presión o succión, se calcula en el sentido perpendicular de la superficie considerada usando la presión estática (q_e):

$$q_e = q_b * c_e * c_p$$

Siendo:

- q_b la presión dinámica del viento.
- c_e el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.

- c_p el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión.

Cálculo de q_b :

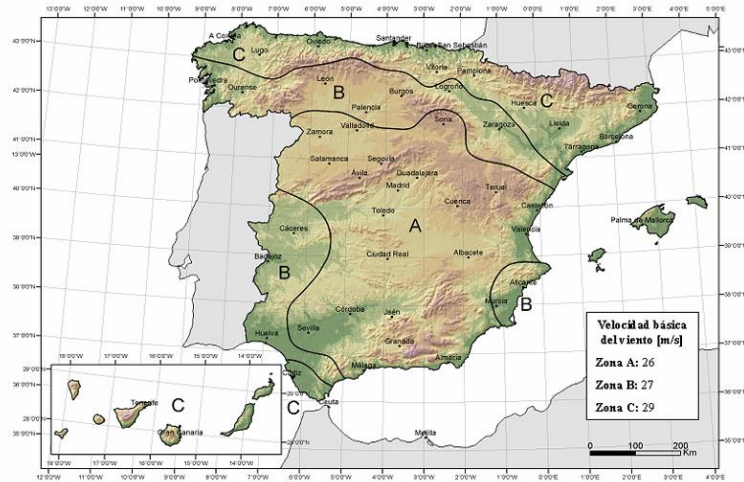


Ilustración 14: Zonas de viento de España

Fuente: [5]

La zona de estudio corresponde a la A, es decir, $q_b = 0,42 \text{ kN/m}^2$

Cálculo de c_e :

Tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición c_e

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Ilustración 15: Coeficiente de exposición

Fuente: [5]

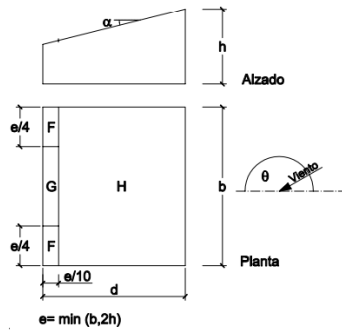
El grado de aspereza puede considerarse de nivel II, correspondiente a un terreno rural llano, sin obstáculos, el valor de c_e depende de la altura respecto al suelo del punto considerado, por tanto, será diferente para la instalación en terreno o en cubierta:

- Instalación en cubierta (h=12m): $c_e = 2,9$
- Instalación en terreno (h=3m): $c_e = 2,1$

Cálculo de c_p :

Para calcular el coeficiente eólico (c_p), se tendrá en cuenta el valor a succión:

- Instalación en cubierta: Se trata de una cubierta a un agua, con pendiente de 5° y de área superior a 10m^2 :



Pendiente de la cubierta α	A (m ²)	Zona (según figura), 135° ≤ θ ≤ 225°		
		F	G	H
5°	≥ 10	-2,3	-1,3	-0,8
	≤ 1	-2,5	-2,0	-1,2
15°	≥ 10	-2,5	-1,3	-0,9
	≤ 1	-2,8	-2,0	-1,2
30°	≥ 10	-1,1	-0,8	-0,8
	≤ 1	-2,3	-1,5	-0,8
45°	≥ 10	-0,6	-0,5	-0,7
	≤ 1	-1,3	-0,5	-0,7
60°	≥ 10	-0,5	-0,5	-0,5
	≤ 1	-1,0	-0,5	-0,5
75°	≥ 10	-0,5	-0,5	-0,5
	≤ 1	-1,0	-0,5	-0,5

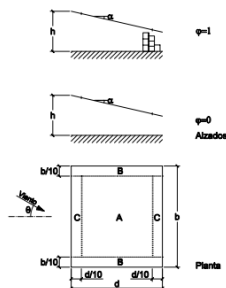
Ilustración 16: Coeficiente eólico en cubiertas a un agua

Fuente: [5]

Excluyendo las zonas de borde (F y G) en las que no se instalarán módulos, se obtiene un valor $c_p = -0,8$

En caso de instalar en la nave del almacén, la cubierta es a dos aguas, sin embargo, el valor de coeficiente que se obtiene es menos restrictivo que para cubiertas a un agua, por lo que se dimensiona para el valor ya calculado.

- Instalación en terreno: Para la instalación en terreno, se puede considerar a la estructura de los módulos como una marquesina a un agua:



Coeficientes de presión exterior					
$c_{p,10}$					
Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción ϕ	Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	0 ≤ φ ≤ 1	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Ilustración 17: Coeficiente eólico en marquesinas a un agua

Fuente: [5]

Se considera una pendiente de 30°, con efecto del viento hacia arriba (succión), factor de obstrucción $\phi = 0$.

Se obtiene un valor de $c_p = -3,6$.

En resumen, los valores de carga estática que se obtienen son los siguientes:

	q_b (kN/m ²)	c_e	c_p	q_e (kN/m ²)
En cubierta	0,42	2,9	-0,8	-0,94
En terreno	0,42	2,1	-3,6	-3,17

Tabla 3: Cargas de viento calculadas

Los valores calculados serán tenidos en cuenta a la hora de elegir la estructura de soporte.

4. Tipología de autoconsumo y selección de componentes

En este capítulo se definirán las características del autoconsumo fotovoltaico que se implantará, esto será útil a la hora de la tramitación y de elegir los dispositivos de control y medida que aplican, también se realizará una guía de los diferentes pasos a seguir para tramitar la instalación. Por otro lado, también se realizará una comparativa de los principales componentes del sistema fotovoltaico para elegir el fabricante que se empleará.

4.1 Tipo de autoconsumo

A la hora de definir los trámites necesarios para legalizar la instalación, es importante conocer primero qué tipo de autoconsumo es el que se ha elegido. En este caso, se trata de un autoconsumo individual en alta tensión (AT), de un único consumidor, conectado en red interior, es decir, la generación es en baja tensión. Para facilitar los trámites y evitar la solicitud de un punto de acceso y conexión, y puesto que los excedentes de energía no representan un porcentaje considerable de la producción, se decide no vender los excedentes, instalando un dispositivo anti vertido.

TIPOLOGÍA DE AUTOCONSUMO MT (Nombre y Apellidos)				TIPOLOGÍA DE AUTOCONSUMO MT (Codificación CNMC)				POSIBLE PARTICIPACIÓN EN AUTOCONSUMO COMBINADO MT/BT
Clasificación	Modalidad	Proximidad (Entre las instalaciones de Generación y los suministradores de Consumo asociados)	Tecnología (*) y Titular de instalaciones de consumo y generación	Esquema Medida Real	Tabla 113 CNMC Código Consumo	Tabla 113 CNMC Código SS.AA.	TIPOLOGÍA CNMC AUTOCONSUMO	
Individual	Sin Excedentes	Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	Ren-Co-Res y Mismo Titular	A	31	n/a	31-A	NO
			NO Ren-Co-Res	B (II)			31-B	NO
Individual	Con Compensación Excedentes	Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	Renovable (Pg > 100 kW) y Mismo Titular	A	41	n/a	41-A	NO
Individual	Con Ventas Excedentes (1 Contrato)	Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	Ren-Co-Res y Mismo Titular	A	51	n/a	51-A	NO
			NO Ren-Co-Res y Mismo Titular e Hibridación	B (II)			51-B	NO
			Red Interior (CPM o CT Generación)	C (II)			51-C	NO
			Red Interior (CGP/Cuadro BT o CT Generación + CT SS.AA.)	D (II)			51-D	NO
Individual	Con Ventas Excedentes (Varios Contratos)	Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	NO Ren-Co-Res y Mismo Titular e Hibridación	B (II)	53	54	53/54-B	NO
			Red Interior (CPM o CT Generación)	C (II)			53/54-C	NO
			Red Interior (CGP/Cuadro BT o CT Generación + CT SS.AA.)	D (II)			53/54-D	NO
Individual	Con Ventas Excedentes (Varios Contratos)	A través Red Distribución	Cualquiera	C (III)	61	62	61/62-C	SI
			Cualquiera	D (III)			61/62-D	SI
Individual	Con Ventas Excedentes (Varios Contratos)	Mismo: A través Red Distribución + Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	Cualquiera	B (III)	71	72	71/72-B	SI
			Mismo: A través Red Distribución + Red Interior (CPM o CGP/Cuadro BT o CPAC)	C (III)			71/72-C	SI
			Mismo: A través Red Distribución + Red Interior (CGP/Cuadro BT o CPAC)	D (III)			71/72-D	SI
Colectivo	Con Compensación Excedentes	Compensación: Red Interior (CPM o CGP/Cuadro BT o CPAC) + A través Red Distribución (100% Generación en instalaciones interiores de suministro de consumo en MT)	Renovable (Pg > 100 kW)	B (IC)	43	n/a	43-B	SI
Colectivo	Con Ventas Excedentes (Varios Contratos)	Compensación: Red Interior (CPM o CGP/Cuadro BT o CPAC) + A través Red Distribución (100% Generación en instalaciones interiores de suministro de consumo en MT)	Cualquiera	B (IC)	58	n/a	58-B	SI
Colectivo	Con Ventas Excedentes (Varios Contratos)	A través Red Distribución	Cualquiera	C (III)	63	64	63/64-C	SI
Colectivo	Con Ventas Excedentes (Varios Contratos)	Mismo: A través Red Distribución + Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	Cualquiera	B (III)	73	74	73/74-B	SI
			Mismo: A través Red Distribución + Red Interior (CPM o CGP/Cuadro BT o CPAC)	C (III)			73/74-C	SI

Ilustración 18: Definición del tipo de autoconsumo.

Fuente: [6]

Se trata de una tipología de autoconsumo 31-A, correspondiente a un sistema cuya generación proviene de energías renovables (REN-CO-RES), es individual, sin excedentes y en red interior:

TIPOLOGÍA DE AUTOCONSUMO MT (Nombre y Apellidos)				TIPOLOGÍA DE AUTOCONSUMO MT (Codificación CNMC)				POSIBLE PARTICIPACIÓN EN AUTOCONSUMO COMBINADO MT/BT
Clasificación	Modalidad	Proximidad (Entre las instalaciones de Generación y los suministradores de Consumo asociados)	Tecnología (*) y Titular de instalaciones de consumo y generación	Esquema Medida Real	Tabla 113 CNMC Código Consumo	Tabla 113 CNMC Código SS.AA.	TIPOLOGÍA CNMC AUTOCONSUMO	
Individual	Sin Excedentes	Red Interior (CGMP o CUADRO BT)	Ren-Co-Res y Mismo Titular	A	31	n/a	31-A	NO
			NO Ren-Co-Res o Distinto Titular o Hibridación	B (II)			31-B	NO

Ilustración 19: Tipo de autoconsumo elegido. Fuente: UFD grupo Naturgy

Fuente: [6]

Para garantizar que la instalación es sin excedentes, se instala un dispositivo anti vertido, esto es recomendable en instalaciones en las que los excedentes de energía son reducidos, ya que facilita los trámites. El funcionamiento de la instalación es de modo “Dependiente”, es decir, necesita de la red eléctrica para funcionar y no puede operar de manera aislada. Dado que existen varios centros de transformación en los que se puede repartir la generación, el esquema de conexión será el esquema 12:

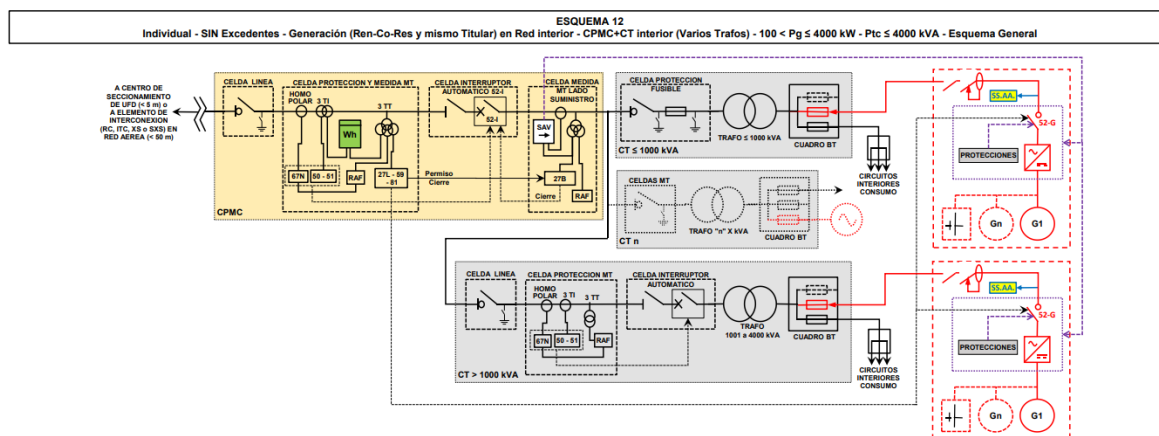


Ilustración 20: Esquema de conexión detallado

Fuente: [6]

El esquema de la figura superior es el que aplica a la instalación en particular que se está estudiando. Para facilitar su comprensión, se muestra la siguiente leyenda de sus componentes:

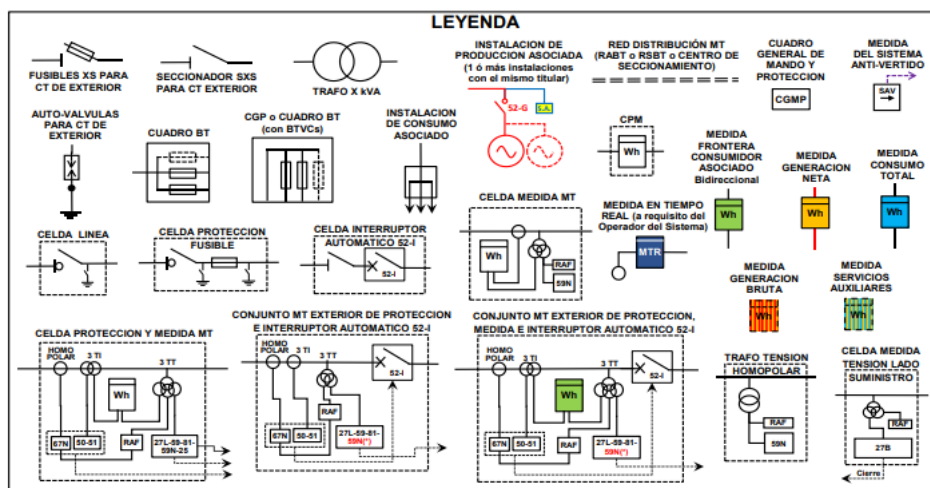


Ilustración 21: Leyenda de componentes del esquema de conexión

Fuente: [6]

4.2 Tramitación

Como en cualquier proyecto, se necesitará realizar una serie de trámites para llevar a cabo la instalación. La normativa que define todos los pasos a seguir a la hora de tramitar el proyecto se encuentra definida en el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril. Al tratarse de una instalación de potencia nominal superior a 100kW y sin compensación de excedentes ni venta a la red, por lo general, deberán seguirse los siguientes pasos:

- Previo a la construcción:
 - Proyecto técnico visado (Sólo en el caso de que la conexión se realizase en alta tensión)
 - Autorización administrativa previa y de construcción

- Trámite municipal de licencia de obras (Necesario en todos los casos)
- Posterior la construcción:
 - Inspección OCA (Se tienen que pasar periódicamente cada 3 años en AT y cada 5 en BT)
 - Certificado fin de obra (Algunas CCAA pueden pedir declaración responsable)
 - Boletín eléctrico
 - Autorización de explotación (Potestativo de la CCAA)
 - Contrato técnico de acceso (Comunicación a la distribuidora para modificar el ya existente)
 - Inscripción en registro
- Puesta en marcha

Se ha decidido que la instalación se tramite sin excedentes, es decir, sin vertido a red de la energía sobrante, principalmente para facilitar el trámite y reducir su coste y tiempo de ejecución. Actualmente, la solicitud de un punto de acceso y conexión (necesario para instalaciones de más de 15kW y que requiere de aval en instalaciones de más de 100kW), además de caro, resulta difícil de conseguir. La compensación de excedentes, habitual en instalaciones residenciales, no sería una opción en este caso ya que no se permite en instalaciones de más de 100kW, la única opción es la venta a mercado de la energía extra, sin embargo, se ha decidido no seguir este camino y usar los excedentes para cargar baterías.

4.3 Elección de los componentes del sistema

En este apartado se llevará a cabo la elección de los principales componentes del sistema, otorgando un valor numérico a las categorías que se han estudiado. La comparativa se realizará entre varias marcas de la competencia. El valor numérico que se entrega en cada categoría depende del número de competidores estudiados, así si por ejemplo se estudian 4 fabricantes de paneles, se dará un valor del 1 al 4 a cada uno de ellos.

4.3.1 Módulo fotovoltaico

Para la elección del módulo fotovoltaico, se realizará una comparativa con varios paneles de la misma potencia (605W), de 4 fabricantes bien posicionados en el mercado. Las categorías que definirán la elección del módulo representan algunas de las características más relevantes a la hora de elegir un módulo fotovoltaico, como el precio, eficiencia, dimensiones (importantes para el manejo) y coeficiente de temperatura (importante por instalarse en un clima cálido).

La comparativa en cuestión se representa en la siguiente tabla:

Característica técnica	JA SOLAR	Canadian Solar	Trina	Jinko Solar
	JAM78-S30-605-MR	HIKu7 Mono PERC	TSM-DE20-605	JKM-605N-78HL4-V
Potencia pico en STC (Wp)	605	605	605	605
Tecnología de célula	Mono PERC Half-Cell	Mono PERC Half-Cut	Mono Half-Cell	Mono N-Type Half-Cut
Peso (kg)	31,1	28,2	30,9	30,6
Dimensiones (mm x mm)	2465 x 1134	2172 x 1303	2172 x 1303	2465 x 1134
Año de fabricación	2023	2023	2023	2023
Coefficiente de temperatura de la potencia (%/°C)	-0,35	-0,34	-0,34	-0,3
Eficiencia (%)	21,6	21,4	22,8	21,6
Garantía de potencia (años)	25	12	25	30
Garantía de producto (años)	12	25	12	12
Protegido contra salinidad / amoníaco	Sí / Sí	Sí / Sí	Sí / Sí	Sí / Sí
Características estructurales	Single glass	Tempered AR Single glass	Tempered AR Single glass	Tempered AR Single glass
Posición del fabricante, precio (€/Wp)	0,16	0,19	0,15	0,18

Ilustración 22: Comparativa de módulos fotovoltaicos

Para representar la comparativa de una forma más visual, se dan puntuaciones en las categorías mencionadas y se representa en el siguiente gráfico:

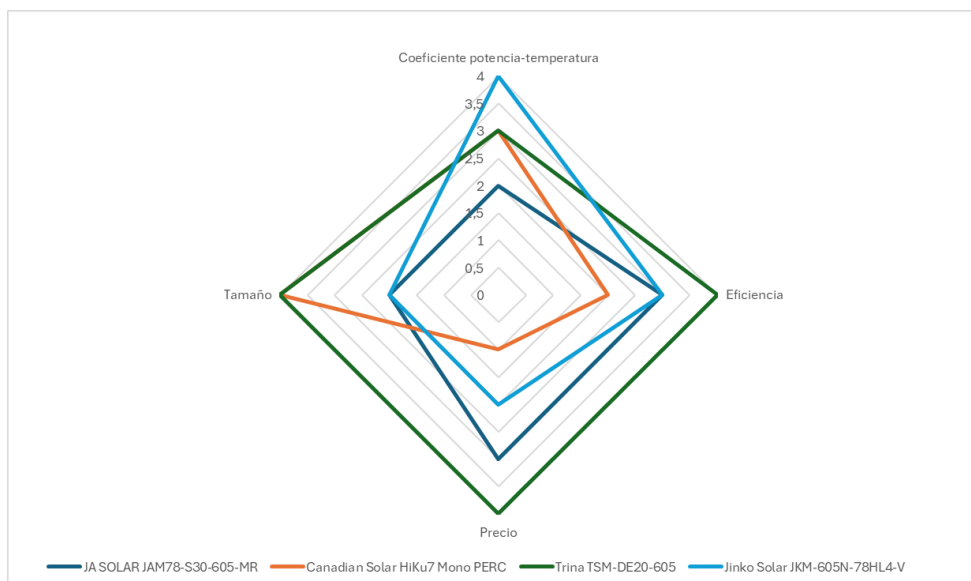


Ilustración 23: Comparativa de módulos fotovoltaicos

Del gráfico se observa que el módulo más favorable en las categorías medidas es el Trina TSM-DE20-605, por lo que esta es la opción para elegir.

