



**Universidad
Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MASTER
ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS VIABLES PARA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO EN PLANTA ASFÁLTICA**

Alumno: D. DAVID TORRES MARTÍNEZ

Director: D^a. CONSUELO GÓMEZ PULIDO

MAYO 2025

TÍTULO: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS VIABLES PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DE AUTOCONSUMO EN PLANTA ASFÁLTICA

AUTOR: DAVID TORRES MARTÍNEZ

DIRECTOR DEL PROYECTO: CONSUELO GÓMEZ PULIDO

FECHA: 14 de mayo de 2025

Índice

RESUMEN	7
Capítulo 1. MEMORIA.....	10
1.1 Objeto	10
1.2 Alcance	10
1.3 Antecedentes	13
Capítulo 2. CÁLCULOS	17
2.1 Cálculo de paneles necesarios	17
2.2 Uso sin excedentes ni almacenamiento	24
2.2.1 Estudio con 120 paneles.....	24
2.2.2 Estudio con 240 paneles.....	25
2.2.3 Estudio con 360 paneles.....	26
2.3 Uso con almacenamiento parcial con baterías.....	26
2.3.1 Estudio con 120 paneles.....	27
2.3.2 Estudio con 240 paneles.....	28
2.3.3 Estudio con 360 paneles.....	29
2.4 Red de distribución cerrada.....	31
2.5 Cálculo Ahorro energético.....	32
2.6 Esquema unifilar cableado y protecciones	37
2.6.1 Uso sin almacenaje.....	41
2.6.2 Uso con almacenamiento parcial con baterías.....	42
2.6.3 Uso en red cerrada.....	42
2.7 Cálculo de Marquesina	44
Capítulo 3. VALORACIÓN ECONÓMICA	47
3.1 Uso sin excedentes ni almacenamiento	47
3.1.1 Valoración con 120 paneles.....	47
3.1.2 Valoración con 240 paneles.....	47
3.1.3 Valoración con 360 paneles.....	48

3.2	Con almacenamiento con baterías.....	48
3.2.1	Valoración con 120 paneles.....	49
3.2.2	Valoración con 240 paneles.....	49
3.2.3	Valoración con 360 paneles.....	50
3.3	Red cerrada.....	51
3.4	Valoración de ahorros económicos.....	52
3.4.1	Uso sin almacenamiento.....	55
3.4.2	Uso con baterías.....	56
3.4.3	Red cerrada.....	57
Capítulo 4.	CONCLUSIONES.....	58
ANEXOS.....		61
ANEXO 1 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....		62
1.1	Normativa general.....	62
1.2	Características de la instalación solar.....	66
1.3	Estructura marquesinas.....	73
1.4	Línea de conductores.....	75
1.5	Cumplimiento del Código Técnico.....	76
1.6	Justificación cálculos.....	82
1.6.1	Cálculo marquesina.....	82
1.6.2	Cálculo eléctrico Instalación fotovoltaica.....	86
1.7	Prescripciones Generales Calidad.....	92
ANEXO 2 PLANOS.....		92
ANEXO 3 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....		99
3.1	Estudio Básico.....	99
3.2	Descripción del Proyecto.....	99
3.3	Medidas de Seguridad.....	101
ANEXO 4 SIMULACIONES.....		107
4.1	JRC.....	108
4.2	PVsyst.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....		134

Índice de Figuras

Figura 1. Vista general Planta Asfáltica.....	7
Figura 2. Objetivos 2030 España.....	15
Figura 3. Periodos de Tarificación eléctrica 6.1.....	16
Figura 4. Gráfico resumen de consumo anual.....	17
Figura 5. Totalización anual consumo.....	18
Figura 6. Gráfico consumos mínimo y máximo en el año.....	18
Figura 7. Irradiancia en Madrid.....	20
Figura 8. Gráfica consumo diurno min y max año.....	21
Figura 8.1 Gráfica consumo medio diurno año.....	22
Figura 9. Características inversor SUN 2000-100KTL.....	25
Figura 10. Características baterías OPzS	27
Figura 11. Plano de distancias entre plantas.....	31
Figura 12. Gráficas generación eléctrica – consumo para 120 paneles.....	33
Figura 13. Gráficas generación eléctrica – consumo para 240 paneles.....	33
Figura 14. Gráficas generación eléctrica – consumo para 360 paneles.....	34/60
Figura 15. Gráfico energía absorbida con 120 paneles.....	36
Figura 16. Gráfico energía absorbida con 240 paneles.....	36
Figura 17. Gráfico energía absorbida con 360 paneles	37
Figura 18. Intensidades admisibles de los conductores.....	40
Figura 19. Circuitos simultáneos por montaje.....	40
Figura 20. Intensidad admisible por sección en cobre.....	41
Figura 21. Esquema unifilar instalación.....	43
Figura 22. Diseño marquesina tipo.....	44
Figura 23. Lista de materiales.....	45
Figura 24. Ficha marquesina PVM2.....	46
Figura 25. Características panel solar	67
Figura 26. Medidas panel solar.....	68
Figura 27. Curvas de potencia panel solar.....	69
Figura 28. Ficha técnica inversor de corriente.....	72
Figura 29. Disposición de marquesinas.....	83
Figura 30. Mapa de viento de España.....	84
Figura 31. Detalle de apoyos de marquesina.....	84
Figura 32. Características del cable solar.....	86/87
Figura 33. Características sistema antivertido.....	88
Figura 34. Puesta a tierra	90

Índice de Tablas

Tabla 1. Resumen potencia contratada.....	8
Tabla 2. Cuadro potencia instalada.....	12
Tabla 3. Temperatura de fabricación de asfalto.....	12
Tabla 4. Consumo mínimo y máximo en el año.....	19
Tabla 5. Resumen paneles necesarios.....	21
Tabla 6. Generación fotovoltaica según JRC.....	23
Tabla 7. Simulaciones con PVsyst.....	24
Tabla 8. Ahorros en el año por potencia de generación.....	32
Tabla 9. Resumen generación por conjunto de paneles.....	34
Tabla 10. Reducción consumo anual.....	35
Tabla 11. String característico de la marquesina.....	39
Tabla 12. Cuadro resumen instalación eléctrica.....	43
Tabla 13. Cargas características.....	45
Tabla 14. Valoración coste instalar 120 paneles.....	47
Tabla 15. Valoración coste instalar 240 paneles.....	48
Tabla 16. Valoración coste instalar 360 paneles.....	48
Tabla 17. Valoración coste instalar 120 paneles con baterías.....	49
Tabla 18. Valoración coste instalar 240 paneles con baterías.....	50
Tabla 19. Valoración coste instalar 360 paneles con baterías.....	51
Tabla 20. Valoración coste de la red privada.....	53
Tabla 21. Precio y costes energéticos anuales.....	53
Tabla 22. Valoración ahorro con 120 paneles.....	51
Tabla 23. Valoración ahorro con 240 paneles.....	54
Tabla 24. Valoración ahorro con 360 paneles.....	55
Tabla 25. Amortización de uso sin almacenamiento.....	56
Tabla 26. Amortización de uso con baterías.....	56
Tabla 27. Amortización de red privada.....	57
Tabla 28. Resumen consumos-generación	58
Tabla 29. Resultados de las inversiones.....	58
Tabla 30. Solución propuesta final.....	59
Tabla 31. Características elementos constructivos frente al fuego.....	80
Tabla 32. Fórmula resistencia a tierra.....	89

RESUMEN

Dada una instalación industrial ubicada al sur de Madrid que, para su proceso productivo de fabricación de mezclas asfálticas (Planta asfáltica), necesita alimentar continuamente una caldera de aceite térmico, para mantener betún en condiciones fluidas de trabajo a 200°C.

Debido a los altos costes de la energía, y la situación geopolítica actual, el objeto del proyecto es llevar a cabo la instalación de una planta fotovoltaica en régimen de autoconsumo sin excedentes según RD244/2019 para reducir la dependencia de consumo eléctrico externo de las instalaciones afectadas, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aprovechando que se dispone de buen espacio en la ubicación, instalando unas marquesinas sobre el área de acopios, que cuenta con 3000m², incluido una zona de aparcamiento en donde se podría aprovechar a instalar, unas marquesinas para el soporte de paneles solares de 450KWp.

Para lo que se va a llevar a cabo para la Dirección de la compañía propietaria, un análisis de diferentes alternativas de la instalación y realizar una propuesta técnico-económica viable, que permita un ahorro económico capaz de amortizar la inversión realizada, en un plazo mínimo de 10 años sin exceder la vida útil mínima de la instalación fotovoltaica que es de 25 años. Se diseña sin excedentes por agilidad de tramitación según procedimiento de la Consejería de Medio Ambiente, Vivienda y Agricultura de la Comunidad de Madrid, evitando desvirtuar los ahorros con el escaso valor de la venta del excedente, y sin recurrir a fondos procedentes de subvenciones de entidades públicas, para facilitar la implantación con independencia de plazos y autorizaciones externas, o aprobación final por la Autoridad correspondiente, según RD 1183/2021.



Figura 1. Vista General Planta asfáltica

Se parte del dato de una factura tipo de consumo eléctrico de un mes de la instalación de un

año previo, y del archivo de consumo horario a lo largo de un año, de un ejercicio anterior facilitada por compañía, de los que se obtienen los siguientes datos:

Para un mes

PERIODO	POTENCIA PEAJES CARGOS Y KW	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P1	365	28,791866	10.509,03
P2	365	15,077643	5.503,34
P3	366	6,55917	2.400,66
P4	365	5,172085	1.887,81
P5	367	1,932805	709,34
P6	455	0,916088	416,82
E. ACTIVA	PEAJES CARGOS KWh	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P3	38269	0,128271	4.908,80
P4	25669	0,113685	2.918,18
P6	39624	0,119107	4.719,50
			33.973,48

Tabla 1. Resumen de potencia contratada

Las marquesinas contempladas, tienen una disposición de 30 metros de largo por 5 metros de ancho, con pies de apoyo cada 5 metros de distancia. Por tanto, para paneles de 2x1m² podemos ocupar hasta 60 paneles en cada marquesina. Se instalarán mínimo dos marquesinas, para dar cabida a los trabajadores actuales de la instalación.

Si bien se va a considerar en este proyecto la posibilidad de llegar a instalar 2, 4 o 6 marquesinas para poder instalar más paneles solares, y aprovechar el espacio como acopio cubierto de repuestos y fungibles de la instalación dado que se tiene espacio suficiente. La condición máxima sería entonces de 360 paneles en 6 marquesinas.

En estas condiciones, se estudia cual de todos los posibles montajes se dan las condiciones óptimas del balance entre costes en inversión y beneficios obtenidos.

Para una producción específica de 1.135,29KWh/KWp, es posible alcanzar una producción en autoconsumo de 227.893KWp anuales como indicará la simulación realizada con JRC(PVGIS) por la irradiación en la ubicación indicada para los paneles, su orientación de 30ºazimut y 10º de inclinación, lo que supone hasta casi un 50% de la necesidad de

producción total eléctrica, sin excedentes considerado un aprovechamiento del 81.83% de la energía producida en el mejor de los casos.

No se consideran pérdidas adicionales de eficiencia en campo por tratarse de una instalación no aislada, que cuenta con personal propio de mantenimiento.

A partir de estas condiciones de partida, se trata de recomendar con datos cual sería el tipo de instalación más viable económicamente.

Capítulo 1. MEMORIA

1.1 Objeto

El objeto del proyecto llevar a cabo un análisis de diferentes alternativas de una instalación fotovoltaica en régimen de autoconsumo para una planta asfáltica. Se trata de realizar una propuesta técnico-económica viable, para la Dirección de la compañía que facilite la toma de decisión de la inversión en una instalación, que permita un ahorro amortizable a 10 años, sin recurrir a fondos procedentes de subvenciones de entidades públicas, y sin excedentes, dado su bajo valor de venta actual, según RD244/2019 para reducir el consumo eléctrico de la planta asfáltica, con un límite para instalaciones de hasta 100KW, como para este caso, se tiene contratada una potencia de 365 kW se estudia sin vertidos a red.

Las empresas, se encuentran comprometidas con la reducción de emisiones de CO₂, mejorando la eficiencia energética de sus procesos industriales, colaborando así a la transición ecológica utilizando en la medida de lo posible energías limpias, lo que conlleva un considerable ahorro económico, la independencia energética parcial de algunos procesos industriales esenciales y la mejora de resultados empresariales. Mediante el fomento de uso de energías verdes.

1.2 Alcance

El alcance del proyecto es definir la instalación fotovoltaica necesaria para la planta asfáltica objeto de estudio, ubicada en la periferia sur de la Comunidad de Madrid, a partir de los datos de la curva de consumo anual real horaria, de forma que se pueda cubrir la demanda mínima fija, y definir cuál sería el máximo pico de demanda que se podría llegar a cubrir, que sea amortizable por la reducción de costes actuales en un plazo de diez años, revisando tres alternativas:

- A) Si se realiza un uso sin excedentes ni almacenamiento.
- B) Si se realiza un almacenamiento parcial con baterías.
- C) Con la posibilidad de crear una red de distribución cerrada, según el RD314/2023.

El Real Decreto 314/2023 autoriza las redes cerradas de distribución eléctrica que se creen entre consumidores industriales dentro de una zona inferior a los 8 kilómetros cuadrados de extensión.

La Planta asfáltica se podría definir como el conjunto de elementos capaces de manejar simultáneamente una alimentación de áridos en frío y un ligante (betún), para calentarlos, dosificarlos, mezclarlos y descargar el producto terminado en un medio de transporte adecuado.

**POTENCIA ELECTRICA PLANTA
ASFÁLTICA**

EQUIPO	UND	POT KW	TOTAL KW
TOLVAS			
Predosificadores	8	2,2	17,6
cinta colectora	1	5,5	5,5
vibradores	2	0,36	0,72
SECADOR			
Cinta de introducción	1	2,2	2,2
Tambor	4	18,5	74
Quemador	1		0
Ventilador aire	1	75	75
Bomba de combustible	1	7,5	7,5
FILTRO DE MANGAS			
Sin fin	1	3	3
Vetilador	1	4	4
carro	1	0,55	0,55
Boquilla vibro impulsión	1	0,08	0,08
Ventilador extractor	1	160	160
Compuerta regulación	1	0,075	0,075
Compuerta dilución	1	0,055	0,055
Sin fin filler	2	3,7	7,4
TORRE MEZCLADORA			
Elevador	1	18,5	18,5
Criba	2	15	30
Calentamiento báscula betún	1	0,75	0,75
Bomba inyección betún	1	5,5	5,5
Sin fin báscula filler	1	4	4
Mezclador	2	45	90
calentamiento silo aglomerado	1	10	10
Compresor de aire	1	11	11
Bomba descarga betún	1	5,5	5,5
Bomba circulación	1	6,8	6,8
FILLER			
Elevador de filler recuperado	1	3,7	3,7
Sin fin dosificador de filler rec.	1	3,7	3,7

sin fin dosificador filler aportado	1	3,7	3,7
CALDERA			
Gas	1	1,1	1,1
Bomba circulación aceite	1	7,5	7,5
Fuel	1	40	40
Bomba circulación fuel	1	7,5	7,5
TOTAL Kw			606,93

Tabla 2. Cuadro de Potencia instalada

El elemento principal al que se va a prestar interés a fijar, por su uso continuado es la caldera de calefacción del betún (usado como ligante), por aceite térmico tipo TF-600 de 600.000 Kcal/h, consta de un intercambiador de calor de 300 l y 3Kw de potencia eléctrica, quemador MONAR, regulador aire/combustible, termostato y sonda fotoeléctrica para control de llama. El aceite térmico se utiliza para calentar la pared externa de los tanques de almacenamiento del ligante, mediante un serpentín de tubo estirado de acero de 2" de diámetro, que va rodeando a los tanques por su forma cilíndrica de 2.5 de diámetro y 12.5m de largo, montados sobre unos patines de acero, con una capacidad de 60.000l.

	TEMPERATURA NECESARIA	
Parámetros a medir / Temperatura	Mínima	Máxima
Temperatura de áridos	130	200
Temperatura de betún	120	200
Temperatura de la mezcla	130	200

Tabla 3. Temperaturas de fabricación asfalto

La instalación de acometida de la Planta es:

Trafo de CT en instalación interior 20KV/400V 1000KVA

Salen 4 líneas de 185mm² + 4 líneas de neutro.

Potencia fija del quemador de la caldera de aceite es 1.1Kw

Potencia de bomba recirculación de aceite 7.5Kw

Potencia fija del quemador de la caldera de fuel 40Kw

Potencia de bomba recirculación de fuel 7.5Kw

En resumen 8.6 Kw para el aceite térmico, y 47.5 Kw para el fuel.

En total 56.1Kw que se fija como el mínimo consumo a intentar garantizar para el sistema de calentamiento de ligantes, y ridos con una fuente renovable, como es la fotovoltaica.

1.3 Antecedentes

La tarificación eléctrica en España está regulada a los operadores comerciales, de manera que el usuario final minorista, obtiene una factura en la que paga por los peajes de transporte y distribución de la energía demandada, que dadas sus características son gestionadas por monopolios, conforme a la potencia que tiene contratada, según marca la Ley 24/2013.

Además, se le aplica una serie de cargos por los sobrecostes debidos al empleo de energías renovables, y sistemas de cogeneración en la producción, retribución a sistemas no peninsulares y para el tratamiento de los residuos generados, así como el déficit, del sistema eléctrico que se viene arrastrando de años anteriores debido a la diferencia entre el precio fijado y los costes finales. Los cargos son fijados por Gobierno en función del RD 148/2021.

Los peajes son fijados por la CNMC. Se fijan mediante un término fijo de potencia (T_p) y un término de energía (T_e). Se agrupan en:

- Un término de potencia contratada
- Un término de energía consumida
- Un término de potencia demandada
- Un término de potencia reactiva

La facturación de la potencia se calcula por el sumatorio de la potencia contratada multiplicada por cada periodo horario.

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} (TP_p * PC_p)$$

FP: Facturación de la potencia.

TP_p: Precio del término de potencia del periodo horario:

PC_p: Potencia contratada en el periodo horario

i: Número de periodos horarios

La facturación de energía será el sumatorio de multiplicar la energía consumida en cada periodo horario.

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} (TE_p * EP)$$

FE: Facturación de la energía.

TE_p: Precio del término de energía del periodo horario:

EP: Energía contratada en el periodo horario

i: Número de periodos horarios

Las Tarifas reguladas de acceso a la red existentes en el mercado español son:

- ✓ 2.0 TD: Para suministros conectados a redes de 1KV de tensión y $P \leq 15\text{KW}$. Consta de 2 términos de potencia contratada y de 3 términos de energía consumida.
- ✓ 3.30 TD: Para suministros conectados a redes de 1KV de tensión, y $P > 15\text{KW}$. Consta de 6 términos de potencia contratada y 6 términos de energía consumida en 6 períodos horarios. Las potencias contratadas deben cumplir que en cada periodo $P_{n+1} \geq P_n$.
- ✓ 6.1 TD: Para suministros conectados a redes de tensión superior a 1KV e inferiores a 30KV. Consta igualmente de 6 términos de potencia contratada y 6 términos de energía consumida en 6 períodos horarios. Las potencias contratadas deben cumplir que en cada periodo $P_{n+1} \geq P_n$.
- ✓ 6.2 TD: Para suministros conectados a redes de tensión superior a 30KV e inferiores a 72.5KV. Consta igualmente de 6 términos de potencia contratada y 6 términos de energía consumida en 6 períodos horarios. Las potencias contratadas deben cumplir que en cada periodo $P_{n+1} \geq P_n$.
- ✓ 6.3 TD: Para suministros conectados a redes de tensión superior a 72.5KV e inferiores a 145KV. Consta igualmente de 6 términos de potencia contratada y 6 términos de energía consumida en 6 períodos horarios. Las potencias contratadas deben cumplir que en cada periodo $P_{n+1} \geq P_n$.
- ✓ 6.4 TD: Para suministros conectados a redes de tensión igual o superior a 145KV. Consta igualmente de 6 términos de potencia contratada y 6 términos de energía consumida en 6 períodos horarios. Las potencias contratadas deben cumplir que en cada periodo $P_{n+1} \geq P_n$.

Las empresas se han alineado con los objetivos 2030 que fija el gobierno de España en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030(PNIEC), para promover una descarbonización, que lleve a una reducción del 32% de emisiones de gases de efecto invernadero, respecto a 1990. Utilización de un 81% de energía renovable en la generación eléctrica. Objetivos que son incrementales en el escenario a 2050 en conjunto con el resto de los países de la OCDE.

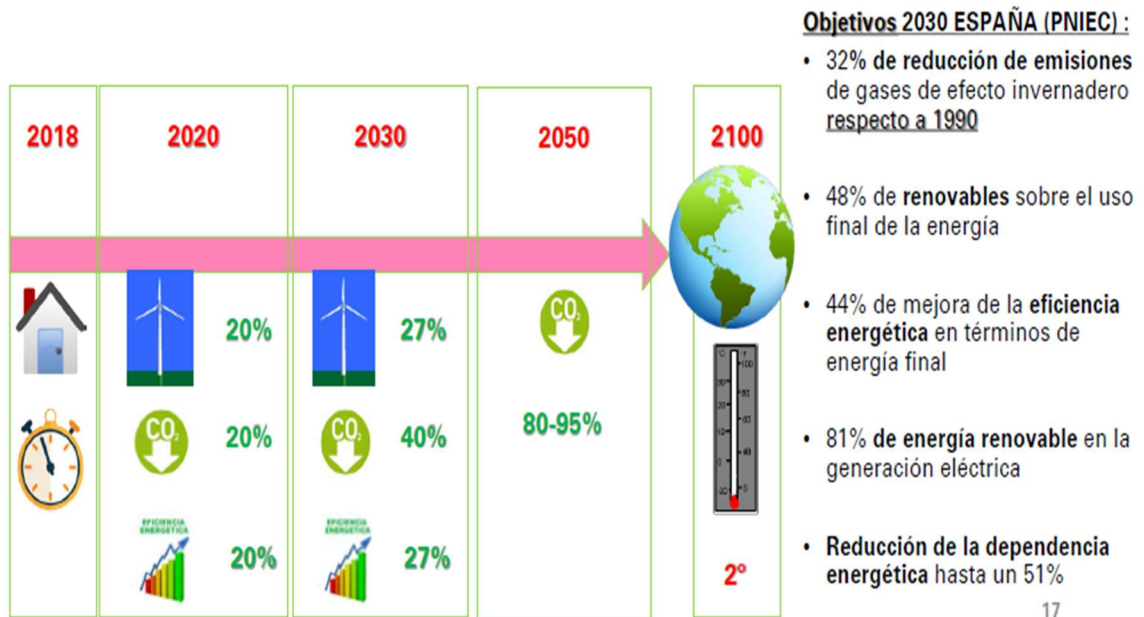


Figura 2. Objetivos 2030 España

Por tanto, es de interés promover acciones en este sentido, que además reduzcan el coste de la factura eléctrica en los procesos productivos.

El término de potencia de la factura es un coste fijo, que va a depender de la potencia contratada, pero el término de energía es variable y dependiente de la energía consumida en cada periodo horario, y normalmente los periodos más caros son los vinculados a los horarios de mayor demanda de la industria, como son los arranques a primera hora de la jornada y el resto de la mañana y la tarde.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 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 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 3. Periodos de Tarificación eléctrica

Parece claro que si es posible optar a incorporar el uso de tecnologías renovables como es la fotovoltaica, nos coincide su aprovechamiento directo en horario diurno, para poder reducir el consumo sobre el término de energía más caro de la factura de suministro eléctrico.

Esto además es de especial interés para empresas, que tengan una demanda de suministro de energía bastante estable y continuado en el tiempo.

Capítulo 2. CALCULOS

2.1 Cálculo de paneles necesarios

Se parte de un archivo de datos supuestos de la curva horaria de consumo anual por horas, de la planta asfáltica que facilita la compañía comercializadora, a raíz del que se han obtenido estas dispersiones de consumos:

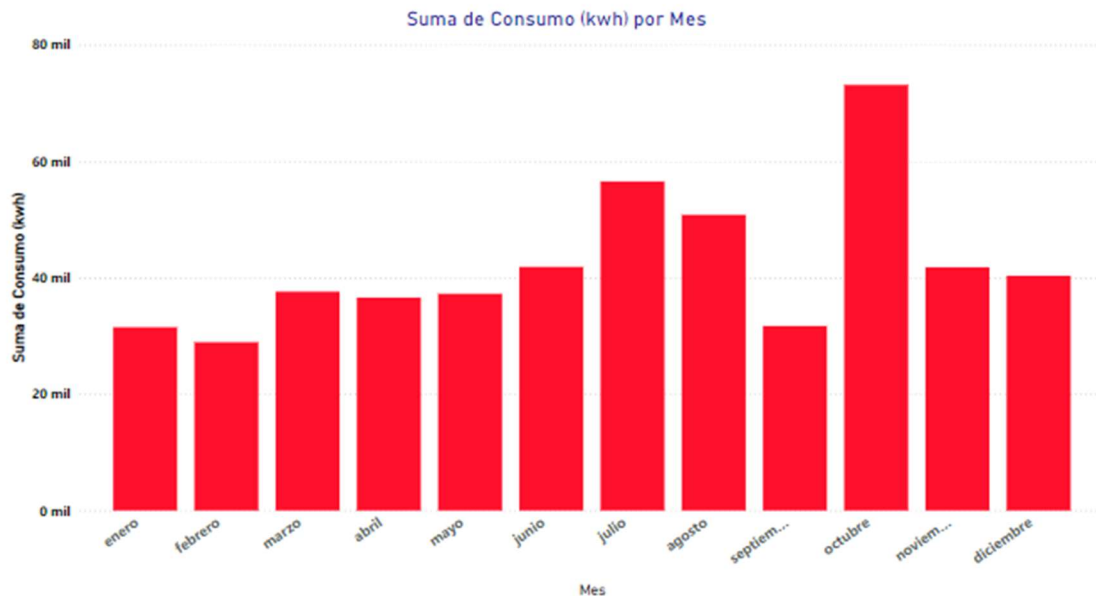


Figura 4. Gráfico resumen consumo anual

Con estos valores que reflejan más claramente la necesidad de suministro energético, en cada periodo para buscar dar servicio a un valor fijo mínimo.

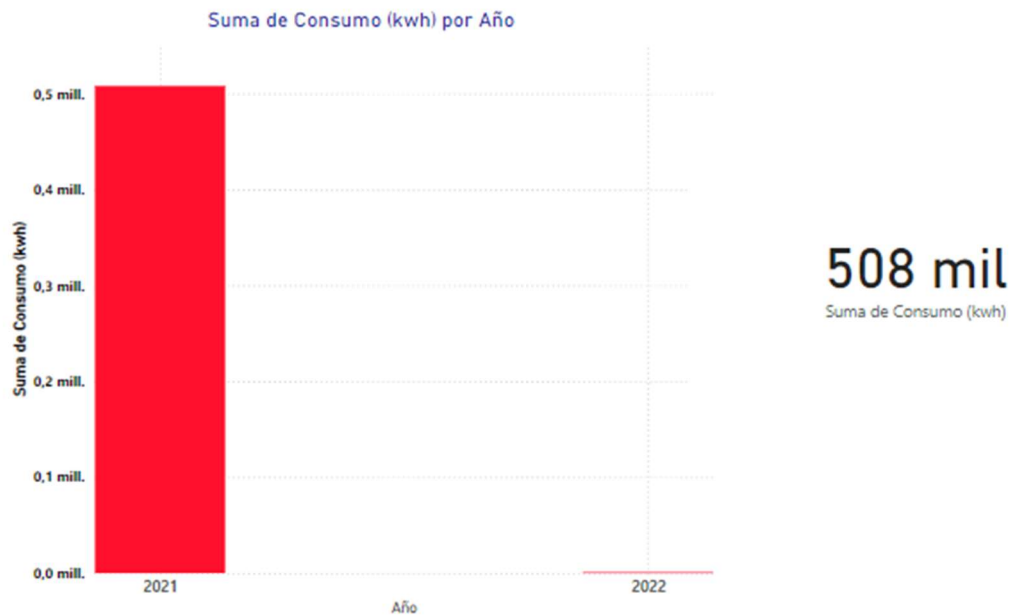


Figura 5. Totalización anual del consumo

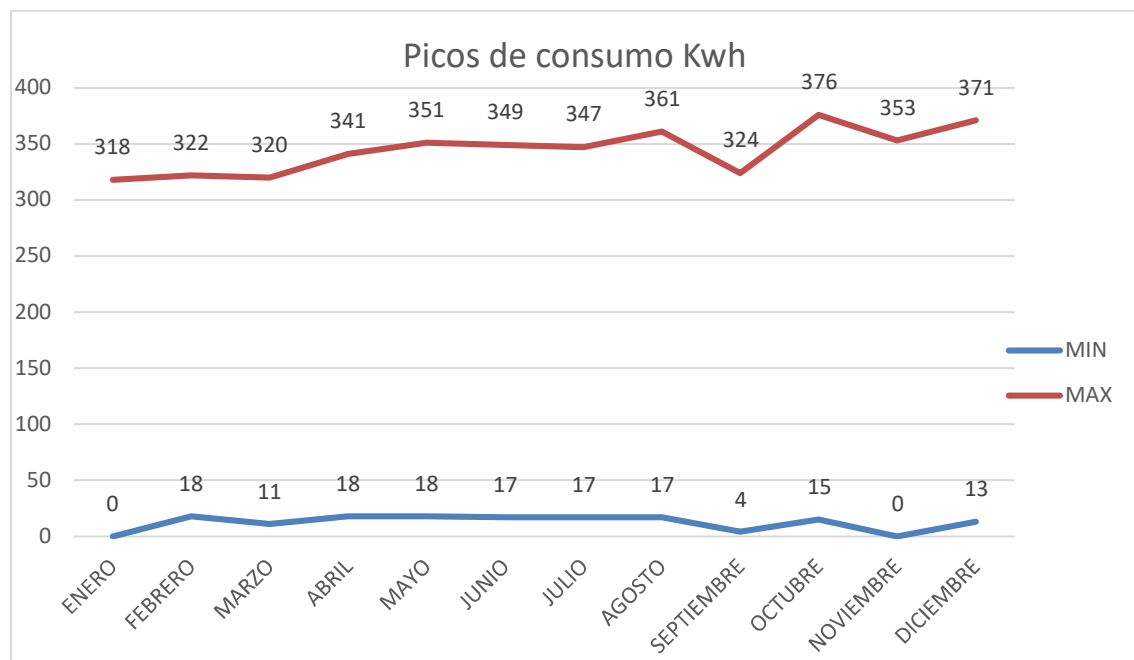


Figura 6. Gráfico de consumos mínimos y máximos en el año

MES	Consumo (kwh)	MIN (kwh)	MAX (kwh)	MEDIA (kwh)	Ecorre (KWh)	Nº de módulos
ENERO	31.472	0	318	159	215,12	232
FEBRERO	28.919	18	322	170	230,00	173
MARZO	37.615	11	320	165,5	223,91	118
ABRIL	36.586	18	341	179,5	242,85	103
MAYO	37.244	18	351	184,5	249,62	92
JUNIO	41.862	17	349	183	247,59	78
JULIO	56.553	17	347	182	246,24	75
AGOSTO	50.814	17	361	189	255,71	89
SEPTIEMBRE	31.709	4	324	164	221,88	99
OCTUBRE	73.142	15	376	195,5	264,50	182
NOVIEMBRE	41.801	0	353	176,5	238,79	240
DICIEMBRE	40.332	13	371	192	259,76	340
TOTAL	508.049			2.140,5		

Tabla 4. Tabla de consumos mínimos y máximos en el año

Para una producción específica de 1.135,29 KWh/KWp, es posible una producción en autoconsumo de 227.893.33KWh anuales como se extraerá de la simulación con JRC(PVGIS) de la zona y la incidencia solar, lo que supone hasta casi un 50% de la necesidad de producción total eléctrica, sin excedentes considerado un aprovechamiento del 83.95%.

