



Máster en Energías Renovables y Medio Ambiente

Curso 2022/2023

Trabajo Fin de Máster

Evaluación inicial de un proyecto real de implantación de instalación fotovoltaica para autoconsumo en gran industria.

Tutor: Patricia Aláez

Pablo Corredoira

Julio Amador Guerra

Autor: Andrea Barrios López

Fecha: Julio, 2023

AGRADECIMIENTOS

Al finalizar este Trabajo de Fin de Máster, y con ello, el Máster en Energías Renovables y Medio Ambiente, me gustaría agradecer el apoyo que he recibido durante este año.

Para empezar, agradecer a Patricia Aláez y Pablo Corredoira la confianza que han depositado en mí adjudicándome este trabajo y también por ayudarme a resolver todos los inconvenientes surgidos durante la realización de este. También por darme la oportunidad de trabajar con ellos en el ámbito laboral.

Siguiendo con los agradecimientos a mi familia, en especial gracias a mis padres, por apoyarme en todas mis decisiones y siempre animarme a seguir, aunque las cosas se pusieran difíciles.

A mis compañeros y amigos de la ETSII. En especial, a María, Paula y Sandra, han supuesto una parte muy importante durante la carrera y también durante este posgrado. Ya os puedo considerar parte de mi familia.

A mis amigas María y Lidia, que me han ayudado a convertirme en quien soy ahora y no habría conseguido nada de esto sin ellas.

Por último, muchas gracias a Mario, por nunca darte por vencido conmigo, sufrir los momentos más difíciles a mi lado y celebrar los más alegres juntos.

RESUMEN

En este trabajo se ha realizado el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica para abastecer parcialmente a un complejo industrial. Esta instalación estará conectada a red, para poder cubrir los consumos fuera de horario solar.

El análisis del proyecto se ha realizado teniendo en cuenta distintos emplazamientos y propuestas, atendiendo a varios parámetros: (i) superficie disponible y con ausencia de sombras; (ii) ratios elevadas de autoconsumo instantáneo y autosuficiencia -óptimos de autoconsumo-; (iii) costes marginales de cada actuación; (iv) rentabilidad, ahorros y plazos de recuperación de la inversión; y (v) tiempos estimados y agentes implicados en el proceso de legalización de la potencial instalación. Para ello, y siguiendo indicaciones del cliente, se han seleccionado 8 zonas óptimas para la implantación de los módulos fotovoltaicos, que incluyen partes de cubierta, suelo y marquesinas.

Por otro lado, también se tiene en cuenta el proceso de legalización y tramitación para cada propuesta con sus distintas actuaciones. Respecto a este proceso, cabe destacar que el complejo industrial linda con el Río Jarama por la vertiente este y sur, lo que hace que aquellas zonas en las que se quieran instalar módulos que se encuentren a menos de 100 m de la linde del río, deben obtener una evaluación favorable por parte de la Confederación Hidrográfica del Tajo.

Asimismo, a lo largo de los siguientes meses se van a realizar actuaciones en el complejo industrial, como la construcción de una carretera que cruza parte del complejo y un edificio nuevo. Además, también se está estudiando la posibilidad de eliminar ciertos edificios en un futuro cercano. Estos aspectos también se han tenido en cuenta para la redacción de las propuestas.

Finalmente, para cada propuesta se han realizado los siguientes cálculos:

- Estimación del coste total y unitario objetivo: Los costes de los equipos se han estimado a partir de indicaciones de fabricantes de equipos y los principales distribuidores nacionales de material fotovoltaico.
- Análisis de ahorros energéticos totales utilizando los consumos facilitados por el cliente y el precio de la energía actual.
- Se han estimado los ahorros obtenidos en un horizonte de 26 años. Asimismo, para la determinación de los precios futuros del mercado eléctrico se ha realizado un análisis de sensibilidad de evolución de precios basado en tres escenarios: (i) decreciente -basado en los mercados de futuros OMIP-, (ii) base -con precio constante- y (iii) incremental -evolución a tasa de 0,8% anual-.
- Para la viabilidad económica se han tenido en cuenta también los incentivos fiscales, como las bonificaciones fiscales de parte del ayuntamiento y las subvenciones que podrían recibir las propuestas realizadas acorde a las bases establecidas en el RD477/2021.