4.3.2 Inversor fotovoltaico

La comparativa de inversores fotovoltaicos se ha realizado para modelos de características similares, destinados a instalaciones de gran potencia. Las marcas elegidas para el análisis han sido Ingeteam, Power Electronics y SMA. A continuación, se muestran las categorías estudiadas, con algunas de las principales características de cada modelo:

Característica técnica	Ingecon	Power Electronics	SMA
	Ingecon Sun 1500TL U B578	Frame 3-FS-1251_H	Sunny Central UP 2200
Potencia nominal AC (kVA)	1502	1250	2200
Frecuencia (Hz)	50	50	50
Rendimiento máximo (%)	98,9%	98,6%	98,6%
Rendimiento europeo (%)	98,5%	98,4%	98,4%
Nº entradas DC	15	40	24
Nº seguidores del punto de máx. potencia	1	1	1
Intervalo DC seguimiento máx. potencia (V-V)	822-1300V	520-820V	570-950V
Intensidad máxima DC (A)	1870	2500	3600
Tensión nominal AC (V)	578	330	385
Intensidad nominal AC (A)	1500	1500	3300
Peso (kg)	1710	4500	3400
Dimensiones (mm x mm x mm)	2820x2270x825	5600x2270x1319	2780x2318x1588
Limitación de alta Tª (°C)	57	50	60
Precio (€/W)	0,300	0,250	0,350
Año de fabricación	2023	2023	2023
Garantía de producto (años)	5, ampliable a 25	5, ampliable a 25	5, ampliable a 25

Ilustración 24: Comparativa de inversores fotovoltaicos

A continuación, se asigna un valor numérico a algunas de las categorías más importantes para obtener el siguiente diagrama:

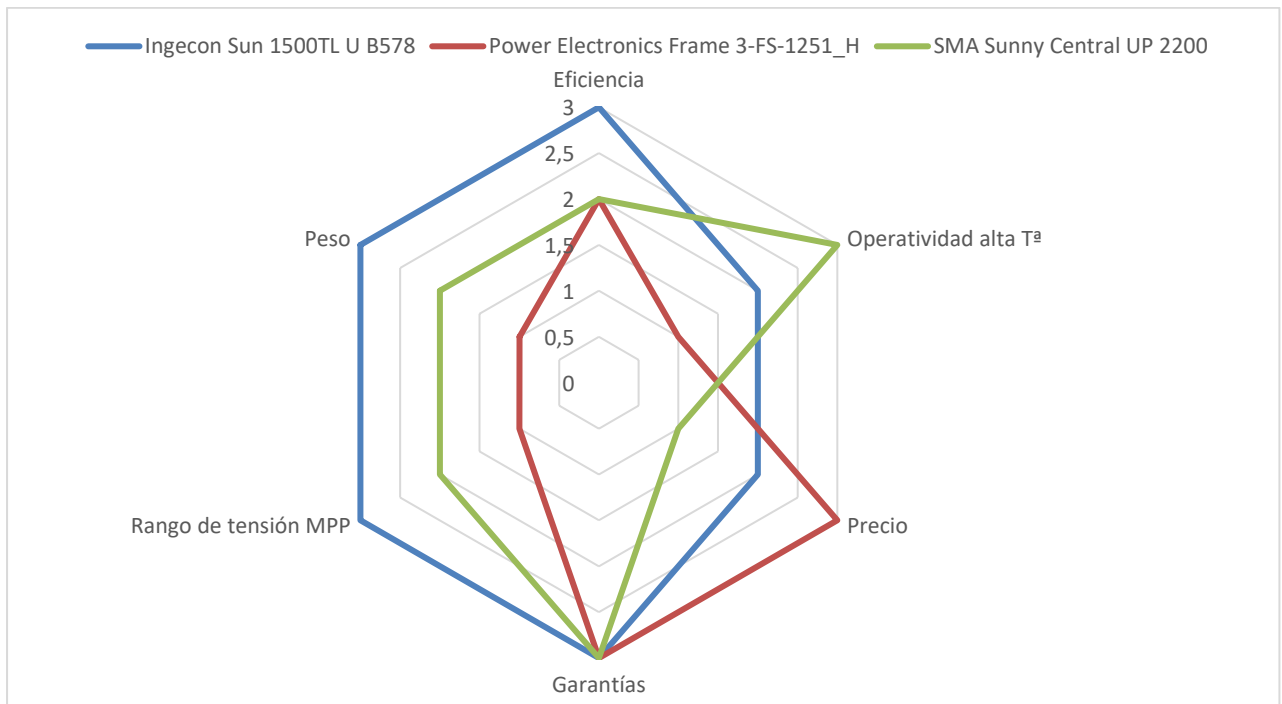


Ilustración 25: Comparativa de inversores fotovoltaicos

De la observación de la figura, se concluye que se utilizará el inversor Ingecon Sun 1500TL U B578, por su competitividad en las características que se han cuantificado y su buena adaptabilidad al campo fotovoltaico, observable a continuación:

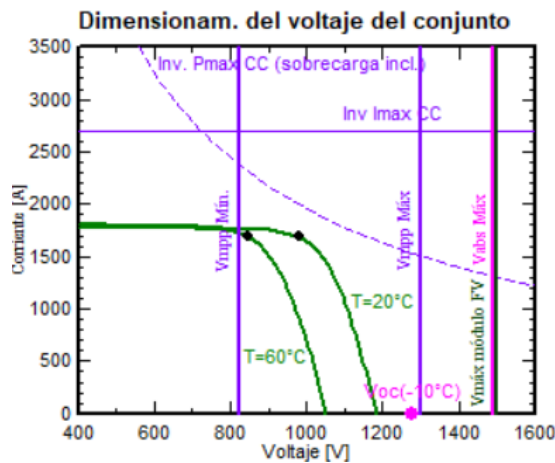


Ilustración 26: Curva I-V del campo fotovoltaico y límites del inversor de Ingeteam

4.3.3 Estructura de soporte

La estructura que se utilizará se compone de perfiles de aluminio cortos, colocados en el sentido longitudinal de la cubierta, que es de panel de chapa grecada. Los perfiles se anclan directamente a la chapa, mediante tornillos o remaches según corresponda. Sobre los perfiles se colocan los módulos, en disposición horizontal o apaisada, fijados mediante pinzas en el lado largo del módulo.

Los tres fabricantes que se van a comparar son Fischer, Novotegra y Sunfer, todos ellos con amplia experiencia en la fabricación y el diseño de estructura para módulos fotovoltaicos. A continuación, se observa una comparativa de la solución que ofrecen los tres fabricantes, que es muy similar:




Fischer	
Sunfer	
Novotegra	

Tabla 4: Sistema de montaje de cada fabricante

La comparativa que se realiza es la siguiente:

	Fischer	Novotegra	Sunfer
Precio (€/módulo)	18,9	12,8	13,8
Resistencia del sistema de fijación	Remache	Tornillo autorroscante	Tornillo autorroscante
Adaptabilidad	Menor, remache	Mayor, tornillos	Mayor, tornillos
Durabilidad	Buena, 12 años de garantía	Buena, 10 años de garantía	Peor, montaje en valle de la greca, 10 años de garantía
Cantidad de componentes	Pinza, perfil, remache, cinta EPDM	Pinza, perfil (junta EPDM incluida), tornillo	Pinza, perfil (junta EPDM incluida), tornillo

Tabla 5: Características de la solución de cada fabricante

A cada una de las características se le asigna un valor cuantitativo:

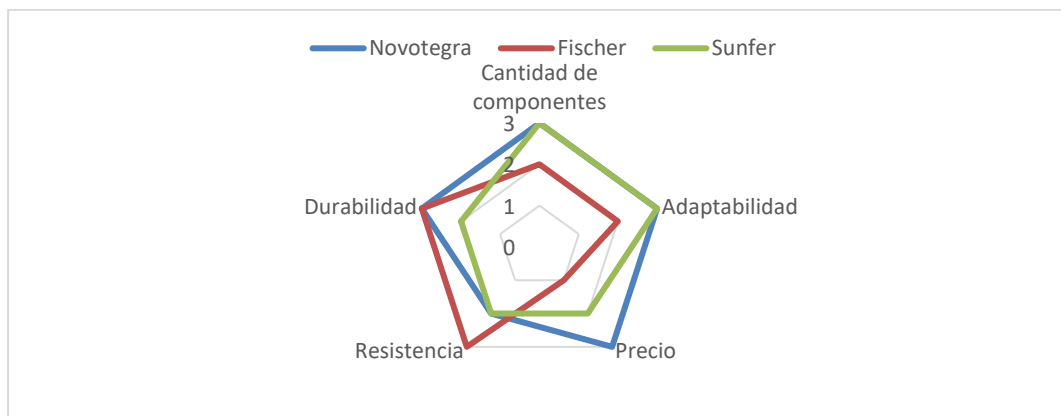
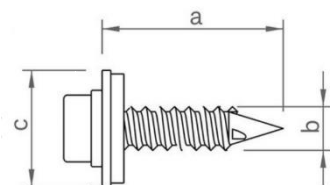


Ilustración 27: Comparativa de estructuras de soporte

De las características que se han comparado, se obtienen la siguiente conclusión: La solución que ofrecen los tres fabricantes de la comparativa es muy similar, por lo que la diferencia y la elección la determinará esencialmente el precio y otros detalles diferenciadores. De la comparativa se observa que el fabricante más competitivo es Novotegra, por lo que será esta la estructura utilizada, además del precio, su solución es muy equilibrada, utiliza un menor número de componentes que Fischer ya que viene con cinta EPDM integrada para evitar el par galvánico. Además, se monta en la parte alta de la greca, a diferencia de Sunfer, lo que generará menos problemas de humedad.

Para comprobar que el sistema soporta las cargas de viento, se considera que cada módulo es soportado por 8 tornillos, 2 por cada uno de los perfiles. De la tabla y las medidas del tornillo usado, se deduce que el tornillo, que será el punto más débil del sistema, podrá soportar alrededor de 1kN para un espesor de chapa de en torno a 1mm. El espesor de la chapa no se conoce con precisión, por lo que se toma un valor habitual de 1mm.

Se toman los siguientes datos del tornillo de Novotegra:



a (mm)	25
b (mm)	6
c (mm)	16

A partir de los datos del tornillo, se consulta la siguiente tabla [7]:

2.3 CARGA RECOMENDADA A EXTRACCIÓN EN CHAPA DE ACERO						
MEDIDA	CARGA RECOMENDADA					
	e [mm]	N [kN]	e [mm]	N [kN]	e [mm]	N [kN]
ST 3.5	0.8	0.47	1.5	0.93	2.0	1.64
ST 3.9	0.8	0.67	1.5	1.17	2.0	1.83
ST 4.2	2.0	1.8	2.5	1.48	3.0	3.37
ST 4.8	2.0	1.91	3.0	3.14	4.0	5.31
ST 5.5	2.0	1.96	3.5	3.34	5.0	3.42
ST 6.3	2.5	3.9	4.0	4.99	5.0	4.15

Tabla 6: Cargas a tracción en función del espesor de la chapa y la métrica del tornillo. Fuente: Ficha técnica de Index

Fuente: [7]

De la tabla superior puede extrapolarse que la carga recomendada para un tornillo autorroscante de métrica 6 sobre una chapa de 1mm es cercana a 1kN.

El valor de carga de viento a succión que se había calcula en el apartado 3.6 del trabajo para módulos en cubierta es q_e (kN/m²) = -0,94. De esta manera, se calcula la carga por módulo, a partir de las dimensiones de este:

- Q: Carga aplicada sobre el módulo: $-0,94\text{kN/m}^2 \times (2,172\text{m} \times 1,303\text{m}) = -2,66 \text{ kN}$
- Q_{max} : Carga máxima: $-1\text{kN/tornillo} \times 8 \text{ tornillos} = -8 \text{ kN}$

Como $Q < Q_{\text{max}}$, la situación es favorable con un margen amplio.

5. Diseño de la planta FV (PVsyst)

En este capítulo, se compararán los 3 sistemas que se plantean inicialmente y que se simulan en el programa de PVsyst. Se comentarán sus principales diferencias y particularidades. A continuación, se tratarán las pérdidas e ineficiencias que afectan a los 3 sistemas en general y a cada uno de ellos en particular. Seguido a esto, se realizarán los cálculos eléctricos correspondientes al diseño del cableado y sobredimensionamiento, se finalizará el capítulo mostrando algunos de los resultados energéticos de la simulación de cada uno de los 3 sistemas estudiados.

5.1 Áreas, orientaciones e inclinaciones elegidas

A la hora de realizar la implantación de los módulos, se pueden barajar varias opciones que tendrán cada una ciertas ventajas y desventajas en lo que se refiere a coste (CAPEX), ahorro y generación eléctrica. A continuación, se definen los 3 sistemas posibles que se han diseñado y simulado para ofrecer una comparativa con opciones razonables:

- **Sistema 1**, Implantación en tejado de la fábrica (2 orientaciones):

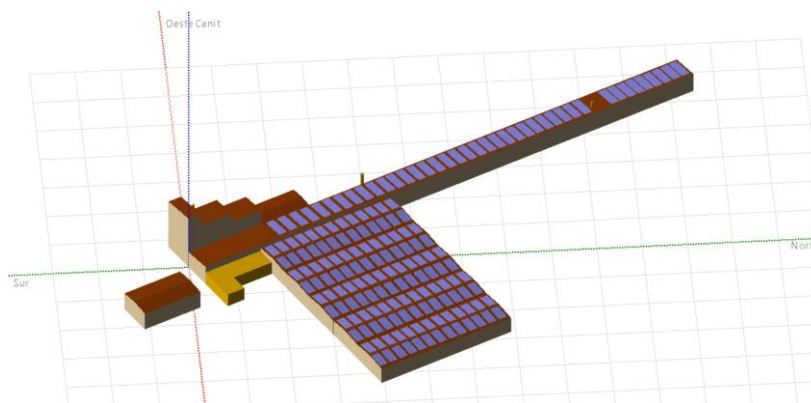


Ilustración 28: Implantación en tejado con 2 orientaciones.

La opción más evidente y conservadora es aprovechar la superficie disponible del tejado para colocar los módulos. Como se describe en el apartado de pérdidas, esta opción no es la óptima desde el punto de vista de aprovechamiento del recurso solar, especialmente cuando se instala en las dos aguas del tejado del almacén. La orientación de la fábrica se desvía 62° de la orientación sur, la inclinación del tejado es de 5° respecto al plano horizontal. La instalación de los módulos es coplanar a la cubierta y anclada con perfiles de aluminio a la chapa grecada de la cubierta.

De esta manera, se conseguirían instalar 1,6 MWp de potencia fotovoltaica con la disposición.

Inclinación	Orientación (norte= 0°)	Disposición	Módulos por cadena
5°	242° y 62°	Horizontal	28

- **Sistema 2**, Implantación en tejado de la fábrica (1 orientación):

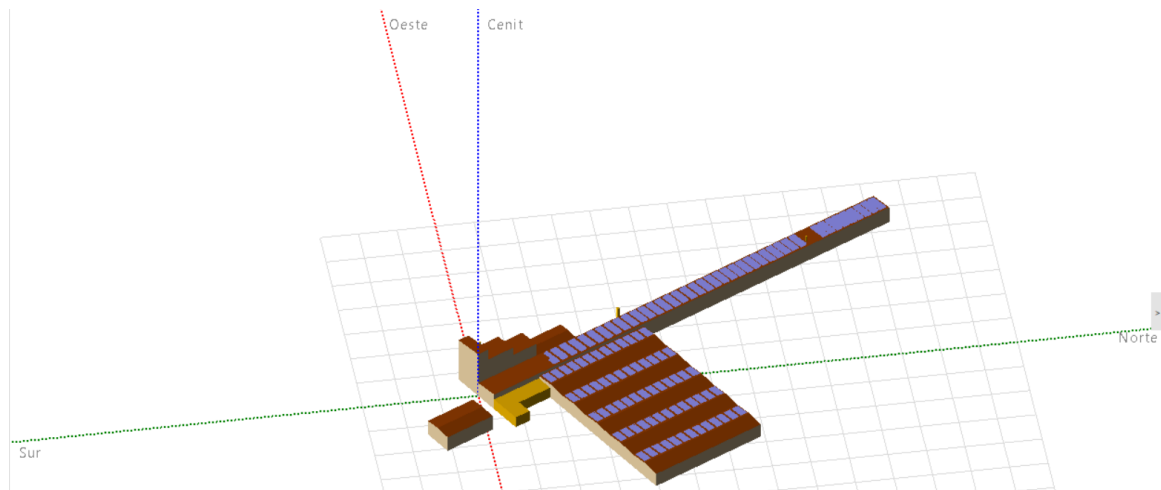


Ilustración 29: Implantación en tejado con 1 orientación.

Frente a la implantación con dos orientaciones, la implantación con una única orientación tiene la ventaja de aprovechar únicamente la orientación más favorable, mejorando el rendimiento un 1,5%. La potencia que se consigue colocar de esta manera es ligeramente superior a 1MW, con la disposición:

Inclinación	Orientación (norte=0°)	Disposición	Módulos por cadena
5°	242°	Horizontal	28

- **Sistema 3, Implantación en terreno cercano:**

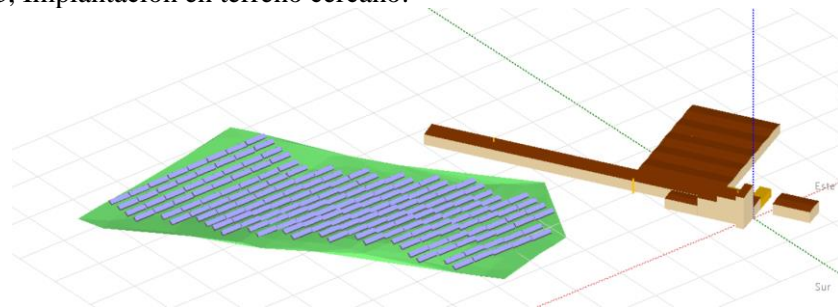


Ilustración 30: Implantación en terreno.

Este sistema presenta una clara ventaja, se consigue instalar los módulos a una inclinación óptima (36° respecto a la horizontal) y a una orientación sur (0° de azimut). Lo que mejora un 20% el rendimiento respecto a los sistemas anteriores. Se utilizaría una estructura fija y permitiría instalar alrededor de 3MW si se utiliza la parcela ubicada al oeste de la fábrica. La desventaja es que se debería adquirir el terreno y los costes aumentarían.

Inclinación	Orientación (norte=0°)	Disposición	Módulos por cadena
36°	180°	Horizontal	28

5.2 Pérdidas detalladas de cada sistema

A continuación, se analizan las principales pérdidas e ineficiencias de cada sistema, primero se describirán las pérdidas que afectan por igual a todos los sistemas y, a continuación, las pérdidas específicas de cada uno.:

- **Pérdidas generales:**

Suciedad: La ubicación considerada se encuentra en una zona relativamente árida dentro de la Comunidad de Madrid, además, la actividad industrial enfocada en el procesado de mineral de yeso en la fábrica induce a pensar que la acumulación de partículas de polvo sobre los módulos fotovoltaicos puede ser elevada. Para definir las pérdidas por suciedad se toman como referencia las pérdidas calculadas en un estudio norteamericano [8], concretamente en una ubicación rural desértica. Se toma un valor considerablemente alto, 5% anual de pérdidas respecto a la producción global.

Aun así, se deberá monitorizar la suciedad y programar al menos dos limpiezas al año, que pueden coincidir con las paradas de mantenimiento de más duración. Se suelen producir dos de estas paradas al año, una subcontrata externa sería la encargada de realizar los trabajos de limpieza sobre la cubierta de la fábrica.

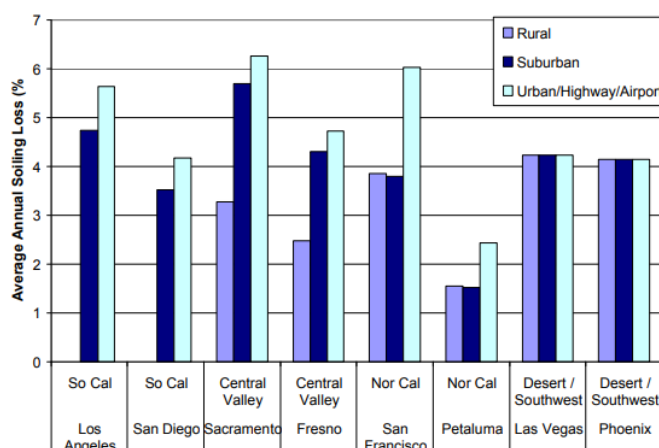


Ilustración 31: Pérdidas anuales por suciedad en distintos entornos

Fuente: [8]

Efecto LID, degradación de los módulos: Los módulos fotovoltaicos se componen de silicio monocristalino, presentan una degradación que se produce en las primeras horas de ser expuestos al sol conocida como LID (Light Induced Degradation) de entorno a un 2% según indica el fabricante, así como una degradación anual del 0,53%, que al considerarse una degradación lineal a lo largo de la vida útil de la instalación, se toma la mitad del valor de la degradación anual, 0,252%):

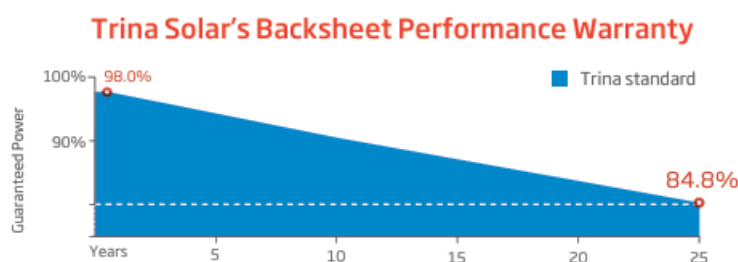


Ilustración 32: Degradación de los módulos y efecto LID.