Cálculo de la energía necesaria por día

$$E_{\text{corregida}} = E_{\text{mes}} * \text{Factor Seguridad} * \frac{1}{\eta_{\text{instalación}}}$$

$E_{\text{corregida}}$: Energía eléctrica necesaria por día en KWh

E_{mes} : consumo eléctrico medio diario de cada mes en KWh

Factor de Seguridad: 1,15

$\eta_{\text{instalación}}$: 0,85

Número de módulos fotovoltaicos

$$E_{\text{FV producida}} = E_{\text{corregida}}$$

$$N_{\text{módulos}} * \text{HSP} * P_p = 1,1 * E_{\text{corregida}}$$

$$N_{\text{módulos}} = 1,1 * \frac{E_{\text{corregida}}}{\text{HSP} * P_p}$$

E_{FV} producida: Energía eléctrica generada por la placa (KWh)

$E_{corregida}$: Energía eléctrica necesaria (Kwh)

$N_{módulos}$: N° de módulos

HSP: Horas solares pico (localidad). Irradiancia diaria KWh/m²

P_p : Potencia pico de la placa (KWp)

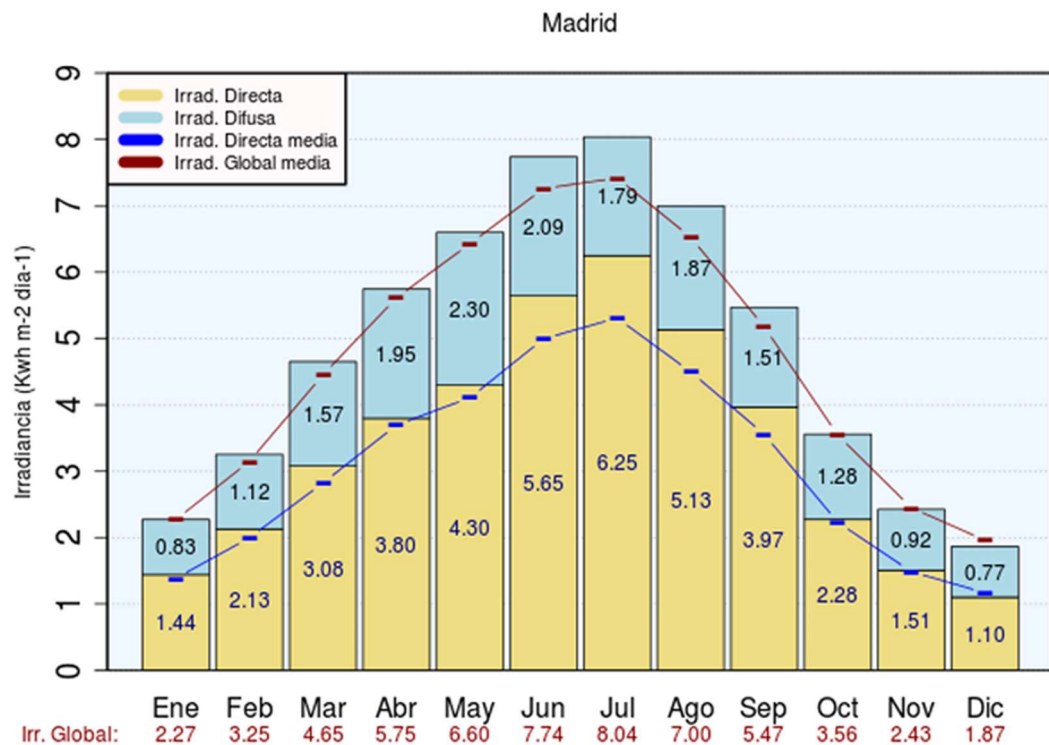


Figura 7. Irradiancia en Madrid

Aplicando las fórmulas, a la tabla de consumo horario total se obtiene la Energía corregida para el valor medio se obtienen los siguientes resultados mes a mes

MES	Consumo/h (kwh)	MEDIA (kwh)	Ecorre (kwh)	Nº de módulos
ENERO	20	159	215,12	232
FEBRERO	37	170	230,00	173
MARZO	27	165,5	223,91	118
ABRIL	25	179,5	242,85	103
MAYO	25	184,5	249,62	92
JUNIO	31	183	247,59	78
JULIO	25	182	246,24	75
AGOSTO	23	189	255,71	89

SEPTIEMBRE	17	164	221,88	99
OCTUBRE	260	195,5	264,50	182
NOVIEMBRE	27	176,5	238,79	240
DICIEMBRE	35	192	259,76	340
TOTAL		2140,5		

Tabla 5. Resumen paneles necesarios

Se puede apreciar una dispersión de módulos solares desde un mínimo de necesidad de 75 unidades hasta un pico de 340 unidades, siendo la media de 152 unidades, con lo que se va a estudiar los diferentes posibles montajes para intentar optimizarlos.

Ahora se analizan, los datos comprendidos en el horario de 10h a 19h, para evaluar el consumo de la instalación durante las horas del día de incidencia solar.

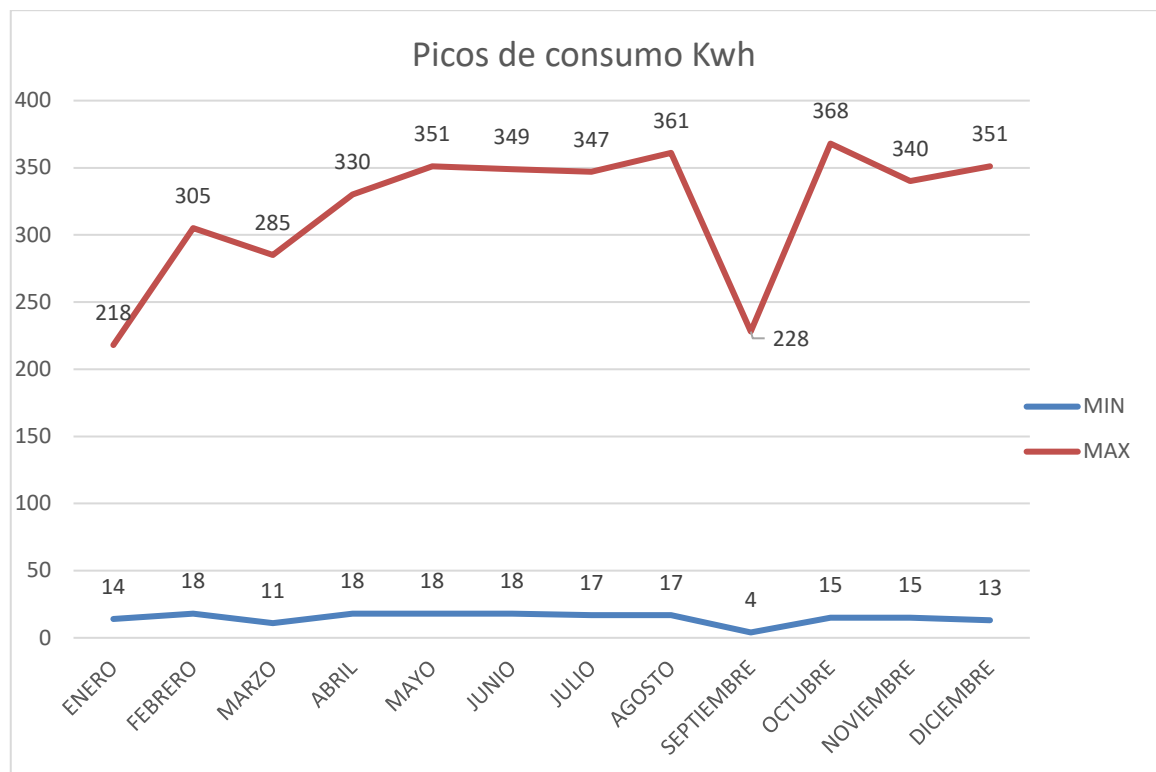


Figura 8. Gráfica de consumos diarios en el año min, max

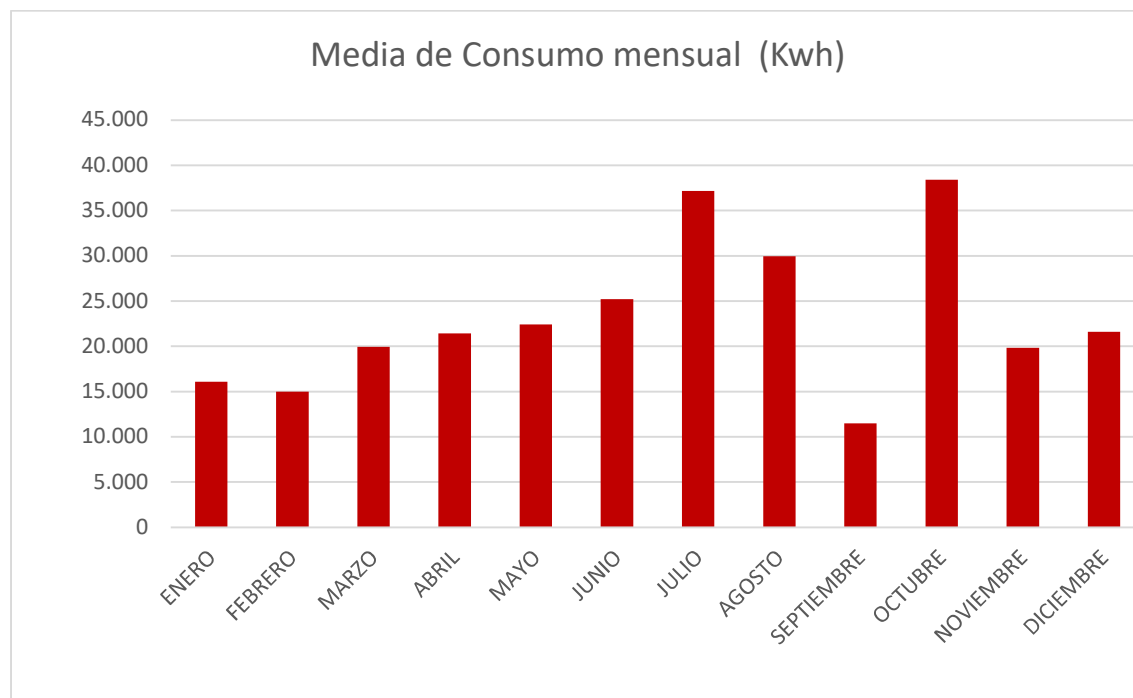


Figura 8.1. Gráficas de consumos diurnos medios en el año

El panel comercial seleccionado para el proyecto es el TrinaSolar TallMax 450W con tecnología PERC de 450Wp y 144 células. El módulo Tallmax M 450W es uno de los módulos más fiables del sector. Dispone de una garantía de 12 años de producto y 25 años de producción de tipo lineal y una eficiencia del 20,6%, tecnología Multi-busbar y alta fiabilidad gracias a un exigente control de calidad.

Ficha Técnica de TrinaSolar TallMax 450W

Marca: Trina Solar
Células solares: Perc Monocrystalline (Half-cut)
Color marco: Marco plateado
Eficiencia del módulo: 20.6 %
Garantía de generación: 84,8% a 25 años
Garantía del producto: 12 años
Material: Silicio Monocristalino, Aluminio
Número de Células: 144 células
Potencia nominal: 450w
Protección IP: IP68
Intensidad máxima: 10,98A
Tensión de máxima potencia: 41 V
Tolerancia de potencia positiva: 0~+5W
Uso: Exterior
Dimensiones: 2102 ×1040× 35 mm
Peso: 24.0 kg

A partir de aquí se hace el cálculo técnico económico de las 3 posibles implantaciones de instalación para el caso de 120, 240 o 360 módulos en función, de si se instalasen, 2, 4,

función, de si se llegase a instalar 2, 4 o 6 conjuntos de marquesinas de 30 m de longitud total cada una como las propuestas, en las que se pueden instalar 60 paneles por marquesina, para ver las diferencias en el caso de cubrir demandas mínimas o si se intenta maximizar la posible generación dado que no hay impedimento de espacio, en las siguientes situaciones:

- A) Si se realiza un uso sin excedentes ni almacenamiento.
- B) Si se realiza un almacenamiento parcial con baterías.
- C) Con la posibilidad de crear una red de distribución privada, según el RD 314/2023.

Primero, se van a introducir estos datos en el programa JRC(PVGIS), junto con la ubicación indicada para la Planta, zona sur (Arganda del Rey) Madrid, y se obtendrán los valores de estadísticos de producción fotovoltaica que generarían estos conjuntos de paneles seleccionados, para analizar los ahorros energéticos conseguidos.

MES	Consumo (kwh)	Consumo día(kwh)	54 Kwp (120 panel)	108 Kwp (240 panel)	162 Kwp (360 panel)
ENERO	16.071	518	3701	7402	11103
FEBRERO	14.975	535	4442	8884	13326
MARZO	19.959	644	6205	12410	18615
ABRIL	21.410	714	7191	14382	21573
MAYO	22.425	723	8408	16815	25223
JUNIO	25.216	841	8742	17484	26226
JULIO	37.167	1199	9395	18789	28184
AGOSTO	29.957	966	8530	17059	25589
SEPTIEMBRE	11.477	383	6845	13689	20535
OCTUBRE	38.408	1239	5315	10630	15945
NOVIEMBRE	19.820	661	3777	7554	11330
DICIEMBRE	21.599	697	3415	6830	10245
TOTAL	278.484				

Tabla 6. Generación por paneles según JRC

A partir de estos datos, se realiza una serie de simulaciones de diferentes opciones de instalación con el programa PVsyst, de las que se van seleccionar sólo las más interesantes, que se resumen en la tabla siguiente, pero se va a optar a unificar en un modelo de inversor de superiores características, para reducir unidades, pues se comprueba que es una opción más económica que tener que instalar más de 3 inversores del modelo inferior, y no se considera que sea una instalación vital, pues siempre se tiene soporte de red, para incidencias puntuales y se cuenta con personal de mantenimiento habitualmente en la planta asfáltica.

VERS	PANEL	KWP	INVERS.	MODELO	STRING	BATERIAS	MODELO	Ah
120V1	120	54	1	100 KTL	20x6			
120V2	120	54	2	30 KTL	20x6			
240V1	240	108	1	100 KTL	20X12	20X8	SUN 1820	2- 27400
240V2	240	108	1	100 KTL	20X12			
240V3	240	108	1	100 KTL	20x12	20X12	SUN 3200	2- 57560
240V4	240	108	3	30 KTL	16X15	20X8	SUN 1820	2- 27400
240V5	240	108	3	30 KTL	10X16			
360V1	360	162	5	30 KTL	30X12			
360V2	360	162	2	100 KTL	30X12			
360V3	360	162	5	30 KTL	24X15	10X20 S	SUN 1820	2- 13700
360V4	360	162	2	100 KTL	24x15		SUN 1820	2- 13700
360V5	360	162	2	100 KTL	20x18	6x20	SUN 3280	2- 10146
360V6	360		2	100 KTL	24X15			

Tabla 7. Variantes de simulaciones realizadas con PVsyst

2.2 Uso sin excedentes ni almacenamiento

En el primer caso se va a considerar, que el montaje es para dar servicio directo a la instalación cubriendo los servicios mínimos de consumo continuo, sin necesidad de acumular la energía producida.

Para evitar el vertido a la red, se utiliza el sistema de inyección cero del sistema del fabricante WATTKRAFT. Esta unidad lleva embebida una unidad de monitorización Smartlogger 3000A, la unidad esclava está preparadas para activar un interruptor motorizado que cortaría en el cuadro de baja la generación de los inversores en menos de los 2 segundos que pide la norma de antivertido del RD 244 en el caso de producirse simultáneamente una situación de inyección (consumo menor a la generación) y de pérdida de comunicaciones entre los inversores y la unidad.

Todos los cálculos se van a realizar por conjunto de marquesina, formados por 6 módulos PVM2 de dimensiones 30 metros de largo y 5 metros de ancho.

2.2.1 Para 120 unidades de módulos de 450Kwp

La potencia pico será de $120 \times 450\text{Wp} = 54.000\text{Wp}$

Se parte de un conjunto de marquesina, formado con 6 módulos PVM2, en este conjunto se pueden instalar perfectamente 60 módulos solares de los paneles seleccionados, así que se considera la potencia para cada marquesina de $60 \times 450\text{Wp} = 27.000\text{Wp}$

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Si se conectan 2 paneles en serie $2 \times 41 = 82\text{V}$

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo, formando 3 grupos de strings, hasta alcanzar los 60 paneles por cada conjunto marquesina formados por 6 módulos PVM2 ensamblados, el conjunto de dimensión total 30x5m puede albergar en total 60 paneles de 2x1m. De esta forma, se necesitan dos conjuntos para llegar a los 120 paneles requeridos en esta opción.

La potencia total de la instalación será:

$$P_{\text{pinst}} = N_{\text{módulos}} * P_p = 120 * 450\text{Wp} = 54.000\text{Wp}$$

Dimensión del inversor

Se selecciona el inversor comercial Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100kW de potencia en CA y una potencia pico de 120KWp en CC.

Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	20
Cantidad máxima de entradas por MPPT	10
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Figura 9. Características inversor SUN 2000-100KTL

La instalación de calentamiento de ligante asfáltico, tiene un pico de 56KW

Por tanto, en esta configuración mínima con un inversor sería suficiente.

2.2.2 Para 240 unidades de módulos de 450Kwp

La potencia pico será de $240 * 450\text{Wp} = 108.000\text{Wp}$

Como se indicó en el apartado anterior se considera la potencia para cada marquesina de $60 * 450\text{Wp} = 27.000\text{Wp}$

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Si se conectan 2 paneles en serie $2 * 41 = 82\text{V}$

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo, formando 3 grupos de strings, hasta alcanzar los 60 paneles por cada conjunto marquesina formados por 6 módulos PVM2 ensamblados, el conjunto de dimensión total 30x5m puede albergar en total 60 paneles de 2x1m.

De esta forma, se necesitan cuatro conjuntos similares para llegar a los 240 paneles requeridos en esta opción.

La potencia total de la instalación será:

$$P_{\text{pinst}} = N_{\text{módulos}} * P_p = 240 * 450\text{Wp} = 108.000\text{Wp}$$

Para una potencia mínima de consumo continuado en la instalación de 56KW, y dada la potencia pico de generación con un inversor sería suficiente, el Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100kW de potencia en CA y una potencia pico de 120KWp en CC.

2.2.3 Para 360 unidades de módulos de 450Kwp

La potencia pico será de $360 * 450\text{Wp} = 162.000\text{Wp}$

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Como se indicó en el apartado anterior se considera la potencia para cada marquesina de $60 * 450\text{Wp} = 27.000\text{Wp}$

Si se conectan 2 paneles en serie $2 * 41 = 82\text{V}$

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo, formando 3 grupos de strings, hasta alcanzar los 60 paneles por cada conjunto marquesina formados por 6 módulos PVM2 ensamblados, el conjunto de dimensión total 30x5m puede albergar en total 60 paneles de 2x1m.

De esta forma, se necesitan seis conjuntos para llegar a los 360 paneles requeridos en esta opción.

La potencia total de la instalación será:

$$P_{\text{pinst}} = N_{\text{módulos}} * P_p = 360 * 450\text{Wp} = 162.000\text{Wp}$$

Para una potencia de instalación de 56KW, Para una potencia mínima de consumo continuado en la instalación de 56KW, y dada la potencia pico de generación se emplearán dos inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100kW de potencia en CA y una potencia pico de 120KWp en CC.

Esta opción no parece ser interesante si no va acompañado de baterías, para no desperdiciar gran parte de la energía generada, que supera el mínimo buscado.

2.3 Almacenamiento parcial con baterías

En este apartado se calcula considerando la instalación de unas baterías para acumular toda la energía posible producida. Se calcula en todas las opciones para establecer una comparativa final, aunque es claro que será más beneficioso a mayor número de paneles.

Se ha seleccionado al proveedor de baterías compactas Hoppecke, serie de Pb-li OPzS

Series OPzS bloc	Nominal voltage V	C ₁₀₀ /1.85 V Ah	C ₅₀ /1.85 V Ah	C ₂₄ /1.85 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	ca.Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
sun power vl 12-70	12	70	65	60	50	44	37.0	15.0	272	205	383	A
sun power vl 12-130	12	130	130	120	101	88	48.0	13.0	272	205	383	A
sun power vl 12-200	12	200	190	180	151	132	68.0	18.0	380	205	383	A
sun power vl 6-270	6	270	255	240	202	176	47.0	13.0	272	205	383	B
sun power vl 6-330	6	330	320	298	252	220	61.0	20.0	380	205	383	B
sun power vl 6-400	6	400	380	358	302	264	67.0	18.0	380	205	383	B
Series OPzS												
sun power vl 2-280	2	280	265	245	213	182	17.1	4.5	105	208	420	C
sun power vl 2-350	2	350	330	307	266	227	20.7	5.6	126	208	420	C
sun power vl 2-420	2	420	395	370	320	273	24.6	6.7	147	208	420	C
sun power vl 2-520	2	520	490	454	390	345	29.1	8.5	126	208	535	C
sun power vl 2-620	2	620	585	542	468	414	34.1	10.1	147	208	535	C
sun power vl 2-730	2	730	685	634	546	483	39.2	11.7	168	208	535	C
sun power vl 2-910	2	910	860	797	686	590	46.1	13.3	147	208	710	C
sun power vl 2-1070	2	1070	1002	930	801	691	59.1	16.7	215	193	710	D
sun power vl 2-1220	2	1220	1145	1063	915	790	63.1	17.3	215	193	710	D
sun power vl 2-1370	2	1370	1283	1192	1026	887	72.4	20.5	215	235	710	D
sun power vl 2-1520	2	1520	1425	1325	1140	985	76.4	21.1	215	235	710	D
sun power vl 2-1670	2	1670	1572	1459	1256	1086	86.6	25.2	215	277	710	D
sun power vl 2-1820	2	1820	1715	1591	1370	1185	90.6	25.8	215	277	710	D
sun power vl 2-2170	2	2170	2010	1843	1610	1400	110.4	32.7	215	277	855	D
sun power vl 2-2540	2	2540	2349	2163	1881	1632	142.3	46.2	215	400	815	E
sun power vl 2-2900	2	2900	2685	2472	2150	1865	150.9	45.9	215	400	815	E
sun power vl 2-3250	2	3250	3015	2765	2412	2097	179.1	56.4	215	490	815	F
sun power vl 2-3610	2	3610	3350	3072	2680	2330	187.3	55.7	215	490	815	F
sun power vl 2-3980	2	3980	3685	3382	2952	2562	212.5	67.0	215	580	815	F
sun power vl 2-4340	2	4340	4020	3696	3220	2795	221.2	66.4	215	580	815	F
sun power vl 2-4700	2	4700	4355	4004	3488	3028	229.6	65.4	215	580	815	F

C₁₀₀, C₅₀, C₂₄ and C₅ = Capacity at 100 h, 50 h, 24 h, 10 h and 5 h discharge

* According to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values.

Figura 10. Características baterías OPzS

2.3.1 Para 120 unidades de módulos de 450Kwp

La potencia pico será de 120* 450Wp = 54.000Wp

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Si se conectan 2 paneles en serie 2*41= 82V

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo en cada string por marquesina.

La potencia total de la instalación será

$$P_{\text{pinst}} = N_{\text{módulos}} * P_p = 120 * 450Wp = 54.000Wp$$

Para una potencia de instalación de 56KW, con un inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 sería suficiente.

$$E_{\text{corregida}} = \frac{N^{\circ} \text{modulos} * HSP * P_p}{1,1}$$

$$E_{\text{corregida}} = \frac{120 * 1,81 * 0,45}{1,1} = 88,854Kw$$

Capacidad de la batería si la autonomía a considerar es de 1 día

$$C (Ah) = \frac{1,1 * N_{dias} * E_{corregida}}{P_{descarga} * V_{batería}}$$

Profundidad de descarga para 1 día de autonomía al 80%

$$C (Ah) = \frac{1,1 * 1 * 88.854Wh}{0.8 * 48V}$$

$$C (Ah) = 2.545,30Ah$$

Se selecciona una batería que cumpla con estos requisitos $C_{24} = 1591Wh$

Se propone instalar para llegar a esta capacidad 2 baterías en paralelo sun power 2-1820 que alcanzarían un total de 3.182 Ah. Como trabajan a una tensión de 2V, y para una instalación pensada a 48V, además se deberían conectar 24 baterías en serie. Luego se necesita mínimo un total de 25 baterías 2-1820 para esta instalación.

Se selecciona el inversor comercial Huawei SUN2000-100KTL-M1 520vdc, de 66KW de potencia.

La instalación de calentamiento de ligante tiene un pico de 56KW.

Por tanto, en esta configuración mínima con un inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 sería suficiente.

Para seleccionar el regulador de carga necesario, se determina en función de los paneles seleccionados.

$$V_{regulador \max} = 1,25 V_{OC \text{ generador}} = 1,25 V_{OC \text{ panel}} N_{panel \text{ serie}}$$

$$V \geq 1,25 \cdot 38,7 V \cdot 2 = 96,75 V$$

$$I_{regulador \max} = 1,25 I_{SC \text{ generador}} = 1,25 I_{SC \text{ panel}} N_{panel \text{ paralelo}}$$

$$I \geq 1,25 \cdot 8,77 A \cdot 5 = 54,81 A$$

Se elegiría un modelo MPPT MSC-150-85

2.3.2 Para 240 unidades de módulos de 450Kwp

La potencia pico será de $240 * 450Wp = 108.000Wp$

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Si se conectan 2 paneles en serie $2 * 41 = 82V$

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo en cada string por marquesina.

La potencia total de la instalación será

$$P_{pinst} = N_{módulos} * P_p = 240 * 450Wp = 108.000Wp$$

Para una potencia de instalación de 56KW, con un inversor sería suficiente.

$$E_{\text{corregida}} = \frac{N^{\circ} \text{ módulos} * HSP * P_p}{1,1}$$

$$E_{\text{corregida}} = \frac{240 * 1,81 * 0,45}{1,1} = 177,709 \text{ Kw}$$

Capacidad de la batería si la autonomía a considerar es de 1 día

$$C \text{ (Ah)} = \frac{1,1 * N_{\text{días}} * E_{\text{corregida}}}{P_{\text{descarga}} * V_{\text{batería}}}$$

Profundidad de descarga para 1 día de autonomía al 80%

$$C \text{ (Ah)} = \frac{1,1 * 1 * 177.709 \text{ Wh}}{0,8 * 48 \text{ V}}$$

$$C \text{ (Ah)} = 5.090,62 \text{ Ah}$$

Se selecciona una batería que cumpla con estos requisitos $C_{24} = 3382 \text{ Wh}$

Se propone instalar para llegar a esta capacidad 3 baterías en paralelo sun power 2-3980 que alcanzarían un total de 10.146 Ah. Como trabajan a una tensión de 2V, y para una instalación a 48V, además se deben conectar 24 baterías en serie. Luego se necesita un total de 27 baterías 2-3980 para esta instalación.

Para seleccionar el regulador de carga necesario, se determina en función de los paneles seleccionados.

$$V_{\text{regulador max}} = 1,25 V_{\text{OC generador}} = 1,25 V_{\text{OC panel}} N_{\text{panel serie}}$$

$$V \geq 1,25 \cdot 38,7 \text{ V} \cdot 2 = 96,75 \text{ V}$$

$$I_{\text{regulador max}} = 1,25 I_{\text{SC generador}} = 1,25 I_{\text{SC panel}} N_{\text{panel paralelo}}$$

$$I \geq 1,25 \cdot 8,77 \text{ A} \cdot 5 = 54,81 \text{ A}$$

Se elegiría un modelo MPPT MSC-150-85

2.3.3 Para 360 unidades de módulos de 450Kwp

La potencia pico será de $360 * 450 \text{ Wp} = 162.000 \text{ Wp}$

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Si se conectan 2 paneles en serie $2 * 41 = 82 \text{ V}$

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo en cada string.

La potencia total de la instalación será

$$P_{\text{pinst}} = N_{\text{módulos}} * P_p = 360 * 450 \text{ Wp} = 162.000 \text{ Wp}$$

En este caso se utilizarían dos inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1.

$$E_{corregida} = \frac{N^{\circ} \text{modulos} * HSP * P_p}{1,1}$$

$$E_{corregida} = \frac{360 * 1,81 * 0,45}{1,1} = 266,563 \text{Kw}$$

Capacidad de la batería si la autonomía a considerar es de 1 día

$$C \text{ (Ah)} = \frac{1,1 * N_{\text{dias}} * E_{corregida}}{P_{\text{descarga}} * V_{\text{batería}}}$$

Profundidad de descarga para 1 día de autonomía al 80%

$$C \text{ (Ah)} = \frac{1,1 * 1 * 266.563 \text{Wh}}{0.8 * 48 \text{V}}$$

$$C \text{ (Ah)} = 7.607,27 \text{Ah}$$

Se selecciona una batería que cumpla con estos requisitos $C_{24} = 3382 \text{Wh}$

Se propone instalar para llegar a esta capacidad 3 baterías en paralelo sun power 2-3980 que alcanzarían un total de 10.146 Ah. Como trabajan a una tensión de 2V, y la instalación está a 48V, además se deben conectar 24 baterías en serie. Luego se necesita un total de 27 baterías 2-3980 para esta instalación.

La potencia pico será de $360 * 450 \text{Wp} = 162.000 \text{Wp}$

La tensión nominal del panel seleccionado es de 41V

Si se conectan 2 paneles en serie $2 * 41 = 82 \text{V}$

Se conectarían 2 paneles en serie y 10 en paralelo.

La potencia total de la instalación será

$$P_{\text{pinst}} = N_{\text{módulos}} * P_p = 340 * 450 \text{Wp} = 153.000 \text{Wp}$$

Para seleccionar el regulador de carga necesario, se determina en función de los paneles seleccionados.

$$V_{\text{regulador max}} = 1,25 V_{\text{OC generador}} = 1,25 V_{\text{OC panel}} N_{\text{panel serie}}$$

$$V \geq 1,25 \cdot 38,7 \text{ V} \cdot 2 = 96,75 \text{ V}$$

$$I_{\text{regulador max}} = 1,25 I_{\text{SC generador}} = 1,25 I_{\text{SC panel}} N_{\text{panel paralelo}}$$

$$I \geq 1,25 \cdot 8,77 \text{ A} \cdot 5 = 54,81 \text{ A}$$

Se elegiría un modelo MPPT MSC-150-85

2.4 Red de Distribución cerrada

Dentro de un radio de 1 km se encuentra una segunda ubicación de otra empresa de similares características, aunque de menor capacidad y potencia.



Figura 11. Plano de distancias entre plantas

La necesidad para toda la instalación sería ahora a contemplar de 330.000 Kwh anuales.

De esta forma se intentará dar servicio a los servicios mínimos fijos de calentamiento del ligante, que sería de 56Kw en la primera y 30Kw para la segunda, por tanto, 86Kw en total.

Se reduce la necesidad de almacenaje de la energía eléctrica producida por los paneles solares, porque se puede compartir los excedentes de la primera instalación.

Se puede crear una red cerrada para estos usuarios según el R.D. 314/2023

En este caso se evalúa sólo la opción de la instalación de 360 módulos fotovoltaicos, la de mayor producción, dado que se tiene que invertir en la construcción de una línea de transporte de la energía a 1Km de distancia para salvar diferentes desniveles y obstáculos, por lo que se va a requerir unos transformadores que eleven la tensión de salida, y luego la reduzcan a la entrada de la segunda instalación, lo que supondrá un alto coste, y no tendría sentido invertir

en la infraestructura de transporte entre consumidores para una pequeña potencia de generación.

2.5 Valoración de ahorros energéticos conseguidos

Debido a la variación de incidencia solar durante los diferentes meses del año, se obtiene un desglose de producción solar total posible, en función del número de paneles a instalar que se están valorando, es decir 120 unidades, 240 unidades o 360 unidades.

A partir del dato de irradiancia por metro cuadrado, se calcula la producción obtenida por mes que, restando al consumo mensual de la Planta, se obtiene la demanda que seguiría necesitándose obtener de energía eléctrica externa, reflejado en el siguiente cuadro:

MES	Consumo (kwh)	Generación 54Kw (120 panel)	Demanda externa Kwh	Generación 108Kw (240 panel)	Demanda externa Kwh	Generación 162Kw (360 panel)	Demanda externa Kwh
ENE.	16.071	3.701	12.370	7.402	8.669	11.103	4.968
FEB.	14.975	4.442	10.533	8.884	6.091	13.326	1.649
MAR.	19.959	6.205	13.754	12.410	7.549	18.615	1.344
ABR.	21.410	7.191	14.219	14.382	7.028	21.573	-163
MAY.	22.425	8.408	14.017	16.815	5.610	25.223	-2.798
JUN.	25.216	8.742	16.474	17.484	7.732	26.226	-1.010
JUL.	37.167	9.395	27.772	18.789	18.378	28.184	8.983
AGO.	29.957	8.530	21.427	17.059	12.898	25.589	4.368
SEPT.	11.477	6.845	4.632	13.689	-2.212	20.535	-9.058
OCT.	38.408	5.315	33.093	10.630	27.778	15.945	22.463
NOV.	19.820	3.777	16.043	7.554	12.266	11.330	8.490
DIC.	21.599	3.415	18.184	6.830	14.769	10.245	11.354
TOTAL	278.484	75.964	202.520	151.928	126.556	227.893	50.591
REDUC I N			27,28%		37,51%		81,83%

Tabla 8. Ahorros en el año por potencia de generación diurna

Si se reflejan estos datos en una gráfica de barras para cada caso, se puede observar que en este horario hay meses, a partir de los 240 módulos de paneles instalados, en los que sería interesante estudiar la opción de instalar baterías para almacenar el exceso de producción, por tratarse de una instalación en régimen de autoconsumo sin excedente de vertidos.