Una vez evaluadas las distintas opciones, se ha concluido que la propuesta más viable, tanto técnicamente como económicamente es la Propuesta A. Tras esto, se han estudiado más a fondo los detalles de la instalación y se han variado ciertos parámetros de la instalación, exponiendo los resultados más detallados en la parte de ingeniería básica.

Como resumen, se expone en la Tabla 1 las propiedades técnicas, de ahorros y de rentabilidad de cada propuesta.

Tabla 1. Resumen de las propuestas de ejecución.

Ppta	Potencia (kW)	Generación (kWh)	Plazo ejecución (meses)	Ratio de autoconsumo (%)	Ratio de autosuficiencia (%)	Coste de ejecución (€)	Ahorros (€)	TIR 26 años (%)			Payback (años)		
								Decreciente	Base	Incremental	Decreciente	Base	Incremental
A	1.657	1.657	16	96%	30%	1.035.426	216.827	13,36	33,76	34,77	6,0	2,9	2,9
B	800	800	8	100%	15%	536.385	108.644	31,50	64,76	66,00	3,9	2,2	2,1
C	1.504	1.504	15	99%	26%	1.148.265	189.102	8,09	24,56	25,51	9,5	4,0	3,9

También se presenta en la Figura 1 los layouts preliminares de cada una de las propuestas.



Figura 1. Layouts preliminares propuestas de ejecución [elaboración propia].

Palabras clave: Instalación fotovoltaica, autoconsumo, propuestas de ejecución, energía.

Contenido

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	III
I. INTRODUCCIÓN	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Objeto y alcance del proyecto	1
1.3. Normativa de aplicación	1
II. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	5
1. METODOLOGÍA.....	5
2. ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS.....	9
3. ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO	11
3.1. Análisis general e incidencias detectadas	11
3.2. Análisis de los emplazamientos disponibles	14
3.3. Zonas seleccionadas para la instalación	17
4. EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN	19
5. SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS Y PARÁMETROS ESENCIALES	21
5.1. Módulos fotovoltaicos	21
5.2. Inversores	22
5.3. Orientaciones e inclinaciones	22
5.4. Estructuras	23
5.5. Monitorización y mediciones adicionales	24
5.6. Resumen de tecnologías por zonas	24
6. PROCEDIMIENTO DE LEGALIZACIÓN.....	25
6.1. Tramitación municipal en el Ayuntamiento	25
6.2. Tramitación en la Comunidad de Madrid	27
6.3. Obtención del Código Unificado de Autoconsumo	28
6.4. Inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica	28
6.5. Solicitud del punto de acceso y conexión a red	28
6.6. Resumen de procedimientos y plazos orientativos	29
7. SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO	31
8. PROPUESTAS DE EJECUCIÓN.....	33
8.1. Propuesta A	33
8.2. Propuesta B	36

8.3. Propuesta C	39
8.4. Resumen de las propuestas	42
9. EVALUACIÓN ECONÓMICA	43
9.1. Hipótesis de partida.....	43
9.1.1. Costes de ejecución	43
9.1.2. Ahorros energéticos	43
9.1.3. Incentivos fiscales	45
9.1.4. Escenarios considerados para la evolución del mercado eléctrico	46
9.2. Evaluación económica Propuesta A	47
9.3. Evaluación económica Propuesta B	48
9.4. Evaluación económica Propuesta C	49
9.5. Resumen evaluación económica.....	51
III. INGENIERÍA BÁSICA Y CONCLUSIONES DEL PROYECTO	53
1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	53
2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	55
2.1. Dimensionado del generador fotovoltaico.....	55
2.2. Dimensionado del cableado	57
2.3. Distribución de los inversores.....	60
3. MEDICIONES Y PRESUPUESTOS	63
4. PLANOS.....	65
5. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	75
6. PLANIFICACIÓN TEMPORAL	77
7. BIBLIOGRAFÍA	79
ÍNDICE DE TABLAS.....	81
ÍNDICE DE FIGURAS	83
ABREVIATURAS, UNIDADES Y DEFINICIONES	85
Abreviaturas.....	85
Unidades.....	86
Definiciones	86
IV. ANEXOS	89
ANEXO I: CÁLCULO DE LA SUBVENCIÓN.....	89
ANEXO II: FLUJOS DE CAJA	93
ANEXO III: FICHAS TÉCNICAS	103
ANEXO IV: INFORME DE GENERACIÓN	113

I. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Se pretende dotar a una nave industrial ubicada en un municipio de la Comunidad de Madrid de una instalación fotovoltaica con fines de autoconsumo con el objetivo de cubrir parte de las necesidades eléctricas del punto de suministro al que se va a conectar dicha instalación.