Fuente:[9]

Pérdidas por “mismatch”: En una serie de módulos fotovoltaicos, la intensidad de la serie la define aquel módulo que entrega menor intensidad, un módulo puede producir menor corriente por un sombreado parcial o por diferencias en la fabricación que provoquen que su intensidad varíe con respecto a los otros módulos a los que se conecta. Se toma un valor general del 2% para referirse a estas pérdidas.

Indisponibilidad: En cuanto a las indisponibilidades del sistema, se toma un valor estándar de un 2% anual, o 7,3 días distribuidos en tres períodos a lo largo del año:

Ilustración 33: Indisponibilidades del sistema.

Pérdidas óhmicas: (Se realiza únicamente este estudio para el sistema de 2 orientaciones y 1.626 kWp). Este lo componen 2688 módulos, distribuidos en 96 cadenas de 28 módulos por cadena. Las cadenas se agrupan en 12 cajas colectoras “Combiner box”, ubicadas en el tejado a la menor distancia posible de las cadenas de módulos. Las 12 cajas, de 8 cadenas cada una, agrupan las cadenas en un único circuito, por lo que del tejado descenderían 12 circuitos de corriente continua hasta la sala en la que se ubica el inversor central. Se deberán calcular las secciones de cable, así como la caída de tensión en el caso más desfavorable trabajando en condiciones STC, es decir, a potencia fotovoltaica máxima. El tramo de cadena a caja utilizará cable de cobre, mientras que el tramo más largo, de caja a inversor, usará cable de aluminio.

Potencia por cadena	16.940 W
Intensidad por cadena	17,6 A
Intensidad por caja	17,6 A * 8 =141 A
Voltaje por cadena y por caja	980V
Longitud máxima de la línea de Cu	30m
Longitud máxima de la línea de Al	220m
Resistividad del cobre a 90°C	0,023 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
Resistividad del aluminio a 90°C	0,036 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$

Tabla 7: Datos de partida para el cálculo del cableado

El cálculo de la sección se realiza buscando que la caída de tensión combinando el tramo de Cu y de Al no supere el 1,5%, definido en las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT-14 y BT-15 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) para Derivaciones Individuales (DI) [10].

- Cálculo de la sección tramo Cu:

$$S = \frac{\rho * 2 * L * I}{\Delta U}$$

Donde:

- ρ : Resistividad del Cu a 90°C.
- L : Longitud de la línea.
- I : Intensidad de la línea
- ΔU : Caída de tensión de la línea

Se considera una caída de tensión en este tramo del 0,5%.

$$S = \frac{0,023*2*30*17,6}{0,005*980} = 4,95 \text{ mm}^2$$

A partir del valor calculado, se elegirá un cable comercial de $S = 6 \text{ mm}^2$.

- Cálculo de la sección tramo Al:

$$S = \frac{0,036*2*220*141}{0,01*980} = 227,9 \text{ mm}^2.$$

A partir del valor calculado, se elegirá un cable comercial de $S = 240 \text{ mm}^2$.

Con el cable elegido, se puede calcular la caída de tensión, que será en todo caso menor a 1,5% en el tramo de DC:

$$\Delta U = \Delta U_{Cu} + \Delta U_{Al} = \frac{0,023*2*30*17,6}{6} + \frac{0,036*2*220*141}{240} = 13,35V$$

El valor calculado equivale, en porcentaje a:

$$\Delta U = \frac{13,35}{980} * 100 = 1,36\%$$

A continuación, se realizará una estimación de la cantidad de cable necesario:

Cable de 6mm^2 aproximado por cadena	15
Cable de 240mm^2 aproximado por caja	100
Número de cables por circuito	2 (“+” y “-”)
Cable total de 6mm^2	$2*15*96 = 2880\text{m}$
Cable total de 240mm^2	$2*100*12 = 2400\text{m}$

Tabla 8: Cálculo de la cantidad de cable necesario

El esquema unifilar que se obtiene en esta instalación es el siguiente:

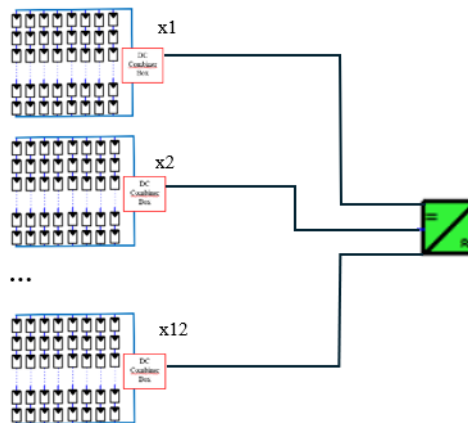


Ilustración 34: Esquema unifilar de la instalación

Se observa que, como se ha mencionado anteriormente, la instalación se compone de 12 cajas de 8 cadenas cada una, el inversor central dispone de 15 entradas, por lo que los 3 restantes quedarán libres.

- **Pérdidas específicas:**

Pérdidas por desorientación: Las pérdidas específicas de cada sistema corresponden únicamente a la orientación más o menos adecuada de los módulos en cada caso, como puede observarse en la tabla:

Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
<p>Tipo de campo: [Varias orientaciones]</p> <p>Parámetros de campo: Número de orientaciones: 2 Inclinación: Azimut Orientación: 0° [62,9] Inclinación: 5° [19,2]</p> <p>Optimización rápida: Optimización con respecto a: <input checked="" type="checkbox"/> Rendimiento irradiación anual <input type="checkbox"/> Pérdidas por sombreado <input type="checkbox"/> Inversión (pct/m²)</p> <p>Irradiación incidente anual: Factor de transmisión TT: 0,98 Pérdida con respecto al óptimo: -19,2% Ganancia en el plano colector: 1793 kWh/m²/a</p>	<p>Tipo de campo: [Varias orientaciones]</p> <p>Parámetros de campo: Número de orientaciones: 2 Inclinación: Azimut Orientación: 0° [62,9] Inclinación: 5° [19,2]</p> <p>Optimización rápida: Optimización con respecto a: <input checked="" type="checkbox"/> Rendimiento irradiación anual <input type="checkbox"/> Pérdidas por sombreado <input type="checkbox"/> Inversión (pct/m²)</p> <p>Irradiación incidente anual: Factor de transmisión TT: 0,92 Pérdida con respecto al óptimo: -15,4% Ganancia en el plano colector: 1883 kWh/m²/a</p>	<p>Tipo de campo: [Plano inclinado tipo]</p> <p>Parámetros del campo: Inclinación del plano: 36,0° Azimut: 0°</p> <p>Optimización rápida: Optimización con respecto a: <input checked="" type="checkbox"/> Rendimiento irradiación anual <input type="checkbox"/> Pérdidas por sombreado <input type="checkbox"/> Inversión (pct/m²)</p> <p>Irradiación incidente anual: Factor de transmisión TT: 0,91 Pérdida con respecto al óptimo: 0,0% Ganancia en el plano colector: 2224 kWh/m²/a</p>
Pérdidas de un 19,2% respecto al óptimo	Pérdidas de un 15,4% respecto al óptimo	Orientación e inclinación óptimas, 0% de pérdidas por desorientación

Tabla 9: Comparativa de sombreados de cada sistema

Los sistemas 1 y 2 presentan unas pérdidas elevadas por no presentar una orientación e inclinación idóneas, sin embargo, permiten aprovechar la superficie disponible del tejado, mientras que el sistema 3 permite una colocación óptima de los módulos, orientados al sur con ángulo de azimut de 0° y a 36° de inclinación, el más apropiado para este caso según PVsyst.

Sombreados cercanos:

En el sistema 3, los módulos colocados en terreno corren el riesgo de sombreadarse entre una fila y otra si no se toma una separación suficiente entre filas. El criterio que se sigue es evitar que el día más desfavorable, el 21 de diciembre o solsticio de invierno, no se produzcan sombreados al mediodía solar, es decir, las 13h, ya que el horario de invierno en España es el UTC+1. Este día, la elevación solar máxima es de:

$$\gamma_s = (90 - \alpha - \Phi) = 90 - 23,5 - 40,2 = 26,3 \text{ grados}$$

Donde:

- γ_s es el ángulo de elevación solar respecto a la horizontal el 21 de diciembre.
- α es el ángulo de inclinación del eje terrestre (23,5°).
- Φ es la latitud de la ubicación (40,2°).

La separación mínima entre filas de módulos será:

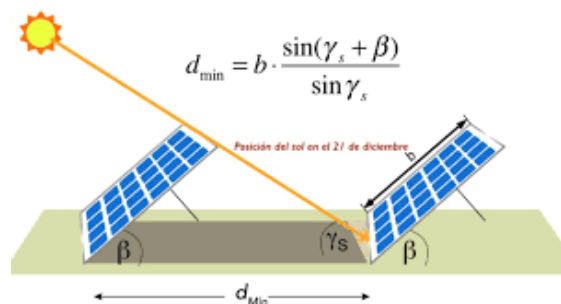


Ilustración 35: Cálculo de la separación entre filas

Fuente: [11]

$$d_{min} = b * \frac{\text{sen}(\gamma_s + \beta)}{\text{sen}(\gamma_s)} = 4,4 * \frac{\text{sen}(26,3 + 36)}{\text{sen}26,3} = 8,8m$$

En este caso, b es el largo del módulo (2,172m), como se montan 2 módulos en vertical, la longitud es 2*2,17=4,34m, a esto habrá que sumarle otros 6cm de la pinza intermedia entre módulos: b=4,4m. Se obtiene que la separación debe ser mayor de 8,8m entre filas, para definir con más precisión el pitch, se realiza una simulación por lotes en PVsyst, lo cual permite obtener un análisis de sensibilidad de varios parámetros en función del pitch, en este caso se ha estudiado el PR y las pérdidas por sombreados cercanos:

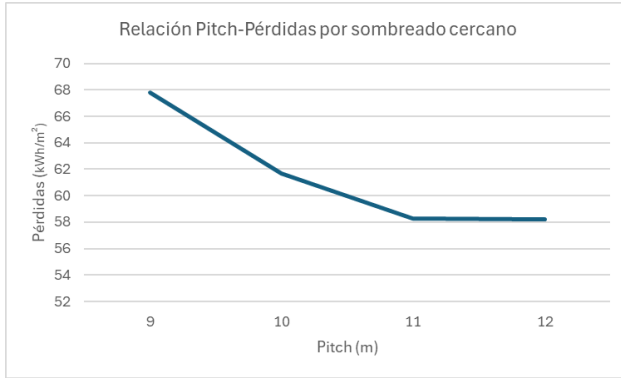


Ilustración 36: Relación Pitch-Pérdidas por sombreado cercano

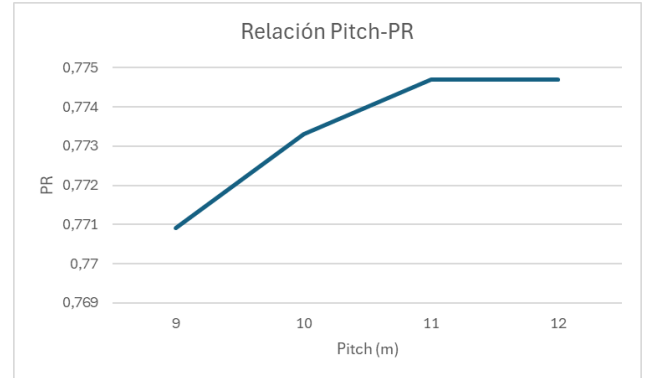


Ilustración 37: Relación Pitch-PR

A partir de las gráficas, se observa una clara mejora del rendimiento y reducción de las pérdidas aumentando el pitch hasta los 12m, por lo que se toma el siguiente valor para el cálculo:

$$\text{Pitch} = 12m > 8,8m$$

De esta forma, se comprueba con la herramienta de PVsyst que no se producen sombreados el día más desfavorable del año durante las horas centrales del día:

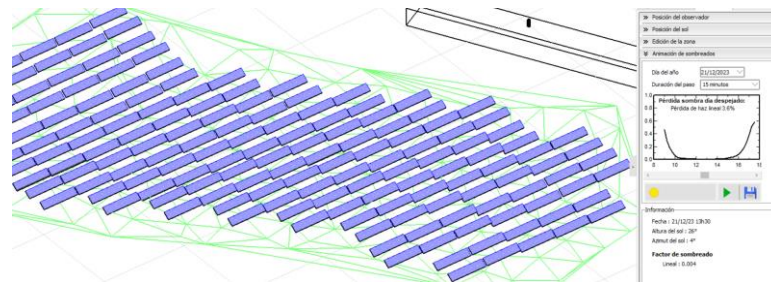


Ilustración 38: Animación de sombreados en PVsyst

A modo de comparación, se muestran 3 gráficas de pérdidas de potencia por sombreado en 3 escenarios, solsticio de invierno, solsticio de verano y equinoccio:

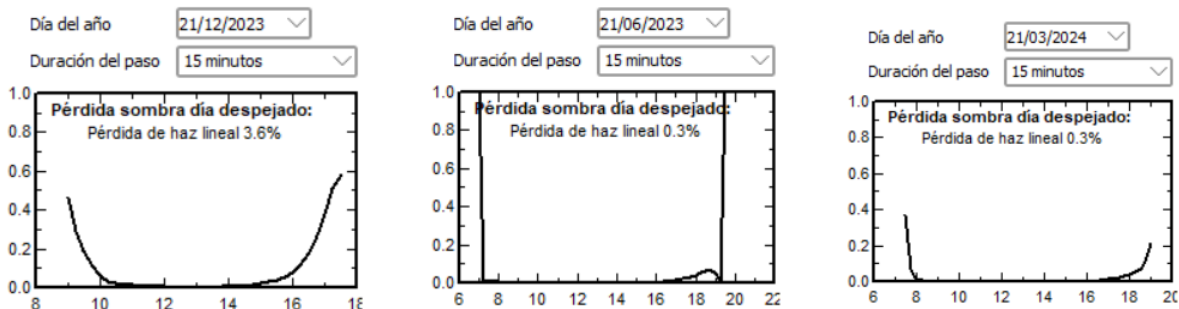


Ilustración 39: Pérdidas por sombreado en el sistema 3

En cuanto a los sistemas 1 y 2, es posible que se produzcan sombreados originados por elementos del propio tejado, como chimeneas u otros elementos cercanos. Las primeras horas de la mañana, en la época invernal, la chimenea de la prezona proyecta sombras sobre los módulos del tejado, aunque esta es poco significativa. Además, a partir de las 16h, el edificio de calcinación produce sombras importantes sobre la mayoría de los módulos

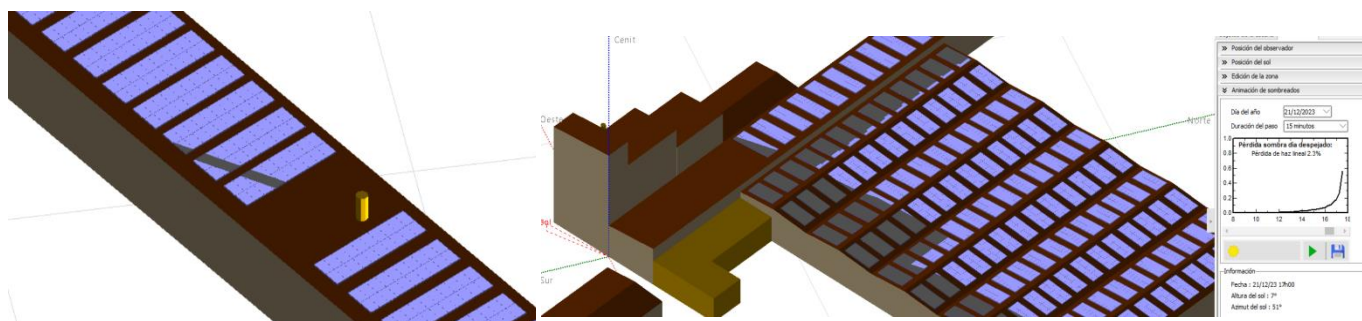


Ilustración 40: Sombreados que afectan a los sistemas 1 y 2

A modo de comparación, se muestran 3 gráficas de pérdidas de potencia por sombreado en 3 escenarios, solsticio de invierno, solsticio de verano y equinoccio:

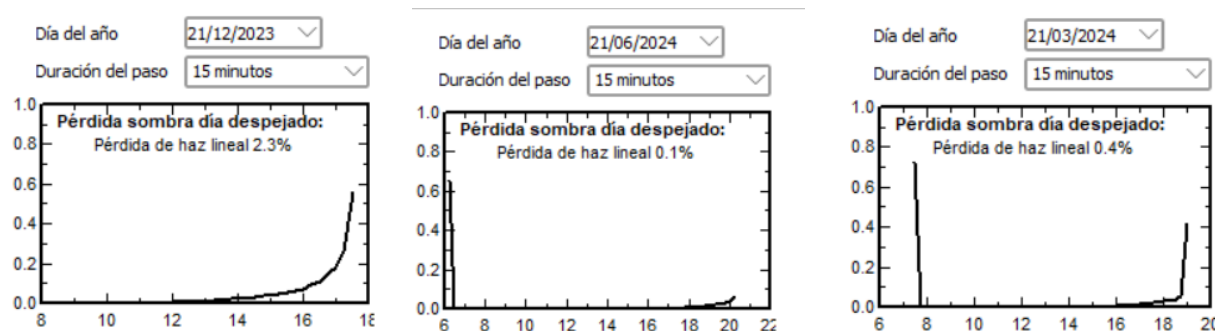


Ilustración 41: Pérdidas por sombreado en sistemas 1 y 2

5.2 Cálculos eléctricos generales

En este apartado se realizarán algunos de los cálculos eléctricos básicos del sistema que se necesitan para su dimensionamiento.

5.2.1 Cálculo del “string” o cadena

El cálculo de la longitud del string o cadena de módulos se debe realizar teniendo en cuenta los parámetros del inversor con el que se va a acoplar:

Datos relevantes del módulo utilizado:

I_{sc} (Intensidad de cortocircuito)	18,57A
V_{oc} (Voltaje de circuito abierto)	41,7V
Módulos en serie	28
Cadenas en paralelo	96

Tabla 10: Datos de módulo FV para el cálculo del string

Datos relevantes del inversor utilizado:

V_{max} (Voltaje máximo absoluto)	1500V
V_{MPPmin} (Voltaje mínimo óptimo)	822V
V_{MPPmax} (Voltaje máximo óptimo)	1300V
I_{max} (Intensidad máxima permitida)	2700A
P_{max} (Potencia FV máxima permitida)	1953kWp

Tabla 11: Datos del inversor FV para el cálculo del string

Dado que el número de módulos en serie es de 28 y se conectan 96 cadenas en paralelo, se calcula el voltaje e intensidad del conjunto:

$V_{OCserie}$	$28 * 41,7 = 1167V < 1300V$
$I_{MAXconjunto}$	$96 * 18,57 = 1782A < 2700A$
$P_{conjunto}$	$1.626 \text{ kWp} < 1.953\text{kWp}$

Tabla 12: Datos eléctricos del conjunto

Del cálculo se observa que tanto la potencia como la intensidad y el voltaje del campo fotovoltaico se encuentran dentro de un rango admisible para el inversor, tanto en términos máximos de seguridad como en lo que se refiere al seguimiento del punto de máxima potencia.