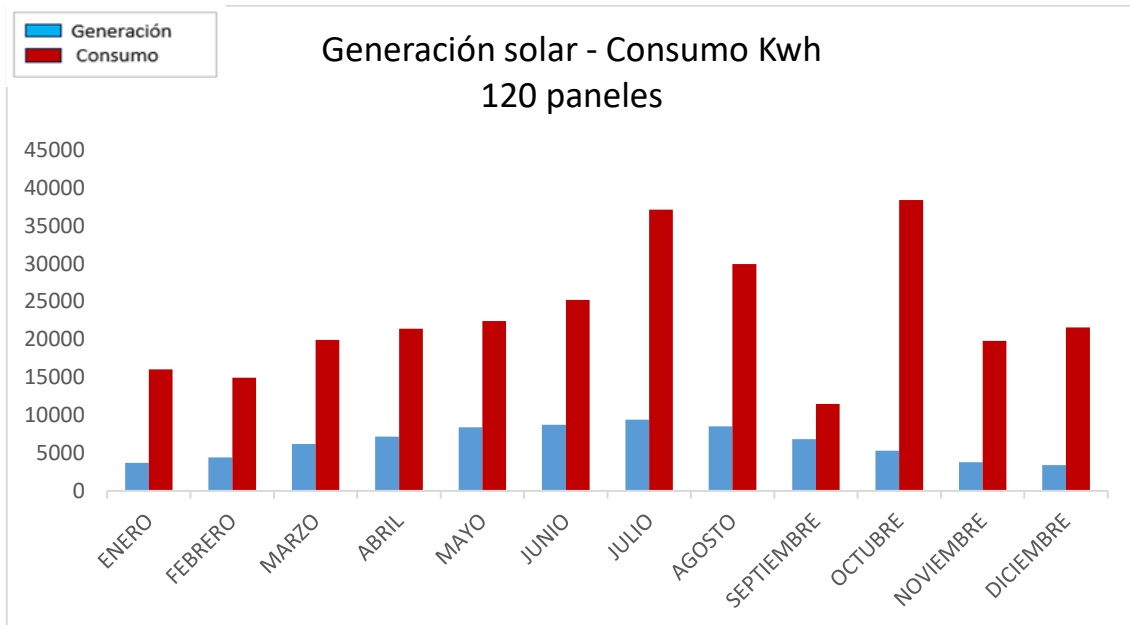


Figura 12. Gráfica generación frente a consumo con 120 paneles

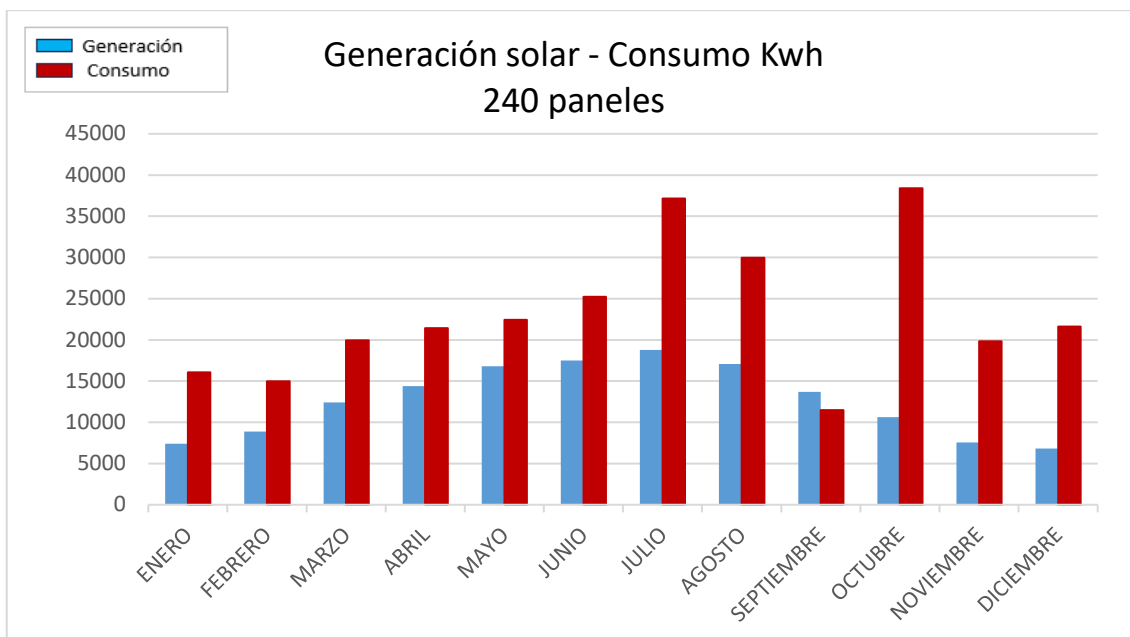


Figura 13. Gráfica generación frente a consumo con 240 paneles

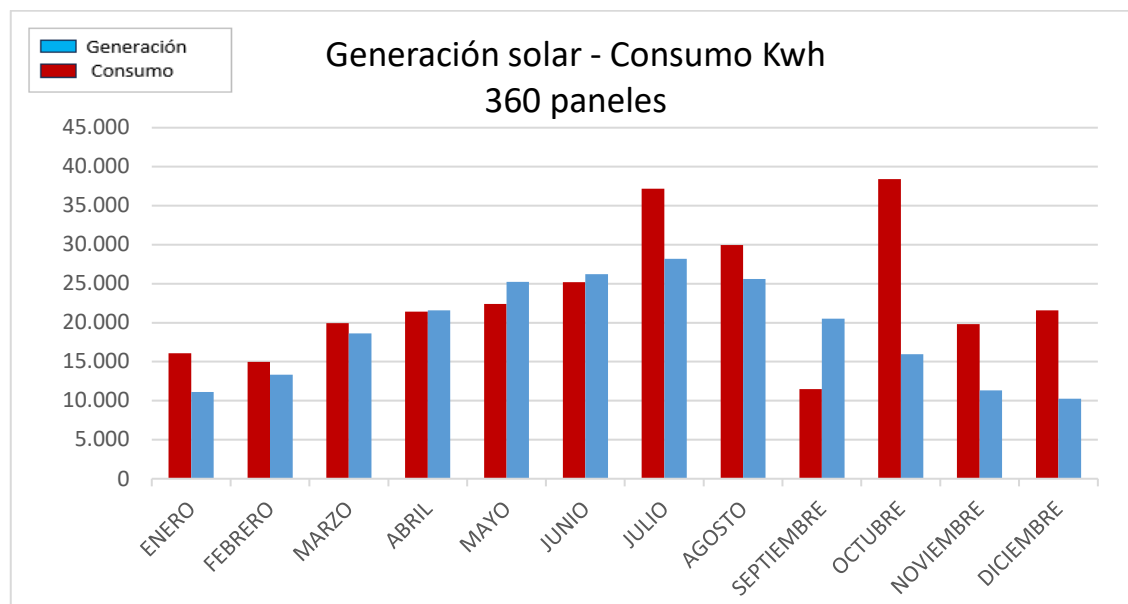


Figura 14. Gráfica generación frente a consumo con 360 paneles

Se observa que hay meses, en los que la generación va muy igualada a la demanda e incluso por encima, pequeñas variaciones en la producción de asfalto prevista en esta jornada diurna estudiada (10h-19h), supondría pérdidas de energía generada, por tanto, en el caso de los 360 paneles, es recomendable su estudio detallado en el caso de instalación con baterías.

PERIODO	IRRADIANCIA KWh/m2	54 Kw (120 panel)	108 Kw (240 panel)	162 Kw (360 panel)
Enero	2,27	82,74	165,48	248,22
Febrero	3,25	118,46	236,93	355,39
Marzo	4,85	176,78	353,57	530,35
Abril	5,75	209,59	419,18	628,76
Mayo	6,6	240,57	481,14	721,71
Junio	7,74	282,12	564,25	846,37
Julio	8,04	293,06	586,12	879,17
Agosto	7	255,15	510,30	765,45
Septiembre	5,47	199,38	398,76	598,14
Octubre	3,56	129,76	259,52	389,29
Noviembre	2,43	88,57	177,15	265,72
Diciembre	1,87	68,16	136,32	204,48

Tabla 9. Resumen de generación en cada conjunto de paneles

Estas producciones se van a corresponder con un ahorro en la necesidad de Kwh, procedentes de fuentes de energía externa, lo que supondrá en definitiva un ahorro que se cuantifica de la siguiente forma:

MES	Consumo (kwh)	Generar 54 Kw (120 panel)	Demanda externa Kwh	Generar 108 Kw (240 panel)	Demanda externa Kwh	Generar 162 Kw (360 panel)	Demanda externa Kwh
ENERO	31.472	3.701	27.771	7.402	24.070	11.103	20.369
FEBRERO	28.919	4.442	24.477	8.884	20.035	13.326	15.593
MARZO	37.615	6.205	31.410	12.410	25.205	18.615	19.000
ABRIL	36.586	7.191	29.395	14.382	22.204	21.573	15.013
MAYO	37.244	8.408	28.836	16.815	20.429	25.223	12.021
JUNIO	41.862	8.742	33.120	17.484	24.378	26.226	15.636
JULIO	56.553	9.395	47.158	18.789	37.764	28.184	28.369
AGOSTO	50.814	8.530	42.284	17.059	33.755	25.589	25.225
SEPTIEMBRE	31.709	6.845	24.864	13.689	18.020	20.535	11.174
OCTUBRE	73.142	5.315	67.827	10.630	62.512	15.945	57.197
NOVIEMBRE	41.801	3.777	38.024	7.554	34.247	11.330	30.471
DICIEMBRE	40.332	3.415	36.917	6.830	33.502	10.245	30.087
TOTAL	508.049	75.964	432.085	151.928	356.121	227.893	280.156
REDUC.			14,95%		17,58%		44,86%

Tabla 10. Reducción del consumo anual

Con la instalación de 120 paneles, se consigue reducir la demanda externa de energía consumida en la instalación, gracias a la energía que producen los paneles, en un 14,95% lo que supone pasar a una necesidad de demanda anual externa de 432.085 Kwh.

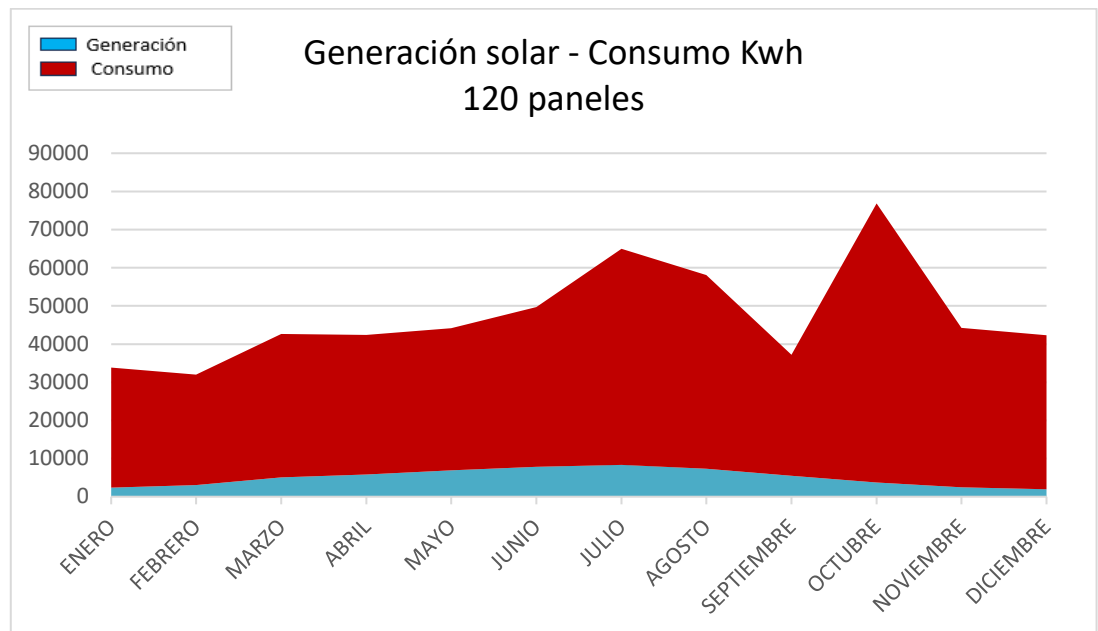


Figura 15. Gráfico de generación de los 120 paneles instalados

Para el caso de instalar 240 paneles se consigue una reducción de hasta un 17,58%, en la demanda externa de energía, se quedaría en 356.121 Kwh anuales.

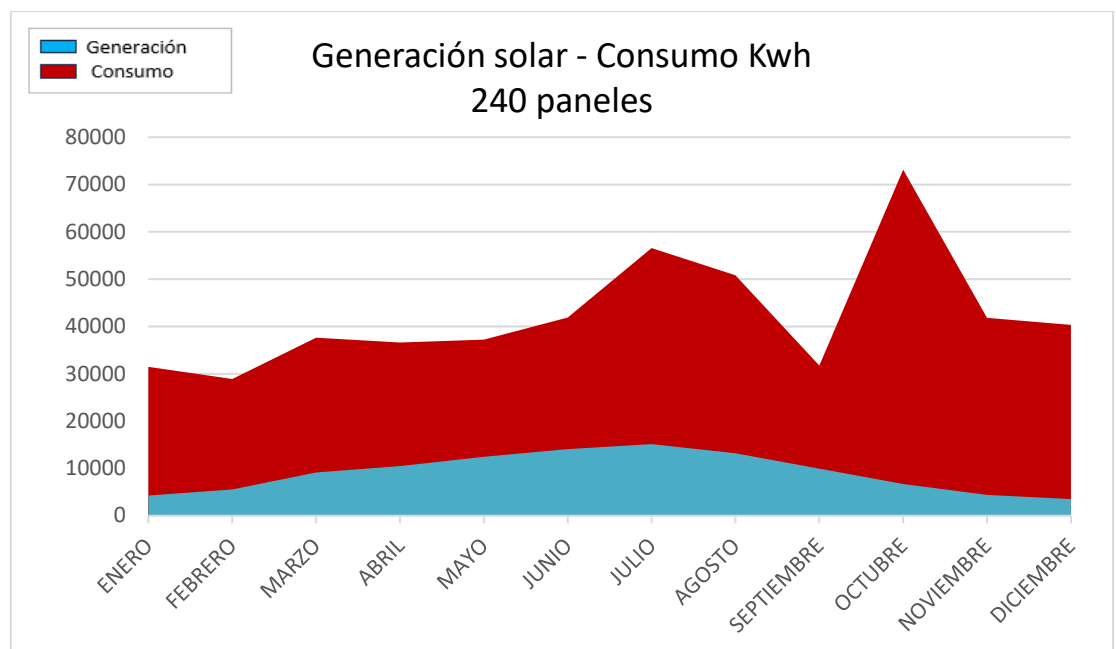


Figura 16. Gráfico de generación de los 240 paneles instalados

Por último, con la instalación de 360 paneles, se obtendría una reducción de hasta un 44,86%, rebajando la demanda total de energía externa en 327.356Kwh.

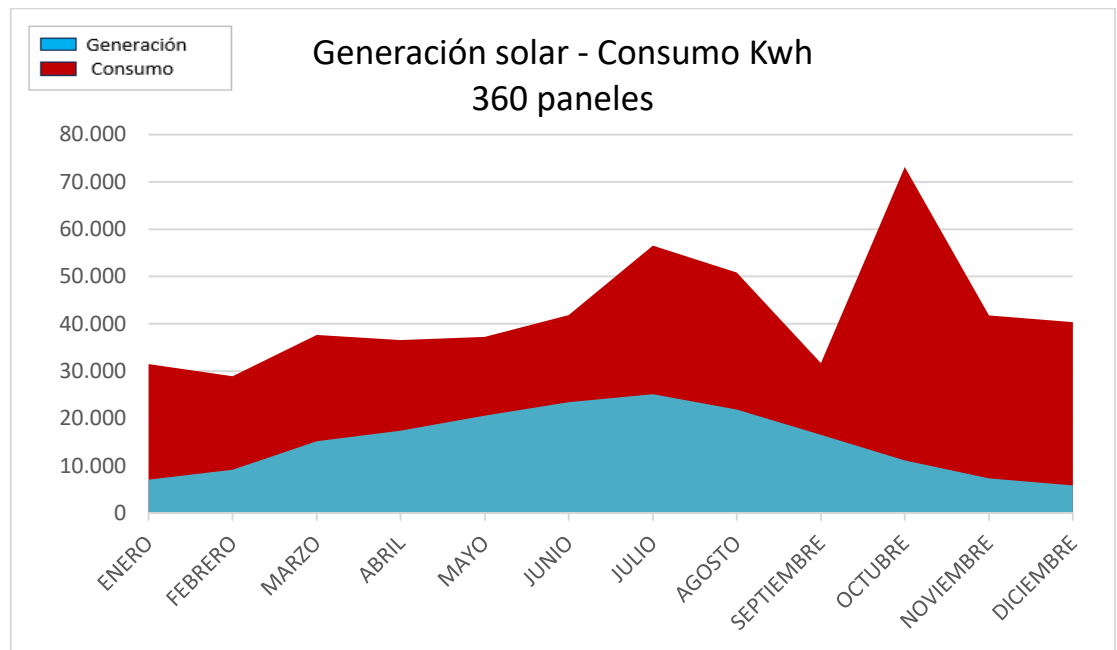


Figura 17. Gráfico de generación de los 360 paneles instalados

2.6 Esquema unifilar, cableado y protecciones

De cara a diseñar el esquema unifilar del cableado necesario en la instalación y sus protecciones, se sigue el criterio del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T.) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (I.T. C.)

Para la selección de cableado a emplear en la instalación se utilizará el criterio de la intensidad de corriente máxima admisible.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %. En la ITC-BT 40 en su punto 5, es decir, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Cálculo de la intensidad (A) en función de la potencia

$$I = \frac{P}{U \cdot I \cdot \cos \varphi} \quad (\text{monofásica})$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi} \quad (\text{trifásica})$$

P= Potencia del circuito (W), U= Tensión del circuito (V)

Para los magnetotérmicos necesarios según la UNE 20460-4-43 la intensidad del magnetotérmico de la línea debe ser mayor o igual a la intensidad prevista en la línea, pero menor o igual a la máxima admisible por el conductor, es decir:

$$I \leq I_n \leq I_{max}$$

I= Intensidad prevista en la línea que protege

I_n = Intensidad nominal del magnetotérmico

I_{max} = Intensidad máxima admisible por los conductores

Acudiendo a los magnetotérmicos comerciales.

Para los fusibles, se utiliza el mismo criterio, la intensidad nominal del fusible ha de ser mayor que la intensidad de la línea que está protegiendo. Además, se debe cumplir en todo momento la relación

$$1,6 I_{nf} \leq 1,45 I_{max}$$

I_{nf} = Intensidad nominal fusible

I_{max} = Intensidad máxima admisible conductor

Las protecciones de los paneles se calculan en corriente continua.

$$I_{reg,gen-acu} = I_{scgen} = I_{scmod} * N_{p mod}$$

$I_{reg,gen-acu}$ = Intensidad de cortocircuito (A)

I_{scgen} = Intensidad de cortocircuito de la instalación de generación (A)

I_{scmod} = Intensidad de cortocircuito del panel (A)

N_{pmod} = Número de paneles en paralelo

$I_{scmod} = 8.98 \text{ A}$

$I_{reg,gen-acu} = 8.98 * 10 = 90,8 \text{ A}$

Recurriendo a los calibres comerciales, son 100 A por cada string de paneles.

Para la instalación de la batería al inversor se ha de comprobar las protecciones en continua, cumpliendo la igualdad

$$I_{acu,inver} \geq 1,25 * I_{max,inver}$$

$$I_{acu,inver} \geq 1,25 * \frac{P_{inver}}{(V_{min} * \eta_{inv})}$$

$$I_{acu,inver} \geq 1,25 * \frac{100.000}{(400 * 0,95)} = 263,15 \text{ A}$$

$I_{acu,inver}$ = Intensidad de cortocircuito inversor (A)

$I_{max,inver}$ = Intensidad máxima de cortocircuito (A)

P_{inver} = Potencia del inversor (W)

V_{min} = Tensión de entrada (V)

η = rendimiento del inversor (0,95%)

Dimensionado de la protección de la instalación entre el inversor y la carga conectada

$$I_{inver-carga} = \frac{P_{inv}}{U_{inv}} = \frac{110.000VA}{400V} = 275 A$$

En cada conjunto de 2 marquesinas se conectará al menos un inversor, y en cada marquesina se encuentra un total de 3 strings de 2 paneles en serie y 10 en paralelo, por tanto, se tienen estas características:

Potencia (kWp)	20 módulos · 450 Wp = 9 kWp
Corriente de cortocircuito (A)	10 módulos 10,98 A = 109,8 A
Tensión de circuito abierto (V)	2 módulos · 41 V = 82 V

Tabla 11. String característico de la marquesina

El conductor deberá soportar $1,25 \times I_{sc}$ o lo que es igual a 136,25 A

Teniendo en cuenta que lo instalaremos sobre superficie, según Tabla V de la especificación EA 0038 o Tabla A.3 de la Norma UNE-EN 50618:2015, tendríamos que utilizar como mínimo conductor de 1,5 mm² que es capaz de soportar hasta 29 A en el panel, y el de 25mm² para los conjuntos que es capaz de soportar 167A.

Tabla A.3 – Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre	Un único cable sobre una superficie	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.
NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Figura 18. Intensidades admisibles de los conductores

Si se considera un Factor de corrección por montaje de en capa única sobre bandejas perforadas de instalación de tipo E y F. Suponemos el factor de corrección 0,7 según la Tabla A.52-3.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	E y F

Figura 19. Circuitos simultáneos por montaje

Por lo tanto, la intensidad que es capaz de soportar 29A por el factor de corrección 0,7 da un total de intensidad admisible que soporta el cable de sección 1,5 mm² de 20,3 A que es superior a los 10,4 A. Por lo tanto, cumple.

Si se aplica el Criterio de caída de tensión máxima admisible con un criterio de un máximo de 1,5% de caída de tensión para los circuitos de CC, para cada marquesina que tiene una longitud de 30m, el conductor de salida al regulador debe tener una sección dada por:

$$S = \frac{200 * \rho * L * P}{\Delta V * U^2} = \frac{200 * 0,018 * 30m * 13.500W}{1,5\% * 230^2 V} = 18,37 \text{ mm}^2$$

Comprobando cada sección de cálculo con la normalizada para cables de cobre, y montaje sobre bandeja según ITC BT 19

Se seleccionaría el normalizado de 25mm²

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D						3x PVC			3x XLPE o EPR			
G		Cables unipolares separados mínimo D								3x PVC		3x XLPE o EPR		
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Figura 20. Intensidad admisible por sección en cobre

Con estas fórmulas se particulariza cada instalación, en función del número de paneles totales a instalar.

2.6.1 Para el caso de 240 paneles sin almacenamiento

Para el caso de no almacenamiento, esta línea de paneles sería la condición más desfavorable, se calcula la intensidad de cortocircuito

$$I_{mod} = 10,98 \text{ A} \cdot 10 \text{ líneas paralelo} = 109,9 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 125A por conjunto.

Para el controlador se revisa la placa de características

$$I_n = 85 \text{ A} \quad \text{Se necesita un magnetotérmico de 100 A}$$

En el inversor

$$I_{inv} = \frac{110.000 \text{ VA}}{(400 \text{ V})} = 275 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 320 A

2.6.2 Para el caso de 360 paneles con baterías

Para esta línea de paneles, se calcula la intensidad de cortocircuito

$$I_{mod} = 10,98 \text{ A} \cdot 10 \text{ líneas paralelo} = 109,8 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 125A por conjunto.

Para el controlador se revisa la placa de características

$$I_n = 85 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 100 A

$$\text{De las baterías la inversor } I_b = 1,25 \frac{6.000 \text{ W}}{38,95 \text{ V}} = 207 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 250 A

En el inversor

$$I_{inv} = \frac{110.000 \text{ VA}}{(400 \text{ V})} = 275 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 320 A

2.6.3 Para el caso de una Red Privada

Para esta línea de paneles, se calcula la intensidad de cortocircuito

Para el controlador se revisa la placa de características

$$I_n = 85 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 100 A

En el inversor

$$I_{inv} = \frac{110.000 \text{ VA}}{(400 \text{ V})} = 275 \text{ A}$$

Se necesita un magnetotérmico de 320 A

La parte de transformación en alta no se desarrolla en este proyecto

Como en todos los casos se ha seguido la situación más desfavorable por conjunto marquesina:

Uso sin almacenamiento

Línea	Paneles	Regulador	Inversor
Conductor	1x1,5mm ²	1x25mm ²	3x95mm ²
Protección	10 A	125 A	320 A

Uso con almacenamiento de baterías

Línea	Paneles	Regulador	Baterías	Inversor
Conductor	1x1,5mm ²	1x35mm ²	1x70mm ²	3x95mm ²
Protección	10 A	125 A	250 A	320 A

Red Privada

Línea	Paneles	Regulador	Inversor
Conductor	1x1,5mm ²	1x25mm ²	3x95mm ²
Protección	10 A	125 A	400 A

Tabla 12. Cuadro resumen instalación eléctrica

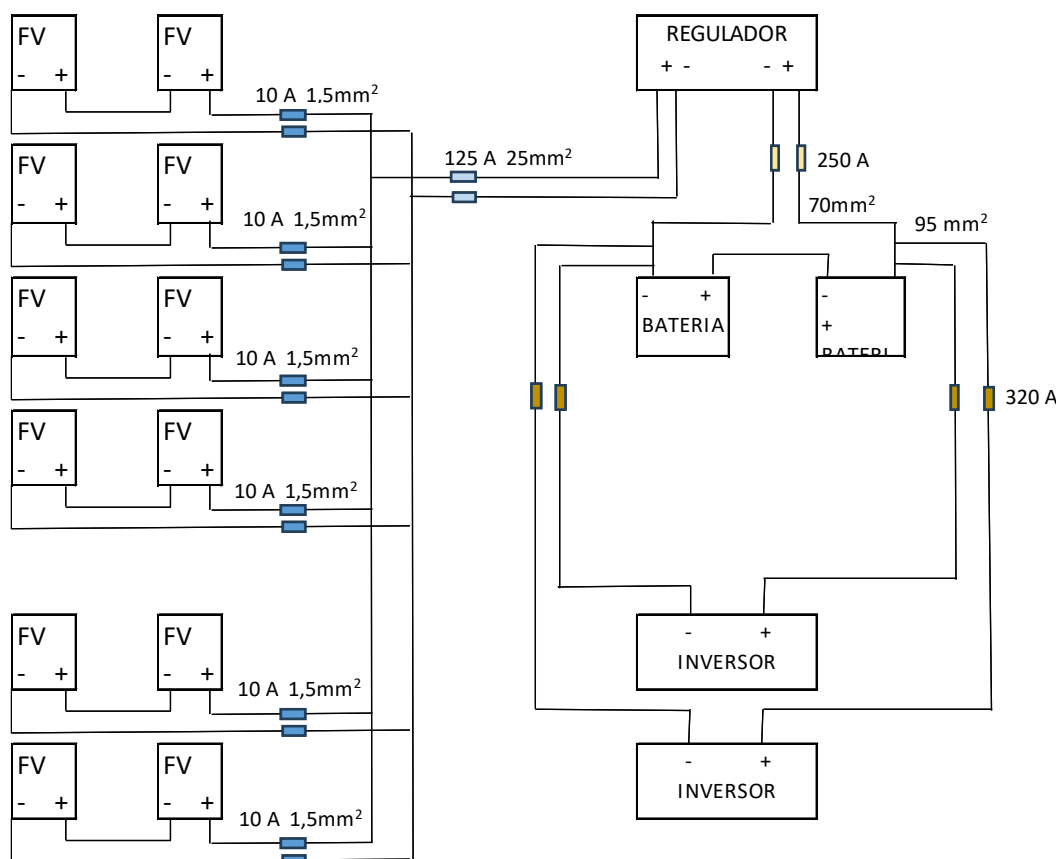


Figura 21. Esquema unifilar instalación

Se deberá cumplir con la normativa correspondiente:

Normativa marco:

- EN 1090-1

Normativa europea:

- Eurocódigo 0, (bases de proyecto)

- Eurocódigo 1, (acciones sobre las estructuras) en especial parte 2-4 (acciones del viento)

- Eurocódigo 3, proyecto de estructuras de acero.

- Eurocódigo 9, proyecto de estructuras de aluminio. Normativa española equivalente:

- Código Técnico de la Edificación.

- DB-SE-SE (Seguridad Estructural)

- DB-SE-AE (Seguridad Estructural Acciones en la edificación)

- DB-SE-A (Seguridad estructural Acero)

- EAE-2011 (Instrucción Española de Acero Estructural)

MATERIALES EMPLEADOS

DESCRIPCIÓN	CALIDAD MÍNIMA	ESPESOR / CALIBRE MÍNIMO (mm)
BANDERA	$F_{yk}=350 \text{ N/mm}^2$	3
PIE	$F_{yk}=350 \text{ N/mm}^2$	3
BASE	$F_{yk}=355 \text{ N/mm}^2$	15
CARTELAS BASE	$F_{yk}=355 \text{ N/mm}^2$	6
CRUCETA DE FIJACIÓN CORREAS	$F_{yk}=350 \text{ N/mm}^2$	4
TORNILLO (amarre pie-bandera)	8.8 o bien A2-70	8xM20 DIN 931
TORNILLO (amarre pie-base)	8.8 o bien A2-70	8xM20 DIN 931
TORNILLO (amarre correas)	8.8 o bien A2-70	4xM10+1xM20 DIN 931
VARILLA ROSCADA	10.9	4xM24
ARANDELAS PLANTILLAS EMBEBIDAS	HV-140	M24
PLANTILLAS EMBEBIDAS	$F_{yk}=350 \text{ N/mm}^2$	2 uds espesor 3mm
TORNILLO (Unión mitades vela y pie)	8.8 o bien A2-70	1xM10 c/260mm
TORNILLOS (Chapas refuerzo superior pie)	8.8 o bien A2-70	10xM10
PERFILERA DE ALUMINIO	6063-T66	-
CORREAS	$F_{yk}=350 \text{ N/mm}^2$	Sigma 200x2.5 o 200x2.0

Figura 23. Lista de Materiales

La configuración elegida es la siguiente: Marquesina con cubierta de 5 m (2 plazas) y su límite de uso es el siguiente:

• Configuración 1: Con cubierta de 5m. (2 plazas)

Peso de los paneles solares y correas	0,25 kN/m ²
Nieve ⁽¹⁾	0,80 kN/m ²
Viento presión/succión comprobación elementos locales y correas (carga uniformemente distribuida):	1,26/-1,84 kN/m ²
Viento presión/succión comprobación elementos principales y equilibrio (resultante aplicada a ¼ del límite de la cubierta):	0,54/-1,27 kN/m ²

⁽¹⁾Es admisible una mayor carga de nieve para esta configuración si la carga de viento del emplazamiento no alcanza el límite indicado en esta tabla. Para ese caso consultar las tablas de límite de uso extendidas.

Tabla 13. Cargas Características

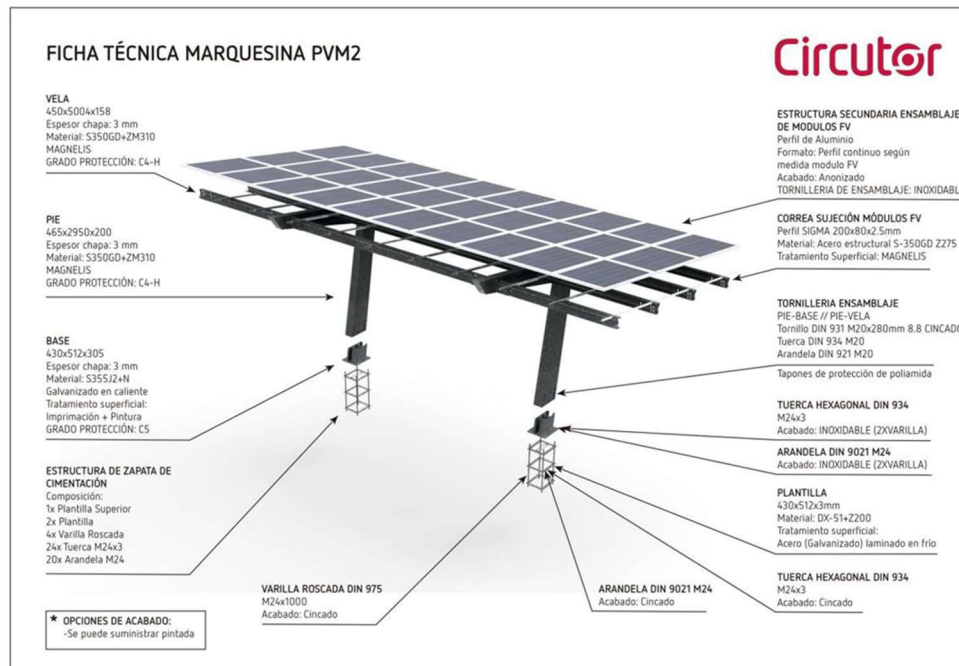


Figura 24. Ficha marquesina PVM2

Sobre las marquesinas se van a montar los paneles solares, por tanto, se van a disponer hacia el lado oeste de la parcela, y con una inclinación de 10° (azimut 30), sobre la horizontal, para optimizar la captación de los rayos solares, y por tanto la producción de electricidad de los paneles.