Esta instalación eléctrica es del tipo recogido en el ámbito de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico en vigor, en lo referente a instalaciones generadoras en baja tensión.

La instalación se realizará siguiendo las indicaciones de la normativa vigente, comentada en apartados posteriores, con el fin de solicitar a los Organismos Oficiales Competentes la autorización y puesta en marcha de las instalaciones descritas en este proyecto.

1.2. Objeto y alcance del proyecto

Este proyecto tiene por objeto definir las características principales de una instalación de autoconsumo fotovoltaico en un municipio de Madrid. La instalación se conecta a la red de baja tensión.

Como paso inicial, se realizará el análisis técnico-económico, que incluye el análisis de las diferentes zonas disponibles para la instalación y en el que se recogerán las diferentes propuestas de ejecución, su evaluación económica y sus tiempos previstos de puesta en marcha. Además, se añadirá el procedimiento de legalización de la instalación.

Tras elegir la propuesta de autoconsumo más adecuada, se realizará la ingeniería de detalle del proyecto. Esta parte englobará los cálculos eléctricos del cableado tanto de la parte de corriente continua como de corriente alterna el presupuesto final de ejecución materia y los planos de la instalación. Por último, se añadirán las conclusiones, la evaluación de impactos de la construcción de la planta y la planificación temporal del proyecto.

1.3. Normativa de aplicación

La elección de los materiales utilizados en la construcción, el diseño y el montaje de la presente instalación fotovoltaica se hará de acuerdo con la normativa vigente estatal, entre las que se encuentran, ordenadas en orden cronológico de más moderna a más antigua: ´

- Real Decreto 377/2022, por el que se amplía la tipología de beneficiarios del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, y del Real Decreto 1124/2021, de 21 de diciembre, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de los programas de incentivos para la implantación de instalaciones de energías renovables térmicas en diferentes sectores de la economía, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

- Real Decreto-ley 20/2022, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.
- Resolución 15/12/2022 de la Comisión Nacional de Comercios y Mercados; por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023.
- Real Decreto 477/2021, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Real Decreto 1183/2020, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 186/2016, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 187/2016, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto 337/2014, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.
- Ley 21/2013, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Decreto 70/2010 para la simplificación de los procedimientos de autorización, verificación e inspección, responsabilidades y régimen sancionador en materia de instalaciones de energía eléctrica de alta tensión en la Comunidad de Madrid.
- Real Decreto 223/2008, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 614/2001, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 486/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Ley 31/1995, de prevención de Riesgos Laborales.

II. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

1. METODOLOGÍA

El estudio técnico económico de la instalación de autoconsumo fotovoltaico en la nave industrial se realizará siguiendo la siguiente metodología:

1. Análisis de la normativa vigente

Como se ha comentado anteriormente, los cálculos e hipótesis realizados en el proyecto se realizarán de acuerdo con la normativa estatal vigente, mencionada en el apartado Normativa de aplicación.

2. Recogida de datos de partida

Para comenzar los cálculos energéticos y económicos para analizar la viabilidad de la instalación de autoconsumo fotovoltaico se requiere de la siguiente información aportada por el cliente:

- Facturas eléctricas de al menos los últimos 12 meses en las que se refleje el tipo de tarifa, el consumo eléctrico, la potencia contratada y el precio de la energía desglosado en sus diversos términos (término de energía, peajes y cargos, etc).
- Curva de consumos horaria de los últimos 12 meses. En su defecto, es de gran utilidad información como periodos tarifarios de mayor consumo o periodos de cierre de la empresa.
- Localización concreta de la instalación (coordenadas y dirección) junto a información de las posibles zonas a instalar, como pueden ser cubiertas o terrenos disponibles.