5.2.2 Ratio DC/AC

Un parámetro importante para definir la potencia fotovoltaica y del inversor que se elegirán es el ratio o sobredimensionamiento DC/AC. Dado que las condiciones generales de irradiancia, orientación o suciedad no serán siempre óptimas, los módulos fotovoltaicos no entregarán nunca o casi nunca el 100% de la potencia indicada en su ficha técnica. Es por esto, que se debe instalar más potencia pico fotovoltaica en DC que la potencia del inversor, ya que, de esta manera, el inversor funcionará más tiempo a plena carga, y producirá menos pérdidas de eficiencia. En el caso del inversor seleccionado, se observa en la curva de eficiencia que, si la potencia de entrada en DC se reduce por debajo de un 25%, la eficiencia decrece:

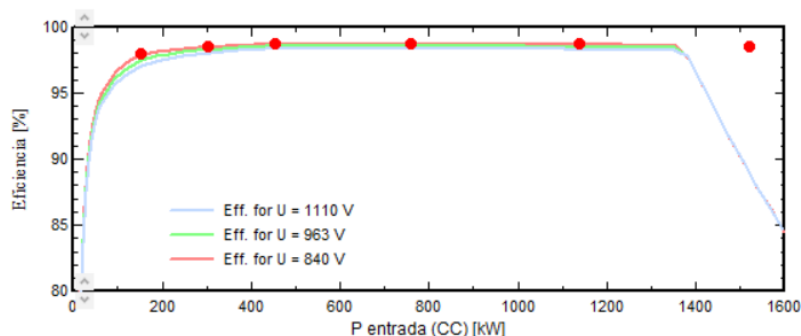


Ilustración 42: Curva de eficiencia del Ingecon Sun 1500TL U B578. Extraída de PVsyst

Fuente:[12]

El sobredimensionamiento DC/AC se calcula de la siguiente manera:

$$R_{DC-AC} = \left(\frac{Potencia_{pico}}{Potencia_{nomina\ inversor}} - 1 \right) * 100$$

Para tratar de encontrar el valor óptimo que maximiza la generación anual de energía y el ahorro se ha utilizado la simulación por lotes de PVsyst, aplicada al sistema de módulos colocados en cubierta, con 2 orientaciones. Variando el número de cadenas (potencia pico), se han calculado las variables de salida de energía útil a la salida del inversor, limitación de potencia del inversor y limitación de intensidad del inversor:

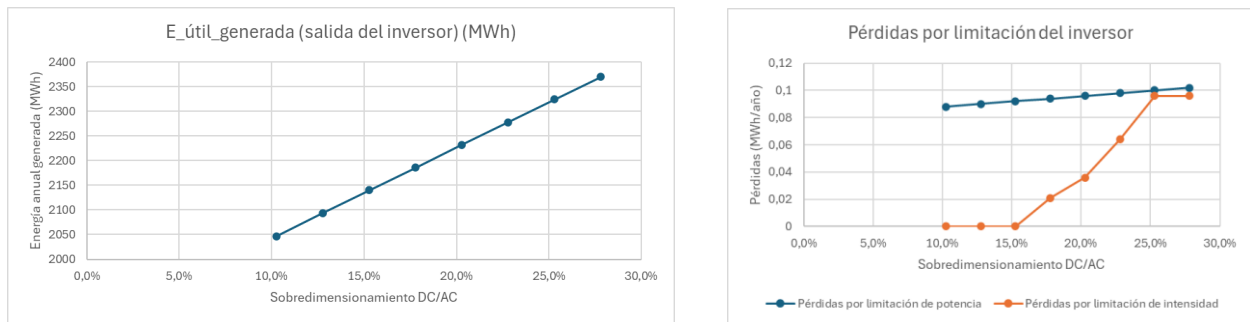


Ilustración 43: Relación del sobredimensionamiento con la energía útil extraída y las pérdidas

Del análisis de los gráficos, pueden extraerse las siguientes observaciones:

- La potencia útil a la salida del inversor crece linealmente conforme a que incrementa el sobredimensionamiento. Se deduce que, dado que la orientación del sistema no es la óptima, el sobredimensionamiento que se necesita es mayor que lo habitual.
- Las pérdidas que se producen por la limitación de potencia del inversor, que hacen referencia a aquellos momentos en los que la energía producida en DC es mayor que la que el inversor es capaz de convertir en AC, aumentan linealmente con el sobredimensionamiento.
- Las pérdidas por limitación de intensidad del inversor, referidas a que la intensidad del sistema fotovoltaico supere el umbral máximo del inversor, son nulas hasta un sobredimensionamiento del 15% y crecen rápidamente hasta un 25%.

Finalmente, el sobredimensionamiento DC/AC que se utilizará para el sistema es:

$$R_{DC-AC} = \left(\frac{1626}{1352} - 1 \right) * 100 = 20,3\%$$

Se utiliza esta ratio ya que una de las limitaciones es la superficie de tejado disponible, que en estas condiciones permite alcanzar un sobredimensionamiento del 20,3%. Además, las pérdidas por intensidad y potencia para este valor son contenidas. Se trata de un valor típico en instalaciones fotovoltaicas. El valor de sobredimensionamiento de 20% se ha considerado como el óptimo en numerosos estudios como es el caso del distribuidor Amara [13].

5.3 Cálculo energético y resultados sin almacenamiento

Tras la elección de componentes, definición de las pérdidas y realización de los principales cálculos eléctricos, se realiza la simulación en PVsyst, a continuación, se muestran algunos de los resultados principales de cada uno de los 3 sistemas descritos.

5.3.1 Producción FV por kWp instalado

Este gráfico permite observar, para cada mes, la producción eléctrica del sistema, así como sus pérdidas de colección (referidas a la desorientación y al sombreado) y las pérdidas del inversor, cables etc.

Sistema 1	Pérdidas por colección	0,92 kWh/kWp/día	<p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1626 kWp</p>
	Pérdidas del sistema	0,11 kWh/kWp/día	
	Energía útil producida	3,76 kWh/kWp/día	
Sistema 2	Pérdidas por colección	0,93 kWh/kWp/día	<p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1055 kWp</p>
	Pérdidas del sistema	0,14 kWh/kWp/día	
	Energía útil producida	3,79 kWh/kWp/día	
Sistema 3	Pérdidas por colección	1,12 kWh/kWp/día	<p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3405 kWp</p>
	Pérdidas del sistema	0,13 kWh/kWp/día	
	Energía útil producida	4,29 kWh/kWp/día	

Tabla 13: Resultados de la producción específica de cada sistema

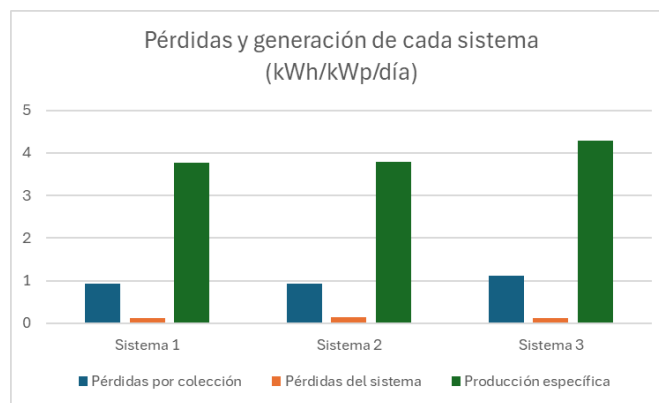


Ilustración 44: Pérdida y generación específica de cada sistema

De la observación de la tabla y figura superior se determina que el sistema 3, correspondiente a la instalación en terreno, es el que presenta más pérdidas por sombreado, sin embargo, es el que consigue mayores producciones específicas gracias a la óptima orientación e inclinación de los módulos. Este mismo hecho permite también observar una gráfica más plana, con menor pico en verano y valores mayores en invierno. Entre el sistema 1 y 2, la diferencia es muy baja, aunque ligeramente favorable hacia el sistema 2, el correspondiente a una sola orientación, ya que esta orientación es más favorable.

5.3.2 Performance Ratio “PR”

El **Performance Ratio (PR)** indica la proporción entre la energía realmente generada por un sistema fotovoltaico y la energía que se podría esperar generar en condiciones ideales. Se expresa como un porcentaje y refleja la eficiencia del sistema, teniendo en cuenta pérdidas debidas a factores como la temperatura, el polvo, la degradación del módulo, pérdidas en el inversor, y otras ineficiencias del sistema. El PR es una herramienta crucial para evaluar el desempeño de sistemas solares a lo largo del tiempo, ya que permite comparar diferentes sistemas independientemente de su ubicación geográfica o de las condiciones meteorológicas. En este caso, se compararán los 3 sistemas diseñados.

El PR se calcula con la siguiente fórmula:

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{teórica}} = \frac{E_{real}}{G * A * \eta_{STC}}$$

Donde:

- E_{real} es la energía generada realmente por el sistema fotovoltaico en un período de tiempo dado (generalmente en kWh).
- $E_{teórica}$ es la energía que se esperaría generar bajo condiciones ideales.
- G es la irradiancia solar recibida en el plano del módulo durante el período de tiempo considerado (generalmente en kWh/m²).
- A es el área total de los módulos fotovoltaicos (en m²).
- η_{STC} es la eficiencia del sistema bajo condiciones estándar de prueba (STC, por sus siglas en inglés), que generalmente son 1000 W/m² de irradiancia y una temperatura de célula de 25°C.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

	Gráfico mensual	Valor medio anual
Sistema 1	<p>Proporción de rendimiento (PR)</p>	0,784
Sistema 2	<p>Proporción de rendimiento (PR)</p>	0,780

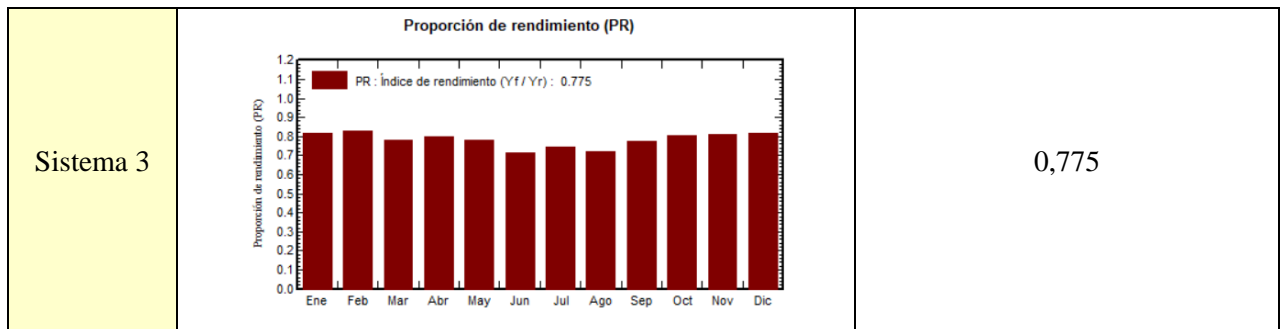


Tabla 14: Resultados del PR de cada sistema

De la observación de las gráficas se determina que el sistema con dos orientaciones (Sistema 1), es aquel que obtiene un mejor PR. Se puede observar en todos los casos la reducción del PR en los meses de verano, más calurosos, esto se debe a la reducción del voltaje de los módulos con las altas temperaturas, que reduce el rendimiento.

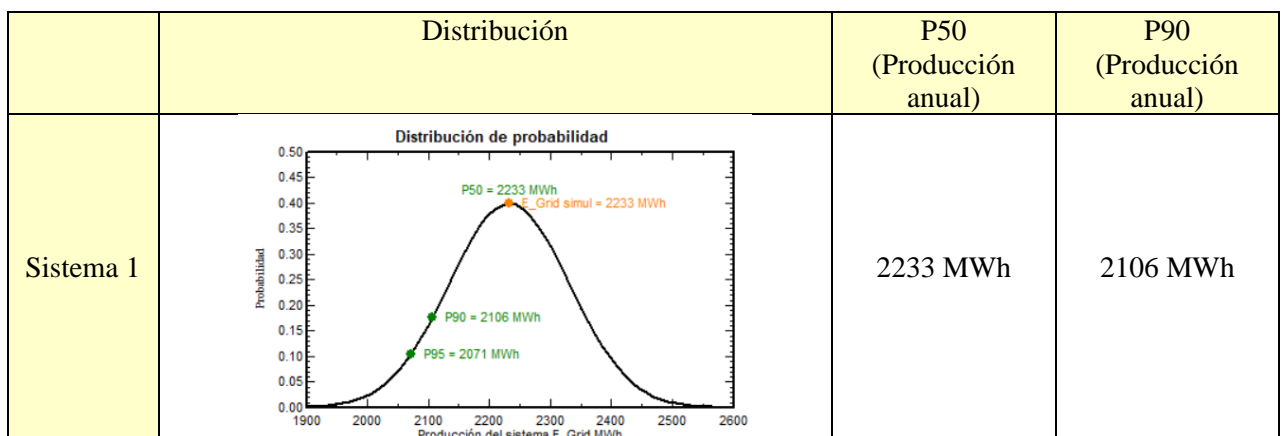
5.3.3 Percentiles P50 y P90

En este apartado, se muestran los valores de P50 y P90 de cada uno de los escenarios. Se trata de una métrica muy utilizada a la hora de evaluar sistemas fotovoltaicos. Estas métricas proporcionan estimaciones del rendimiento esperado del proyecto en diferentes niveles de confianza, ayudando a inversores, desarrolladores y otros interesados a evaluar el riesgo y la viabilidad financiera de un proyecto.

El “P50” es la estimación del rendimiento anual de un proyecto en la cual hay un 50% de probabilidad de que el rendimiento real sea superior y un 50% de probabilidad de que sea inferior. En otras palabras, es el valor mediano de la distribución del rendimiento proyectado. Este valor se considera el escenario "más probable" y se utiliza comúnmente como una referencia estándar en las proyecciones financieras y de producción.

El “P90” es una estimación más conservadora, que indica que hay un 90% de probabilidad de que el rendimiento real del proyecto sea superior y un 10% de probabilidad de que sea inferior. Este valor es utilizado para evaluar el riesgo del proyecto desde una perspectiva más conservadora, especialmente en el contexto de financiamiento, ya que da una idea del rendimiento mínimo esperado bajo condiciones menos favorables.

Resultados de la simulación:



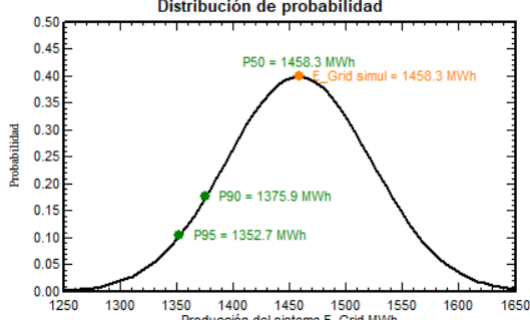
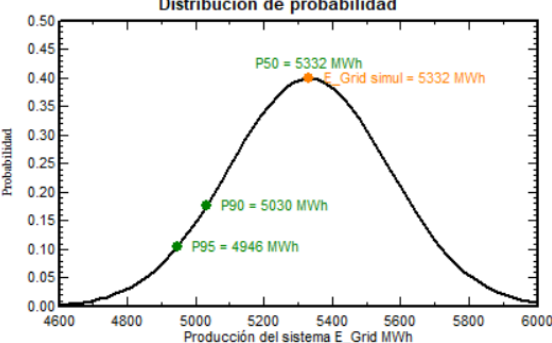
Sistema 2		1458 MWh	1376 MWh
Sistema 3		5332 MWh	5030 MWh

Tabla 15: Resultado de P50 y P90 de cada sistema

5.3.4 Diagrama de pérdidas

Las pérdidas del sistema se representan en un diagrama de Sankey de manera que se pueda visualizar en cada uno de los sistemas cuánta energía incide sobre los módulos y cuánta se pierde en cada una de las conversiones o ineficiencias hasta ser entregada al usuario. Asimismo, se indica la energía que el usuario consume de la red:

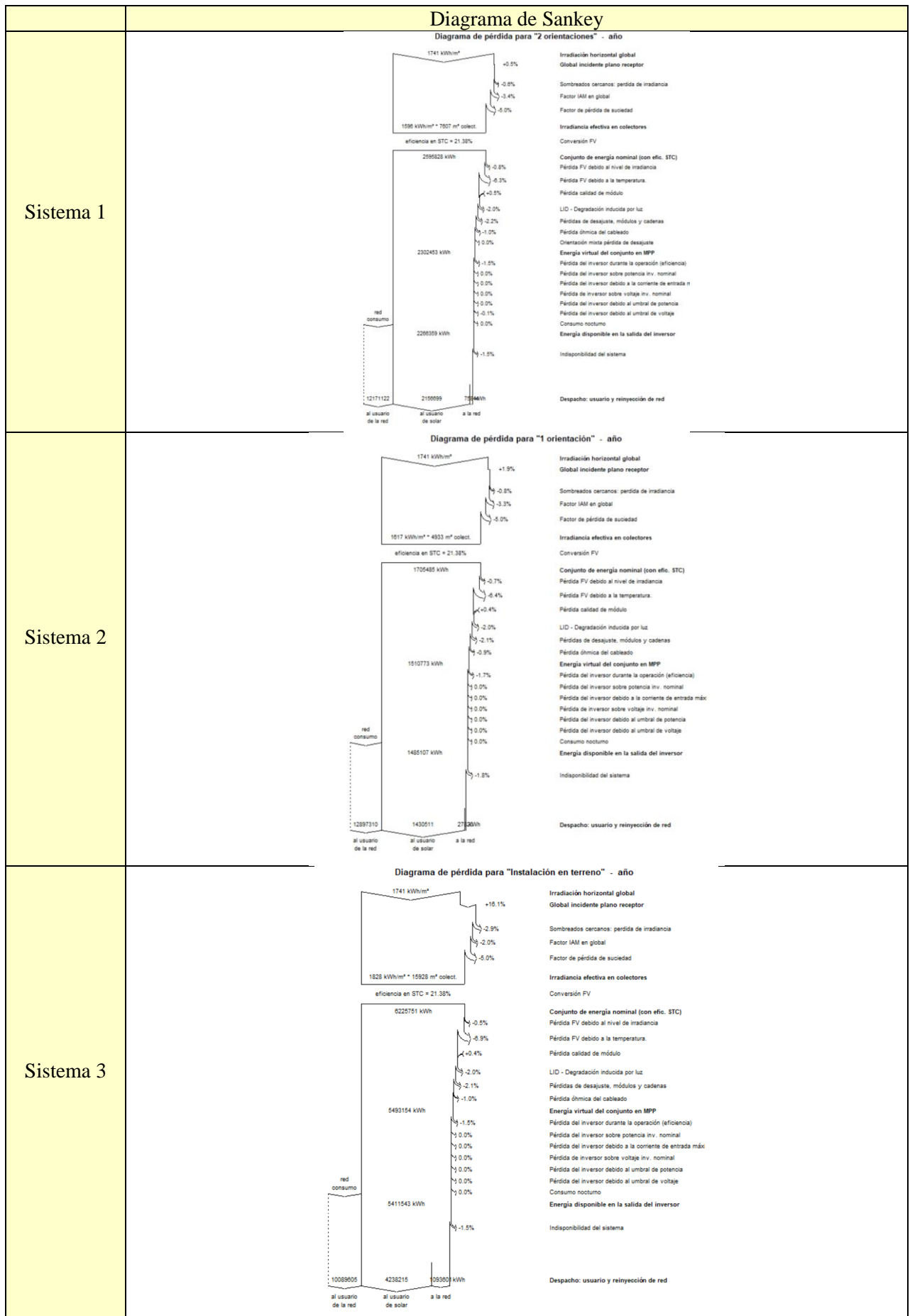


Tabla 16: Diagrama de pérdidas de cada sistema

De la observación de la tabla superior se puede observar que la mayoría de las pérdidas son similares en los 3 sistemas, con algunas excepciones. La radiación incidente en el plano receptor es mayor en el sistema 3, y el sistema 2, es superior al 1, esto debido a las orientaciones de cada sistema, siendo la del 3 la más favorable y las 1 la más desfavorable. En cuanto a los sombreados cercanos, estos afectan en mayor medida al sistema 3, el montado en terreno. Esto se debe al sombreado producido entre filas de módulos. Las pérdidas por el factor IAM afectan en menor medida al sistema 3 por su orientación más favorable.

Los diagramas de Sankey permiten, además de identificar cada pérdida de una forma visual, calcular los valores de autoconsumo y autosuficiencia de cada uno de los sistemas:

- Autoconsumo: Se refiere a la parte de la energía eléctrica generada por una instalación fotovoltaica que es utilizada directamente por el mismo usuario o en el mismo lugar donde se produce, sin necesidad de ser vertida a la red eléctrica.
- Autosuficiencia: Es la capacidad de una instalación fotovoltaica para cubrir las necesidades energéticas de un usuario sin depender de fuentes externas, como la red eléctrica. La autosuficiencia se mide como el porcentaje de la demanda energética total que es cubierta por la energía generada por la instalación fotovoltaica.

	Autoconsumo	Autosuficiencia
Sistema 1	96,60%	15,05%
Sistema 2	98,09%	9,98%
Sistema 3	79,49%	29,58%

Tabla 17: Resultados de autosuficiencia y autoconsumo

Como se puede observar, a mayor potencia instalada del sistema fotovoltaico, mayor será la autosuficiencia al depender menos de la red, sin embargo, el autoconsumo se reduce debido a los excedentes más elevados, que no se generan en instalaciones de menor potencia.

A modo de resumen, se muestra la siguiente tabla con los parámetros principales de la instalación FV elegida:

Disposición	Sistema 1, 2 orientaciones, instalado en tejado
Potencia pico	1.626 kWp
Ratio DC/AC	20,3%
Generación FV anual	2.156.699 kWh
Consumo anual	14.304.338 kWh
Autoconsumo	96,60%
Autosuficiencia	15,05%
Inversor	Ingecon Sun 1500TL U B578
Módulo	Trina TSM-DE20-605
Configuración	12 cajas (Combiner Box) de 8 cadenas cada una, 28 módulos por cadena. 2688 módulos en total.