Se va a realizar conjuntos de marquesinas, formados por 6 tramos solidarios de PVM2, formando un conjunto total de 30m de longitud, con 7 pies de apoyo.

Capítulo 3. VALORACIÓN ECONÓMICA

3.1 Para el caso de montaje de módulos sin baterías

Se indican a continuación los costes de suministro e instalación de los diferentes equipos en función de cada tipo de instalación a realizar, se destaca además en ellos, el resumen de las partidas correspondientes al equipamiento solar, pues la parte estructural será común a los tres tipos de instalación que se están estudiando en este proyecto.

3.1.1 Para el caso de 120 paneles:

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	120	150	18.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	1	7.000	7.000
MARQUESINA			
Marquesina PVM2	12	7.630	91.560
CABLES Y SERVICIOS			
Partida de cables y fungibles	1		1.000
TOTAL			117.560
TOTAL SOLAR			26.000

Tabla 14. Valoración coste instalar 120 paneles

3.1.2 Para el caso de 240 paneles:

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	240	150	36.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	1	7.000	7.000
MARQUESINA			
Marquesina PVM2	24	7.630	183.120
CABLES Y SERVICIOS			

Partida de cables y fungibles	1		1.500
TOTAL			227.620
TOTAL SOLAR			44.500

Tabla 15. Valoración coste instalar 240 paneles

3.1.3 Para el caso de 360 paneles:

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	360	150	54.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	2	7.000	14.000
MARQUESINA			
Marquesina PVM2	36	7.630	274.680
CABLES Y SERVICIOS			
Partida de cables y fungibles	1		2.000
TOTAL			344.680
TOTAL SOLAR			70.000

Tabla 16. Valoración coste instalar 360 paneles

3.2 Para el caso de montaje con baterías

En el caso de instalación de baterías, se tendrá que contar con la instalación de Centro Prefabricado de hormigón (CT) para albergar de manera segura las baterías por necesidad de espacio, y aprovechar también a incluir aquí el cuadro regulador e inversor de corriente, que en otros casos estaba en el CT existente en la Planta asfáltica.

Se valora el coste de la inversión que se necesita en estas condiciones, para las alternativas en estudio.

Se va a destacar también el resumen correspondiente a las partidas características, excluido la parte estructural que será común a todas las alternativas contempladas.

3.2.1 Para el montaje de 120 paneles:

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	120	150	18.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	1	5.500	5.500
BATERÍAS			
Batería SUN POWER 2-2540	25	1.000	25.000
REGULADOR	1	400	400
MARQUESINA			
Marquesina PVM2	12	7.630	91.560
CABLES Y SERVICIOS			
Partida de cables y fungibles	1		1.500
CENTRO TRANSFORMADOR			
CT Prefabricado para baterías	1	6.000	6.000
TOTAL			147.960
TOTAL SOLAR			56.400

Tabla 17. Coste de instalar 120 paneles con baterías

3.2.2 Para el caso de 240 paneles:

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	240	150	36.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	1	7.000	7.000
BATERÍAS			
Batería SUN POWER 2-3900	27	1.250	33.750
REGULADOR	1	400	400

MARQUESINA			
Marquesina PVM2	24	7.630	183.120
CABLES Y SERVICIOS			
Partida de cables y fungibles	1		2.000
CENTRO TRANSFORMADOR			
CT Prefabricado para baterías	1	6.000	6.000
TOTAL			268.270
TOTAL SOLAR			85.150

Tabla 18. Valoración coste instalar 240 paneles con baterías

3.2.3 Para el caso de 360 paneles:

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	360	150	54.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	2	7.000	14.000
BATERÍAS			
Batería SUN POWER 2-3900	27	1.250	33.750
REGULADOR			
	1	400	400
MARQUESINA			
Marquesina PVM2	36	7.630	274.680
CABLES Y SERVICIOS			
Partida de cables y fungibles	1		3.000
CENTRO TRANSFORMADOR			
CT Prefabricado para baterías	1	6.000	6.000
TOTAL			385.830
TOTAL SOLAR			111.150

Tabla 19. Valoración coste instalar 360 paneles con baterías

3.3 Para una Red de distribución privada

Se crea una red particular, para compartir la energía generada con otra instalación que se encuentra a 1.000m de distancia salvando diferentes obstáculos del terreno. Se va a conectar con una línea enterrada dos CT, uno en donde se ubica el cuadro general con el inversor y otro con el cuadro eléctrico para la recepción del suministro en la segunda instalación con los correspondientes transformadores de tensión 10KVA para facilitar del transporte de la energía entre los centros.

Para este caso sólo se estudia la versión en la que se instala mayor número de paneles solares, con el objetivo de ver si es más rentable esta inversión de la que se podrían beneficiar más usuarios, aunque conlleva un mayor coste fijo de ejecutar la línea, razón por la que no tiene viabilidad con pocos paneles.

EQUIPO	UND	PRECIO €	TOTAL €
INSTALACIÓN PANELES			
TRINA SOLAR Tall max 450W	360	150	54.000
INVERSOR			
SUN200-100 KTL-M1	2	7.000	14.000
REGULADOR	1	400	400
MARQUESINA			
Marquesina PVM2	36	7.630	274.680
CABLES Y SERVICIOS			
Partida de cables y fungibles	1		30.000
CANALIZACIÓN Y RED			
Zanja e instalación de cable	1000	20	20.000
CENTRO TRANSFORMADOR			
CT Prefabricado para baterías	2	50.000	100.000
TOTAL			493.080
TOTAL SOLAR			218.400

Tabla 20. Valoración coste instalar 360 paneles en una red cerrada

En estas condiciones se trata de emplear siempre la electricidad generada, sin necesidad de instalar baterías, pues se considera factible que en todo momento al menos una de las dos

instalaciones se encuentre en régimen mínimo de operación, que es el mantenimiento de la caldera de betún, o en producción por tanto se optimiza siempre el uso de la energía producida.

3.4 Valoración económica del ahorro energético

En estas condiciones, se va a cuantificar lo que supondría en la factura el ahorro conseguido, reduciendo en la misma el porcentaje de energía demandada externa, que nos indicaba la tabla 17 que se conseguía para cada configuración de montaje.

Se parte de la factura inicial de la Planta, y se va comparando cómo se quedaría en las tres opciones planteadas para ver cuál sería la óptima en estas condiciones.

Para el año

PERIODO	POTENCIA ACCESO KW	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P1	4380	28,791866	126.108,37
P2	4380	15,077643	66.040,08
P3	4380	6,55917	28.729,16
P4	4380	5,172085	22.653,73
P5	4404	1,932805	8.512,07
P6	5460	0,916088	5.001,84
E. ACTIVA	ACTIVA ACCESO KWh	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P3	508.000	0,128271	65.161,67
P4	508.000	0,113685	57.751,98
P6	508.000	0,119107	60.506,36
			440.465,26

		P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1TD	Término Potencia [€/kW y Año]	28.791866	15.077643	6.55917	5.172085	1.932805	0.916088
	Término Energía [€/kWh]	0.18038	0.152256	0.128271	0.113685	0.102043	0.119107

Precios sin impuesto especial eléctrico ni IVA, o impuesto que lo sustituya.

Tabla 21. Precio y costes energéticos anuales

Se incorpora la totalidad de energía demandada para el total año calculada en el cuadro anterior, y se va a particularizar en los diferentes supuestos de estudio.

Ahorro en el año 120 paneles

PERIODO	POTENCIA ACCESO KW	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P1	4380	28,791866	126.108,37
P2	4380	15,077643	66.040,08
P3	4380	6,55917	28.729,16
P4	4380	5,172085	22.653,73
P5	4404	1,932805	8.512,07
P6	5460	0,916088	5.001,84
E. ACTIVA	ACTIVA ACCESO KWh	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P3	432.084,6	0,128271	55.423,92
P4	432.084,6	0,113685	49.121,53
P6	432.084,6	0,119107	51.464,29
COSTE ANUAL CON MEJORA			413.055,00
AHORRO ANUAL			27.410,26

Tabla 22. Valoración ahorro con 120 paneles

Ahorro en el año 240 paneles

PERIODO	POTENCIA ACCESO KW	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P1	4380	28,791866	126.108,37
P2	4380	15,077643	66.040,08
P3	4380	6,55917	28.729,16
P4	4380	5,172085	22.653,73
P5	4404	1,932805	8.512,07

P6	5460	0,916088	5.001,84
E. ACTIVA	ACTIVA ACCESO KWh	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P3	356.121	0,128271	45.679,95
P4	356.121	0,113685	40.485,57
P6	356.121	0,119107	42.416,46
COSTE ANUAL CON MEJORA			385.627,24
AHORRO ANUAL			54.838,02

Tabla 23. Valoración ahorro con 240 paneles

Ahorro en el año 360 paneles

PERIODO	POTENCIA ACCESO KW	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P1	4380	28,791866	126.108,37
P2	4380	15,077643	66.040,08
P3	4380	6,55917	28.729,16
P4	4380	5,172085	22.653,73
P5	4404	1,932805	8.512,07
P6	5460	0,916088	5.001,84
E. ACTIVA	ACTIVA ACCESO KWh	PRECIO UNITARIO €	TOTALES €
P3	280.156	0,128271	35.935,86
P4	280.156	0,113685	31.849,51
P6	280.156	0,119107	33.368,52
COSTE ANUAL CON MEJORA			358.199,15
AHORRO ANUAL			82.266,11

Tabla 24. Valoración ahorro con 360 paneles

3.4.1 Para uso sin almacenamiento

En este caso, se va a considerar una reducción de energía demandada por lo que aportan la energía generada por los paneles en el cómputo global, pero no se considera una posible reducir potencia contratada en la instalación pues, se trabaja también en turnos nocturnos de producción.

Por la capacidad de producción energética vinculada al horario de producción de Planta de día, que se ha visto anteriormente, sólo tiene interés de análisis para el caso de 120, y 240 paneles.

Se ha estipulado para este proyecto un interés del 5% en 10 años, para evaluar esta inversión. Se busca que se pueda financiar con el ahorro producido por los paneles.

AÑOS PARA RECUPERAR LA INVERSIÓN		
Nº DE PANELES	240	120
INVERSIÓN €	227.620,00	117.560,00
AHORRO ANUAL €	54.838,02	27.410,26
Nº DE AÑOS	4	4
DESEMBOLSO	-227.620,00	-117.560,00
AÑO 1	54.838,02	27410,26
AÑO 2	54.838,02	27410,26
AÑO 3	54.838,02	27410,26
AÑO 4	54.838,02	27410,26
AÑO 5	54.838,02	27410,26
AÑO 6	54.838,02	27410,26
AÑO 7	54.838,02	27410,26
AÑO 8	54.838,02	27410,26
AÑO 9	54.838,02	27410,26
AÑO 10	54.838,02	27410,26
TIR	20%	19%
VAN	195.824,65 €	94.094,76 €

Tabla 25. Amortización uso sin almacenamiento

3.4.2 Para uso con baterías

Se ha estipulado igualmente un interés del 5% en 10 años, para evaluar esta inversión. Se busca que se pueda financiar con el ahorro producido. El total de la energía producida se reutilizará con el uso de las baterías.

Por las gráficas vistas en apartados anteriores, que se analizó la generación frente a la demanda, y dado el coste añadido de inversión en baterías, esta instalación sólo tiene interés de análisis en los casos para 240 y 360 paneles.

AÑOS PARA RECUPERAR LA INVERSIÓN CON BATERÍAS		
Nº DE PANELES	360	240
INVERSIÓN €	385.830,00	268.270,00
AHORRO ANUAL €	82.266,11	54.838,02
Nº DE AÑOS	5	5
DESEMBOLSO	-385.830,00	268.270,00
AÑO 1	82.266,11	54.838,02
AÑO 2	82.266,11	54.838,02
AÑO 3	82.266,11	54.838,02
AÑO 4	82.266,11	54.838,02
AÑO 5	82.266,11	54.838,02
AÑO 6	82.266,11	54.838,02
AÑO 7	82.266,11	54.838,02
AÑO 8	82.266,11	54.838,02
AÑO 9	82.266,11	54.838,02
AÑO 10	82.266,11	54.838,02
TIR	17%	16%
VAN	249.407,10 €	155.174,65 €

Tabla 26. Amortización uso con baterías

3.4.3 Red de distribución Cerrada

En el caso de crear una red privada o cerrada, se va a estudiar sólo el caso de 360 paneles, pues parece claro que una mayor inversión en infraestructura de transporte energético debe ir destinada a la mayor capacidad de producción posible.

AÑOS PARA RECUPERAR LA INVERSIÓN RED	
Nº DE PANELES	360
INVERSIÓN €	493.080,00
AHORRO ANUAL €	82.266,11
Nº DE AÑOS DESEMBOLSO	6 -493.080,00
AÑO 1	82.266,11
AÑO 2	82.266,11
AÑO 3	82.266,11
AÑO 4	82.266,11
AÑO 5	82.266,11
AÑO 6	82.266,11
AÑO 7	82.266,11
AÑO 8	82.266,11
AÑO 9	82.266,11
AÑO 10	82.266,11
TIR	11%
VAN	142.157,10 €

Tabla 27. Amortización en red cerrada

Capítulo 4. CONCLUSIONES

Con estos resultados se elabora un cuadro resumen, para poder mostrar valoraciones.

PLANTA	Consumo total (kwh)	Consumo diurno(kwh)	Generación (120 panel)	Generación (240 panel)	Generación (360 panel)
TOTAL	508.049,0	278.484,0	75.964,5	151.928,4	227.893,2
% en TOTAL			15,0%	29,9%	44,9%
% en Diurno			27,3%	54,6%	81,8%

Tabla 28. Resumen de consumos frente a generación

Desde el punto de vista de mejor aprovechamiento para la Planta asfáltica, la instalación de 120 paneles para cubrir la necesidad básica de servicios fijos como es el sistema de calentamiento de ligantes (betún), en las horas de incidencia solar, ya es una buena opción para cumplir con los requisitos mínimos establecidos de beneficio económico y prestación requeridos en el proyecto, pero no se optimiza la instalación a la vista de los resultados detallados durante los meses de verano, o cambios en los horarios de trabajo.

Sin embargo, la mejor rentabilidad en el periodo de 10 años que se ha establecido como el periodo deseable de hacer rentable el coste de la inversión con los ahorros producidos, se obtiene para el caso de la instalación de 360 paneles con baterías, que es la de mayor Valor Actual Neto, se haría una inversión para una generación de energía suficiente para los requisitos de demanda de gran parte de la instalación, hasta cubrir hasta un 44,9% de la necesidades energéticas y con un buen aprovechamiento en cualquier momento del día, por el uso de las baterías.

RESUMEN DE RESULTADOS INVERSIÓN					
TIPO INSTALACIÓN	SIN BATERÍA		CON BATERÍA		RED
Nº DE PANELES	240	120	360	240	360
INVERSIÓN	227.620,00	117.560,00	385.830,00	268.270,00	493.080,00
AÑOS AMORTIZAR	4	4	5	5	6
TIR	20%	19%	17%	16%	11%
VAN	195.825 €	94.095 €	249.407 €	155.175 €	142.157,10 €

Tabla 29. Resultados de las inversiones

La instalación de los 240 paneles con baterías se amortiza prácticamente de forma similar a las de 360 paneles, pero sin embargo no refleja una mayor rentabilidad, por lo que no se recomendaría en este caso.

La opción de montaje de 240 paneles sin baterías es la que inicialmente se amortiza más rápido y ofrece una TIR más elevada, porque requiere algo menos de inversión que las opciones de baterías, pero le penaliza el peor aprovechamiento, además habría que considerar el riesgo de estar más expuesta a pérdidas de uso de la energía producida, por variaciones en la producción de la Planta asfáltica, en casos que requieran muchos turnos de trabajo nocturno.

En cuanto a la opción de una red cerrada privada, valorando únicamente la opción del montaje de 360 paneles, que sería lo más interesante para absorber la inversión a realizar, aunque no tiene un alto retorno de la inversión, sin embargo, no deja de ser rentable a la vista de los valores de retorno que se han obtenido, y tiene una amortización que encaja en la vida útil de la planta solar que son 25 años.

Lo que hace pensar que este caso, se debe plantear como un proyecto futurible si se encuentran un par de socios dentro del radio permitido pero sin exceder los 2km, de forma que se pueda incluir la instalación inicial recomendada de los 360 paneles con baterías, como una línea de mejora del negocio de la Planta, en un medio plazo, para un aprovechamiento total de los excedentes generados, ya que siempre pueden ocurrir algunas alteraciones importantes en el ritmo de la producción de la planta asfáltica, en donde vamos a instalar los módulos fotovoltaicos y de esta forma garantizar su aprovechamiento. Resultando una opción más interesante que plantearse una reducción de potencia contratada, porque de esta forma se garantizaría la operación de la Plantas asfálticas, ante cualquier posible incidencia en los equipos, mantenimientos necesarios, o cambios en las jornadas de producción.

La instalación que se ha seleccionado como mejor técnico económica, por tanto, sería de 6 conjuntos de marquesinas, de las siguientes características:

PANEL	360 x 450 Wp
INVERSOR	2 x SUN 2000 100KTL
BATERIAS	27 x SUN POWER OPzS 2-3280 10.146 Ah
E. PRODUCIDA	227 MWh
COSTE	385.830,00 €
AMORTIZACIÓN	5 AÑOS
TIR (10 AÑOS)	17%
VAN (10 AÑOS)	249.407 €

Tabla 30. Solución propuesta final

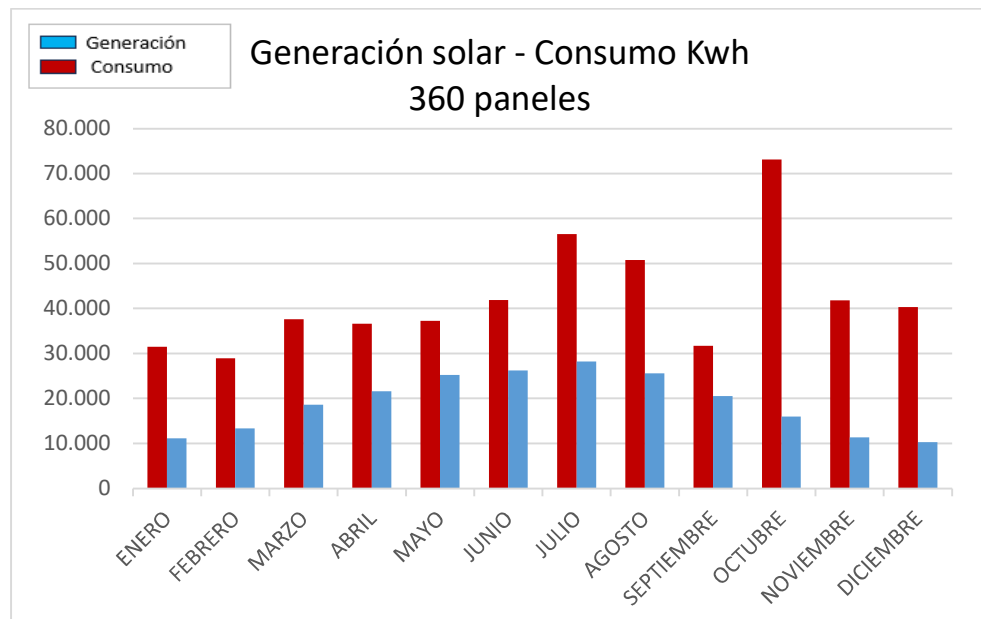


Figura 14. Gráfica generación consumo para 360 paneles

Para una producción de 227Mwh durante 25 años, con la inversión realizada, se obtendría un coste de **67,98 €/Mwh generados por medios propios**. Considerado un ahorro energético anual de 82.266 €, al final de los 25 años de operación, el **ahorro total** descontada la inversión sería de **1.670.820€** sin incluir impuestos, y el valor reputacional añadido.

ANEXOS

ANEXO 1. PLIEGO DE CONDICIONES

1.1 Normativa General

La Normativa específica de obligado cumplimiento para las Instalaciones objeto de este Proyecto es la citada a continuación:

Normativa general

- Real Decreto 244/2019, de 5 abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- ITC-BT-06 Redes aéreas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT-19 Instalaciones interiores o receptoras.
- ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y su Documento Básico de Ahorro de energía (DB-HE) (Orden FOM/588/2017)
- Modificado por el RD 732/2019 por el que se modifica el CTE
- Real Decreto 842/2013, de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.

- IEC 60269. Fusibles de baja tensión.
- IEC 60417. Simbología de uso para equipos.
- IEC 60617. Simbología para diagramas.
- IEC 60947. Aparellaje de potencia y control de baja tensión.
- IEC 61439-1: Low voltage equipment - Part 1: General rules.
- IEC 61439-2: Low voltage equipment - Part 2: Power equipment.
- IEC 60947-2: Low voltage equipment - Part 2: Circuit breakers.
- IEC 60947-3: Low voltage equipment - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units.
- IEC 61271-1: HV equipment - Part 1: General rules.
- IEC 61271-200: HV equipment in metallic envelope.
- IEC 60146-1-1, 2009, General rules - Part 1-1: Basic specifications.
- IEC 60439-2, 2005, Low voltage equipment - Part 2: Specific rules for busbars.
- IEC 60092-351: Electrical installations in ships – Insulating materials for shipboard and offshore units, power, control, instrumentation, telecommunication and data cables.
- IEC 60092-353: Electrical installations in ships – Power cables for rated voltages 1 kV and 3 kV.
- IEC 60092-354: Electrical installations in ships – Single and three core power cables with extruded solid insulation for rated voltages 6 kV up to 30 kV.
- IEC/ISO/IEEE 80005-1 Ed. 1: Utility connections in port - Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems - General requirements.
- Normas UNE para cableado: UNE EN 50265-2-1, UNE EN 50266-2-4, UNE EN-50268, UNE EN- 50267-2-1, UNE EN-50267-2-3, UNE NES 713, UNE 21089, UNE-EN 60228:2005.
- Norma UNE 53.112 para tubos de PVC.
- Normas IEC 614-2-2, UL94, ASTM1929B y DIN 53460, así como lo exigido en MI BT 019 para tubos de plástico flexible normal y plástico flexible rígido.
- Normas DIN 49.020, UNE 20.324, DIN 1.629 para tubos de acero.
- Normas DIN 1624 y UNE 20324 para tubos metálicos en general.
- Norma UNE-HD 60364-7-712:2017 Instalaciones eléctricas de baja tensión.

Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales.
Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).

- Norma UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- Norma UNE-EN 62133-2:2017 (Ratificada) Acumuladores alcalinos y otros acumuladores con electrolito no ácido. Requisitos de seguridad para acumuladores estancos portátiles y para baterías construidas a partir de ellos, para uso en aplicaciones portátiles. Parte 2: Sistemas de litio (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en junio de 2017).
- Norma UNE-EN 61215-1-1:2016 Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino.
- Norma UNE-EN IEC 61730-1:2019 Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- Norma UNE-EN 62116:2014 V2 Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.
- Norma UNE-EN 50618 Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- Norma UNE-EN 20178 Transformadores de potencia.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales. BOE 10 de noviembre de 1995.
- R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención. BOE 31 de enero de 1997.
- R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. BOE de 25 de octubre de 1997.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los locales de trabajo.
- R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. BOE 23 de abril de 1997.
- R.D. 486/1997 de 14 de abril de 1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en los centros de trabajo. BOE 23 de abril de 1997.
- R.D. 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en

salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores. BOE 23 de abril de 1997.

- R.D. 664/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo. BOE de 24 de mayo de 1997.
- R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo. BOE de 24 de mayo de 1997.
- R.D. 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual. BOE de 12 de junio de 1997.
- R.D. 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo. BOE de 7 de agosto de 1997.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido. BOE de 18 de noviembre de 2003.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales. BOE de 13 de diciembre de 2003.
- R.D. 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de prevención de riesgos laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales. BOE 31 de enero de 2004.
- R.D. 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el R.D. 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura. BOE de 13 de noviembre de 2004.
- R.D. 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido. BOE de 11 de marzo de 2006.
- R.D. 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; el R.D. 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y el R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

Requisitos de solicitud para instalaciones generadoras con potencia instalada hasta 500Kw tramitadas en la Dirección General de Descarbonización y Transición energética:

1. Formulario de solicitud suscrito por el titular de la instalación según modelo oficial: «Solicitud de puesta en servicio de instalaciones de autoconsumo». Este irá acompañado, en su caso, del documento que acredite la representación del firmante de la solicitud para realizarla en nombre del titular.
2. Pago de la tasa según el tramo al que corresponde el presupuesto del proyecto.
3. Proyecto firmado por técnico titulado competente y resto de documentación según normativa de aplicación. En el caso de instalaciones de autoconsumo sin excedentes, en el proyecto se deberá incluir una descripción detallada del dispositivo antivertido (descripción del sistema, descripción de funcionamiento, esquema unifilar, ubicación y procedimiento previsto para la evaluación de la conformidad).
4. Certificado de instalación eléctrica emitido por empresa instaladora habilitada, según modelo establecido.
5. Certificado de dirección de obra suscrito por técnico titulado competente, según modelo establecido.
6. Declaración responsable sobre la instalación de generación con autoconsumo, según modelo establecido, acompañada de las declaraciones UE de conformidad del fabricante de los inversores y/o equipos eléctricos instalados.
7. Certificado de inspección inicial con calificación de resultado favorable emitido por Organismo de Control de la instalación en alta tensión, así como de las instalaciones de baja tensión (para instalaciones de generación a la intemperie de potencia superior a 25 kW) y los certificados de inspección periódica de las instalaciones correspondientes al suministro asociado, cuando proceda, y a las instalaciones de AT.
8. Contrato de mantenimiento suscrito con empresa instaladora habilitada en alta tensión, en su caso.
9. Hoja de características en modelo oficial debidamente cumplimentada. Además, deberá estar suscrita, en el formato que corresponda, por el técnico titulado competente.
10. Documentación requerida para la evaluación de la conformidad del sistema que impide el vertido de energía a la red, según anexo I, apartado I.4 de la ITC BT-40. Debe tenerse en cuenta que la documentación presentada para dicha evaluación debe coincidir con la configuración indicada en el esquema unifilar o bien hacer referencia expresa a la instalación evaluada. Por ejemplo, si se instalan cuatro inversores en paralelo, en la documentación de evaluación de la conformidad del sistema antivertido deberá tenerse en cuenta esta configuración, no siendo válido, por ejemplo, que la evaluación solo contemple la instalación de dos inversores en paralelo. Tampoco será válido que la documentación para la evaluación de la conformidad haga referencia a modelos de inversores o potencias que no correspondan con los instalados, salvo que se indique en dicha documentación.

1.2 Características de la instalación solar Para la instalación proyectada se ha elegido el módulo de 450 W de Trina Tall max SOLAR modelo 450/MR (o similar) con una eficiencia mínima de un 20 %, constituido por células fotovoltaicas de cristal templado monocristalino

- Tensión de circuito abierto Voc: 49,6 V
- Intensidad máxima de potencia: 10,98 A
- Intensidad de cortocircuito Isc: 11,53 A
- Dimensiones del panel: 2102x1040x35 mm
- Peso: 24Kg

ELECTRICAL DATA (STC)						
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	435	440	445	450	455	460
Power Tolerance- P_{wt} (W)	0 +5					
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	40.5	40.7	40.8	41.0	41.2	41.3
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	10.74	10.82	10.90	10.98	11.06	11.13
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8	50.0
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.61	11.68
Module Efficiency η_m (%)	19.9	20.1	20.4	20.6	20.8	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

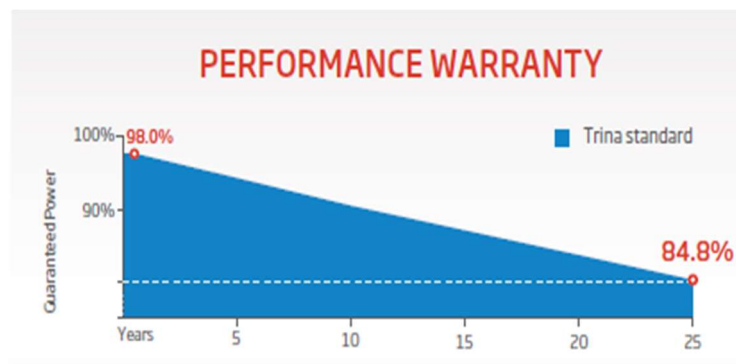


Figura 25. Características panel solar

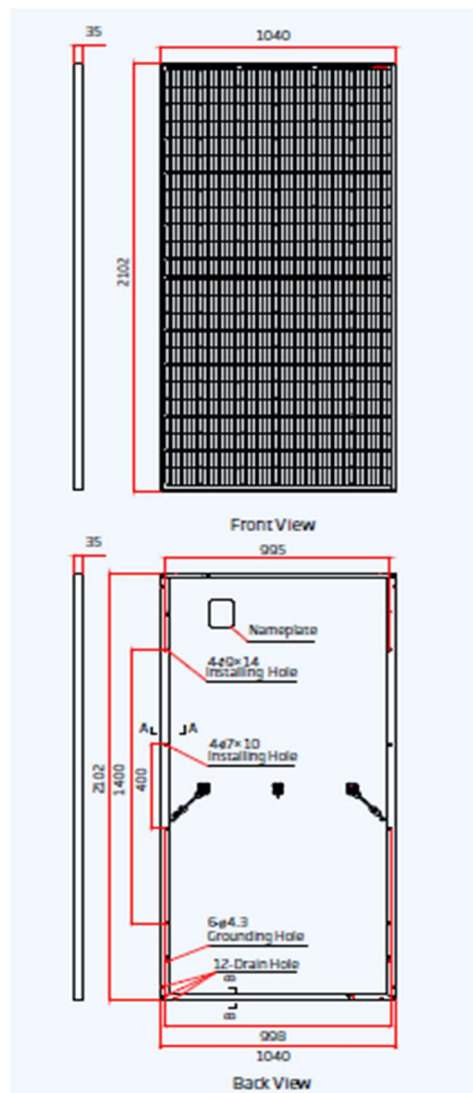


Figura 26. Medidas panel solar

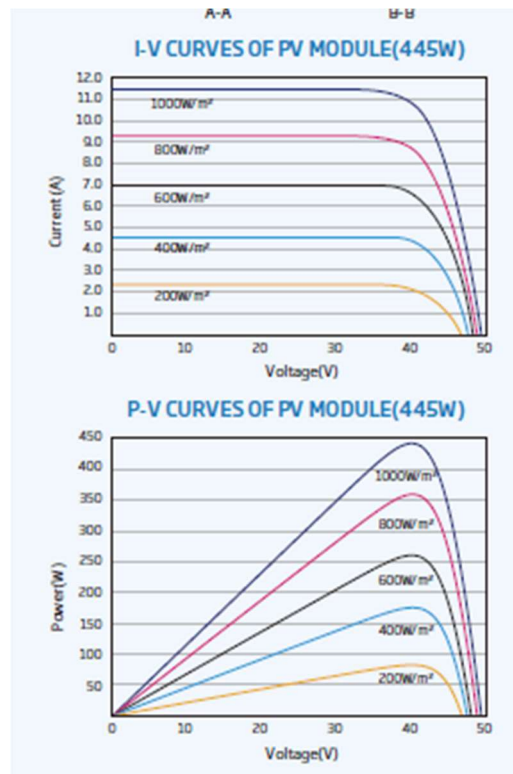


Figura 27. Curvas de potencia panel solar

Su orientación será la de la cubierta o estructura donde se sitúa, cuyo ángulo azimut aproximado es de 30° y con una inclinación sobre la horizontal de 10° (en marquesinas).

El rango de potencia de salida está comprendido entre el +/- 3%, medido bajo especificación IEC 60904-9.

Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo.

Los módulos fotovoltaicos dispondrán de una o dos cajas de conexiones, donde estarán accesibles los terminales positivo y negativo. Estas cajas dispondrán de unos orificios diseñados para admitir tanto prensaestopas (prensacables), como tubo protector para cables. Se podrán utilizar kits de conexión, compuestos de tubo no metálico flexible con prensaestopas en ambos extremos y ya listos para adaptarse a las cajas de conexión de sus módulos.

Los prensaestopas tendrán doble finalidad, por un lado, asegurar que se mantiene la estanquidad en el orificio de la caja, y por otro servir como sujeción del cable, evitando así que cualquier posible esfuerzo se transmita directamente sobre las conexiones del interior. En el caso de utilizar tubo protector, este segundo aspecto quedará asegurado. Los prensaestopas serán adecuados para la sección del cable a utilizar.