Tabla 18: Resumen de la instalación FV

6. Diseño del sistema de almacenamiento

El cálculo y optimización del sistema de almacenamiento es uno de los cálculos más críticos de este estudio, ya que el coste de las baterías, aunque ha bajado drásticamente en los últimos años, sigue siendo alto, con valores cercanos a los 120 €/kWh almacenado. Para el dimensionamiento y decisión del tamaño de la batería, se ha realizado una hoja de cálculo de Excel. En ella, se han introducido los datos de producción fotovoltaica útil a la salida del inversor, extraídos de PVsyst, así como el consumo de energía de la fábrica (Capítulo 3.2) de manera horaria durante 2023 y el coste de la electricidad para cada uno de los 6 períodos. La tarifa de la industria se divide en los 6 períodos como ya se ha planteado en el capítulo 3.3.

A partir de los datos introducidos, se crea una pestaña para cada una de las variantes de la simulación, así como cada uno de los métodos de carga de la batería, se va a estudiar la posibilidad de cargar las baterías de la red o mediante la instalación fotovoltaica.:

- **Instalación fotovoltaica con 2 orientaciones (sistema 1)** (1626 kWp):

- **Carga de red:** En esta hipótesis, se programa la hoja excel para que la batería se cargue únicamente de la red en el período más barato (P6) y se descargue en el período más caro (P1 y P2). La producción de los módulos fotovoltaicos se destina únicamente al consumo.

Antes de pasar a la observación de las gráficas que representan el funcionamiento del sistema, se mostrará de forma teórica mediante un diagrama lógico el criterio que se ha seguido, ya que resume la fórmula principal de la hoja de cálculo que controla la carga y descarga de la batería. El diagrama lógico es el siguiente:

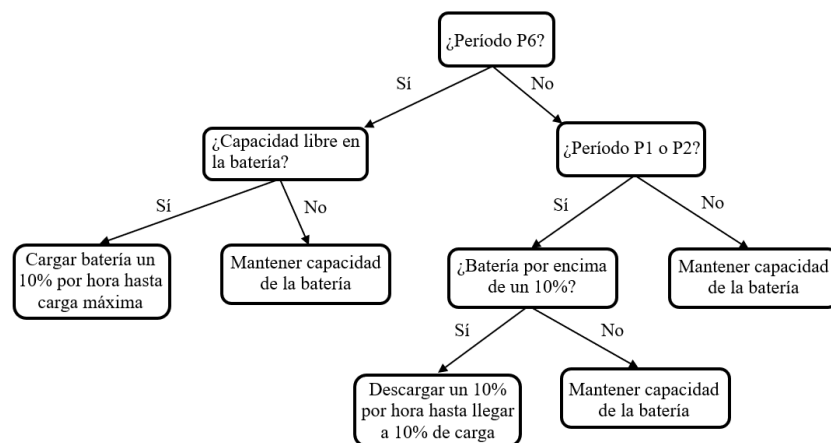


Ilustración 45: Diagrama de funcionamiento del sistema con carga de red

- **Carga fotovoltaica:** En esta hipótesis, se programa la hoja excel para que la producción fotovoltaica se destine a cargar la batería siempre y cuando se encuentre en un período “barato” (P4, P5 o P6), el resto se destina al consumo. Por otro lado, en los períodos “caros” (P1, P2 o P3) se descarga la batería y se envía al consumo. El funcionamiento del sistema queda representado con el siguiente diagrama:

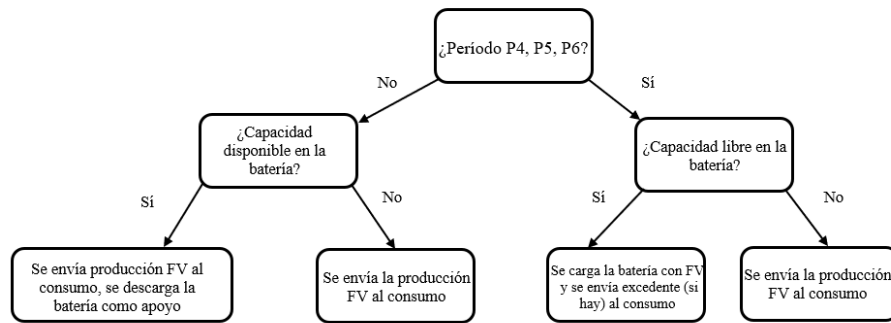


Ilustración 46: Diagrama de funcionamiento del sistema con carga fotovoltaica

- **Instalación fotovoltaica con 1 orientación (sistema 2) (1055 kWp):**
 - Carga de red
 - Carga fotovoltaica
- **Instalación fotovoltaica en terreno (sistema 3) (3405 kWp):** En este caso, dado que el tamaño de la instalación fotovoltaica es suficientemente alto como para que la producción de la instalación supere en ocasiones a la demanda y haya excedentes, se programa la hoja Excel para que la energía del sistema se destine al consumo, y los excedentes se envíen a la batería, la cual será descargada en el período “P1”.

Para determinar cuál de estos sistemas produce un mayor ahorro, se ha obtenido una tabla a modo de comparativa, en la que se observan los costes anuales de cada uno de los sistemas, así como el ahorro que pueden llegar a suponer a lo largo de la vida útil de la instalación, los datos de partida para calcular el ahorro son los siguientes:

Vida útil instalación (años)	12
Eficiencia de la batería (RTP)	89%
Capacidad considerada (kWh)	5000
Tasa de carga o descarga de la batería	0,1C (10% por hora)
Carga máxima	95%
Carga mínima	10%
Autodescarga	2% mensual (ciclos son diarios, no se considera)
Coste de la instalación fotovoltaica (€/Wp)	0,7
Coste de la batería (€/kWh)	120

Tabla 19: Datos para el cálculo del sistema con almacenamiento en batería

Como se observa en la tabla superior, la autodescarga no se considera en este estudio, ya que los ciclos de carga y descarga son diarios y los valores de autodescarga encontrados son bajos, en torno al 2% mensual. La vida útil de la instalación de baterías se considera de 12 años, el cual es un valor optimista. Dado que la instalación fotovoltaica se diseña para 25 años, se necesitaría realizar un recambio de las baterías hacia la mitad de la vida útil de la instalación fotovoltaica, el cual es considerado en el cálculo. En cuanto a la capacidad de la batería, se ha considerado un valor de 5000kWh, que es equivalente a la capacidad que se obtendría actualmente en un contenedor industrial de 20 pies.

El estudio económico se ha realizado con una hoja Excel, que se adjuntará como anexo, de elaboración propia para este estudio, dispone de una pestaña para cada uno de los supuestos, su funcionamiento y programación se explicará a continuación en líneas generales:

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
Capacidad batería (kWh)	5000	0				Caso base: Consumo directo de la energía, sin batería							Gastos anuales en electricidad de la red	
	hora día	Periodo	Coste (€/kWh)	Consumo (kWh)	Producción FV salida del inversor (kWh)	Energía comprada de la red (kWh)			Batería				Sin batería	Con batería
								Carga de la batería (kWh)	Energía entregada procedente del sistema FV+BAT (kWh)	Energía comprada de la red (kWh)				
02/01/2023	10	P1	0,177366	1.438,00	38,7	1399,3		3750,0	483,7	954,3			207,1	130,76
02/01/2023	11	P1	0,177366	1.779,00	109,7	1669,3		3250,0	554,7	1224,3			248,2	169,26
02/01/2023	12	P1	0,177366	1.874,00	205,7	1668,3		2750,0	650,7	1223,3			296,1	217,15
02/01/2023	13	P1	0,177366	1.862,00	300,8	1561,2		2250,0	745,8	1116,2			295,9	216,97
02/01/2023	14	P1	0,177366	1.886,00	283,5	1602,6		1750,0	728,5	1157,6			276,9	197,98
02/01/2023	15	P2	0,171598	1.762,00	158,6	1603,4		1250,0	603,6	1158,4			284,2	205,31
02/01/2023	16	P2	0,171598	1.775,00	100,7	1674,3		750,0	545,7	1229,3			275,1	198,78
02/01/2023	17	P2	0,171598	1.800,00	40,5	1759,5		500,0	263,0	1537,0			287,3	210,95
02/01/2023	18	P2	0,171598	1.720,00	0,0	1720,0		500,0	0,0	1720,0			301,9	263,74
02/01/2023	19	P1	0,177366	1.494,00	0,0	1494,0		500,0	0,0	1494,0			295,1	295,15
02/01/2023	20	P1	0,177366	1.739,00	0,0	1739,0		500,0	0,0	1739,0			265,0	264,98
02/01/2023	21	P1	0,177366	1.877,00	0,0	1877,0		500,0	0,0	1877,0			308,4	308,44
02/01/2023	22	P1	0,177366	1.846,00	0,0	1846,0		500,0	0,0	1846,0			332,9	332,92
02/01/2023	23	P2	0,171598	1.883,00	0,0	1883,0		500,0	0,0	1883,0			327,4	327,42
02/01/2023	24	P2	0,171598	1.834,00	0,0	1834,0		500,0	0,0	1834,0			323,1	323,12
03/01/2023	1	P6	0,124218	1.882,00	0,0	1882,0		1000,0	0,0	2412,0			314,7	314,71
03/01/2023	2	P6	0,124218	1.913,00	0,0	1913,0		1500,0	0,0	2443,0			233,8	299,61
03/01/2023	3	P6	0,124218	1.824,00	0,0	1824,0		2000,0	0,0	2354,0			237,6	303,46
03/01/2023	4	P6	0,124218	1.837,00	0,0	1837,0		2500,0	0,0	2367,0			226,6	292,41
03/01/2023	5	P6	0,124218	1.816,00	0,0	1816,0		3000,0	0,0	2346,0			228,2	294,02
03/01/2023	6	P6	0,124218	1.826,00	0,0	1826,0		3500,0	0,0	2356,0			225,6	291,42
03/01/2023	7	P6	0,124218	2.030,00	0,0	2030,0		4000,0	0,0	2560,0			226,8	292,66

Ilustración 47: Hoja Excel desarrollada para el cálculo económico

- Columna A: Fecha, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, año para el que se hace el estudio.
- Columna B: Hora del día, existen 8760 filas correspondientes a todo el año.
- Columna C: Período tarifario, este depende de la hora, día y mes (Ilustración 42).
- Columna D: Coste eléctrico en función de la tarifa (tabla 17).
- Columna E: Consumo eléctrico horario de la fábrica, (Ilustración 2).
- Columna F: Producción FV a la salida del inversor, datos extraídos de PVsyst.
- Columna G: Energía comprada de la red en el supuesto de no existir batería, resta la producción fotovoltaica al consumo para determinar la energía que se compra.
- Columna J: Capacidad de la batería a nivel horario, depende de la capacidad total de la batería, ratios de carga y descarga considerados, SOC mínimo y máximo. Principalmente depende del criterio de carga y descarga de la batería, en el caso de la Ilustración 43 se busca cargar de la red en el período P6 “barato” y descargarla en los momentos “caros”, períodos P1 y P2.
- Columna K: Energía entregada procedente del sistema FV+batería, tiene en cuenta la variación de la capacidad de la batería respecto a la hora anterior. Suma la energía procedente del sistema FV a la que se extrae en las baterías, en caso de ser esta positiva.
- Columna L: Energía comprada a la red. Tiene en cuenta el consumo y la energía entregada por el sistema FV+batería. Si el consumo supera a la energía entregada, el resultado de la resta es lo que se compra, sino el resultado es 0. Tiene en cuenta también la energía que se debe comprar para cargar la batería en el período “P6”.
- Columna N: Calcula el gasto energético horario (€) sin batería como resultado de multiplicar columnas G (Energía comprada sin batería) y D (Coste eléctrico).
- Columna O: Calcula el gasto energético horario (€) con batería como resultado de multiplicar columnas L (Energía comprada a la red, con batería) y D (Coste eléctrico).

A partir de los valores de la tabla, la producción fotovoltaica, los costes y la programación de cada una de las hipótesis consideradas, se obtiene la siguiente comparativa:

D	E	F	G	H	I
		Gasto base sin batería (€)	Gasto anual en electricidad con batería (€)	Ahorro en 25 años con batería	Ahorro en 25 años solo FV
2 orientaciones	Carga de FV	1.692.164,29 €	1.752.289,86 €	4.046.768,35 €	6.749.907,56 €
	Carga de red		1.681.527,46 €	5.815.828,16 €	
1 orientación	Carga de FV	1.797.853,63 €	1.839.648,45 €	2.262.503,45 €	4.507.373,91 €
	Carga de red		1.785.552,58 €	3.614.900,21 €	
En terreno	Carga de excedentes FV	1.381.206,96 €	1.355.714,10 €	12.715.862,25 €	14.923.540,71 €
Gasto anual sin FV (€)			2.007.688,59 €		

Tabla 20: Comparativa de ahorros

En esta tabla:

- Columna F: Gasto anual sin batería, se calcula como la suma de todos los valores horarios de la columna N (gasto horario en energía sin batería, en €)
- Columna G: Gasto anual con batería. Para cada uno de los sistemas, de cada una de las pestañas, Calcula el gasto anual como la suma de la columna O (gasto horario en energía con batería, en €).
- Columna H: Ahorro transcurridos 25 años, se calcula como la diferencia entre el gasto base, sin batería ni instalación fotovoltaica (fila inferior), y el gasto anual correspondiente a la instalación FV+Batería de la columna G. Tiene en cuenta el capex de la instalación FV y de baterías, teniendo esta última que reemplazarse una vez durante la vida útil del proyecto.
- Columna I: Ahorro sin instalación de baterías, únicamente FV. Se calcula como la diferencia entre el gasto base, sin batería ni instalación fotovoltaica (fila inferior), y el gasto anual correspondiente a la instalación FV de la columna F.

Estos ahorros podrían conseguirse con los siguientes CAPEX:

	CAPEX solo fotovoltaica	CAPEX fotovoltaica+batería
2 orientaciones	1.138.200,00 €	2.338.200,00 €
1 orientación	738.500,00 €	1.938.500,00 €
En terreno	2.383.500,00 €	3.583.500,00 €

Tabla 21: Comparativa de costes

De la comparativa de los precios de las tablas superiores, se observa que en todos los casos resulta más rentable no instalar baterías y utilizar únicamente la energía fotovoltaica producida, el caso más rentable es el de instalar fotovoltaica en terreno sin baterías. Sin embargo, dado que el CAPEX de esta solución es muy elevado, y no tiene en cuenta costes extra de adquisición de terreno, tramitaciones etc. se considerará para el estudio el caso de instalar fotovoltaica en el tejado con 2 orientaciones. La versión con la que se trabajará es la de 2 orientaciones, ya que es la que genera un mayor ahorro con un CAPEX más contenido. La opción de instalación en terreno no se va a considerar, ya que los costes pueden resultar mayores de lo esperado por el gasto de adquisición del terreno o posibles movimientos de tierra que pueden ser necesarios.

Para tratar de mejorar la rentabilidad del sistema de baterías, se han explorado otras estrategias, actualmente el sistema de carga de red está calculado para que cargue las baterías en “P6” y descargue en “P1 y “P2”, esto permite aumentar la rentabilidad gracias a la diferencia del precio de la energía en estos períodos. Sin embargo, presenta un inconveniente, la batería queda inutilizada en los meses de abril a junio y de agosto a octubre ya que no hay P1 ni P2 en estos meses:

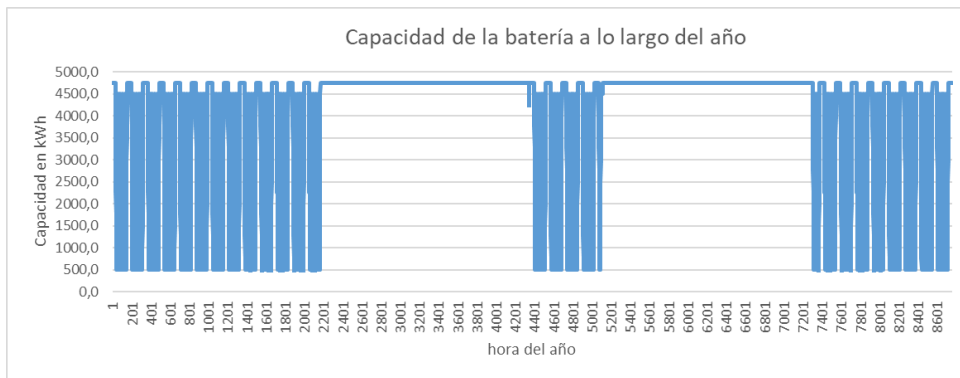


Ilustración 48: Evolución de la capacidad de la batería a lo largo del año descargando en P1 y P2

Se ha probado a descargar la batería en los períodos P1, P2, P3, de esta forma se observa que el uso de la batería aumenta:

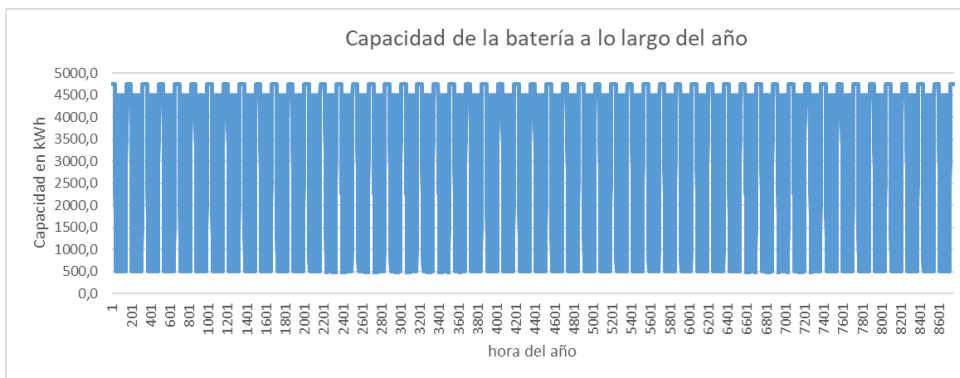


Ilustración 49: Evolución de la capacidad de la batería a lo largo del año descargando en P1, P2 y P3

Se ha probado también a descargar la batería únicamente en el período P1:

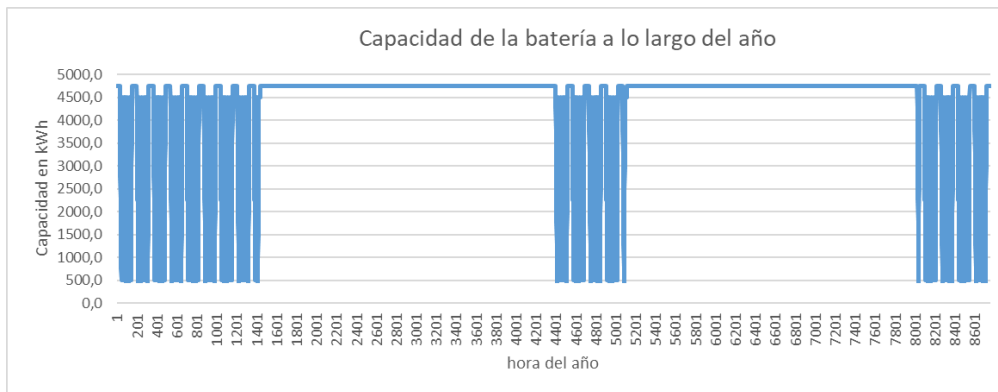


Ilustración 50: Evolución de la capacidad de la batería a lo largo del año descargando en P1

Se ha extraído la rentabilidad de cada uno de los casos y se comprueba que el sistema más rentable es el de cargar en P6 y descargar en P1 y P2, esto es debido a que, si solo se descarga en P1, la batería está demasiado infrutilizada, pero si se descarga en P1, P2 y P3, aunque se dé más uso a la batería, se está descargando más en el P3 y P2 y esto provoca que en el P1, cuando resulta más favorable descargar, la batería disponga ya de poca capacidad. El óptimo resulta ser descargar en P1 y P2:

	Descargando en P1	Descargando en P1 y P2	Descargando en P1, P2 y P3
Ahorro en sistema de 2 orientaciones con carga de red	5.778.226,95 €	5.815.826,16 €	5.664.165,32 €

Ilustración 51: Comparativa de la rentabilidad al variar el método de descarga

Las curvas de funcionamiento que se obtienen para el sistema 1, de 2 orientaciones y carga de red, descargando en los períodos P1 y P2, son la siguiente:

Julio

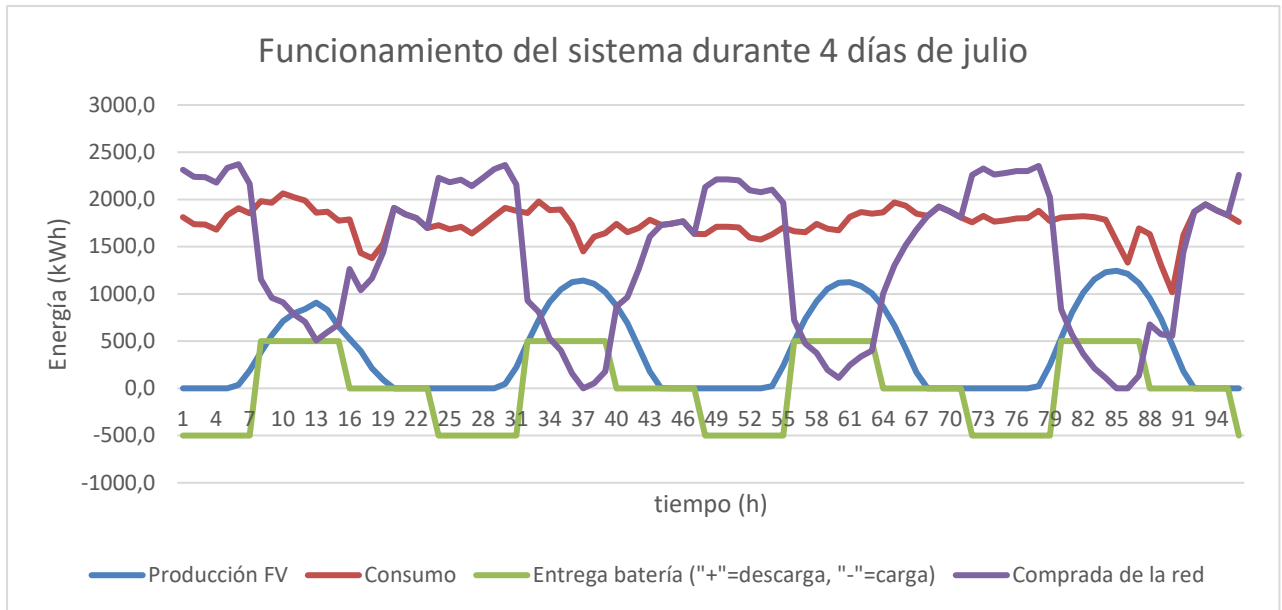


Ilustración 52: Funcionamiento del sistema 1 en julio con batería

Diciembre

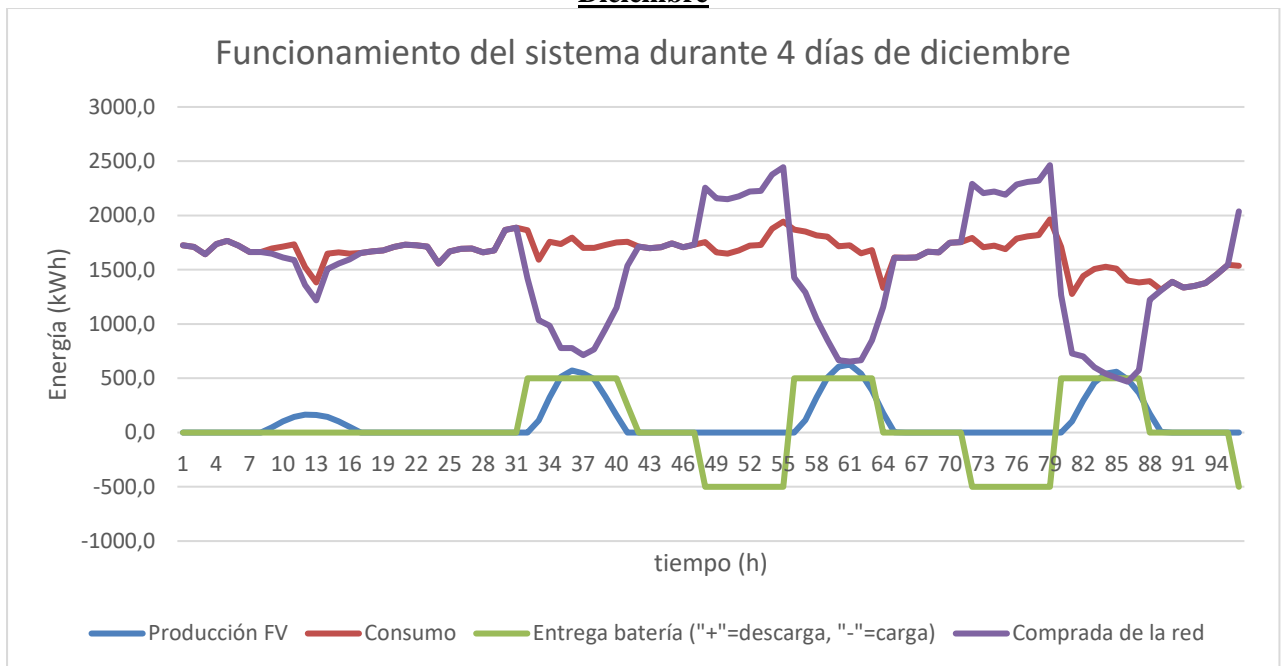


Ilustración 53: Funcionamiento del sistema 1 en diciembre con batería

De las gráficas puede observarse que el consumo de la fábrica es mucho mayor a la producción fotovoltaica incluso en los meses de mayor producción. Esto se debe al subdimensionamiento de la fotovoltaica como consecuencia de la limitación de espacio del tejado. Esto es uno de los motivos de que la batería no resulte rentable. En un sistema con muchos excedentes, el aprovechamiento de estos mediante el almacenamiento con batería podría resultar más interesante.

El sistema de almacenamiento de batería no resulta rentable según el análisis (Tabla 21), ya que el ahorro que produce la fotovoltaica sin almacenamiento es superior a cualquiera de los modelos estudiados con almacenamiento. Uno de los motivos por los que puede no resultar rentable la batería, al margen de su coste, es la pequeña diferencia de precio entre el P1 y el P6, que es de únicamente un 38%, o 47€/MWh. Existen

modelos en los que las baterías sí resultan rentables, pero presentar diferencias de valle a punta de 100 €/MWh o hasta 300% de diferencia [14].

Dado que, como se ha visto anteriormente en este capítulo, la situación óptima es instalar fotovoltaica sin batería, se mostrará a continuación el diagrama lógico que se utiliza para este caso, mucho más sencillo:

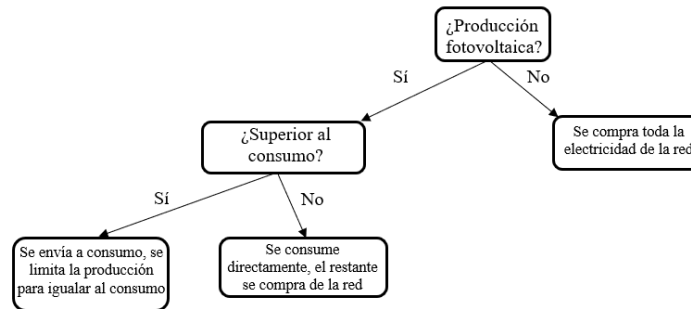


Ilustración 54: Diagrama lógico de la gestión del autoconsumo

En cuanto al funcionamiento del sistema 1, de 2 orientaciones, se mostrará graficado a continuación, para los mismos días que se han mostrado en el análisis de la batería:

Julio

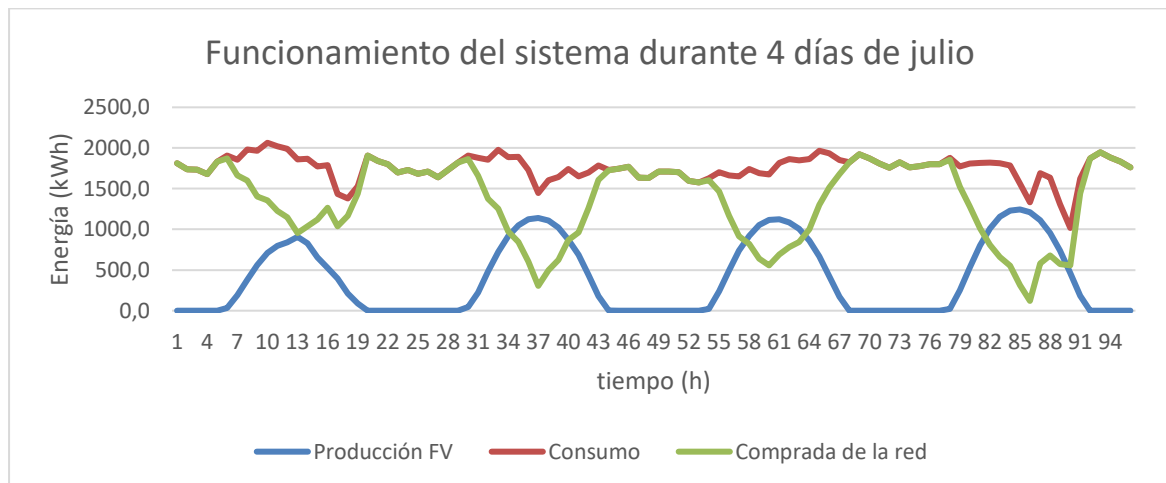


Ilustración 55: Funcionamiento del sistema 1 en julio sin batería

Diciembre

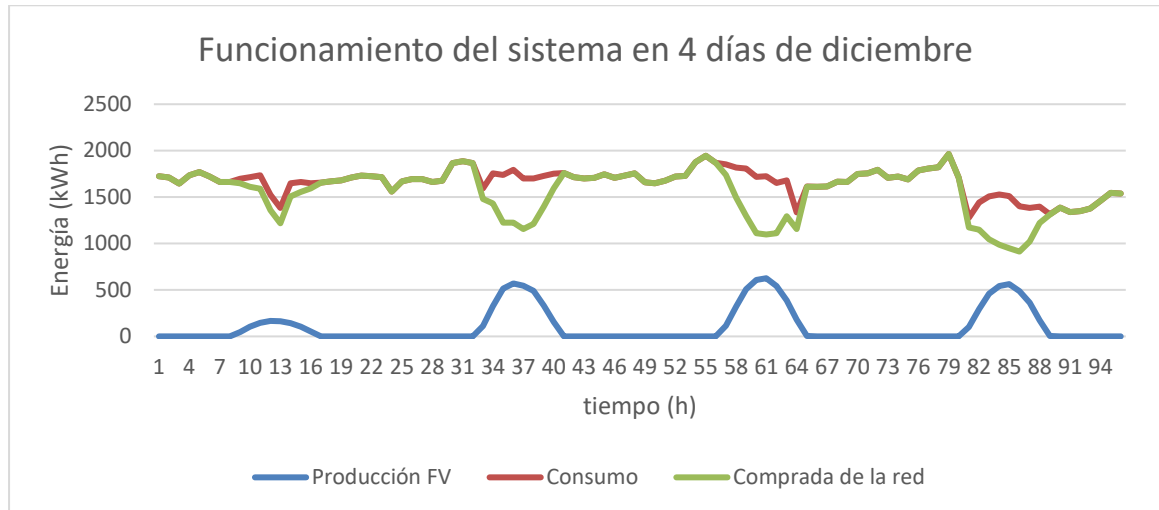


Ilustración 56: Funcionamiento del sistema en diciembre sin batería

A pesar de que el estudio realizado haya determinado que no resulta rentable la instalación de la batería, esto puede cambiar en un futuro cercano, ciertos estudios pronostican una caída del precio de la batería de un 50% en 2030 [15]. Esto cambiaría significativamente la situación y requeriría un estudio de cara a esta posible evolución.

7. Análisis económico

Para el análisis económico, aplicado a la instalación correspondiente al sistema 1, de 2 orientaciones, que se ha considerado la más interesante en los capítulos 5 y 6, que cuenta con 1.626.000 Wp, se han estimado los siguientes costes del sistema (€/Wp):

Módulos (€/Wp)	Inversor (€/W)	Estructura (€/módulo)	Balance of Plant (BOP) (€/Wp)	Mano de obra (€/Wp)	Mantenimiento (€/año)
0,15	0,3	12,8	0,2	0,15	5700

Tabla 22: Costes supuestos para el análisis económico

A partir de estos valores, así como de la producción de energía del sistema extraída de PVsyst se obtienen los siguientes datos de partida en la hoja de cálculo de Excel:

Parámetros Económicos	Valor	Inversión	Valor
Tasa interés (%)	5%	CAPEX (€)	1.232.000 €
Inflación (%)	2%	DEVEX (€)	50.000 €
Periodo devolución deuda (años)	5	Inversión total (€)	1.282.000 €
Periodo de amortización (años)	25	Propia (%)	100%
Contingencia (%)	25%	Propia (€)	1.282.000 €
Tasa de Descuento (%)	5%	Externa (%)	0%
IVA (%)	21%	Externa (€)	0 €
Coste de O&M (€/kW)	4	IVA Inversión (€)	269.220 €
Otros Costes (€/kW)	0	Desembolso (€)	0 €
Seguro Anual (€/kW)	4	Amortización (€)	51.280 €
Peajes (€/MWh)	0	Degradación anual (%)	0,25
Parámetros Técnicos	Valor	Ahorros (€/kWh)	Valor
Potencia Instalada (kW)	1616,00	Ahorros brutos (€/kWh)	0,142
Horas Equivalentes de Producción	1381,00		
Producción Anual de Energía (kWh)	2232000,00		

Tabla 23: Datos de partida para el cálculo económico

A partir de los datos de partida de la figura superior, se realiza un cálculo anual, hasta el año 25, del coste de operación del sistema, pago de la deuda en caso de que haya, ahorros que se consiguen y, en general, el flujo de caja que se obtiene en el proyecto.

En este supuesto, se ha considerado que la inversión se realiza íntegramente con fondos propios ya que es la opción más rentable. Además, se trata de una inversión lo suficientemente contenida como para poder ser asumida por la compañía. Los resultados que se obtienen son los siguientes:



Ilustración 57: Flujo de caja y flujo de caja acumulado

Rentabilidad	
Período de retorno (Payback) (años)	6
Inversión total (€)	1.282.000 €
LCOE (€/kWh)	0,023 €
VAN	1.872.921 €
TIR	18%

Tabla 24: Resultados financieros de proyecto

De las figuras superiores, cabe destacar que la inversión se recupera a los 6 años, los valores de TIR y VAN son muy positivos y remarcan una buena rentabilidad del proyecto. Algunas de las suposiciones que se han seguido para el cálculo son las siguientes:

- Se considera que cada kWh que produce el sistema fotovoltaico supone un ahorro bruto de 0,142 €, ya que este es el coste medio del kWh comprado de la red en 2023. A este valor se le descontarán los costes de la instalación FV.
- Cada año, el sistema produce un 0,25% menos de energía debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos, tomándose la mitad de la degradación anual, por lo que cada año el ahorro es menor, hasta el año 25, que se considera el final de la vida útil.
- Se considera que la inversión se hace al 100% con fondos propios.
- Se considera un BOP de 0,2 €/Wp que hace referencia a costes al margen de los módulos, inversor o estructura. Como pueden ser el cableado o cuadros de protección y medida.
- A modo de contingencia, se asume un coste extra del 25% aplicado sobre el beneficio tras impuestos, que se podrían aplicar a la adquisición de permisos, reposición de equipos u otros imprevistos. Además, se considera un 21% de IVA sobre el CAPEX.

El LCOE que se consigue se calcula de la siguiente manera:

LCOE _{red} (Coste de comprar energía de la red)	0,142 €/kWh
C (Consumo anual de la fábrica)	14.327.815 kWh
P (Producción fotovoltaica anual)	2.232.903 kWh
E _{red} (Energía comprada de la red, instalando FV)	12.171.121 kWh
LCOE _{FV} (Coste del kWh que sale del sistema FV)	0,023 €/kWh

Tabla 25: Resultados económicos y energéticos

$$LCOE_{final} = \frac{LCOE_{red} * E_{red} + LCOE_{FV} * P}{C} = 0,123 \text{ €/kWh}$$

LCOE _{red}	LCOE _{final}	Ahorro
0,142 €/kWh	0,123 €/kWh	13,4%

Tabla 26: LCOE final calculado y ahorro conseguido

En global, el ahorro que supondría la ejecución de la instalación es de más de un 13% de la factura eléctrica a lo largo de la vida útil de la instalación. Dado que se trata de una industria con un elevado consumo, el ahorro que puede suponer es considerable. Para un año promedio, se podrían obtener los siguientes ahorros anuales de en torno a 260.000€:

Año promedio	Consumo (kWh)	Coste factura (Sin FV, €)	Coste factura (Con FV, €)	Ahorro anual con FV (€)
Enero	1331777	186.715,14 €	161.695,31 €	25.019,83 €
Febrero	1107802	155.313,84 €	134.501,79 €	20.812,05 €
Marzo	1254900	175.936,98 €	152.361,42 €	23.575,56 €
Abril	1227808	172.138,68 €	149.072,10 €	23.066,58 €
Mayo	1106228	155.093,17 €	134.310,68 €	20.782,48 €
Junio	1211773	169.890,57 €	147.125,24 €	22.765,34 €
Julio	1285094	180.170,18 €	156.027,37 €	24.142,80 €
Agosto	1253606	175.755,56 €	152.204,32 €	23.551,25 €
Septiembre	1208211	169.391,18 €	146.692,76 €	22.698,42 €
Octubre	1145844	160.647,33 €	139.120,59 €	21.526,74 €
Noviembre	1074741	150.678,69 €	130.487,74 €	20.190,94 €
Diciembre	1094554	153.456,47 €	132.893,30 €	20.563,17 €
TOTAL	14302338	2.005.187,79 €	1.736.492,62 €	268.695,16 €

Tabla 27: Ahorro mensual y anual con instalación FV

En conclusión, el estudio económico resulta favorable, el período de retorno es reducido y los potenciales ahorros que podrían obtenerse son elevados.

8. Conclusiones

Este trabajo evalúa la viabilidad de implementar un sistema de autoconsumo fotovoltaico en la fábrica de yesos de San Martín PYL, con el objetivo de reducir los costos eléctricos y optimizar el aprovechamiento energético. Se analiza el consumo eléctrico, el cual se observa que es muy plano y presenta poca variación, lo que en un principio podría hacer interesante plantear la instalación de almacenamiento en baterías de la energía sobrante para usarse en horas nocturnas. Dado que el estudio se ha realizado en PVsyst, se ha escogido una base de datos que mejor se aproximaba a la media de los valores de las bases que se han comparado.

Por otro lado, se comprueba que no existen restricciones medioambientales importantes que afecten a la zona en la que se realizaría la instalación. Para continuar con el análisis previo, se calculan las cargas de viento descritas en el código técnico, tanto para el terreno como para la cubierta, ya que esto permite seleccionar una estructura de soporte con mayor seguridad. En cuanto a la selección de los principales componentes (módulos, inversor y estructura), se definen varios parámetros, como el precio, eficiencia, rango de tensiones, adaptabilidad (estructura), sencillez de montaje o comportamiento frente a altas temperaturas. El análisis arroja que los mejores componentes entre los evaluados son los módulos Trina de 605W, inversor Ingeteam y estructura de Novotergra. Para terminar este análisis previo, se define la tipología de autoconsumo y el esquema de conexión a la red eléctrica a partir de los datos conocidos, tratándose de un autoconsumo sin excedentes, en red interior, individual, de energía renovable y conectado en alta tensión y con la existencia de varios centros de transformación.

Continuando con el diseño de la planta propiamente dicho, se comparan 3 configuraciones, con montaje sobre cubierta (1 o 2 orientaciones) y con montaje en terreno. La comparativa de pérdidas de cada sistema arroja que el sistema en terreno presenta más pérdidas por sombreado, pero le favorece su mejor orientación y permite instalar más potencia. Por otro lado, el sistema de 2 orientaciones es el que consigue un mayor PR (0,784) así como un autoconsumo del 96% y una autosuficiencia del 15%, este es el sistema con el que se continúa el estudio, pues es el que mejor aprovecha la cubierta de la fábrica y evita la adquisición del terreno aledaño. Los datos de autoconsumo y autosuficiencia demuestran que se trata de una instalación subdimensionada, que no produce más que un 4% de excedentes, por lo que no resulta interesante la venta a red de dicho excedente, lo que complicaría la tramitación del proyecto.

Para continuar con el diseño de la planta, se dimensiona la longitud de los string o cadena en función de los límites del inversor, obteniendo 28 módulos por string, se dimensiona la sección de los cables y se optimiza el sobredimensionamiento de la planta, el cual es de un 20,3% (DC sobre AC). La simulación de la planta con las premisas consideradas arroja un valor de generación eléctrica anual de 2233 MWh con una confianza del 50%, o 2106 MWh con una confianza del 90%.

Continuando con el diseño del sistema de almacenamiento en baterías, aunque se exploran varias estrategias de carga de las baterías, con excedentes, con la generación FV y con electricidad de red, ningún enfoque produce más ahorro a lo largo de los 25 años de vida útil que la instalación FV sin baterías. La no rentabilidad de las baterías se debe a varios factores, incluyendo el alto coste actual de las baterías y el subdimensionamiento de la instalación fotovoltaica en relación con el consumo de la fábrica, Además, la pequeña diferencia de precios entre los períodos tarifarios P1 y P6 (solo un 30%) no favorece este tipo de soluciones.