Cuando exista una configuración serie-paralelo de cierta complejidad, el montaje de los módulos requerirá el manejo de un plano o esquema donde se refleje dicha configuración, con el fin de no cometer errores y facilitar la tarea de interconexión.

Debido a su construcción con marcos laterales de aluminio y el frente de vidrio, de conformidad con estrictas normas de calidad, estos módulos soportan las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

Según UNE-EN 61173:1998 se podrán adoptar cualquiera de los tres métodos siguientes:
Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes, equipos, etc).

Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes, equipos, etc) y del sistema. La puesta a tierra del sistema se consigue conectando un conductor eléctrico en tensión a la tierra del equipo, y puede ser importante porque puede servir para estabilizar la tensión del sistema respecto a tierra durante la operación normal del sistema; también puede mejorar la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en caso de fallo.

Punto central del sistema y equipos electrónicos conectados a una tierra común.
Si se utiliza el sistema de puesta a tierra, uno de los conductores del sistema bifásico o el neutro en un sistema trifásico deberá sólidamente conectarse a tierra de acuerdo con lo siguiente:

La conexión a tierra del circuito de corriente continua puede hacerse en un punto único cualquiera del circuito de salida del campo FV. Sin embargo, un punto de conexión a tierra tan cerca como sea posible de los módulos FV y antes que cualquier otro elemento, tal como interruptores, fusibles y diodos de protección, protegerá mejor el sistema contra las sobretensiones producidas por rayos.

La tierra de los sistemas o de los equipos no debería ser interrumpida cuando se desmonte un módulo del campo.

Es conveniente utilizar el mismo electrodo de tierra para la puesta a tierra del circuito de corriente continua y la puesta a tierra de los equipos. Dos o más electrodos conectados entre sí serán considerados como un único electrodo para este fin. Además, es conveniente que esta puesta a tierra sea conectada al neutro de la red principal, si existe. Todas las tierras de los sistemas de corriente continua y corriente alterna deberían ser comunes.

En caso de no utilizar un sistema de puesta a tierra para reducir las sobretensiones, se deberá emplear cualquiera de los siguientes métodos (según UNE-EN 61173:1998):

- Métodos equipotenciales (cableado).
- Blindaje.¹
- Interceptación de las ondas de choque.
- Dispositivos de protección.

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna apta para autoconsumo directo y los excedentes que se puedan producir se inyectará a la red eléctrica, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz.

El modelo seleccionado para dicho proyecto es el siguiente:

Huawei SUN2000_100KLT-INMO

Potencia nominal corriente alterna 110 KV

Potencia máxima corriente alterna 100 KW

Corriente de entrada máxima 26 A

Corriente nominal de salida 160,4 A

Rango de voltaje de operación MPPT 200V-1000V

SUN2000-100KTL-M1

Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.6% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Si
RS485	Si
MBUS	Si (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Figura 28. Características inversor

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado por si solos necesitan de un complemento adicional para cargar baterías (Inversor Cargador).

La caracterización del inversor deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

El inversor ha de producir una corriente alterna con un tipo de onda sinusoidal pura que tiene que ser capaz de evitar armónicos en la línea más allá de los límites establecidos por el pliego de condiciones técnicas de la compañía de distribución eléctrica.

Por otra parte, este tipo de inversor se sincroniza con la frecuencia de la red para que el sistema fotovoltaico y la red trabajen en fase, es decir sincronizados.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

1.3 Estructura marquesinas

La estructura soporte de los paneles será un elemento auxiliar, para el caso, una marquesina metálica (acero galvanizado, aluminio o acero inoxidable), que se utilizará como aparcamiento de vehículos y en el caso de exceder ocupación necesaria de almacén auxiliar de materiales para fabricación como fibras. Se considerarán en todo caso las exigencias constructivas y estructurales del CTE, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

Además del peso de los módulos y de la propia estructura, ésta se verá sometida a la sobrecarga producida por el viento, el cual producirá sobre los paneles una presión dinámica que puede ser muy grande. De ahí la importancia de asegurar perfectamente la robustez, no solamente de la propia estructura, sino también y muy especialmente, del anclaje de la propia marquesina.

Además de las fuerzas producidas por el viento, habrá que considerar otras posibles sobrecargas como la de la nieve sobre los paneles.

En base a conseguir una minimización de los costes de instalación sin pérdida de calidad, en el diseño de las estructuras se debería tender a:

- Desarrollar kits de montaje universales.
- Minimizar el número total de piezas necesarias.
- Prever un sistema de ensamblaje sencillo para reducir los costes de mano de obra.
- Utilizar, en lo posible, partes pre-ensambladas en taller o fábrica.
- Asegurar la máxima protección a los paneles contra el robo o vandalismo.

Preferentemente se realizarán estructuras de acero galvanizado, debiendo poseer un espesor de galvanizado de 120 micras o más, recomendándose incluso 200 micras. Dicho proceso de galvanizado en caliente consistirá en la inmersión de todos los perfiles y piezas que componen la estructura en un baño de zinc fundido. De esta forma, el zinc recubrirá perfectamente todas las hendiduras, bordes, ángulos, soldaduras, etc, penetrando en los pequeños resquicios y orificios del material que, en caso de usar otro método de recubrimiento superficial, quedarían desprotegidos y se convertirían en focos de corrosión.

Toda la tornillería utilizada será de acero inoxidable. Adicionalmente, y para prever los posibles efectos de los pares galvánicos entre paneles y estructura, sobre todo en ambientes fuertemente salinos, conviene instalar unos inhibidores de corrosión galvánica, para evitar la corrosión por par galvánico.

En el diseño de la estructura se deberá tener en cuenta la posibilidad de dilataciones y constricciones, evitando utilizar perfiles de excesiva longitud o interpuestos de forma que dificulten la libre dilatación, a fin de no crear tensiones mecánicas superficiales.

La marquesina solar considerada se cimentará en unas zapatas de dimensiones $L = 2,8\text{m}$, $H = 1,6\text{m}$ y $B = 1,6\text{m}$, según indicaciones del fabricante.

El proceso constructivo de la cimentación deberá llevarse a cabo de la siguiente manera:

- 1.- Hormigonar hasta cota 10 cm inferior de la cota final de la zapata terminada, con hormigón HA-25/B/20.
- 2.- Los pernos de anclaje han de sobresalir 150 mm sobre la superficie de la primera fase de hormigonado.
- 3.- Utilizar tuerca y contratuerca para nivelar la marquesina.
- 4.- Hormigonar los últimos 10 cm de zapata vibrando correctamente. El hormigón ha de quedar en contacto con la parte inferior de la placa de anclaje. Si tras el hormigonado, por cualquier ajuste de cotas, la placa base no quedara en contacto con el hormigón, se debería rellenar el hueco con inyección de lechada de hormigón. En los últimos 10 cm de hormigonado se colocará un mallazo de $6 \times 200 \times 200$. Este mallazo se podrá eliminar si se utiliza hormigón reforzando con fibras (la dosificación de fibras será 0.6 kg de fibras por cada m^3 de hormigón).

5.- En el caso de usar fibras en el segundo hormigonado, una vez endurecido el hormigón eliminar con soplete o medios mecánicos las fibras sobresalientes de la cara superior de la zapata. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se deberá tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de c.c. reales, referidas a las condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

1.4 Línea de conductores

Para la selección y disposición de las canalizaciones se ha observado en todo momento el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Los conductores tendrán una sección suficiente para cumplir lo dispuesto en el artículo 5 de la ITC 40 de REBT: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad de generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión de la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

El conductor será de cobre unipolar, con una sección de 1,5 mm². por fase (positivo/negativo) ZZ-F, doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie. Conductor TECSUN de PRISMIAM (o similar), flexible (clase 5), de 1x6 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6/EI8, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5/EM8, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.

La conexión desde cada uno de los inversores al cuadro general FV de distribución de CA, se cableará mediante conductores unipolares de cobre. RZ1K (AS) con secciones definidas en esquema unifilar, en instalación enterrada bajo tubo, hasta el cuadro general, situado en centro de transformación, donde conectara y se instalarán los elementos de maniobra y protección para las instalaciones.

En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia mínima de 3 cm. En caso de proximidad con conductos de calefacción, de aire caliente, vapor o humo, las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa y, por consiguiente, se mantendrán separadas por una distancia conveniente o por medio de pantallas calorífugas.

Las canalizaciones eléctricas no se situarán por debajo de otras canalizaciones que puedan dar lugar a condensaciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas, etc., a menos que se tomen las disposiciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas condensaciones.

Las canalizaciones deberán estar dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones. Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, mediante la conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

En toda la longitud de los pasos de canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables, estando protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad.

Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta ciega, grado de protección IP40, aislamiento clase II, para 24 módulos, de 300x580x95 mm, con carril DIN, cierre con llave, acabado con pintura epoxi y techo y suelo desmontables.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo REBT.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de baja tensión se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

1.5 Cumplimiento del Código Técnico

Según el artículo 2 de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación, en adelante LOE, que hace referencia al ámbito de aplicación de esta, este proyecto está compuesto por una edificación a efectos de lo dispuesto por la ley y necesita proyecto.

El artículo anterior en el apartado a) dice textualmente que se consideran edificaciones las “obras de edificación de nueva construcción, excepto aquellas construcciones de escasa entidad constructiva y sencillez técnica que no tengan, de forma eventual o permanente, carácter residencial ni público y se desarrollen en una sola planta.” Es cierto que se trata de un edificio en dos plantas, de uso principal administrativo y se considera que tanto por su implantación en el terreno como por los requerimientos en las instalaciones propios del uso previsto no se trata de una construcción de escasa entidad constructiva, ni sencilla técnicamente.

Según el mismo artículo este proyecto, un edificio administrativo, se encuadra en su ámbito de aplicación, dentro de las edificaciones del grupo a).

Atendiendo a lo anterior y con el fin de garantizar la seguridad de las personas, el bienestar de la sociedad y la protección del medio ambiente, se establecen una serie de requisitos básicos de la edificación, que deberán satisfacerse, de la forma que reglamentariamente se establezca en el proyecto, la construcción, el mantenimiento, la conservación y el uso de los

edificios y sus instalaciones. El Código Técnico de la Edificación es el marco normativo que establece las exigencias básicas de calidad de los edificios de nueva construcción y de sus instalaciones (LOE, art. 3.2).

Según el artículo 2. “Ámbito de aplicación”, del Capítulo I. Disposiciones generales del CTE:

El CTE será de aplicación, en los términos establecidos en la LOE y con las limitaciones que en el mismo se determinan, a las edificaciones públicas y privadas cuyos proyectos precisen disponer de la correspondiente licencia o autorización legalmente exigible.

El CTE se aplicará a las obras de edificación de nueva construcción, excepto a aquellas construcciones de sencillez técnica y de escasa entidad constructiva, que no tengan carácter residencial o público, ya sea de forma eventual o permanente, que se desarrollen en una sola planta y no afecten a la seguridad de las personas.

Según esto el CTE sería de aplicación.

No existe ningún edificio, en consecuencia, no se aplica CTE.

CUMPLIMIENTO DEL CTE

Real Decreto 314/2016, de 17 de Marzo. Para justificar que el edificio proyectado cumple con las exigencias básicas que se establecen en el CTE se ha optado por adoptar soluciones técnicas basadas en los DB indicados a continuación, cuya aplicación en el proyecto es suficiente para acreditar el cumplimiento de las exigencias básicas relacionadas con dichas DB según artículo 5, Parte 1.

	Aplic.	No aplic.
Seguridad estructural (SE)		
SE 1- Resistencia y estabilidad /SE 2-Aptitud al servicio		
SE-AE. Acciones en la edificación	☐	☒
SE-C. Cimientos	☐	☒
SE-A. Acero	☐	☒
SE-F. Fábrica	☐	☒
SE-M. Madera	☐	☒
Se aplica además la siguiente normativa:		
EHE. Instrucción de hormigón estructural	☐	☒
NCSR-02. Norma de construcción sismorresistente	☐	☒
	Aplic.	No aplic.

Seguridad en caso de incendio (SI)

Cumplimiento según DB SI - Seguridad en caso de incendio		
SI 1 - Propagación interior	☒	☐
SI 2 - Propagación exterior	☒	☐
SI 3 - Evacuación de ocupantes	☒	☐
SI 4 - Detección, control y extinción del incendio	☒	☐
SI 5 - Intervención de los bomberos	☒	☐
SI 6 - Resistencia al fuego de la estructura	☒	☐

NO APLICA

Seguridad de utilización

Cumplimiento según DB SUA - Seguridad de utilización		
SUA 1 - Seguridad frente al riesgo de caídas	☐	☒
SUA 2 - Seguridad frente al riesgo de impacto o atrapamiento	☐	☒
SUA 3 - Seguridad frente al riesgo de aprisionamiento	☐	☒
SUA 4 - Seguridad frente al riesgo causado por iluminación inadecuada	☒	☐
SUA 5 - Seguridad frente al riesgo causado por situaciones con alta ocupación	☐	☒
SUA 6 - Seguridad frente al riesgo de ahogamiento	☐	☒
SUA 7 - Seguridad frente al riesgo causado por vehículos en movimiento	☒	☐
SUA 8 - Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo	☒	☐
SUA 9- Accesibilidad	☐	☒

Salubridad (SA)

Ruido (HR)

Cumplimiento según DB HS - Salubridad		
HS 1 - Protección frente a la humedad	☐	☒
HS 2 - Recogida y evacuación de residuos	☐	☒
HS 3 - Calidad del aire interior	☐	☒
HS 4 - Suministro de agua	☐	☒
HS 5 - Evacuación de aguas	☐	☒

Cumplimiento según: DB-HR. Protección frente al ruido.	☐	☒
--	--------------------------	-------------------------------------

	Aplic.	No aplic.
--	--------	-----------

Ahorro de energía (HE)

Cumplimiento según DB HE - Ahorro de energía			
HE 1 - Limitación de demanda energética	☐	☒	
HE 2 - Rendimiento de las instalaciones térmicas (RITE)	☐	☒	
HE 3 - Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación	☐	☒	
HE 4 - Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria	☐	☒	
HE 5 - Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica	☐	☒	

DB-SI Seguridad en caso de incendio

La correcta aplicación del conjunto del DB supone que se satisface el requisito básico "Seguridad en caso de incendio"

Exigencia básica SI 1 - Propagación interior. Se limitará el riesgo de propagación del incendio por el interior del edificio.

Exigencia básica SI 2 - Propagación exterior. Se limitará el riesgo de propagación del incendio por el exterior, tanto en el edificio considerado como a otros edificios.

Exigencia básica SI 3 – Evacuación de ocupantes. El edificio dispondrá de los medios de evacuación adecuados para que los ocupantes puedan abandonarlo o alcanzar un lugar seguro dentro del mismo en condiciones de seguridad.

Exigencia básica SI 4 - Instalaciones de protección contra incendios. El edificio dispondrá de los equipos e instalaciones adecuados para hacer posible la detección, el control y la extinción del incendio, así como la transmisión de la alarma a los ocupantes.

Exigencia básica SI 5 - Intervención de bomberos. Se facilitará la intervención de los equipos de rescate y de extinción de incendios.

Exigencia básica SI 6 – Resistencia al fuego de la estructura. La estructura portante mantendrá su resistencia al fuego durante el tiempo necesario para que puedan cumplirse las anteriores exigencias básicas.

Al tratarse de un espacio diáfano y abierto al exterior, no le es de aplicación estos apartados a excepción de comprobar que Los elementos constructivos deben cumplir las condiciones de reacción al fuego que se establecen en la tabla 4.1 de esta Sección.

SITUACIÓN ELEMENTO	DEL	REVESTIMIENTO (1)			
		DE TECHOS Y PAREDES (2) (3)		DE SUELOS (2)	
		NORMA	PROYECTO	NORMA	PROYECTO
Zonas comunes del edificio (4)		C-s2,d0	C-s2,d0	EFL	EFL
Pasillos y escaleras protegidos		B-s1,d0	B-s1,d0	CFL-s1	CFL-s1
Aparcamiento (5)		B-s1,d0	B-s1,d0	BFL-s1	BFL-s1

Espacios ocultos no estancos, tales como patinillos, falsos techos, etc	B-s3,d0	B-s3,d0	BFL-s2	BFL-s2
(1) Siempre que superen el 5% de las superficies totales del conjunto de las paredes, del conjunto de los techos o del conjunto de los suelos del recinto considerado. (2) Incluye las tuberías y conductos que transcurren por las zonas que se indican sin recubrimiento resistente al fuego. Cuando se trate de tuberías con aislamiento térmico lineal, la clase de reacción al fuego será la que se indica, pero incorporando el subíndice. (3) Incluye a aquellos materiales que constituyan una capa contenida en el interior del techo o pared y que no esté protegida por una capa que sea EI 30 como mínimo. (4) Incluye, tanto las de permanencia de personas, como las de circulación que no sean protegidas. Excluye el interior de viviendas. En uso Hospitalario se aplicarán las mismas condiciones que en pasillos y escaleras protegidos. (5) Véase el capítulo 2 de esta Sección del CTE DB SI 1. (5) Véase el capítulo 2 de esta Sección del CTE DB SI 1. (6) Se refiere a la parte inferior de la cavidad. Por ejemplo, en la cámara de falsos techos se refiere al material situado en la cara superior de la membrana. En espacios con clara configuración vertical (por ejemplo, patinillos) así como cuando el falso techo este constituido por una celosía, retícula o entramado abierto, con una función acústica, decorativa, etc., en esta condición no es aplicable.				

Tabla 31. Características elementos constructivos frente al fuego

DB-SUA: SEGURIDAD DE UTILIZACIÓN Y ACCESIBILIDAD

No procede.

DB-HE: AHORRO DE ENERGÍA

Tal y como se describe en el artículo 1 del DB-HE, el objetivo del Documento Básico de Ahorro de Energía consiste en:

“Conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir asimismo que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su proyecto, construcción, uso y mantenimiento”.

Las secciones de este DB se corresponden con las exigencias básicas HE 0 a HE 5. La correcta aplicación de cada sección supone el cumplimiento de la exigencia básica correspondiente. La correcta aplicación del conjunto del DB supone que se satisface el requisito básico "Ahorro de energía", siendo estas:

- Exigencia básica HE 0: Limitación del consumo energético.
- Exigencia básica HE 1: Limitación de demanda energética.
- Exigencia básica HE 2: Rendimiento de las instalaciones térmicas.
- Exigencia básica HE 3: Eficiencia energética de instalación de iluminación.
- Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de ACS.
- Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

La ejecución del presente proyecto se ha llevado a cabo basándose en documentos básicos previos que se aseguran el cumplimiento del CTE y los DB - HE en todo aquello que le sea de aplicación.

SECCIÓN HE 0. LIMITACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO

El consumo energético del edificio estará limitado por el alcance de la intervención, y una gran parte de este se satisfará mediante el uso de energía producida por una instalación fotovoltaica en régimen de autoconsumo.

Para justificar las exigencias de este DB, en la Memoria y en el Anejo 02. Certificación Energética del presente proyecto, se incluye la siguiente información justificativa del cumplimiento de esta norma:

- a) La definición de la localidad y de la zona climática de ubicación.
- b) La definición de la envolvente térmica y sus componentes.
- c) El perfil de uso, nivel de acondicionamiento (acondicionado o no acondicionado), nivel de ventilación de cálculo y condiciones operacionales de los espacios habitables y de los espacios no habitables.
- d) El procedimiento empleado para el cálculo del consumo energético.
- e) El consumo energético (energía final consumida por vector energético) de los distintos servicios técnicos (calefacción, refrigeración, ACS, ventilación, control de la humedad y, en su caso, iluminación).
- f) La energía producida y la aportación de energía procedente de fuentes renovables. La descripción y disposición de los sistemas empleados para satisfacer las necesidades de los distintos servicios técnico.
- h) Los rendimientos considerados para los distintos equipos de los servicios técnicos.
- i) Los factores empleados para la conversión de energía final a energía primaria.
- j) El consumo de energía primaria no renovable ($C_{ep,nren}$) del edificio y el valor límite aplicable ($C_{ep,nren,lim}$).
- k) El consumo de energía primaria total ($C_{ep,tot}$) y el valor la energía primaria ($totC_{ep,tot,lim}$).
- l) El número de horas fuera de consigna y el valor límite aplicable.

SECCIÓN HE 1. LIMITACIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

El objetivo del requisito básico “Ahorro de energía” consiste en conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir asimismo que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su proyecto, construcción, uso y mantenimiento.

Para la limitación de la demanda energética se establecen 12 zonas climáticas identificadas mediante una letra, correspondiente a la división de invierno, y un número, correspondiente a la división de verano. En general, la zona climática donde se ubica el edificio se determinará a partir de los valores tabulados.

Para satisfacer este objetivo, la reforma parcial del edificio se ha de forma que se cumplan las exigencias básicas que se establecen en este Código, así como el posterior uso y mantenimiento del edificio rehabilitado.

El Documento Básico “DB HE Ahorro de energía” especifica parámetros objetivos y procedimientos cuyo cumplimiento asegura la satisfacción de las exigencias básicas y la superación de los niveles mínimos de calidad propios del requisito básico de ahorro de energía.

No aplica.

SECCIÓN HE 2. RENDIMIENTO DE LAS INSTALACIONES TÉRMICAS

No aplica.

SECCIÓN HE 3. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES DE ILUMINACIÓN

Según indica el DB-HE3, los edificios dispondrán de instalaciones de iluminación adecuadas a las necesidades de sus usuarios y a la vez eficaces energéticamente, disponiendo de un sistema de control que permita ajustar su funcionamiento a la ocupación real de la zona, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural en las zonas que reúnan unas determinadas condiciones.

El presente proyecto no contempla el cambio de uso característico en ninguna zona respecto a iluminación, en cambios de actividad, así como ninguna ampliación del alumbrado existente, por lo tanto, esta sección HE 3 no aplica.

SECCIÓN HE 4. CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA DE AGUA CALIENTE SANITARIA

No aplica.

SECCIÓN HE 5. CONTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA MÍNIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Con el objetivo de reducir la dependencia energética de la red y generar en el lugar de consumo la energía necesaria para cubrir gran parte de la demanda del edificio, se instalará una planta solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo, con una potencia de 1605 kWp . La instalación así dimensionada, cumple con la potencia mínima a instalar exigible, según lo indicado en el DB-HE 5.

Los módulos fotovoltaicos estarán ubicados en las marquesinas, con inclinación de 7 grados.

DB-HR PROTECCIÓN FRENTE AL RUIDO

No aplica.

1.6 Justificación de cálculos

Se va a subdividir en los elementos fundamentales que caracterizan la instalación, estructura de marquesina, que es adquirida a un proveedor homologado para ello, la propia instalación fotovoltaica que incorpora en su cubierta, y la instalación eléctrica necesaria.

1.6.1 Cálculo marquesina

El tipo de marquesina considerada es una estructura metálica con dos funciones básicas:

- Soportar una cubierta de módulos solares fotovoltaicos o placas solares térmicas.
- Proteger bajo la cubierta del sol y la lluvia a vehículos automóviles, motocicletas, bicicletas, personas, etc.

Queda completamente definida mediante los siguientes componentes:

Una vez se ha verificado la validez de la propia marquesina en el emplazamiento, se estima la cimentación una orientación del cimientado basado en el montaje estándar en este tipo de marquesinas:

Se localiza la configuración que más se aproxime a la marquesina instalada. En este caso, corresponde con una configuración 1, como se describe en la siguiente figura:

CONFIGURACIÓN 1: Con cubierta de 5m (2 plazas)

A continuación se detallan las posibles combinaciones que quedan incluidas:

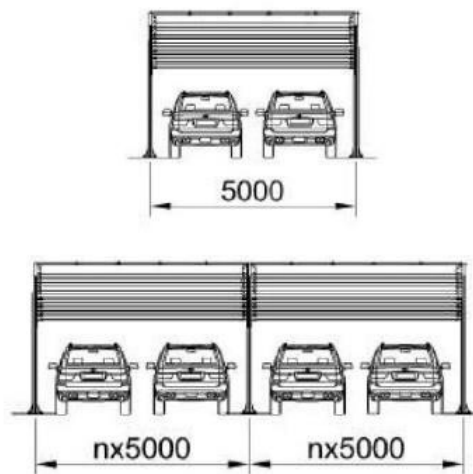


Figura 29. Disposición de marquesinas

Posteriormente, se selecciona en la tabla de pre-dimensionamiento de la cimentación, la columna adecuada según la zona del viento y el grado de exposición del emplazamiento que corresponda en el CTE. En este caso, al tratar de una ubicación en Arganda del Rey (Madrid) se tendrá en cuenta una zona C del viento y un grado de exposición III, es decir, el grado de aspereza del entorno. El coeficiente de obstrucción está fijado en 0.

La zapata propuesta en la tabla, si se cumplen todos los condicionantes de cálculo, será válida a vuelco y levantamiento cumpliendo todos los márgenes de seguridad requeridos por la norma.

Seguidamente, para las condiciones de viento y nieve seleccionados y con la zapata obtenida por levantamiento y vuelco, se ofrece la tensión mínima que debería tener el terreno para soportar dichas cargas. Si la tensión del terreno es inferior a la expresada no significa que se deba descartar el montaje, simplemente se deberá variar la geometría de la zapata para que su superficie de apoyo sea superior, reducir canto y aumentar largo y ancho en la proporción necesaria.

En cualquier caso, si el terreno no alcanza dicha tensión admisible se deberá estudiar el caso en detalle.

Zona de Viento A (Madrid): 26 m/s
Carga máxima de nieve (Madrid): 60Kg/m²
Coeficiente de exposición: 2.13
Carga de viento: 0,5 1,25Kg/m³ 0,42KN/m²
Peso propio de las placas + estructura: 25 Kg/m²
Peso del pie: 800 Kg
Atendiendo a todo esto, la marquesina solar será cimentada sobre zapatas aisladas de dimensiones L = 2,8 m, H = 1,6 m y B = 1,6 m.

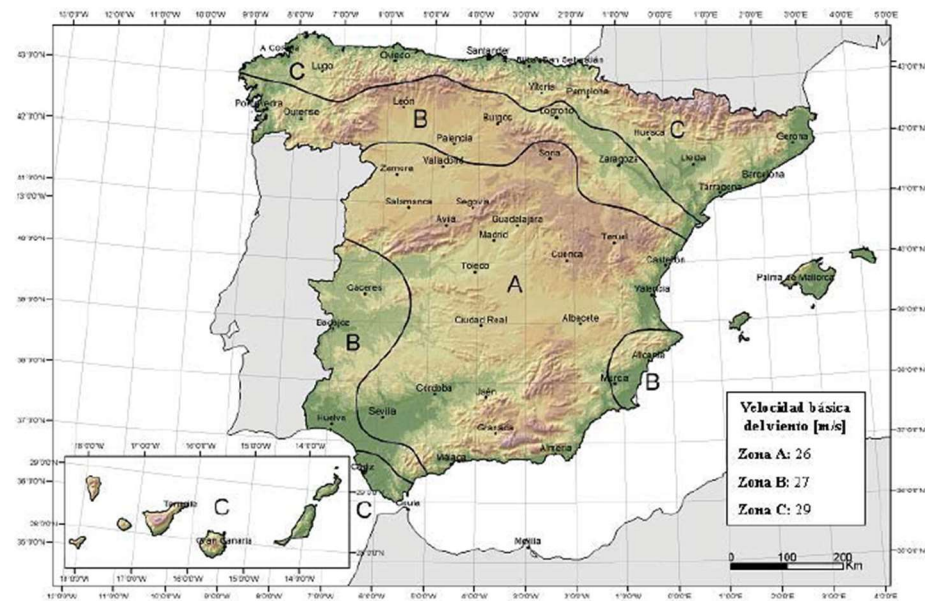


Figura 30. Mapa de viento de España

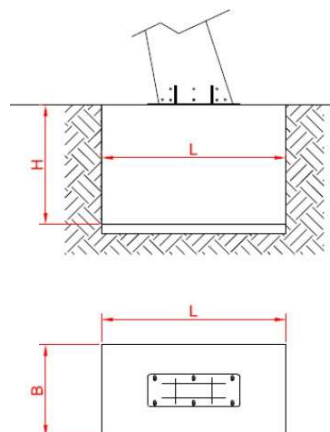


Figura 31. Detalle apoyo marquesina

En esta justificación se considera la zapata completamente rodeada de tierras hasta su cara superior. El terreno considerado es relleno de consolidado y compactado con ángulo de rozamiento de 20° y densidad $1,8\text{t/m}^3$. Para terrenos mejores se puede obtener menor dimensión de la zapata, pero para rellenos sin consolidar en los que no se pueda contar la colaboración del terreno circundante la dimensión de la zapata podría aumentar.

Se deberá verificar que el terreno donde se apoya la zapata dispone al menos de la tensión admisible indicada. Para menores cargas de nieve, la tensión necesaria puede ser inferior.

El dimensionado de la zapata se realiza para las condiciones estándar de instalación de la marquesina seleccionada, con pilares aplomados y placas de anclaje arrancando directamente sobre la cara superior de la zapata.

1.6.2 Cálculo eléctrico instalación fotovoltaica

Para calcular la sección del cableado necesario, analizaremos tramo a tramo siguiendo los dos criterios utilizados para la selección del mismo, y que serán:

- Máxima intensidad admisible del Cable.

Se tendrá en cuenta lo indicado en la IEC 60.364-7-712, que nos indica que, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del módulo. Así mismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la ITC-BT 40 punto 5, que nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

- Máxima caída de tensión admisible del Cable.

Se tendrá en cuenta lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %. En la ITC-BT 40 en su punto 5, es decir, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

El cableado de la instalación solar será de estas características:

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

TECSUN
H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



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



Nº DoP 1007351



ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN - H1Z2Z2-K

Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV
Servicios móviles	SI
Apto para instalación directamente enterrado	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor (20 000 h)	120 °C 20 000 h
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403, EN 50618 Tab. 2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17 (Método A)
Resistencia a la absorción agua	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua	ADB (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días; 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada amoníaco
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contra 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4648 contrapapel abrasivo: • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NF C 32070-C2.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

TECSUN
H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.) - 1,5/1,5 kV_{dc} (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años)
250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.
Color: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

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

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE, T AMBIENTE 60 °C Y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48
1 x 25	6,4	10,3	45	34	290	0,759	140	176	1,59
1 x 35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	1,13
1 x 50	9,0	13,5	73	58	560	0,393	220	276	0,786
1 x 70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	0,554
1 x 95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	0,42
1 x 120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	0,328
1 x 150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	0,216
1 x 240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida útil (25 años).

Figura 32, Características cable solar

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema antivertido o Inyección Cero. La solución adoptada es el sistema WATTKRAFT. Se compone de una unidad Máster para medir el balance Generación/Consumo en el CT donde se ubica el cuadro general, que se comunica con varias unidades esclavas para conectar con los inversores instalados en cada conjunto de marquesinas, y así poder cortar la salida de estos.



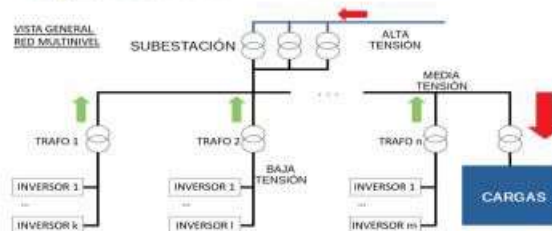
V 1.2 24/06/2023

SOLUCIÓN ANTIVERTIDO WATTKRAFT PARA GRANDES PLANTAS FV DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

Descripción del sistema

La solución de antivertido de Wattkraft ha sido diseñada para esquemas de redes multinivel, como el de la figura, con múltiples transformadores, tanto en la subestación de conexión a red como en el nivel de generación fotovoltaica.

La unidad Máster tiene integrada un analizador de potencia para la medición en Alta o Media Tensión empleando algún transformador de medida (TT y TI) sin asignar de la subestación. El controlador analiza los datos de los equipos de medida y genera consignas de

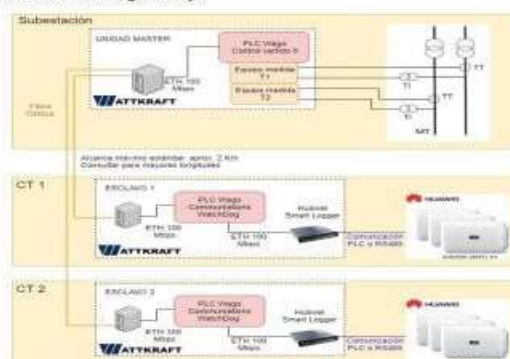


Mide el consumo en tiempo real en el punto de inyección a red y regula adecuadamente la potencia de los inversores de las diferentes ramas garantizando en todo el momento que no se evacúan excedentes de generación fotovoltaica a la red.

Está compuesta de dos tipos de unidades de control: una Máster y una o varias Esclavas en función del número de Centros de Transformación (CT) con inversores conectados aguas abajo.

regulación de potencia que se envían a los SmartLoggers de Huawei ubicados en las unidades Esclavas.