Finalmente, el estudio económico realizado sobre la configuración seleccionada, muestra que esta solución permite una recuperación de la inversión en aproximadamente 6 años, con un TIR del 18% y un VAN de más de 1.800.000€, suponiendo una financiación completa con fondos propios, el ahorro anual medio que se produciría supera los 250.000€. Estos resultados demuestran la viabilidad y los beneficios económicos del autoconsumo fotovoltaico en la industria, destacando que el sistema propuesto no solo es técnicamente eficiente, sino también financieramente rentable bajo las condiciones actuales.

Referencias

- [1] Energigreen. "Tarifa 6.1TD." [En línea]. Disponible en: <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>. [Accedido: 5-jun-2024].
- [2]. G. Prieto, "Mapa de la radiación solar en Europa," *Paneles Solares Barcelona*, 11 de enero de 2021. [En línea]. [Accedido: 1-sep-2024]. Disponible: <https://panelessolaresbarcelona.com/energia-solar-renovable/mapa-de-la-radiacion-solar-en-europa/>.
- [3] Sede Electrónica del Catastro. [En línea]. Disponible en: <https://www.sedecatastro.gob.es/>. [Accedido: 3-jul-2024].
- [4]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Geoportal," *SIG MAPAMA*, 2024. [En línea]. [Accedido: 12-ago-2024]. Disponible: <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>.
- [5]. "Documento de Bases de Seguridad y Evaluación," Código Técnico de la Edificación. [Enlace]. [Accedido: 12-ago-2024]. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>
- [6] UFD. "Herramienta de Autoconsumo." [En línea]. Disponible en: <https://www.ufd.es/herramienta-de-autoconsumo/> [Accedido: 15-jun-2024].
- [7] "FT-Ros-ES," Indexfix. [Enlace]. [Accedido: 1-ago-2024]. Disponible en: <https://www.indexfix.com/wp-content/uploads/docs/ft-ros-es.pdf>
- [8] A. Kimber, L. Mitchell, S. Nogradi, and H. Wenger, "The Effect of Soiling on Large Grid-Connected Photovoltaic Systems in California and the Southwest Region of the United States," *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Waikoloa, HI, USA, 2006, pp. 2391-2395. DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279690. [Accedido: 12-jul-2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279690>
- [9] Trina Solar, "Hoja de datos 600W DT-M-0010 B," Trina Solar, 2021. [En línea]. Disponible: <https://pages.trinasolar.com/DE20.html>. [Accedido: 5-oct-2024].
- [10]. "Guía Técnica para la Aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Anexo 2)," Ministerio de Industria, Energía y Turismo. [Enlace]. [Accedido: 15-jul-2024]. Disponible en: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_anexo_2_sep03R1.pdf
- [11] CCEEA. "Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno." [En línea]. Disponible en: https://ccea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno#google_vignette [Accedido: 1-jul-2024].
- [12] Ingeteam, "Hoja de datos del inversor Ingecon Sun Power Serie B 1500VDC," Ingeteam, 2021. [En línea]. Disponible: https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_3578_Archivo_ingecon-sun-power-serie-b-1500vdc.pdf [Accedido: 5-oct-2024].

[13]. J. F. Picard, "Aspectos y Límites del Oversizing Ratio DC-AC," AmaranZero, 2021. [Enlace]. [Accedido: 12-jul-2024]. Disponible en: <https://amaranzero.es/sites/default/files/2021-09/Aspectos%20y%20Limites%20del%20Oversizing%20Ratio%20DC-AC.pdf>

[14]. "X-market arbitrage for battery storage: How does it work?," Flex Power. [Enlace]. [Accedido: 10-sep-2024]. Disponible en: <https://flex-power.energy/energyblog/energy-arbitrage-battery-storage/#t-1697788262334>

[15]. "Battery prices collapsing, grid-tied energy storage expanding," *pV magazine*, Mar. 7, 2024. [Enlace]. [Accedido: 16-sep-2024]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2024/03/07/battery-prices-collapsing-grid-tied-energy-storage-expanding/>

Anexos

Anexo 1: Ficha técnica del módulo fotovoltaico



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE20

PRODUCT RANGE: 585-605W

605W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 605W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

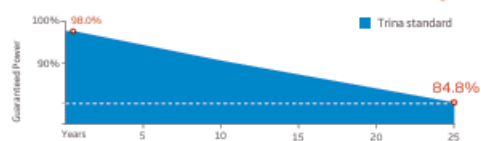
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



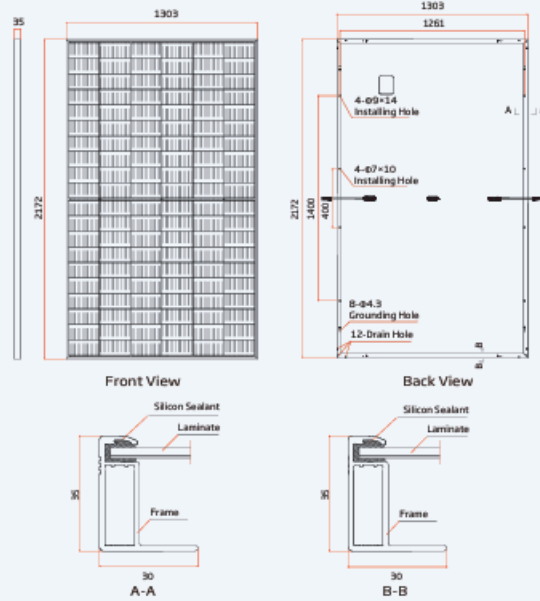
Comprehensive Products and System Certificates



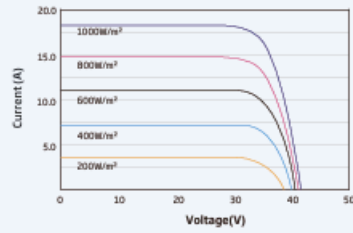
IEC61215/IEC61730/IECE1701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



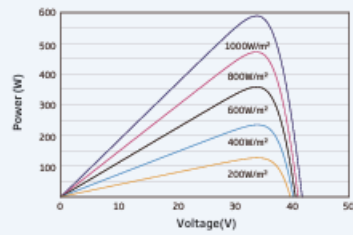
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{max} (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance-P _{max} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency-η _m (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{max} (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×35mm (85.51×51.30×1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/PDE
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	31 pieces
Modules per 40' container:	558 pieces

INGECON

SUN STORAGE

PowerMax U B Series
1,500 V_{dc}

THREE-PHASE
TRANSFORMERLESS
BATTERY INVERTER

1170TL U B450 / 1400TL U B540 / 1500TL U B578 /
1560TL U B600 / 1600TL U B615 / 1640TL U B630

The INGECON® SUN STORAGE Power Max is a three-phase bidirectional battery inverter for grid-connected systems. This inverter offers a high-power density in a single power block, providing different configurable operating modes. Besides, it features the same technology as Ingeteam's PV inverters, facilitating the supply of spare parts.

Easy maintenance
String inverter philosophy has been applied in the design of this central inverter, facilitating the inverter usage. Moreover, the input and output lines are integrated into the same cabinet, in order to make maintenance work easier.

Battery management
The INGECON® SUN STORAGE Power Max features a highly advanced battery control technology, ensuring the maximum life of the storage system. The battery temperature could be controlled at all times ensuring an enhanced lifespan of the accumulator. This inverter is 100% compatible with Ingeteam's PV inverters.

Software included
Included at no extra cost the software INGECON® SUN Manager for monitoring and recording the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard. The INGECON® SUN STORAGE PowerMax three-phase inverter complies with the most demanding international standards.

Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years

PROTECTIONS

- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Motorized DC load break disconnect.
- NEMA 4 / IP66 protection class for the electronics.

INTEGRATED ACCESSORIES

- Ethernet communication.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type 2.
- DC pre-charge system.
- AC circuit breaker with remote tripping.

OPTIONAL ACCESSORIES

- DC fuses.
- DC and AC surge arresters, type 1.
- AC pre-charge system.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of -30 °C (-22 °F).



UL 9540
& UL 1741
COMPLIANT



Size and weight (Inches and lbs)



www.ingeteam.com
solar.us@ingeteam.com



1170TL U B450 / 1400TL U B540 / 1500TL U B378 / 1560TL U B600 / 1600TL U B615 / 1640TL U B630

Operating modes:

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax B Series inverters usually work in combination with Ingeteam's INGECON® SUN PV inverters and INGECON® SUN EMS Plant Controller. With such a schema both inverter types (PV and batteries) could inject active and reactive power into the grid at the same time, resulting in a much more efficient system. These are the main strategies for the INGECON® SUN STORAGE PowerMax B Series inverter:

- Energy Time Shifting

The inclusion of an energy storage system makes it possible to inject during the night some of the solar energy produced during the day.

- Ramp Rate Control

In order to adapt the plant's power output rate to an established setpoint, the battery inverter will minimize the impact of any power variation by absorbing the energy surpluses or by injecting energy into the grid when the PV resource is not enough.

- Peak-shaving

The energy stored in the batteries could be used to reduce the peaks of power consumption, for those installations with loads coupled to the system.

- Frequency Regulation

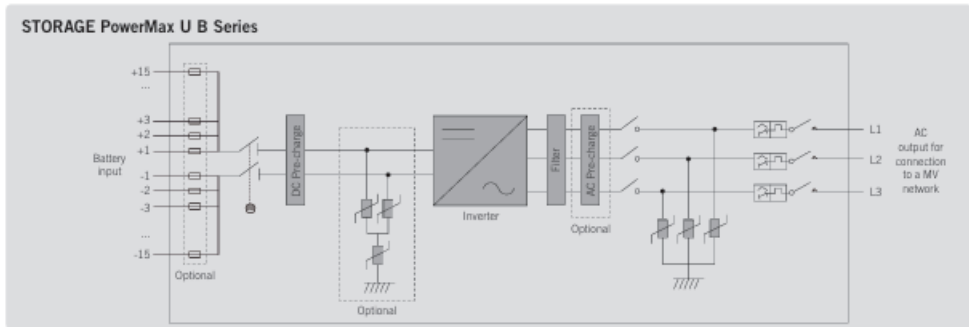
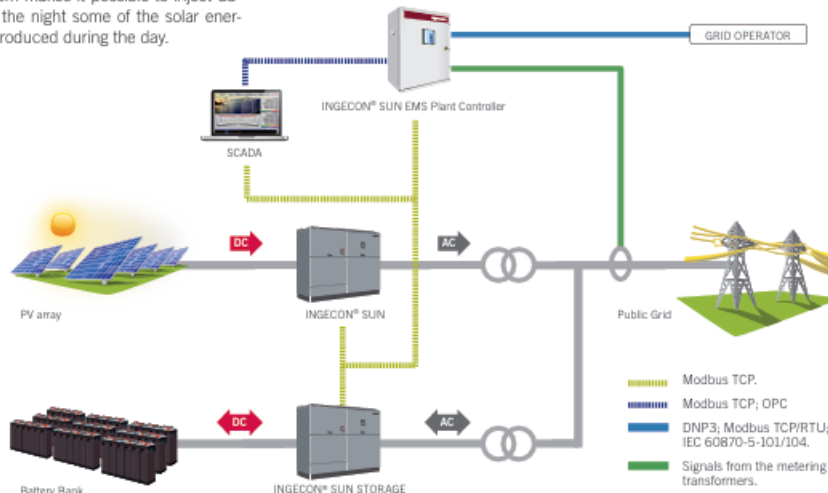
In the event of an underfrequency, an additional power injection is needed. The battery inverter will provide this extra power for a certain period of time.

- Active Power Reserve

Some of the energy stored can be saved in order to feed it to the grid during short periods of time when it is needed.

- Digital Q Compensation

The battery inverter can control the reactive power output and it can inject reactive power into the grid also during the night.



Ingeteam

	1170TL U B450	1400TL U B540	1500TL U B578	1560TL U B600	1600TL U B615	1640TL U B630
Input (DC)						
Battery voltage range ⁽¹⁾	717 - 1,300 V	858 - 1,300 V	917 - 1,300 V	952 - 1,300 V	975.5 - 1,300 V	999 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽²⁾	1,500 V					
Maximum current	2,000 A					
Type of battery	Li-ion, lead, Ni-Cd and flow batteries					
N ^o inputs with fuse holders	6 up to 15 (optional)					
Fuse dimensions ⁽³⁾	Up to 400 A / 1,500 V fuses (optional)					
Type of connection	Single copper bar (up to 30 cables) or multiple copper bars with fuse holders					
Input protections						
Overvoltage protections	Type 2 surge arresters (type 1 optional)					
DC switch	Motorized DC load break disconnect					
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton					
Output (AC)						
Power @ 77 °F / @ 122 °F ⁽⁴⁾	1,169 kVA / 975 kVA	1,403 kVA / 1,332 kVA	1,502 kVA / 1,251 kVA	1,559 kVA / 1,299 kVA	1,598 kVA / 1,332 kVA	1,637 kVA / 1,364 kVA
Current @ 77 °F / @ 122 °F	1,500 A / 1,250 A					
Short-circuit capability	3,440 A @ 11 ms					
Rated voltage	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz					
Power Factor ⁽⁵⁾	1					
Power Factor adjustable	Yes. S _{max} =1,169 kVA	Yes. S _{max} =1,403 kVA	Yes. S _{max} =1,502 kVA	Yes. S _{max} =1,559 kVA	Yes. S _{max} =1,598 kVA	Yes. S _{max} =1,637 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%					
Type of connection	Connection to copper bars					
Output protections						
Overvoltage protections	Type 2 surge arresters (type 1 optional)					
AC breaker	Optional AC circuit breaker with door control, motorized or remote trip					
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection					
Other protections	AC short circuits and overloads					
Features						
Maximum efficiency	98.9%					
CEC	98.8%					
Max. consumption aux. services	2,500 VA					
Stand-by consumption ⁽⁷⁾	60 W					
Average energy consumption per day	18 kWh					
General Information						
Ambient temperature	-4 °F to +131 °F					
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%					
Protection class	NEMA 12 (Indoor) / NEMA 3 (Outdoor)					
Max. altitude ⁽⁸⁾	6,562 ft (2,000 m)					
Cooling system	Forced air with temperature control (230 V phase + neutral power supply)					
Air volume	60.77 ft ³ /s (6,200 m ³ /h)					
Noise emission	<70 dB(A) at 1 m					
Marking	CE, ETL					
EMC & Security standards	UL9540, UL1741, FCC Part 15, IEEE C37.90.1, IEEE C37.90.2					
Grid connection standards	IEC 62116, UL1741, IEEE 1547, IEEE 1547.1, NEC CODE, Electric Rule 21: 2015					

Notes: ⁽¹⁾ Minimum voltage DC (V_{DC, min}) for V_{grid,max} = 1.1 p.u. and Power Factor=1. If V_{grid,max} is higher than this value, the minimum voltage should be corrected as V_{DC, min} * V_{grid,max} / 1.1
⁽²⁾ Beyond 1,300 V, the maximum current decreases gradually ⁽³⁾ I_{cu} = 50 kA ⁽⁴⁾ For each °F of increase between 77 °F and 122 °F, the output power will be reduced at the rate of 0.37%. Over 122 °F, the output power will be reduced at the rate of 1% for each 1°F of increase ⁽⁵⁾ For P_{dc}>25% of the rated power ⁽⁶⁾ For P_{dc}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4
⁽⁷⁾ Consumption from battery ⁽⁸⁾ Over 3,300 ft, temperature for rated power is reduced at the rate of 2.42 °F for each 3,300 ft.

Anexo 3: Ficha técnica de la estructura

Cubierta de chapa trapezoidal | Sistema de pinzas

Sistema de pinzas con fijación directa y módulos en horizontal



Componentes premontados para un montaje rápido

- Variante de montaje económica sobre chapa trapezoidal
- Menor coste logístico en la obra
- Montaje rápido y eficiente desde arriba
- Conductividad eléctrica entre el sistema de montaje y la chapa de la cubierta

Variantes de productos

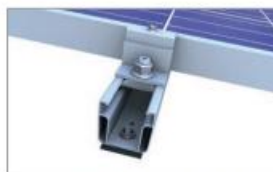
- Raíl corto C24 como solución rentable con la que ahorrará en material
- Raíl corto C47 para una buena ventilación posterior del módulo con suficiente espacio

Ventajas

- Pocos componentes, completamente premontados
- Menos costes de material y manejo sumamente sencillo
- Fuerzas de sujeción elevadas mediante fijación directa sin arranque de viruta con tornillos para chapa fina homologados según las normas de construcción
- Solo se requiere una herramienta de montaje



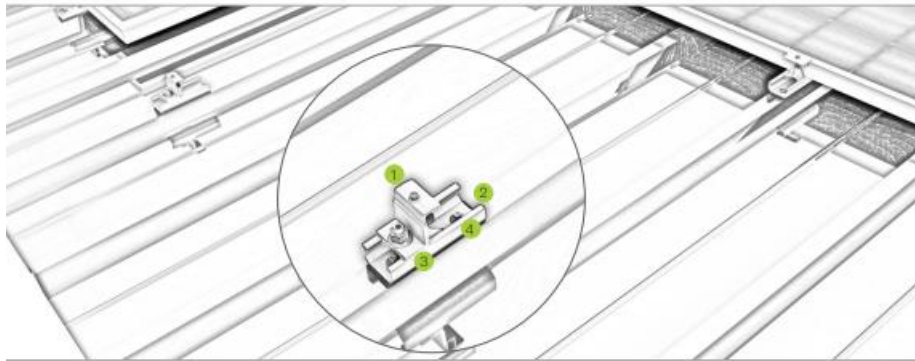
Variantes de raíl corto con junta de EPDM



Fijación sobre el raíl corto en montajes en chapa trapezoidal



Pinza final en el raíl corto C47



Designación

- ① **Pinza intermedia o final**

 - Para marco del módulo de 30-42 mm y 43-52 mm
 - Fácil de montar gracias a la función de bloqueo
- ② **Raíl**

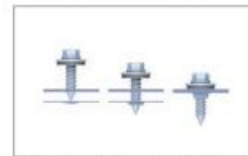
 - Fijación en la cresta ahorrando en material
 - Completamente preconfeccionado con EPDM y trama perforada
- ③ **Protección antideslizante del módulo**

 - Ayuda de montaje en la hilera de módulos más baja
 - Fijación adicional de los módulos
- ④ **Tornillo de fijación a chapa**

 - Con homologación según las normas de construcción para fijación sin arranque de viruta
 - Fuerzas de sujeción elevadas gracias a la canalización



Raíl corto C 33 para chapa ondulada



Tornillo sin arranque de virutas, grande fuerza de sujeción

Vídeo



novotegra GmbH
 Eisenbahnstraße 150 | 72072 Tübingen | Deutschland
 Tel. +49 7071 98987-0, info@novotegra.com
 www.novotegra.com

Nos reservamos el derecho a errores o cambios.
 Versión: Agosto 2021 / TP



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Autoconsumo industrial SN-PYL

Variant: 2 orientaciones

Building system

System power: 1626 kWp

SN_PYL_meteonorm - España

Autor(a)

ETSIDI. UPM (Spain)



Project: TFM Autoconsumo industrial SN-PYL

Variant: 2 orientaciones

PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7

ETSIDI. UPM (Spain)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
SN_PYL_meteonorm	Latitude 40.21 °N	Albedo 0.20
España	Longitude -3.62 °W	
	Altitude 620 m	
	Time zone UTC+1	
Weather data		
SN_PYL_meteonorm		
Meteonorm 8.1 (2005-2017), Sat=52% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Building system	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Ext. defined as file
Fixed planes 2 orientations	Linear shadings : Fast (table)	PVsyst SN_PYL importar.csv
Tilts/azimuths 5 / 62 °		
5 / -118 °		
System information	Inverters	
PV Array		
Nb. of modules 2688 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 1626 kWp	Pnom total 1352 kWac	
	Pnom ratio 1.203	

Results summary

Produced Energy 2232543 kWh/year	Specific production 1373 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 78.44 %
Used Energy 14327821 kWh/year		Solar Fraction SF 15.05 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7

ETSIDI. UPM (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation
Fixed planes 2 orientations
Tilts/azimuths 5 / 62 °
5 / -118 °

Horizon

Free Horizon

Building system

Sheds configuration

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file
PVsyst SN_PYL importar.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
1331789	1107801	1256637	1227750	1105910	1211687	1285262	1253386	1208327	1144093	1076684	1118489	*327817	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DE20-605
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 605 Wp
Number of PV modules 2688 units
Nominal (STC) 1626 kWp
Modules 96 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 1488 kWp
U mpp 880 V
I mpp 1691 A

Total PV power

Nominal (STC) 1626 kWp
Total 2688 modules
Module area 7607 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model Ingecon Sun 1500TL U B578 IP54 H3281
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 1352 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 1352 kWac
Operating voltage 822-1300 V
Max. power (=>30°C) 1502 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.20

Total inverter power

Total power 1352 kWac
Max. power 1502 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.20

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 5.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 9.2 mΩ
Loss Fraction 1.6 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.4.6

VC0. Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7

ETSIDI. UPM (Spain)