Las unidades Esclavas tienen la función de vigilantes de las comunicaciones entre la unidad Maestra en la subestación y los diferentes Smartloggers ubicados en cada uno de los CT. En caso de pérdida de comunicaciones, comandan a los inversores para cortar la generación según establece la norma de antivertido.



Ejemplo de Utilización: La figura muestra un esquema con una Subestación de conexión a red con 2 transformadores (el sistema admite hasta 3) conectada en MT (también se admite en AT) y 2 Centros de Transformación que podrían ampliarse a tantos como fuera necesario mediante la incorporación de unidades Esclavas adicionales.

Especificaciones Técnicas

Ámbito de aplicación: Plantas de autoconsumo sin excedentes, conectadas a la red de distribución en MT/AT

Inversores compatibles: HUAWEI SUN2000-10SKTL-H1, 185KTL-H1 y 215KTL-H0

Tipo de medida de potencia: Medida indirecta via TT y TI

Número máximo de lecturas paralelas de V e I: 3

Tipo de TT: Clase 1, max. 690V

Tipo de TI: Clase 1, max. 5A

Acabado: Armarios de chapa acero RITTAL AE 1076.500 listo para colgar en la Subestación (Máster), en los CTs (Esclavas) o en intemperie (IP66 + extractores con filtro y termostato)



Controlador: Marca Wago, equipo de calidad industrial y tecnología alemana: ultra rápido (para cumplir con la norma holgadamente), fiable y robusto

Rango de Temperatura: -40 ... 70 °C

Número max. inversores: Ilimitado (la planta más grande en la que ha sido instalado, hasta la fecha, es 8MW)

Comunicaciones: Switches de FO de calidad industrial. Alcance estándar hasta 2km (ampliable bajo demanda)

Se incluye: SmartLogger, F.A. AC/DC, batería 3.2Ah, Router 4G VPN, antena tejado, protecciones diferenciales, fusibles, conectores y cableado

No incluido: TT, TI y cableado de FO que deben aprovisionarse y ser instalados por el cliente

Comisionado y Entrenamiento: Realizado en obra por Wattkraft

Informe de ensayo de la entidad certificadora: "Nº 21050-TR" realizado por el laboratorio acreditado CERE que demuestra cumplimiento con los criterios establecidos por el "RD244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica." ITC-BT-40 Anexo I: Sistemas para evitar el vertido de energía a la red". Conforme con la UNE 217001-IN

Figura 33. Características sistema antivertido

Cálculo de la Puesta a Tierra:

Cada conjunto marquesina está compuesta de 6 tramos PVM2, con un total de 7 patas metálicas de apoyo

La resistividad del terreno es 300 ohmios por metro.

El electrodo en la puesta a tierra, se puede constituir con los siguientes elementos

Una línea de cobre de 16 mm² de sección, enterrado horizontalmente, según la ITC -BT-18-26

Tabla 5. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m) P , perímetro de la placa (m) L , longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla 31. Fórmula resistencia de tierra

Por tanto, en este caso se tiene $R = 2\rho / L$

Se debe cumplir que $R \times I \leq U$

$R \times 300\text{mA} \leq 24 \text{ V}$ por ser conductora la estructura metálica.

$R = 80 \Omega$

Se elige un tramo de 1.5m de conductor de cobre de 16mm² en cada pata, lo que hace un total en el conjunto de 10.5m.

$$R_T = 2 \times 300 \Omega\text{m} / 10.5\text{m} = 57,14\Omega$$

Con esta Resistencia de tierra de 57,14 ohmios se cumple.

En la puesta a tierra del sistema fotovoltaico, se conectará toda la estructura a una pica de toma de tierra situada en cada uno de los pies de la estructura como se indica en las siguientes figuras.

Se utilizará un cable flexible Cu 06/1kV – RV-K amarillo/verde de 16 mm de sección.

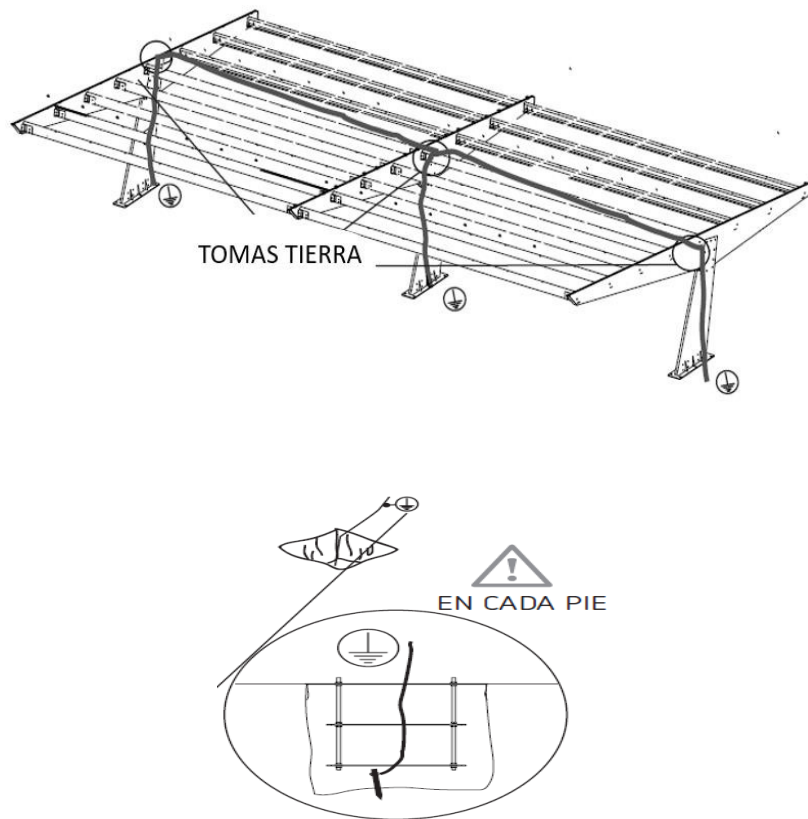


Figura 34. Puesta a tierra de marquesina

La puesta a tierra de los inversores se conectará al sistema de tierra de la estructura de las marquesinas, habrá un registro de tierras en la hornacina para conexión.

En caso de instalar alumbrado

Cálculo de la Puesta a Tierra:

- La resistividad del terreno es 300 ohmios por metro.
- El electrodo en la puesta a tierra, se define con los siguientes elementos:

Un electrodo al principio y al final de cada circuito y cada 5 luminarias (todo ello en cada circuito)

Se utilizará un cable flexible Cu 06/1kV – RV-K amarillo/verde de 16 mm de sección, uniando electrodos con las luminarias por toda la zanja.

Se cumplirá con la ITC BT 09.

El cuadro general de baja tensión se instalará en el interior de una caseta prefabricada de hormigón junto a la Planta asfáltica existente, para ubicar las protecciones eléctricas que forman parte de la instalación fotovoltaica, la caseta prefabricada de hormigón es tipo marca ORMAZABAL modelo PFU-7

1.7 Prescripciones Generales de Calidad

El control de recepción abarcará ensayos de comprobación sobre aquellos productos a los que así se les exija en la reglamentación vigente, en el documento de proyecto o por la Dirección Facultativa o el propio Propietario de la instalación.

El "Facultativo de la Propiedad director de la obra" (en lo sucesivo Director) es la persona, con titulación adecuada y suficiente, directamente responsable de la comprobación y vigilancia de la correcta realización de la obra contratada.

Para el desempeño de su función podrá contratar con colaboradores a sus órdenes, que desarrollarán su labor en función de las atribuciones derivadas de sus títulos profesionales o de sus conocimientos y que integrarán la "Dirección de la obra".

Este control se efectuará sobre el muestreo del producto, sometiéndose a criterios de aceptación y rechazo, se verificará que las especificaciones técnicas de los equipos instalados se corresponden con los que figuran en el proyecto.

El Contratista deberá obtener, a su costa, todos los permisos o licencias necesarios para la ejecución de las obras.

Los productos de construcción relacionados en la Directiva de Productos de la Construcción, en adelante DPC, que disponen de norma UNE EN (para productos tradicionales) o Guía DITE (Documento de Idoneidad Técnica Europeo, para productos no tradicionales), y cuya comercialización se encuentra dentro de la fecha de aplicación del marcado CE, serán recibidos en obra según el siguiente procedimiento:

Control de la documentación de los suministros: se verificará la existencia de los documentos establecidos en los apartados a) y b) del artículo 7.2.1 del apartado 1.1 anterior, incluida la documentación correspondiente al marcado CE.

El símbolo del marcado CE figurará en al menos uno de estos lugares:

- sobre el producto, o
- en una etiqueta adherida al producto, o
- en el embalaje del producto, o
- en una etiqueta adherida al embalaje del producto, o
- en la documentación de acompañamiento (por ejemplo, en el albarán o factura).

Se deberá verificar el cumplimiento de las características técnicas mínimas exigidas por la reglamentación y por el proyecto, lo que se hará mediante la comprobación de éstas en el etiquetado del marcado CE.

Se comprobará la documentación que debe acompañar al marcado CE, la Declaración CE de conformidad firmada por el fabricante cualquiera que sea el tipo de sistema de evaluación de la conformidad.

Podrá solicitarse al fabricante la siguiente documentación complementaria:

Ensayo inicial de tipo, emitido por un organismo notificado en productos cuyo sistema de evaluación de la conformidad sea 3.

Certificado de control de producción en fábrica, emitido por un organismo notificado en productos cuyo sistema de evaluación de la conformidad sea 2 o 2+.

Certificado CE de conformidad, emitido por un organismo notificado en productos cuyo sistema de evaluación de la conformidad sea 1 o 1+.

La información necesaria para la comprobación del marcado CE se amplía para determinados productos relevantes y de uso frecuente en edificación en la subsección 2.1 de la presente Parte del Pliego.

En el caso de que alguna especificación de un producto no esté contemplada en las características técnicas del marcado, deberá realizarse complementariamente el control de recepción mediante distintivos de calidad o mediante ensayos, según sea adecuado a la característica en cuestión.

Se realizarán las pruebas de servicio a la finalización por la empresa instaladora prescritas por la legislación aplicable, comprobándose el funcionamiento de los mecanismos, la continuidad de los conductores, el aislamiento de los conductores, y la resistencia de la puesta a tierra.

Se verificará que las especificaciones técnicas de los equipos instalados se corresponden con los que figuran en el proyecto.

El cable fotovoltaico utilizado será tipo H1Z2Z2-F, 1x6 mm², y para el cable de conexión eléctrica del inversor al cuadro será cable de Cu 0,6/1kV RZ1-K (AS) B2ca-s1a,d1,a1.

Bandeja perforada de PVC, color gris RAL 7035, de 60x300 mm, resistencia al impacto 20 julios, y conectores aéreo estanco conexión rápida hembra y macho.

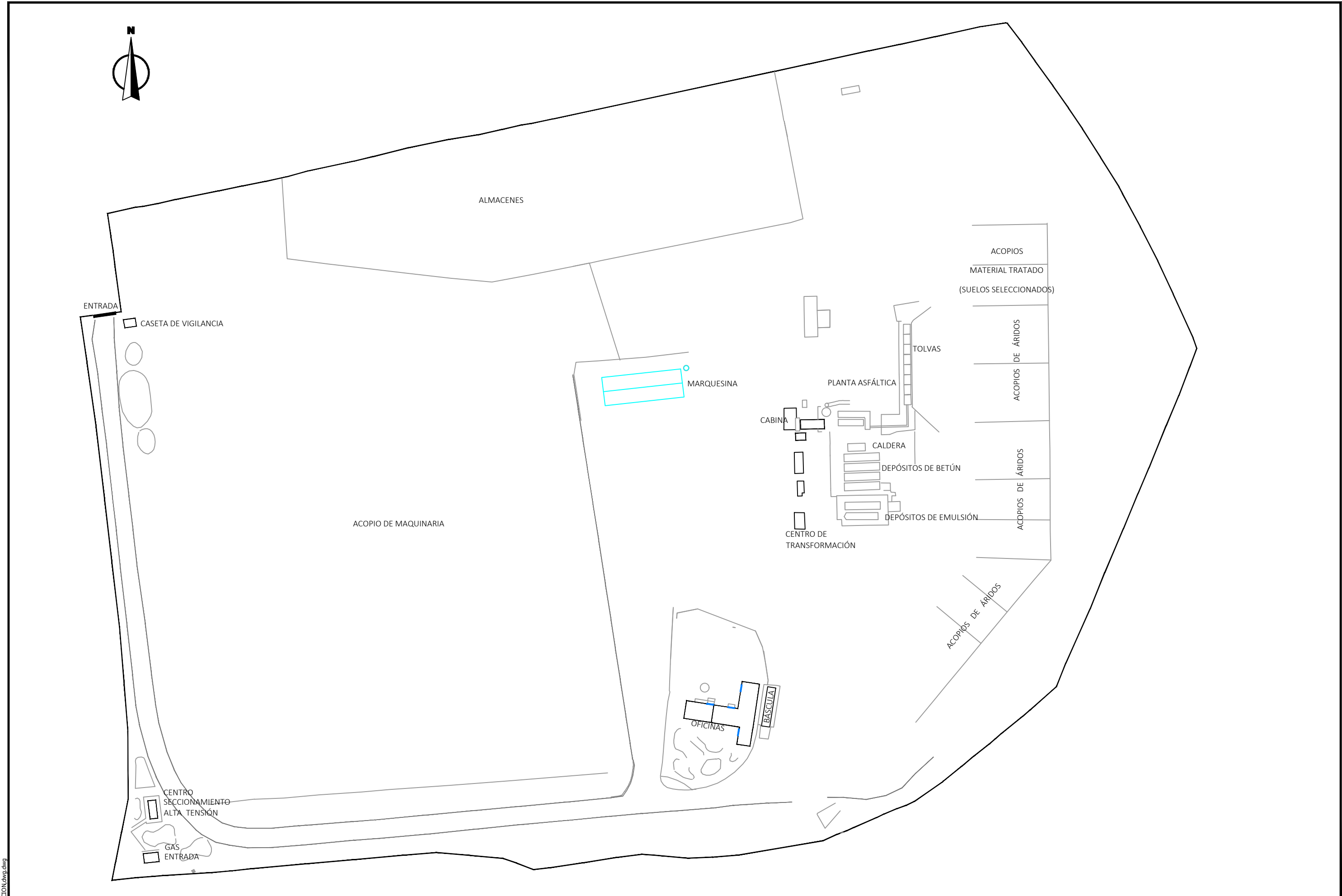
Protección ambiental de calidad prevista.

El Contratista adoptará las medidas necesarias para evitar la contaminación de cualquier tipo por causa de las obras, así como las de productos químicos, hormigones o morteros, combustible, aceite, ligantes o cualquier otro material que pueda ser perjudicial, incluso contaminaciones de tipo biológico, siendo responsable de los daños que pueda causar a terceros producidos durante la ejecución de las obras.

A modo de resumen las actuaciones previstas estarían encaminadas a:

- Evitar la formación de polvo.
- Emisiones a la atmosfera.
- Evitar contaminación acústica.
- Evitar contaminación de aguas naturales.
- Evitar contaminación de la atmósfera con polvo.
- Evitar contaminación del medio por acumulación de residuos.
- Evitar contaminación por aceites y combustibles.
- Evitar la dificultad de tránsito personas y vehículos.
- Evitar Impacto visual.
- Evitar pérdida de suelo.
- Evitar pérdida de utilidad del terreno por ocupación.

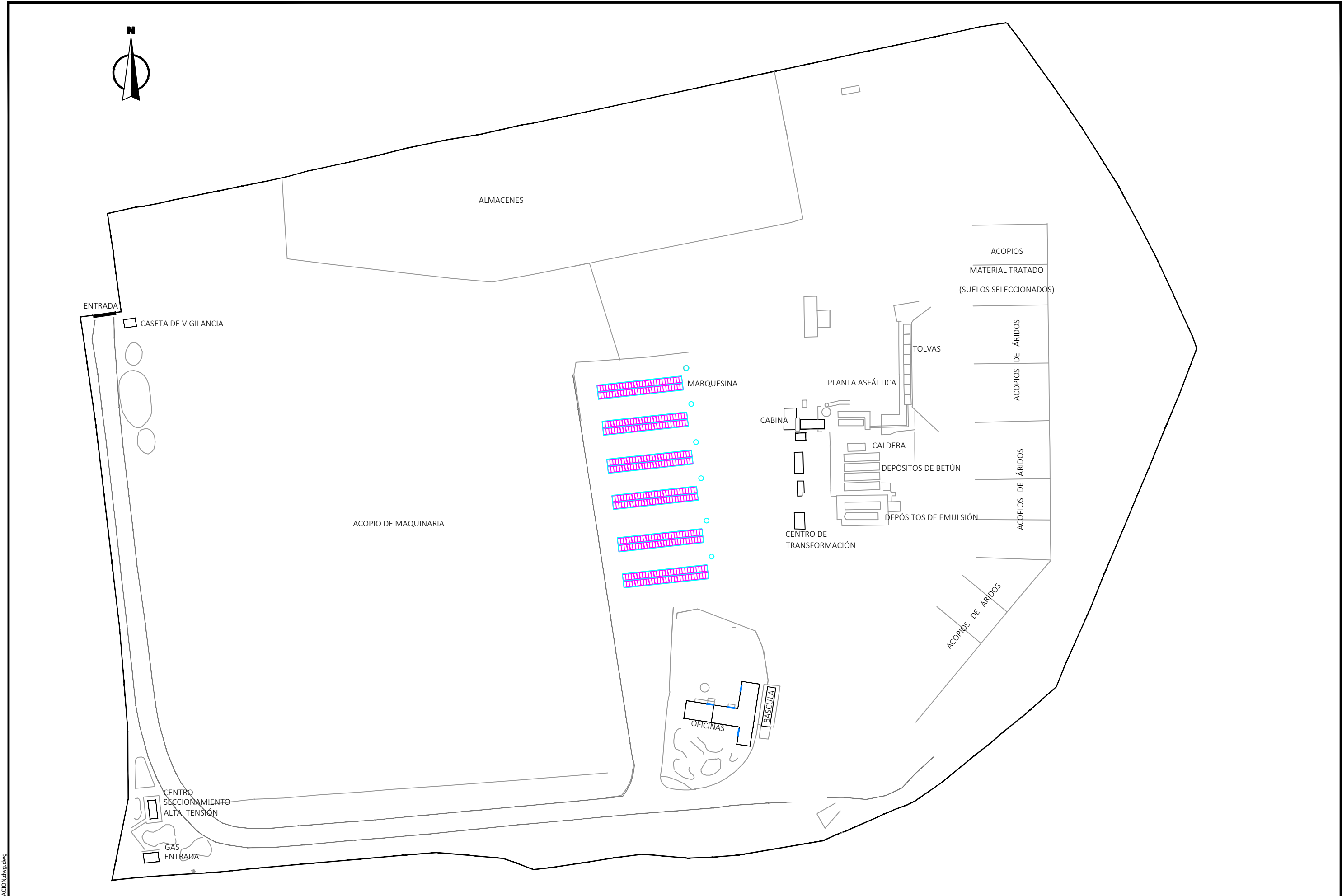
ANEXO 2. PLANOS



01_PLANO INSTALACION.dwg.dwg

	Centro de Trabajo:	PLANTA ASFALTICA	Fecha:	Abril - 2025	Designación:	PLANO DE UBICACIÓN CENTRO DE TRABAJO	Nº Plano:	1
			Escala:	S/E			Hoja:	1 / 1

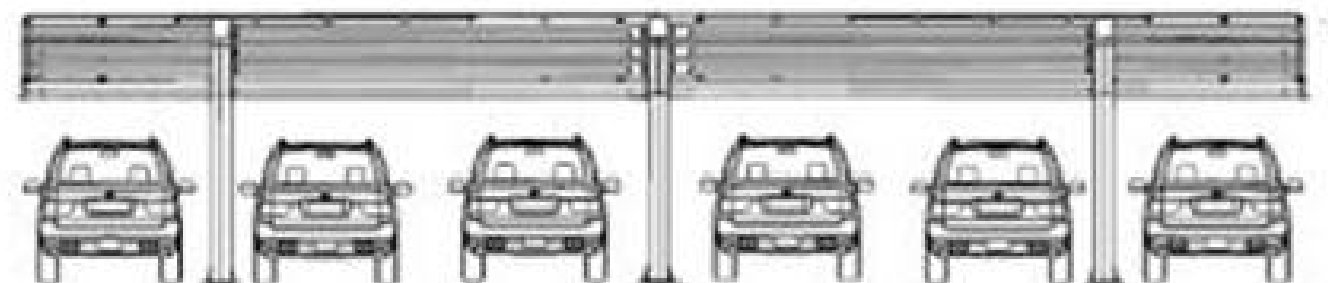
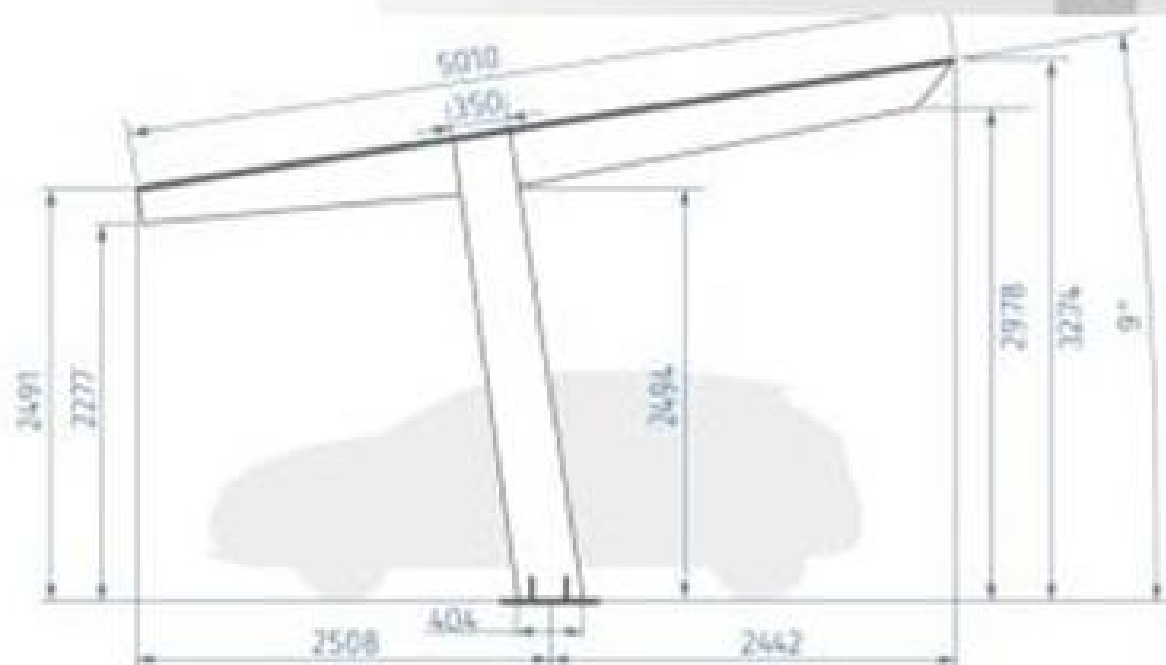
Formato Original: A3



01_PLANO 6 INSTALACION.dwg

Centro de Trabajo:	PLANTA DE ASFALTO.	Fecha:	Abril - 2025	Designación:	PLANO DE INSTALACIÓN DE 360 PANELES	Nº Plano:	1
		Escala:	S/E			Hoja:	1 / 1

Formato Original: A3



Centro de Trabajo:
PLANTA DE ASFALTO

Fecha: Abril - 2025
Escala: S/E

Designación:
PLANO CONJUNTO DE MARQUESINAS

Nº Plano: 1
Hoja: 1 / 1

FICHA TÉCNICA MARQUESINA PVM2

Circutor

VELA
450x500x158
Espesor chapa: 3 mm
Material: S350GD+ZM310
MAGNELIS
GRADO PROTECCIÓN: C4-H

PIE
465x2950x200
Espesor chapa: 3 mm
Material: S350GD+ZM310
MAGNELIS
GRADO PROTECCIÓN: C4-H

BASE
430x512x305
Espesor chapa: 3 mm
Material: S355J2+N
Galvanizado en caliente
Tratamiento superficial:
Imprimación + Pintura
GRADO PROTECCIÓN: C5

ESTRUCTURA DE ZAPATA DE CIMENTACIÓN
Composición:
1x Plantilla Superior
2x Plantilla
4x Varilla Roscada
24x Tuerca M24x3
20x Arandela M24

*** OPCIONES DE ACABADO:**
-Se puede suministrar pintada

VARILLA ROSCADA DIN 975
M24x1000
Acabado: Cincado

ESTRUCTURA SECUNDARIA ENSAMBLAJE DE MÓDULOS FV
Perfil de Aluminio
Formato: Perfil continuo según medida módulo FV
Acabado: Anodizado
TORNILLERÍA DE ENSAMBLAJE: INOXIDABLE

CORREA SUJECCIÓN MÓDULOS FV
Perfil SIGMA 200x80x2.5mm
Material: Acero estructural S-350GD Z275
Tratamiento Superficial: MAGNELIS

TORNILLERÍA ENSAMBLAJE
PIE-BASE // PIE-VELA
Tornillo DIN 931 M20x280mm 8.8 CINCADO
Tuerca DIN 934 M20
Arandela DIN 921 M20

Tapones de protección de poliamida

TUERCA HEXAGONAL DIN 934
M24x3
Acabado: INOXIDABLE (2XVARILLA)

ARANDELA DIN 9021 M24
Acabado: INOXIDABLE (2XVARILLA)

PLANTILLA
430x512x3mm
Material: DX-51+Z200
Tratamiento superficial:
Acero (Galvanizado) laminado en frío

TUERCA HEXAGONAL DIN 934
M24x3
Acabado: Cincado

ARANDELA DIN 9021 M24
Acabado: Cincado

Centro de Trabajo:

PLANTA DE ASFALTO

Fecha: Abril - 2025

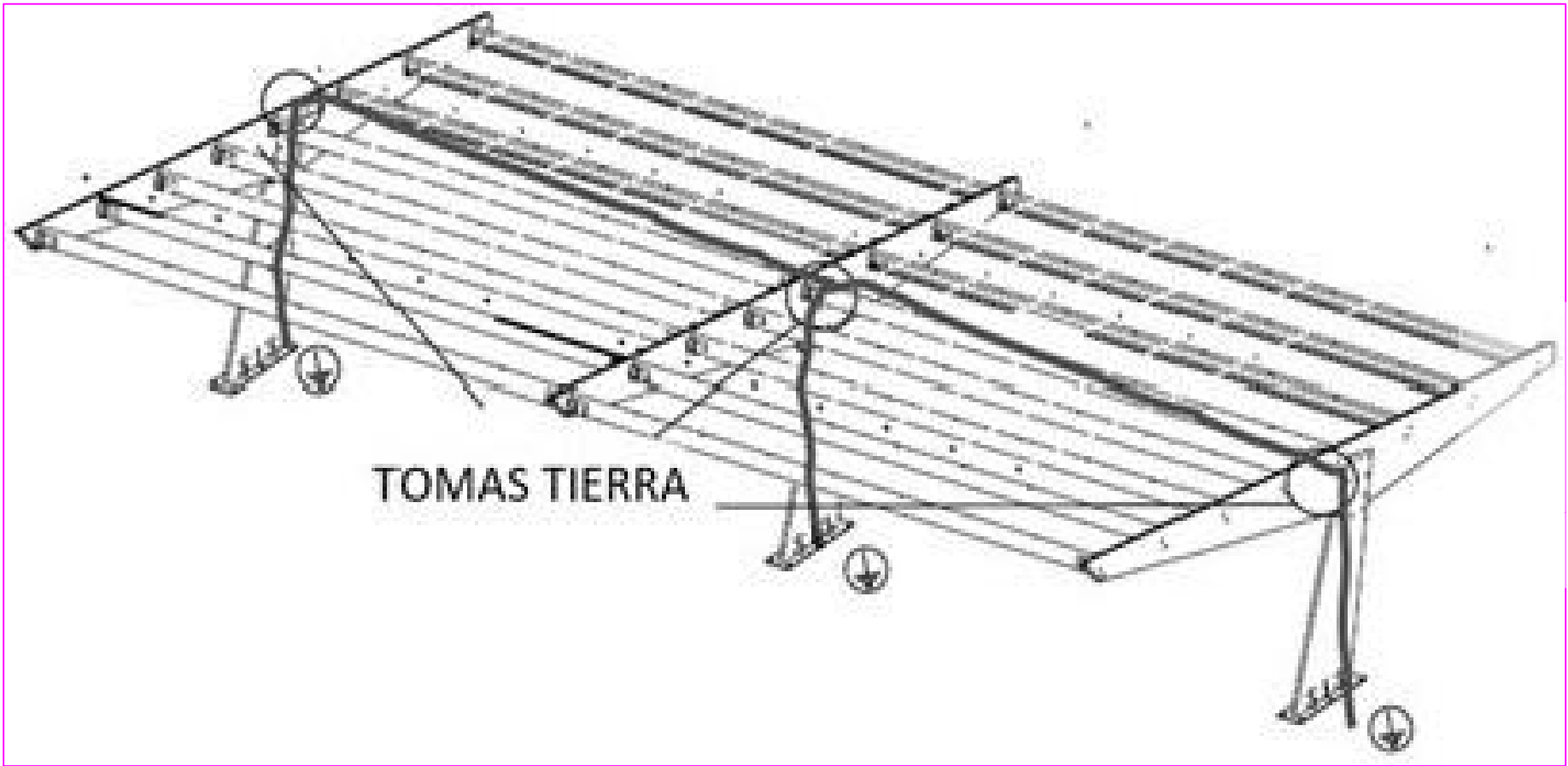
Escala: S/E

Designación:
PLANO DETALLE DE MARQUESINAS

Nº Plano: 1

Hoja: 1 / 1

Formato Original: A3



ANEXO3. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

3.1 Estudio Básico

Según se establece en el Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, el Promotor está obligado a encargar la redacción de un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos de obras en que se den alguno de los supuestos siguientes:

- a) Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.759,00 euros.
- b) Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) Que el volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- d) Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Según el Art 4 del RD 1627/1997, en los proyectos de obras no incluidos en ninguno de los supuestos anteriores el Promotor estará obligado a que en la fase de redacción de proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por tanto, se deberá realizar un análisis para la determinación de la necesidad o no de su elaboración:

El presupuesto seleccionado es de 300.000€, por tanto no se alcanza la cantidad indicada en el punto a), y el objeto del proyecto no cumple el resto de los requisitos por lo que se realiza un Estudio Básico de seguridad.

3.2 Descripción del Proyecto

Se trata de la instalación de unas marquesinas metálicas, sobre una solera existente, en la que se ejecutan unas zapatas de cimentación de los pies de apoyo.

Sobre las marquesinas se instalan 60 paneles solares, tipo Tall max, que irán conectados a un inversor de corriente, que se conecta a un cuadro eléctrico de salida a la instalación que están alimentando eléctricamente.

Las Fases de Ejecución son:

- Replanteo
- Excavación con retoexcavadora de las zapatas

- Instalación de los pies de apoyo, con grúa auxiliar
- Homrigonado de los pies
- Montaje de las cubiertas de las marquesinas con grúa auxiliar, estas llevan premontados los paneles solares.
- Conexión eléctrico de todos los paneles, al inversor.

Los medios que utilizar son:

Miniexcavadora con equipo de martillo rompedor

Camión basculante de transporte

Carretilla elevadora (toro)

Cesta elevadora

Camión hormigonera

Dúmpster (motovolquete)

Grúa hidráulica articulada sobre camión (Camión grúa)

Martillo neumático

Martillo rompedor eléctrico

Radial

Rozadora eléctrica

Taladro eléctrico

En el listado siguiente se enumeran los riesgos existentes en la obra para los que se han dispuesto las medidas preventivas contenidas en este trabajo, de cara a controlarlos y reducirlos:

Accidentes causados por seres vivos

Atrapamiento por o entre objetos

Atrapamiento por vuelco de máquinas, tractores o vehículos

Atropellos o golpes con vehículos

Caídas de objetos desprendidos

Caídas de objetos por desplome o derrumbamiento

Caídas de personas a distinto nivel
Caída de personas al mismo nivel
Choques contra objetos inmóviles
Choques contra objetos móviles
Contactos con sustancias cáusticas o corrosivas
Contactos térmicos
Golpes por objetos o herramientas
“In itinere”
Incendios
Proyección de fragmentos o partículas
Sobresfuerzos
Exposición a contactos eléctricos
Exposición a temperaturas ambientales extremas
Contactos térmicos

3.3 Medidas de Seguridad

Durante la ejecución de los trabajos, se ha de señalizar claramente la zona de trabajo, separándola con medios de protección colectiva tipo vallado, del resto de la instalación en funcionamiento y circulación de vehículos o maquinaria.

Se contará con un Recurso preventivo con formación adecuada (curso de 50h de prl) durante la ejecución de los trabajos.

Todo el personal involucrado en los trabajos contará con los EPI (equipo de protección individual) adecuados como ropa de trabajo para cada condición climática en la zona de trabajo, con bandas reflectantes, calzado de seguridad, casco, guantes de protección para cada tarea, mascarillas y gafas anti-proyecciones.

Todos los medios auxiliares y maquinaria contarán con marcado CE, y una revisión de mantenimiento en vigor.

Todos los huecos y bordes del forjado de la marquesina estarán protegidos con barandilla o en su defecto se habrán elevado los petos definitivos.

En caso de existir peligro de caída desde una cota superior, los huecos estarán protegidos con redes, mallazo o tablones.

Durante la construcción de la marquesina, mientras no se hayan construido los petos perimetrales, se mantendrán las redes de protección de fachada que se emplean en la ejecución de la estructura, que no se desmontarán en tanto no se concluyan los trabajos.

Cuando los petos de la marquesina se hagan a la catalana, existirá protección perimetral tipo redes o andamio tubular europeo. Para trabajos puntuales los trabajadores deberán permanecer a punto fijo mediante cinturón de seguridad o arnés. Se podrán atar a elementos estructurales de la marquesina como pilares o vigas si existieran, enganches dejados en el forjado a los que se atará línea de vida o cable de seguridad en el que se coloquen líneas de vida

Los acopios de materiales sobre la marquesina deben hacerse sin acumulación y lejos del perímetro del edificio, aunque éste esté convenientemente protegido.

Se mantendrán en todo momento las zonas de trabajo limpias y ordenadas con iluminación suficiente.

Se balizará la zona inferior durante los trabajos de ejecución de peto, para evitar que transiten trabajadores bajo la cual puede haber caída de materiales.

Es obligatorio, como medida de protección complementaria, el uso de calzado con suela antideslizante.

Queda terminantemente prohibido trabajar o tener materiales en la marquesina cuando sople viento con velocidad superior a 50 Km/h, debiéndose suspender igualmente los trabajos en caso de heladas, lluvias o nevadas.

Los paneles solares se izarán mediante el gancho de la grúa. Se posará, en el suelo sobre una superficie preparada "a priori" de tablones de reparto. Desde este punto se transportará al lugar de acopio o a la cota de ubicación.

Siempre que sea necesario las cargas suspendidas se gobernarán mediante cabos que sujetarán los operarios para evitar los riesgos de atrapamiento, cortes o caídas por oscilación de la carga.

Se prohíbe expresamente guiar las cargas pesadas directamente con las manos o el cuerpo.

Se prohíbe utilizar los flejes como asideros de carga.

No permanecerán en las proximidades, trabajadores distintos a los que realicen los trabajos.

Se paralizarán los trabajos en tiempo ventoso (velocidad del viento mayor a 50 km/h).

Los transportistas y gruistas serán personal especializado.

Los camiones se ubicarán en zona donde el terreno esté nivelado y sea resistente, de lo contrario es posible que al manipular la carga se desequilibre el camión y pueda volcar.

El trabajador encargado del amarre de los materiales se cerciorará de que los elementos utilizados para el amarre, eslingas, cadenas, ganchos, etc. están perfectamente asegurados, antes de dar la orden de movimiento al grúa.

El operador que manipule la carretilla en esta obra deberá estar en posesión del carné de conducir.

Se usará tal como especifique el manual de instrucciones de uso y manejo que deberá ser proporcionado por el fabricante o suministrador.

No se pondrá en marcha la máquina, ni se accionarán los mandos sin encontrarse sentado en el puesto el operador y con el cinturón de seguridad colocado.

Se inspeccionará visualmente alrededor de la máquina, antes de subir a ella.

Se realizarán las revisiones periódicas indicadas por manual del fabricante .

Esta máquina, no puede circular por vías públicas, a menos que disponga de las autorizaciones necesarias (matriculación especial).

No sobrecargar la carretilla ni elevar la carga por encima de lo permitido.

Se elevará la carga hasta la altura necesaria manteniendo la carretilla frenada.

Depositar la carga con las horquillas en posición horizontal, separándose después lentamente.

No dejará el toro en funcionamiento mientras realiza otras labores o se ausenta el conductor de la zona.

La circulación sin carga se deberá hacer con las horquillas bajas.

En una pendiente no se circulará al bies, se circulará siguiendo la línea de mayor pendiente, de frente si la inclinación es inferior a la máxima de la horquilla y marcha atrás si la inclinación es superior. El ascenso se realizará siempre marcha atrás.

Está prohibido que suba ninguna persona en las horquillas de la carretilla.

Antes de iniciar las maniobras de carga se instalarán calzos inmovilizadores en las cuatro ruedas y los gatos estabilizadores, tal como especifique el manual de instrucciones.

Antes de iniciar los trabajos, se supervisarán las zonas de asiento de los estabilizadores, para evitar posibles vuelcos o asientos laterales.

Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad.

El operador de la grúa comprobará el correcto enganche de los elementos que se quieren manipular con la grúa.

Se prohíbe expresamente sobrepasar la carga máxima admisible fijada por el fabricante del camión en función de la extensión brazo - grúa.

El camión grúa únicamente debe ser utilizado por personal autorizado y debidamente instruido, con una formación específica adecuada. Es necesario el carné que habilita para el montaje y manejo de grúas móviles autopropulsadas según la capacidad nominal de la grúa:

Carné de categoría A: para grúas de hasta 130 t de capacidad nominal.

Carné de categoría B: para grúas de más de 130 t de capacidad nominal.

Se usará tal como especifique el manual de instrucciones de uso y manejo que deberá ser proporcionado por el fabricante o suministrador.

No se pondrá en marcha la máquina, ni se accionarán los mandos sin encontrarse sentado en el puesto el operador.

El operador de la grúa comprobará el correcto enganche de los elementos que se quieran manipular con la grúa.

Se comprobará el correcto funcionamiento de frenos, dirección, mando de equipos y dispositivos de alarma y señalización.

Se inspeccionará visualmente alrededor de la máquina, antes de subir a ella.

Siempre que el conductor esté subido a la máquina deberá usar el cinturón de seguridad.

Se comprobará el correcto apoyo de los gatos estabilizadores antes de entrar en servicio la grúa autopropulsada. Si el terreno no ofrece garantías se aumentará la superficie de apoyo mediante una o más capas de tablonos o una base metálica.

El gancho de la grúa autopropulsada estará dotado de pestillo de seguridad, en prevención del riesgo de desprendimientos de carga.

Las maniobras de carga estarán siempre guiadas por un especialista, en previsión de los riesgos por maniobras incorrectas.

Se prohíbe expresamente, sobrepasar la carga máxima admitida por el fabricante de la grúa autopropulsada, en función de la longitud en servicio del brazo.

El gruista tendrá la carga suspendida siempre a la vista. Si esto no fuere posible, las maniobras estarán expresamente dirigidas por un señalista.

Se prohíbe utilizar la grúa autopropulsada para arrastrar las cargas, por ser una maniobra insegura.

Se prohíbe permanecer o realizar trabajos bajo el radio de acción de cargas suspendidas, en prevención de accidentes.

El conductor, para determinadas maniobras en zona de poca visibilidad, y especialmente marcha atrás, solicitarán la colaboración de otra persona que realice funciones de señalista y le advierta de cada uno de sus movimientos.

Cuando el viento es muy fuerte el gruísta interrumpirá temporalmente su trabajo y asegurará la pluma en posición de marcha del vehículo portante. Para el montaje eléctrico se aplicarán las recomendaciones de los Reales Decretos 614/2001 y 842/2002, así como la Guía Técnica del Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, para la evaluación y prevención del Riesgo Eléctrico.

El operario encargado de estos trabajos estará cualificado y autorizado por el Contratista.

El montaje del cableado se realizará desde el punto de consumo, hasta los cuadros eléctricos y, en cualquier caso, en sentido “aguas arriba” (buscando el origen de la tensión).

La conexión de un cuadro eléctrico con la línea suministradora (o con un cuadro de nivel superior) será el último cableado de la instalación. En todo caso, se empezará a conectar desde los cuadros de menor nivel (cuadros terciarios/secundarios) a los de mayor nivel (cuadros primarios/generales).

No se conectará ninguna línea instalada en una canalización a una fuente eléctrica, hasta que no esté totalmente tendido el cableado de dicha canalización y conectado en su extremo final, evitándose el montaje de cable en bandejas con líneas en tensión.

Se comprobará periódicamente que no existen derivaciones de corriente en la bandeja metálica, y siempre antes de reanudar el montaje de cableado.

Los trabajos realizados a una altura superior al pecho del operario serán realizados desde una plataforma con barandilla perimetral.

Si se tienen que realizar la carga o descarga en zona de vía pública, se realizará una de las siguientes operaciones: si es posible se cortará el tráfico por la zona adyacente, tanto de vehículos como de peatones, si no es posible, se pondrá un señalista que organizará los movimientos de tráfico y de peatones.

Los materiales nunca pasarán por encima de trabajadores, vehículos o peatones. Se emplearán medios adecuados de carga: eslingas en correcto estado, cinchas textiles sin defectos, etc.

Se protegerán las aristas vivas de los materiales a cargar o descargar, para evitar la rotura de los elementos usados para realizar la carga o descarga, cinchas textiles, eslingas, etc.

Si es necesario que algún trabajador se suba a la caja del camión, lo hará desde los propios pates del camión o desde escaleras auxiliares ancladas en la parte superior y con zapatas antideslizantes.

Si permanece algún trabajador sobre la caja, los hastiales de la misma deberán permanecer subidos en todo momento, evitando así el riesgo de caída.

No se saltará al suelo desde la carga o desde la caja. Puede en el salto fracturarse los talones, o provocarse cualquier otra lesión en piernas, columna vertebral, etc.

Se supervisarán todas las mangueras eléctricas de la obra, asegurándose de que están en perfectas condiciones y protegidas contra la intemperie.

No permanecerán cables eléctricos en contacto con charcos o barro, si el cable no está aislado puede producirse una derivación de la corriente que provoque daños en los trabajadores.

Durante tormentas con aparato eléctrico, se suspenderán los trabajos en la marquesina, redes de tierra y manipulación de elementos metálicos.

En épocas frías, se vigilará la formación de hielo en la obra. Se evitará la acumulación de agua en las zonas de trabajo y se mantendrán limpios los tajos, de tal forma que no exista el riesgo de formación de hielo bajo materiales que luego puedan ser pisados.

En situaciones de baja visibilidad (niebla, lluvia intensa, etc.), no se realizarán maniobras de izado de materiales.

ANEXO 4. SIMULACIONES

4. 1. JRC

SISTEMA 54KWp

SISTEMA 108KWp

SISTEMA 162KWp

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

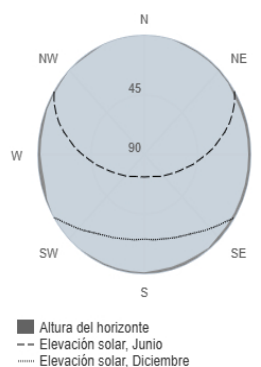
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.337,-3.462
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH3
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 54 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

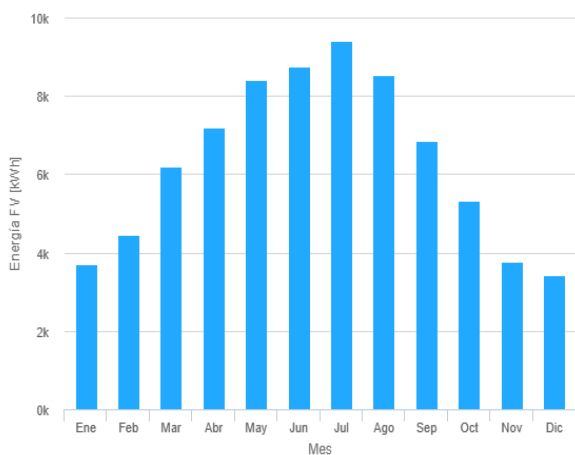
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 10 °
Ángulo de azimut: 30 °
Producción anual FV: 75964.43 kWh
Irradiación anual: 1901.69 kWh/m²
Variación interanual: 1974.14 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.27 %
Efectos espectrales: 0.38 %
Temperatura y baja irradiancia: -11.42 %
Pérdidas totales: -26.03 %

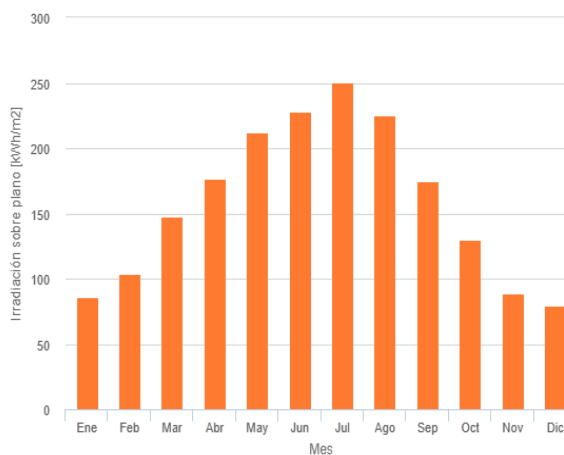
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	3701.0	85.7	662.6
Febrero	4442.0	103.8	574.1
Marzo	6205.0	147.6	749.3
Abril	7191.0	176.3	601.6
Mayo	8407.5	212.2	616.4
Junio	8742.1	227.8	367.5
Julio	9394.6	250.1	226.9
Agosto	8529.7	225.2	201.8
Septiembre	6844.9	174.3	305.1
Octubre	5314.9	130.2	428.2
Noviembre	3776.8	88.8	468.9
Diciembre	3415.1	79.8	415.4

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

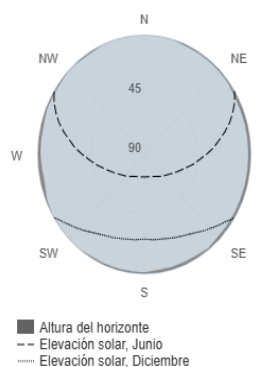
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.337,-3.462
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH3
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 108 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

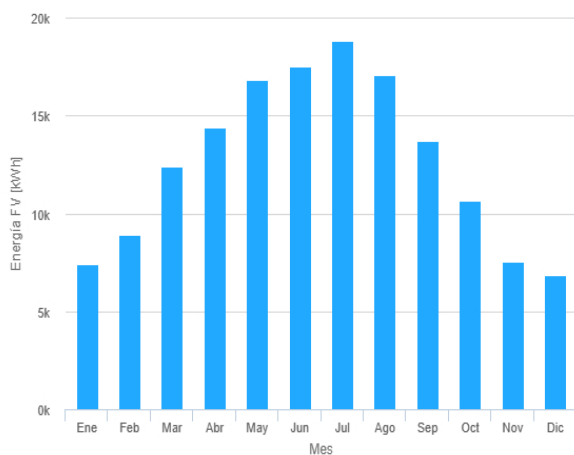
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 10 °
Ángulo de azimut: 30 °
Producción anual FV: 151928.87 kWh
Irradiación anual: 1901.69 kWh/m²
Variación interanual: 3948.28 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.27 %
Efectos espectrales: 0.38 %
Temperatura y baja irradiancia: -11.42 %
Pérdidas totales: -26.03 %

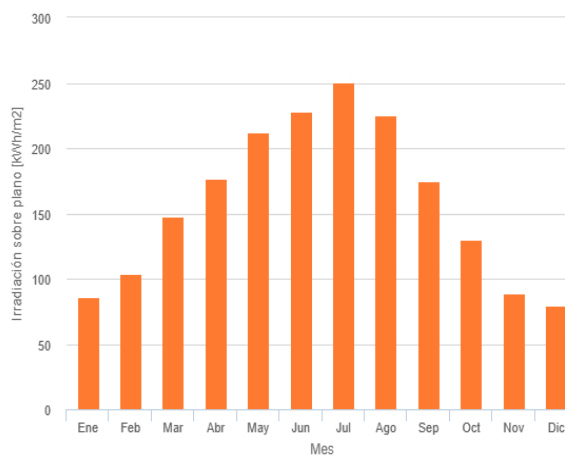
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	7402.0	85.7	1325.3
Febrero	8884.0	103.8	1148.2
Marzo	12410.0	147.6	1498.5
Abril	14382.0	176.3	1203.1
Mayo	16815.1	212.2	1232.9
Junio	17484.3	227.8	734.9
Julio	18789.1	250.1	453.9
Agosto	17059.3	225.2	403.6
Septiembre	13689.8	174.3	610.2
Octubre	10629.8	130.2	856.4
Noviembre	7553.5	88.8	937.7
Diciembre	6830.1	79.8	830.8

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

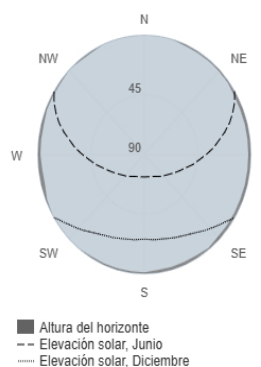
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.337,-3.462
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH3
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 162 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

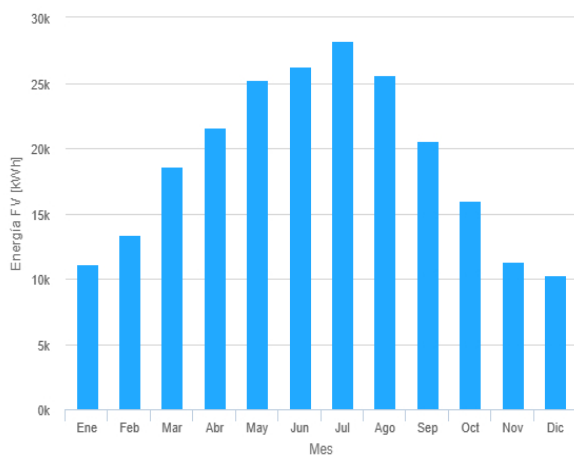
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 10 °
Ángulo de azimut: 30 °
Producción anual FV: 227893.3 kWh
Irradiación anual: 1901.69 kWh/m²
Variación interanual: 5922.42 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.27 %
Efectos espectrales: 0.38 %
Temperatura y baja irradiancia: -11.42 %
Pérdidas totales: -26.03 %

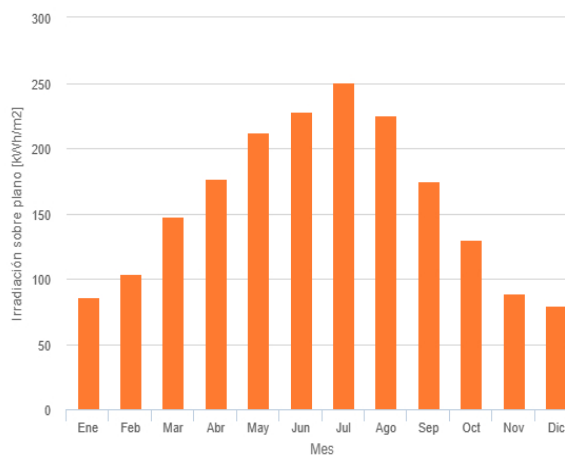
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	11102.985.7	1987.9	
Febrero	13326.0103.8	1722.3	
Marzo	18615.0147.6	2247.7	
Abril	21572.9176.3	1804.7	
Mayo	25222.7212.2	1849.3	
Junio	26226.4227.8	1102.4	
Julio	28183.7250.1	680.8	
Agosto	25589.0225.2	605.3	
Septiembre	20534.7174.3	915.3	
Octubre	15944.7130.2	1284.6	
Noviembre	11330.388.8	1406.5	
Diciembre	10245.179.8	1246.2	

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

4.2 PVsyst

V3 240 Paneles

V4 240 Paneles

V5 360 Paneles

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM 2

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1080 kWp

El Piul - Spain

**PVsyst V8.0.10**

VC2, Simulation date:
02/05/25 10:21
with V8.0.10

Project summary**Geographical Site**

El Piul
España

Situation

Latitude 40.33 °(N)
Longitude -3.46 °(W)
Altitude 545 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

El Piul
Meteonorm 8.2 (2005-2019), Sat=17% - Sintético

System summary**Grid-Connected System****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 10 / 30 °

System information**PV Array**

Nb. of modules 2400 units
Pnom total 1080 kWp

No 3D scene defined, no shadings**Near Shadings**

no Shadings

Inverters

Nb. of units 8.4 units
Total power 840 kWac
Pnom ratio 1.29

User's needs

Monthly values

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 240 units
Voltage 24 V
Capacity 57560 Ah

Results summary

Produced Energy	1708.7 MWh/year	Specific production	1582 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.93 %
Used Energy	372.3 MWh/year			Solar Fraction SF	98.20 %

Table of contents

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



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 10:21
with V8.0.10

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 30 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Monthly values

No 3D scene defined, no shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Discharging strategy

As soon as power is needed

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
23.4	19.4	28.0	26.3	27.7	30.1	42.1	37.8	22.8	54.4	30.1	30.0	372	MWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-450-NEG9R-28
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 2400 units
Nominal (STC) 1080 kWp
Modules 160 string x 15 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1000 kWp
U mpp 610 V
I mpp 1640 A

Total PV power

Nominal (STC) 1080 kWp
Total 2400 modules
Module area 4795 m²
Cell area 4403 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Sun power VRL OPzV 2-3200

Battery pack

Nb. of units 12 in series
x 20 in parallel
Discharging min. SOC 35.0 %
Stored energy 897.9 kWh

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 110.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 80.0 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 100 kWac
Number of inverters 84 * MPPT 10% 8.4 units
Total power 840 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>33°C) 110 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.29
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 840 kWac
Nb. of inverters 9 units
0.6 unused
Pnom ratio 1.29

Battery Pack Characteristics

Voltage 24 V
Nominal Capacity 57560 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C

**PVsyst V8.0.10**

VC2, Simulation date:
02/05/25 10:21
with V8.0.10

Array losses**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. 6.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

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

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 10:21
with V8.0.10

Main results

System Production

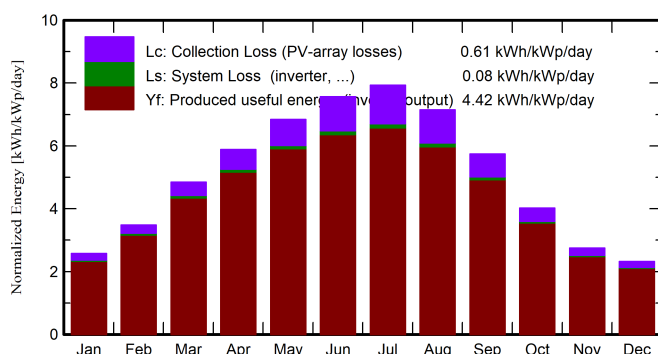
Produced Energy 1708.7 MWh/year
Used Energy 372.3 MWh/year

Specific production 1582 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 84.93 %
Solar Fraction SF 98.20 %

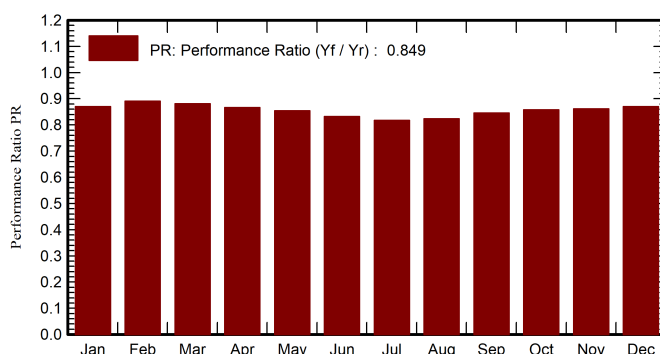
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 89.8 %
Static SOW 90.0 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	64.6	22.78	5.45	79.8	75.9	79.4	23.4	23.1	51.9	0.28
February	85.2	37.11	6.67	97.5	94.1	97.6	19.4	19.4	74.3	0.00
March	136.5	48.40	10.26	150.4	145.8	148.2	28.0	28.0	115.1	0.00
April	168.8	58.49	12.99	176.6	172.1	170.7	26.3	26.3	138.9	0.00
May	209.1	72.51	17.76	212.1	206.6	201.6	27.7	27.7	168.0	0.00
June	227.0	63.36	23.55	227.1	221.8	210.1	30.1	30.1	173.8	0.00
July	243.3	59.11	27.15	246.0	240.3	224.5	42.1	42.1	175.1	0.00
August	213.7	53.02	26.48	221.7	216.4	204.1	37.8	37.8	159.3	0.00
September	159.1	45.06	21.27	172.4	167.6	162.6	22.8	22.8	134.7	0.00
October	110.4	41.49	15.66	124.7	120.4	120.9	54.4	48.6	67.0	5.83
November	69.5	29.75	9.20	82.7	79.2	81.8	30.1	29.5	47.3	0.55
December	58.4	25.07	5.82	72.0	68.3	71.6	30.0	30.0	37.7	0.03
Year	1745.5	556.15	15.24	1862.9	1808.6	1772.9	372.3	365.6	1343.1	6.69

Legends

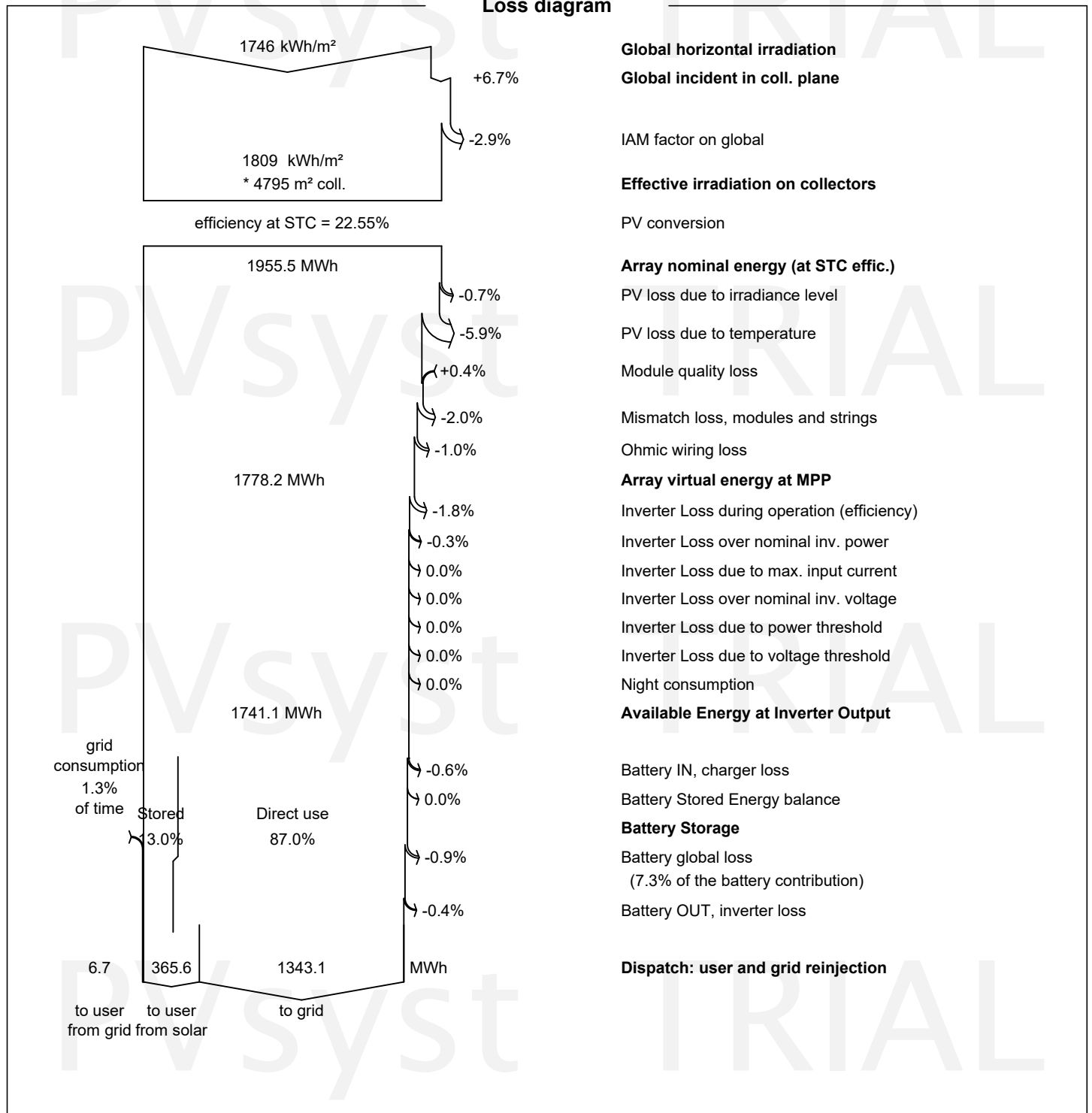
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 10:21
with V8.0.10

Loss diagram



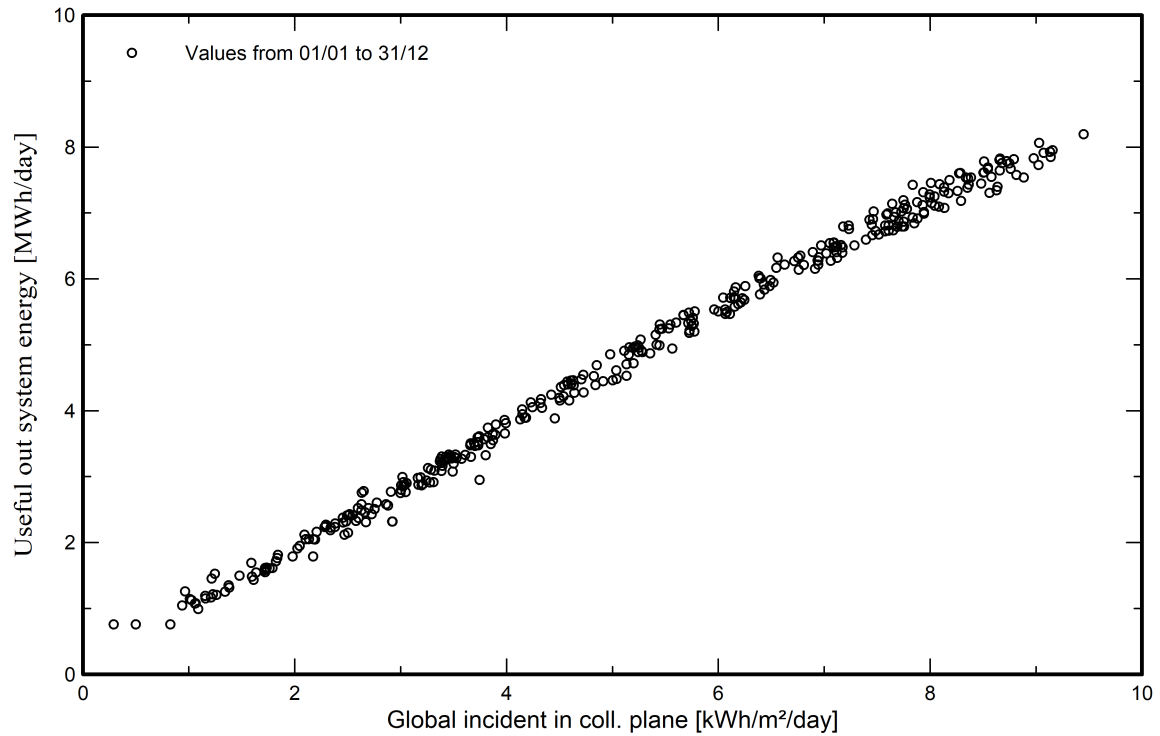


PVsyst V8.0.10

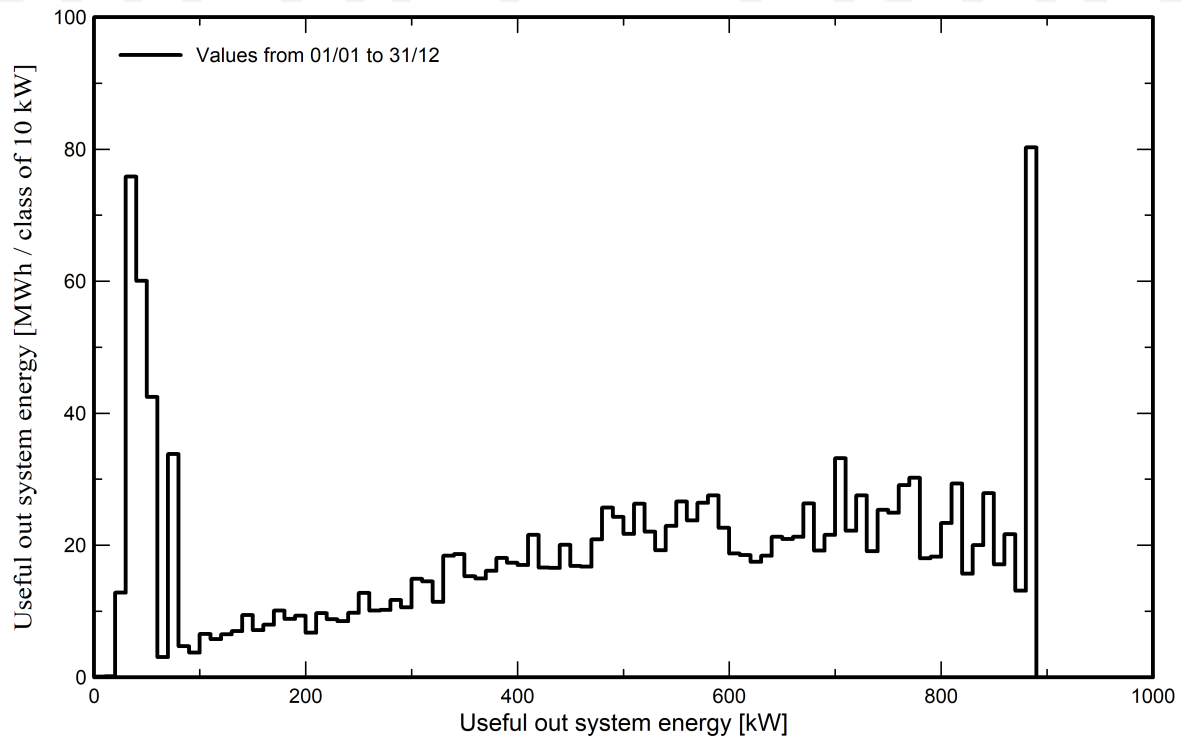
VC2, Simulation date:
02/05/25 10:21
with V8.0.10