System losses

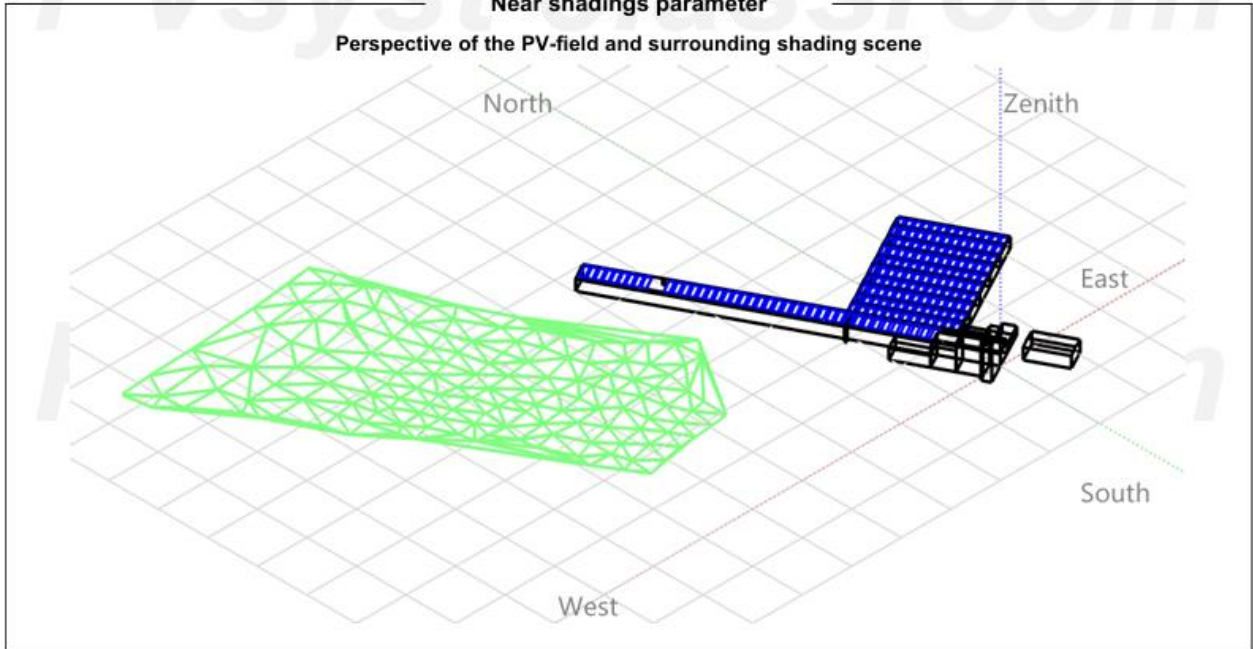
Unavailability of the system

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

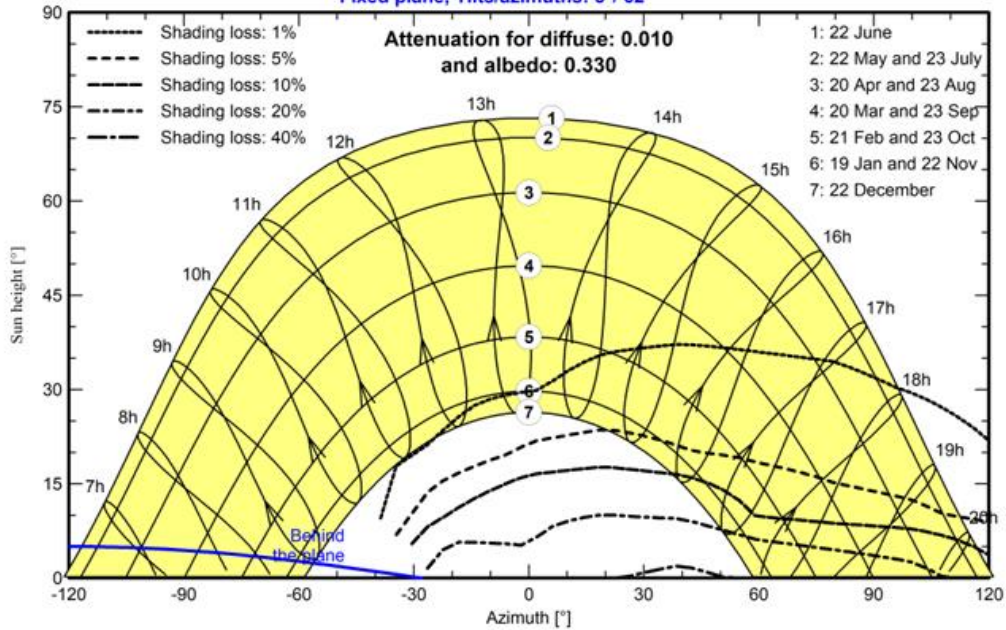




Iso-shadings diagram

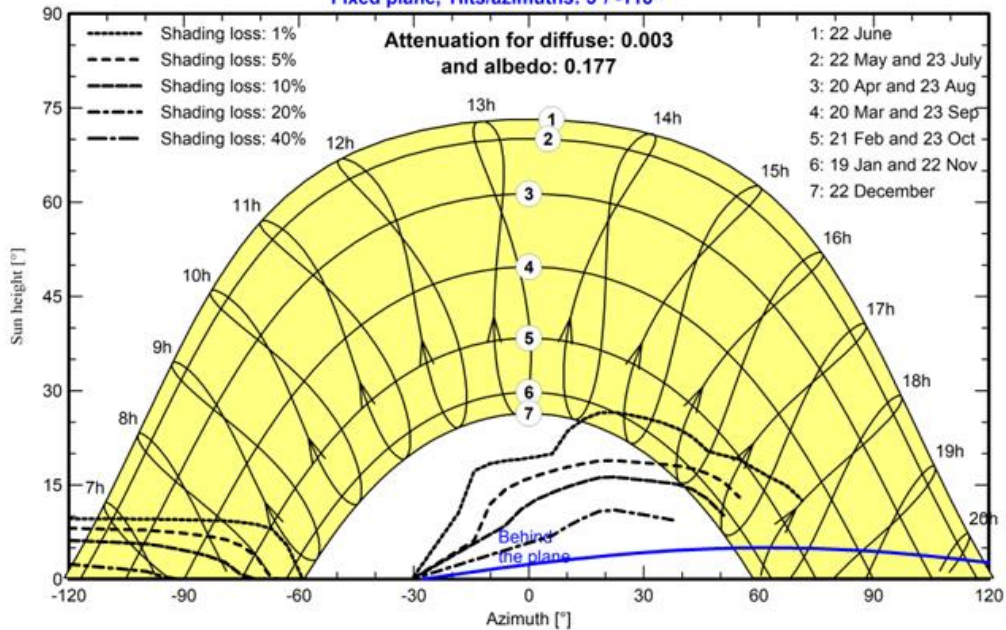
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 5°/ 62°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 5°/ -118°





Project: TFM Autoconsumo industrial SN-PYL

Variant: 2 orientaciones

ETSIDI. UPM (Spain)

PVsyst V7.4.6

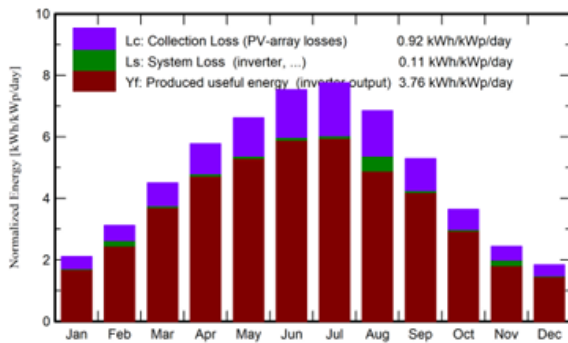
VC0, Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7

Main results

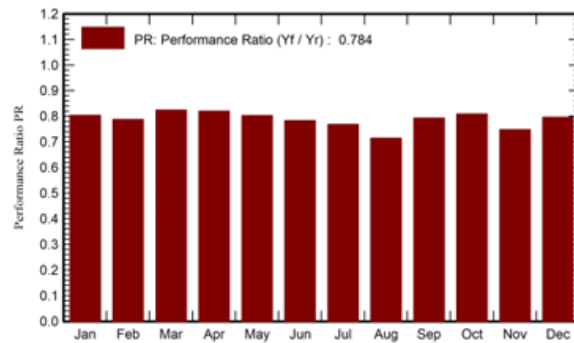
System Production

Produced Energy (P50) 2232543 kWh/year	Specific production (P50) 1373 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.44 %
Produced Energy (P90) 2106339 kWh/year	Specific production (P90) 1295 kWh/kWp/year	Solar Fraction SF	15.05 %
Produced Energy (P95) 2070830 kWh/year	Specific production (P95) 1273 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	64.1	25.46	6.01	65.1	56.2	86662	1331789	82229	2863	1249560
February	86.2	34.80	7.51	87.4	78.1	119926	1107801	109194	2707	998608
March	138.1	45.39	11.14	139.3	126.8	189689	1256638	182314	4504	1074323
April	172.7	57.38	13.86	173.2	159.4	234498	1227750	226891	4152	1000859
May	204.9	72.32	18.75	205.0	188.9	271333	1105910	243105	24310	862806
June	226.3	64.01	24.40	226.0	209.2	291953	1211688	283523	4305	928165
July	240.3	59.14	27.84	240.4	222.5	304578	1285262	294781	5554	990481
August	211.5	55.25	27.17	212.2	195.7	271111	1253387	237079	9545	1016308
September	157.7	50.00	22.04	158.8	145.1	207726	1208327	199243	5491	1009084
October	111.6	45.43	16.58	112.8	101.6	150752	1144093	140884	7562	1003210
November	71.7	29.69	9.86	73.0	63.8	97477	1076685	86327	2428	990358
December	55.7	23.92	6.55	56.8	48.4	74947	1118490	71128	2422	1047362
Year	1740.8	562.78	16.03	1750.2	1595.7	2300653	14327821	2156699	75844	12171122

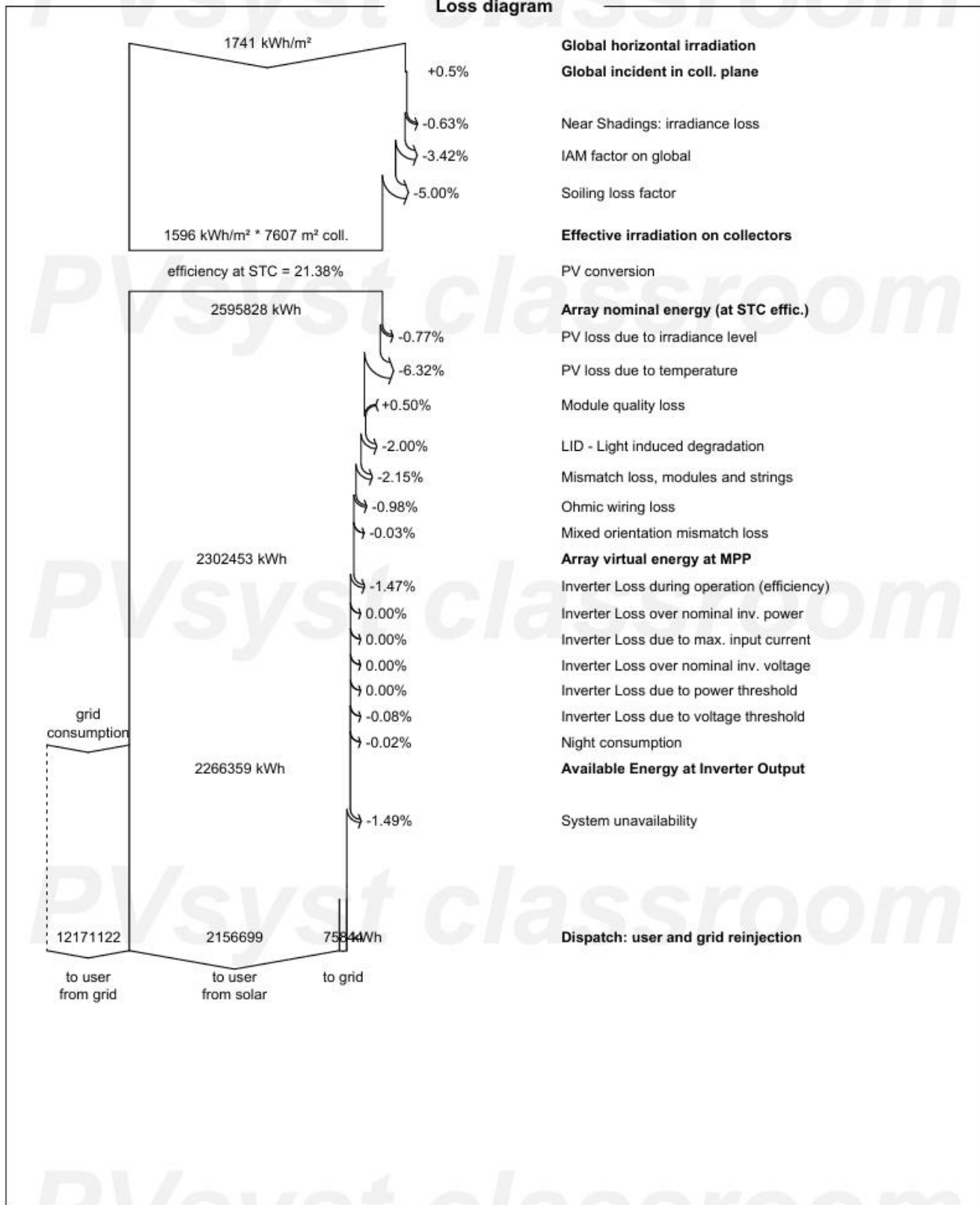
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



PVsyst V7.4.6

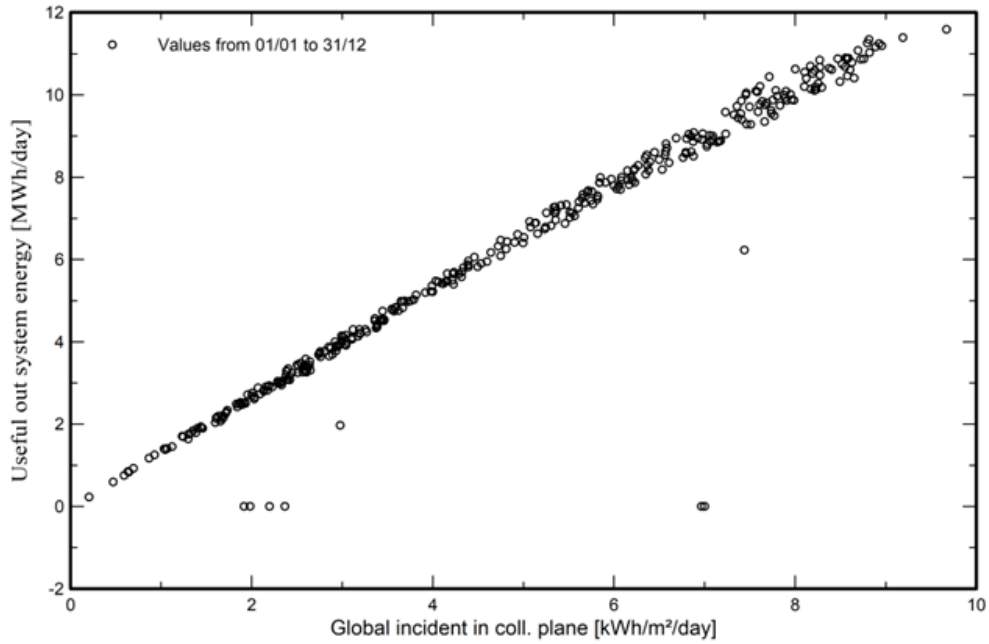
VC0, Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7



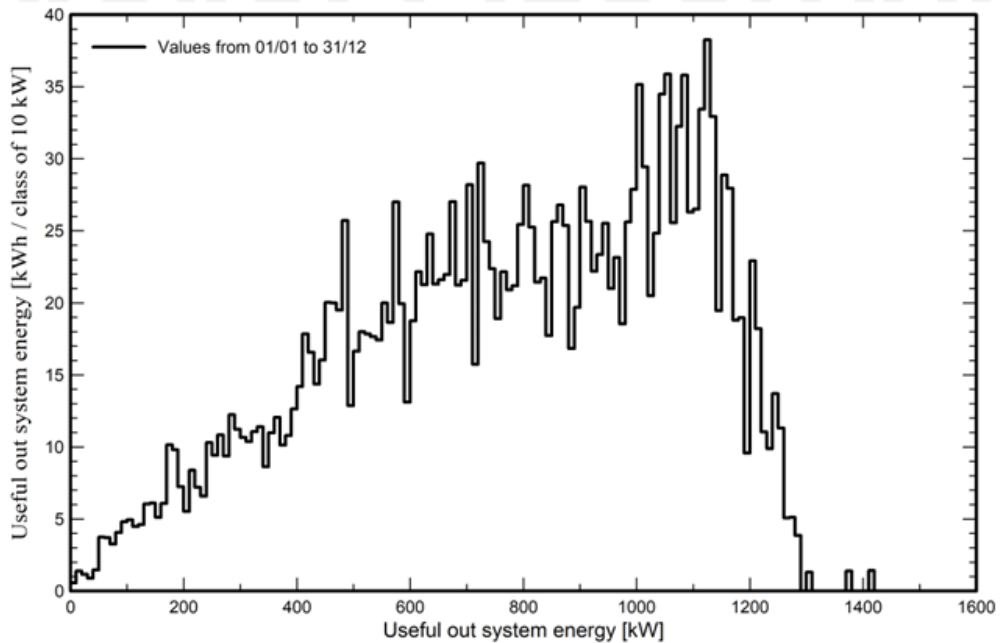


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7

ETSIDI. UPM (Spain)

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonom 8.1 (2005-2017), Sat=52%
Kind Monthly averages
Sintético - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 4.0 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 4.4 %

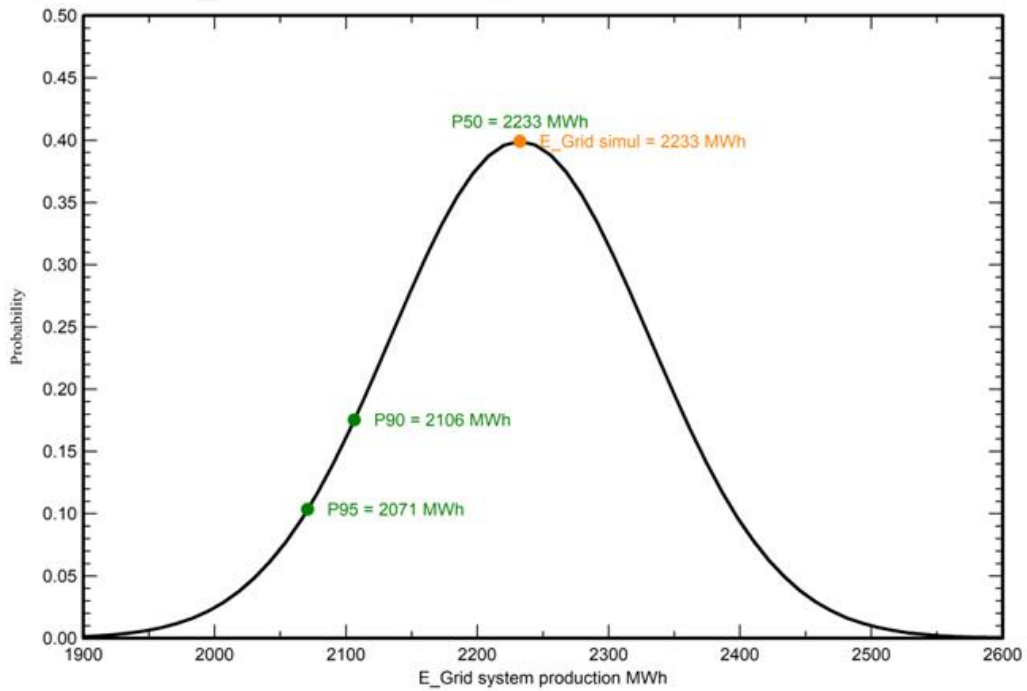
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 98 MWh
P50 2233 MWh
P90 2106 MWh
P95 2071 MWh

Probability distribution

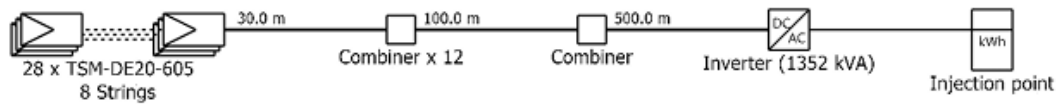




PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
26/08/24 19:14
with V7.4.7

Single-line diagram



PV module	TSM-DE20-605
Inverter	Ingecon Sun 1500TL U B578 IP54 H3281
String	28 x TSM-DE20-605

TFM Autoconsumo industrial SN-PYL	ETSIDI. UPM (Spain)
VC0 : 2 orientaciones	14/09/24