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM 2

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 108 kWp

El Piul - Spain

**PVsyst V8.0.10**

VC2, Simulation date:
02/05/25 13:25
with V8.0.10

Project summary**Geographical Site**

El Piul
España

Situation

Latitude 40.33 °(N)
Longitude -3.46 °(W)
Altitude 545 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

El Piul
Meteonorm 8.2 (2005-2019), Sat=17% - Sintético

System summary**Grid-Connected System****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 10 / 30 °

System information**PV Array**

Nb. of modules 240 units
Pnom total 108 kWp

No 3D scene defined, no shadings**Near Shadings**

no Shadings

Inverters

Nb. of units 3 units
Total power 90 kWac
Pnom ratio 1.20

User's needs

Monthly values

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 160 units
Voltage 16 V
Capacity 27400 Ah

Results summary

Produced Energy	159.89 MWh/year	Specific production	1480 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.47 %
Used Energy	372.26 MWh/year			Solar Fraction SF	42.95 %

Table of contents

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



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 13:25
with V8.0.10

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 30 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Monthly values

No 3D scene defined, no shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Discharging strategy

As soon as power is needed

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
23.4	19.4	28.0	26.3	27.7	30.1	42.1	37.8	22.8	54.4	30.1	30.0	372	MWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-450-NEG9R-28
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 240 units
Nominal (STC) 108 kWp
Modules 16 string x 15 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 100.0 kWp
U mpp 610 V
I mpp 164 A

Total PV power

Nominal (STC) 108 kWp
Total 240 modules
Module area 480 m²
Cell area 440 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Sun power VL OPzS 2-1820
Battery pack
Nb. of units 8 in series
x 20 in parallel
Discharging min. SOC 35.0 %
Stored energy 285.0 kWh

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 110.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 80.0 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-30KTL-M3-380V
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 30.0 kWac
Number of inverters 12 * MPPT 25% 3 units
Total power 90.0 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>55°C) 33.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.20
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 90 kWac
Number of inverters 3 units
Pnom ratio 1.20

Battery Pack Characteristics

Voltage 16 V
Nominal Capacity 27400 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 13:25
with V8.0.10

Array losses

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. 61 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

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	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 13:25
with V8.0.10

Main results

System Production

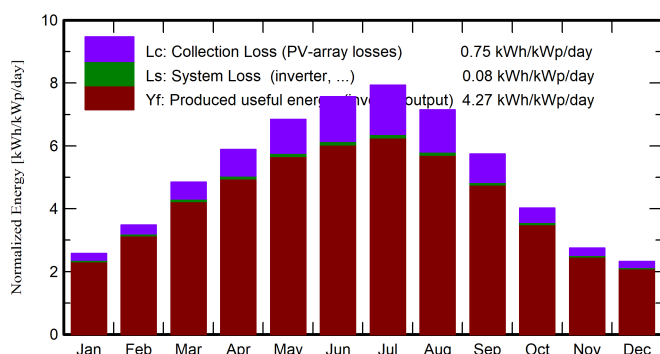
Produced Energy 159.89 MWh/year
Used Energy 372.26 MWh/year

Specific production 1480 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 79.47 %
Solar Fraction SF 42.95 %

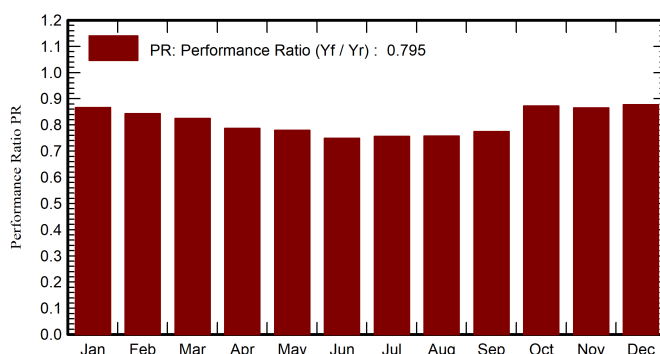
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 94.8 %
Static SOW 90.0 %

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	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	64.6	22.78	5.45	79.8	75.9	7.94	23.42	7.47	0.000	15.95
February	85.2	37.11	6.67	97.5	94.1	9.69	19.43	8.87	0.000	10.56
March	136.5	48.40	10.26	150.4	145.8	14.45	27.99	13.39	0.000	14.60
April	168.8	58.49	12.99	176.6	172.1	16.36	26.34	15.02	0.000	11.32
May	209.1	72.51	17.76	212.1	206.6	19.32	27.71	17.87	0.000	9.84
June	227.0	63.36	23.55	227.1	221.8	19.94	30.14	18.38	0.000	11.76
July	243.3	59.11	27.15	246.0	240.3	21.35	42.08	20.08	0.000	22.00
August	213.7	53.02	26.48	221.7	216.4	19.47	37.81	18.13	0.000	19.68
September	159.1	45.06	21.27	172.4	167.6	15.71	22.83	14.41	0.000	8.42
October	110.4	41.49	15.66	124.7	120.4	11.96	54.42	11.74	0.000	42.67
November	69.5	29.75	9.20	82.7	79.2	8.18	30.10	7.72	0.000	22.38
December	58.4	25.07	5.82	72.0	68.3	7.17	30.01	6.81	0.000	23.19
Year	1745.5	556.15	15.24	1862.9	1808.6	171.53	372.26	159.89	0.000	212.37

Legends

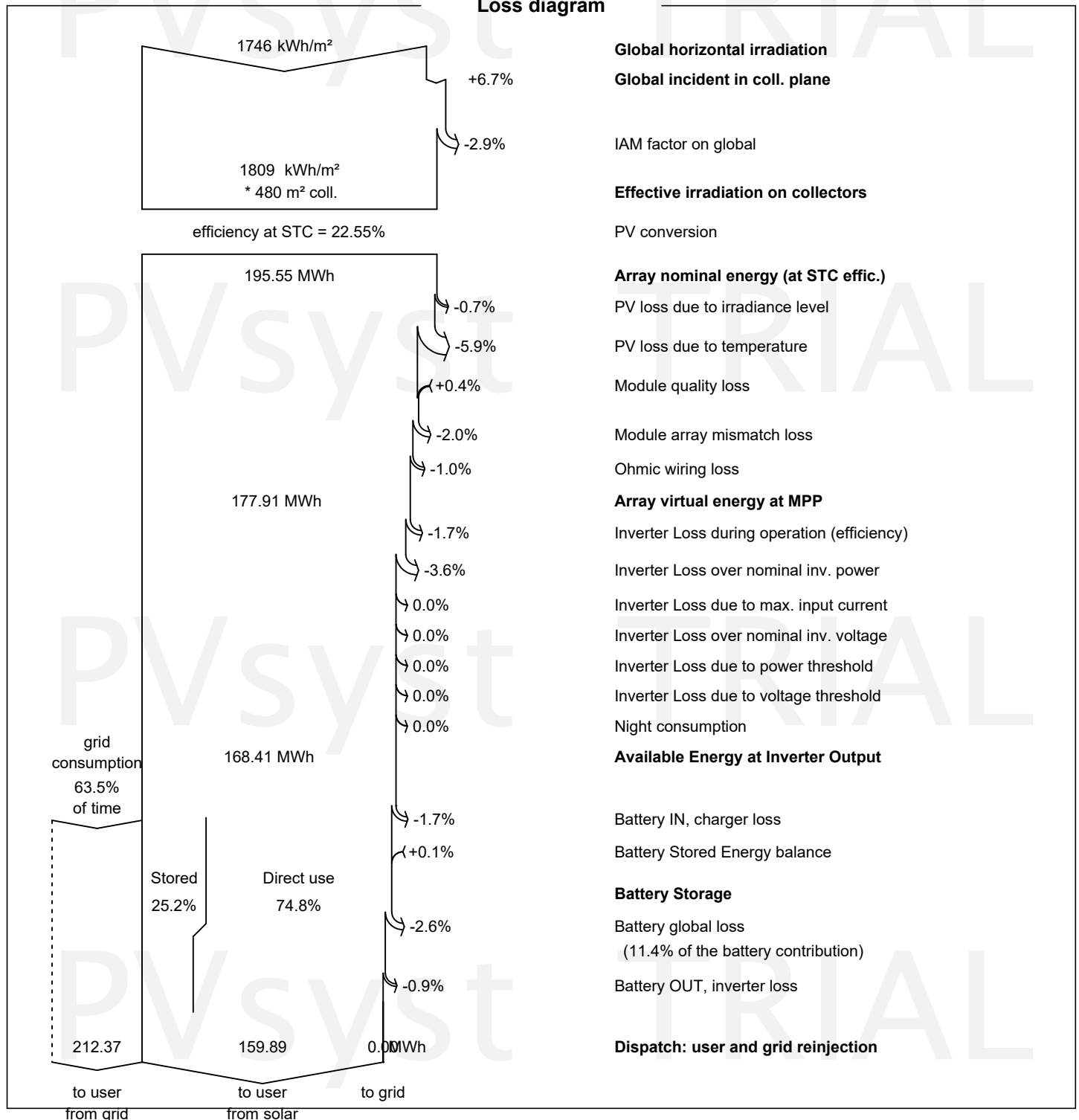
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
02/05/25 13:25
with V8.0.10

Loss diagram



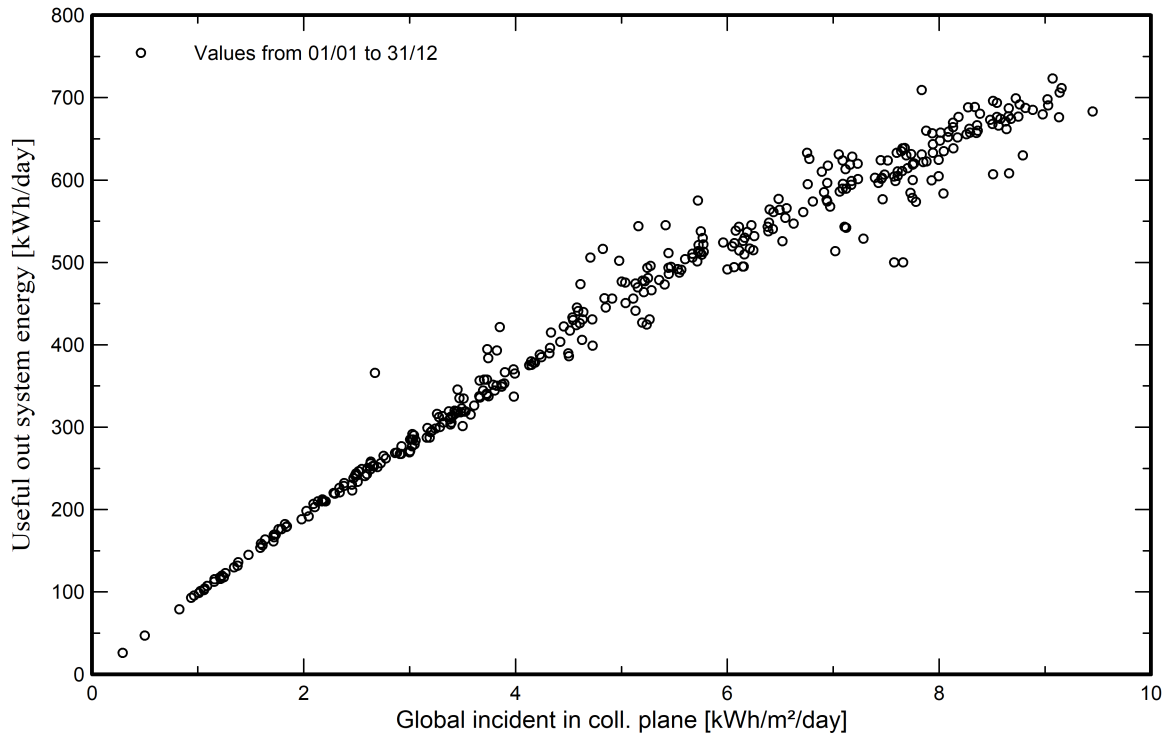


PVsyst V8.0.10

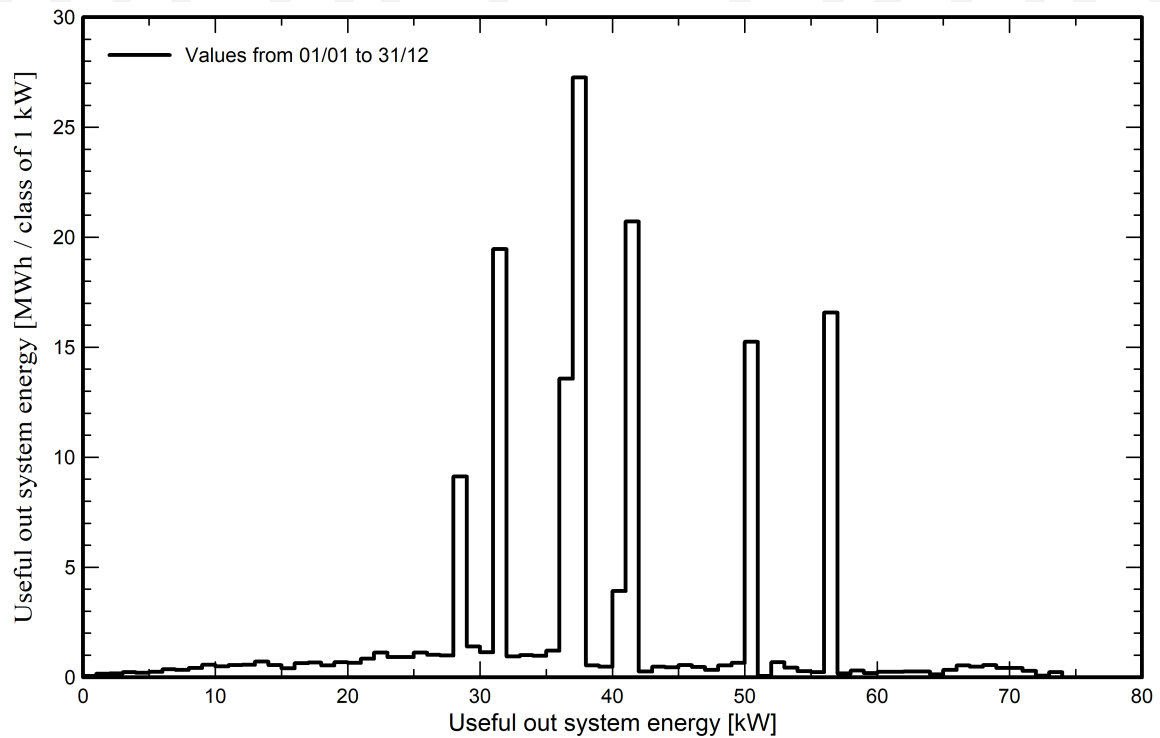
VC2, Simulation date:
02/05/25 13:25
with V8.0.10

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM 2

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 81.0 kWp

El Piul - Spain

**PVsyst V8.0.10**

VC2, Simulation date:
12/05/25 22:03
with V8.0.10

Project summary**Geographical Site**

El Piul
España

Situation

Latitude 40.33 °(N)
Longitude -3.46 °(W)
Altitude 545 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

El Piul
Meteonorm 8.2 (2005-2019), Sat=17% - Sintético

System summary**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1**Fixed plane**

Tilt/Azimuth 10 / 30 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Monthly values

System information**PV Array**

Nb. of modules 180 units
Pnom total 81.0 kWp

Inverters

Nb. of units 1.3 unit
Total power 130 kWac
Pnom ratio 0.62

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 72 units
Voltage 48 V
Capacity 8856 Ah

Results summary

Produced Energy 126.45 MWh/year
Used Energy 372.26 MWh/year

Specific production 1561 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 83.80 %
Solar Fraction SF 33.97 %

Table of contents

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



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
12/05/25 22:03
with V8.0.10

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 30 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Monthly values

No 3D scene defined, no shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Discharging strategy

As soon as power is needed

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
23.4	19.4	28.0	26.3	27.7	30.1	42.1	37.8	22.8	54.4	30.1	30.0	372	MWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-450-NEG9R-28
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 180 units
Nominal (STC) 81.0 kWp
Modules 18 string x 10 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 75.0 kWp
U mpp 406 V
I mpp 185 A

Total PV power

Nominal (STC) 81 kWp
Total 180 modules
Module area 360 m²
Cell area 330 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Sun power VL OPzS 2-3980

Battery pack

Nb. of units 24 in series
x 3 in parallel
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 340.1 kWh

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 70.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 80.0 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 100 kWac
Number of inverters 13 * MPPT 10% 1.3 unit
Total power 130 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>33°C) 110 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 0.62
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 130 kWac
Nb. of inverters 2 units
0.7 unused
Pnom ratio 0.62

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V
Nominal Capacity 8856 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
12/05/25 22:03
with V8.0.10

Array losses

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. 36 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

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	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
12/05/25 22:03
with V8.0.10

Main results

System Production

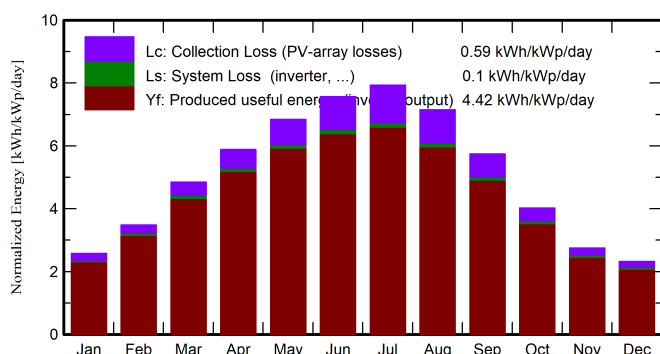
Produced Energy 126.45 MWh/year
Used Energy 372.26 MWh/year

Specific production 1561 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 83.80 %
Solar Fraction SF 33.97 %

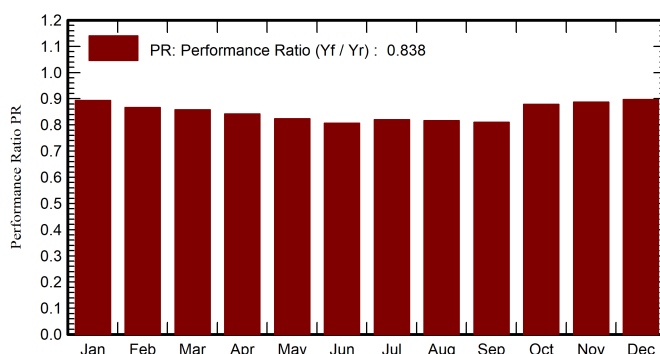
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 97.3 %
Static SOW 90.0 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	64.6	22.78	5.45	79.8	75.9	5.96	23.42	5.78	0.000	17.64
February	85.2	37.11	6.67	97.5	94.1	7.32	19.43	6.84	0.000	12.59
March	136.5	48.40	10.26	150.4	145.8	11.12	27.99	10.45	0.000	17.53
April	168.8	58.49	12.99	176.6	172.1	12.89	26.34	12.04	0.000	14.30
May	209.1	72.51	17.76	212.1	206.6	15.22	27.71	14.14	0.000	13.57
June	227.0	63.36	23.55	227.1	221.8	15.86	30.14	14.84	0.000	15.30
July	243.3	59.11	27.15	246.0	240.3	16.94	42.08	16.33	0.000	25.75
August	213.7	53.02	26.48	221.7	216.4	15.33	37.81	14.67	0.000	23.14
September	159.1	45.06	21.27	172.4	167.6	12.21	22.83	11.31	0.000	11.52
October	110.4	41.49	15.66	124.7	120.4	9.07	54.42	8.88	0.000	45.54
November	69.5	29.75	9.20	82.7	79.2	6.14	30.10	5.94	0.000	24.16
December	58.4	25.07	5.82	72.0	68.3	5.37	30.01	5.23	0.000	24.78
Year	1745.5	556.15	15.24	1862.9	1808.6	133.43	372.26	126.45	0.000	245.81

Legends

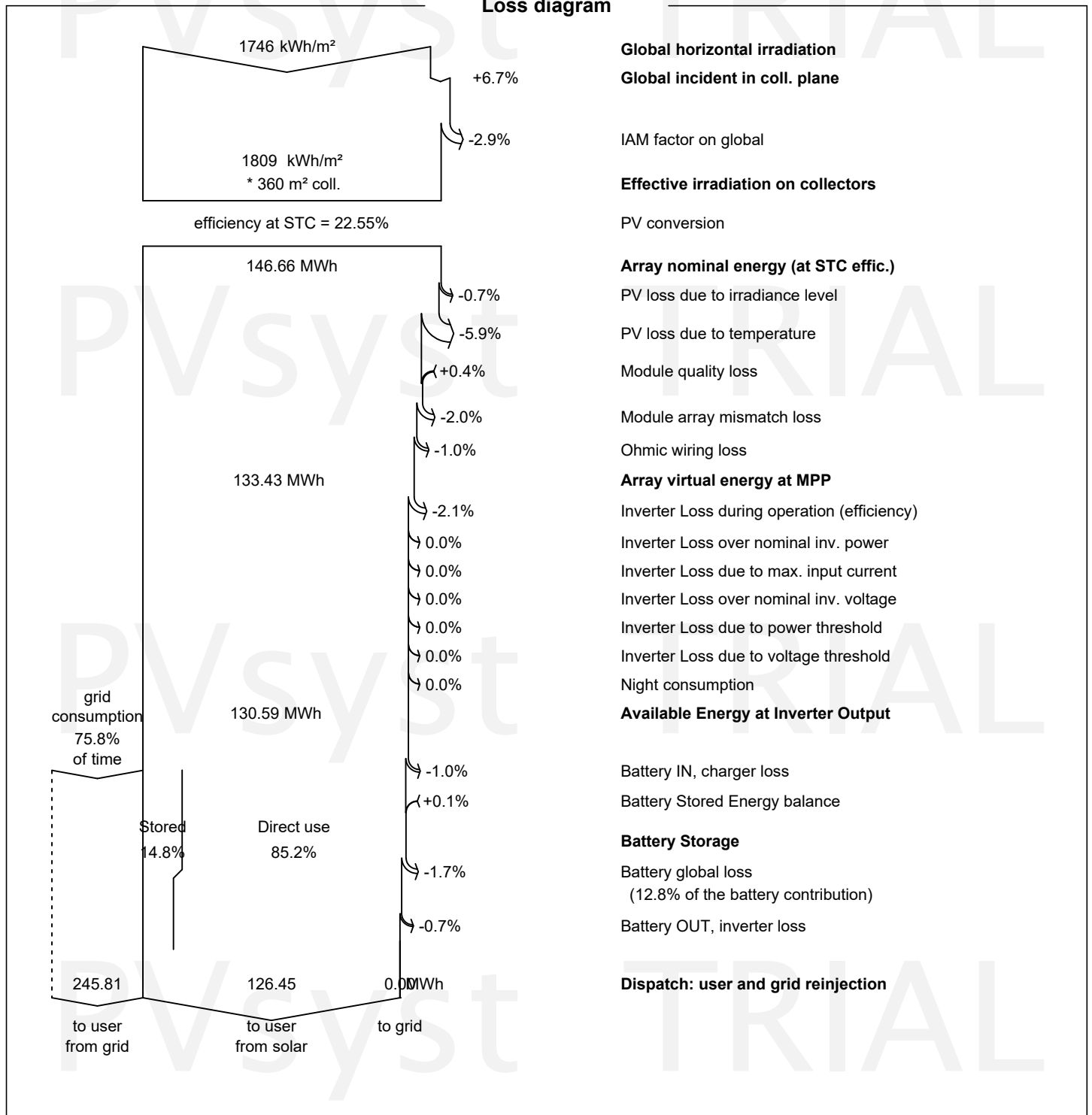
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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



PVsyst V8.0.10

VC2, Simulation date:
12/05/25 22:03
with V8.0.10

Loss diagram



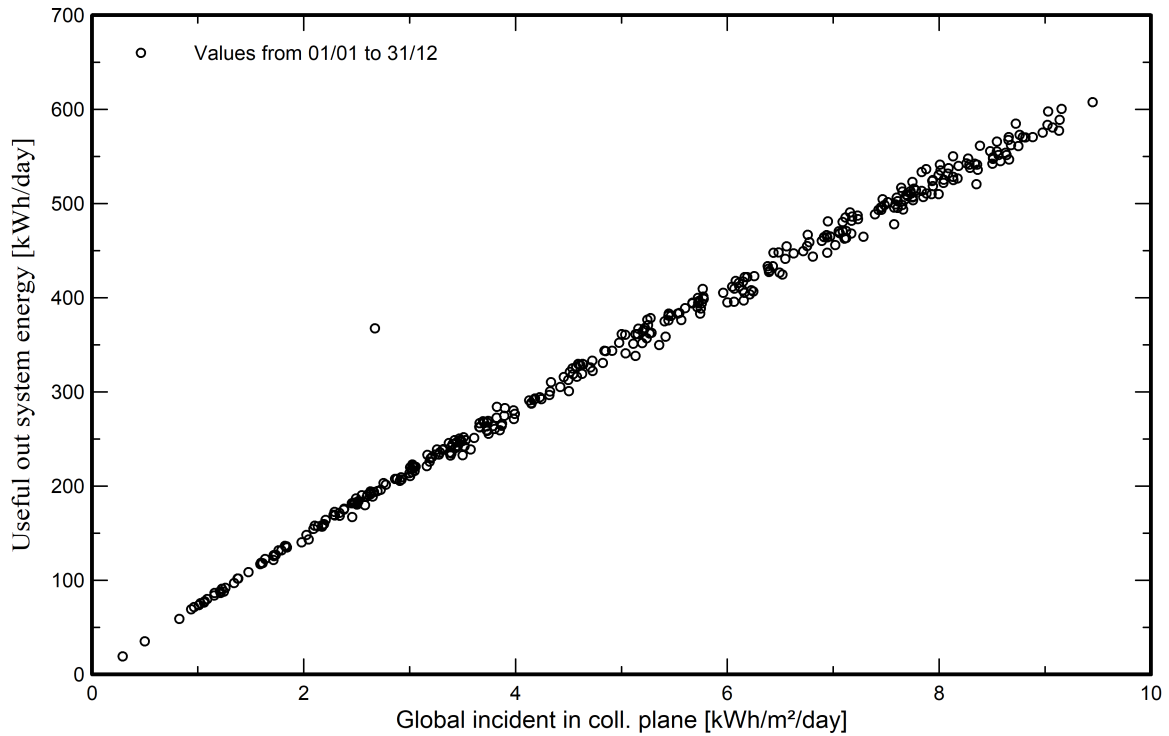


PVsyst V8.0.10

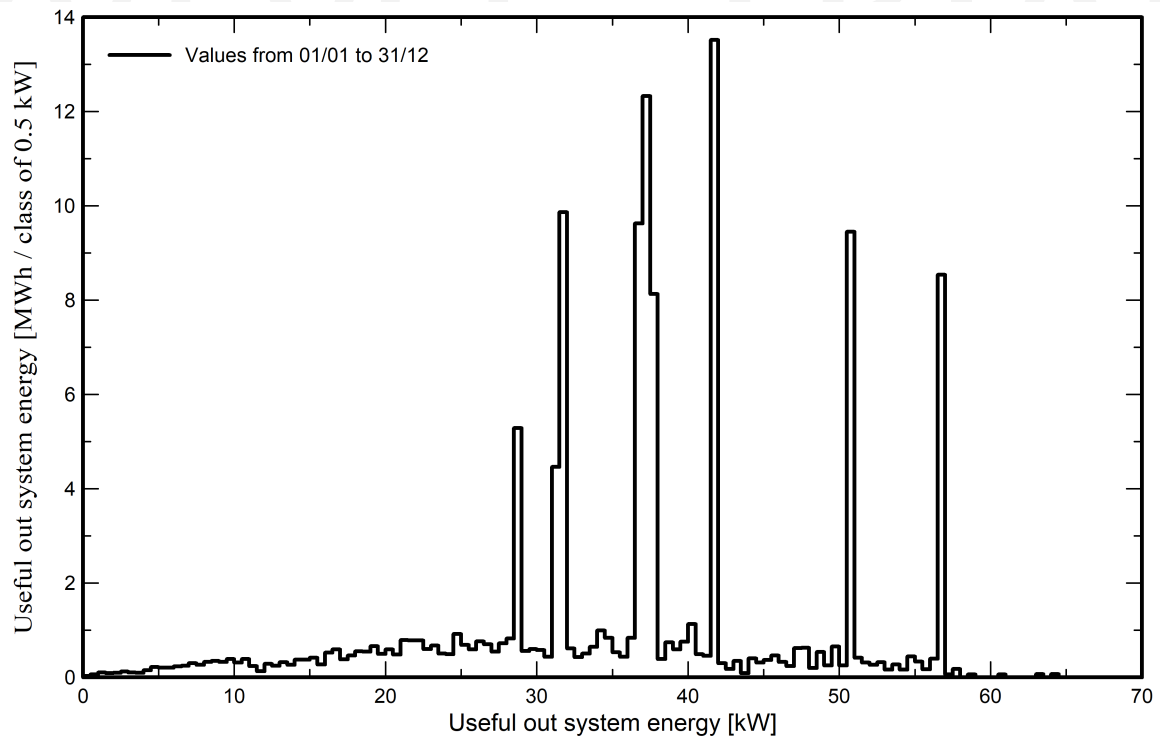
VC2, Simulation date:
12/05/25 22:03
with V8.0.10

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



BIBLIOGRAFÍA

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC (BOE núm 224, de 18 de septiembre de 2002) edición actualizada a 3 de abril de 2025 (Referencia: BOE-A-2002-18099).

ITC-BT-06 Redes aéreas para distribución en baja tensión.

ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión.

ITC-BT-08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.

ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.

ITC-BT-19 Instalaciones interiores o receptoras.

ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/842/con>

Real Decreto 314/2006, e 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE núm 74, de 28 de marzo de 2006) y su Documento Básico de Ahorro de energía (DB-HE) (Orden FOM/588/2017). Última actualización publicada el 15/06/2022

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2006/03/17/314/con>

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (BOE núm 83, de 6 de abril de 2019).

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. (BOE núm 340, de 30 de diciembre 2020).

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183>

Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas (BOE núm 99, de 26 de abril de 2023).

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2023/04/25/314/con>

Instrucción de 21 de mayo de 2019 sobre los procedimientos para la puesta en servicio de instalaciones de generación de energía eléctrica para autoconsumo en la Comunidad de Madrid.

https://sede.comunidad.madrid/sites/default/files/ADEL/ckeditor/Comunicación/D50/2022-11_instruccion_sobre_instalaciones_generadoras_y_autoconsumo_0.pdf

IDAE y ENERAGEN (2024), Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo v.6, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (ENERAGEN), Madrid.

<https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, de 20 de enero 2020. Ministerio para la Transición ecológica.

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>

PVsyst SA – Grid Connected Systems – User’s manual

<https://www.pvsyst.com/wp-content/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v8-grid-connected-en.pdf>

JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission
Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

[https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-](https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf)

[%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf](https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf)

[https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA_Datasheet_TallmaxM_DE17M\(II\)_202011.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA_Datasheet_TallmaxM_DE17M(II)_202011.pdf)

<https://www.hoppecke.com/es/producto/grid-power-v-l/>

<https://circutor.com/productos/energias-renovables/marquesinas-solares/product/EPVM20./>

<https://www.aplitech-energy.com/marquesinas-fotovoltaicas/>