3. Análisis de los consumos energéticos

Con el objetivo de realizar los cálculos energéticos y ahorros de manera precisa, se ha creado una curva horaria de consumos energéticos en base a la información reflejada en las facturas aportadas por el cliente, estimaciones de los hábitos de consumo de la nave industrial y correcciones de las curvas de demanda tipo aportadas por Red Eléctrica Española (REE).¹

Los consumos energéticos aportados son del año 2021, año en el que se cambiaron las tarifas de consumo y la forma en la que se reparten las horas en los diferentes periodos tarifarios. Por esta razón y al tener la curva horaria de consumo de un año, se han añadido los consumos actualizados a las tarifas del año 2023, es decir, a periodos tarifarios propios de una tarifa 6.1TD.

4. Análisis de los precios de la energía actuales

El punto de suministro al que se va a conectar la instalación de autoconsumo se asocia a una tarifa 6.1TD. Para los precios de facturación de la energía, se va a utilizar el precio de mercado diario medio del mes de abril de 2023, que corresponde a 74 €/MWh² (Correspondiente al término "Precio de la energía" en Tabla 2). En la Tabla 2 se pueden observar los precios de energía y potencia utilizados en el estudio, que se han dividido en varios términos:

- Peajes de acceso y cargos: Esta cuantía se refiere a los cargos establecidos por el ministerio y la CNMC, que están destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución. Estos valores varían en función de la tarifa y de la potencia contratada. En este caso, los peajes utilizados son los establecidos en la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.³

- Precio de la energía: Este concepto se refiere al precio final que paga el cliente y que incluye, entre otros, el mercado, los servicios de ajuste, pérdidas, coste de la extrapeninsularidad y margen comercial.
- Término de energía: Este concepto se refiere al precio total de la energía y se calcula como la suma de los dos términos anteriores.
- Término de potencia: Este concepto se refiere a la cuantía aportada por la potencia contratada de tu punto de suministro. El término de potencia utilizado en este estudio son los establecidos en la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.³

En este caso, como la hipótesis establecida fue el valor del precio de mercado diario, se ha calculado el Término de energía como la suma de Peajes y cargos más Precio de la energía (*Ecuación 1*).

$$\text{Término de energía} = \text{Peajes y cargos} + \text{Precio de la energía} \quad [1]$$

Tabla 2. Resumen de los precios utilizados.

Periodos	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Energía						
Peajes y cargos (€/kWh)	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
Precio de la energía (€/kWh)	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Término de energía (€/kWh)	0,0920	0,0884	0,0800	0,0784	0,0744	0,0744
Potencia						
Término de potencia (€/kW día)	0,052352	0,049072	0,024453	0,019612	0,001387	0,001387
Potencia contratada (kW)	1.203	1.203	1.203	1.203	1.203	1.850

5. Análisis del emplazamiento

Con las coordenadas geográficas, se procede al análisis del emplazamiento con visitas técnicas de la ubicación, o en su defecto con herramientas online como Google Maps o Google Earth. Utilizando esa información, se procede a estudiar las zonas más viables para la instalación teniendo en cuenta factores como materiales de la cubierta, inclinación y orientación de las cubiertas, relieve del terreno, distancia al cuadro eléctrico, facilidad de acceso.

Tras esto, se estudian las posibles estructuras de instalación en las zonas disponibles para maximizar la producción solar y optimizar el CAPEX de la instalación de autoconsumo. Por otro lado, también se analiza la existencia de posibles obstáculos y sombras para evitar esas zonas o en su defecto, tenerlos en cuenta para el porcentaje de pérdidas utilizado en el estudio.

6. Análisis del recurso solar

Utilizando la base de datos de PVGIS⁴, se obtienen los datos horarios de la radiación de la ubicación de la nave industrial, indicando la inclinación y orientación de los módulos. Se ha utilizado esta base de datos para realizar los cálculos del estudio preliminar, ya que es una manera más rápida de obtención de información, mientras que para el proyecto de ingeniería se usará el software PVSyst. La diferencia de valores entre ambas bases de datos es aproximadamente un $\pm 8\%$. En todo caso y a los efectos de un preanálisis, esta diferencia se considera residual, dado que el impacto económico no varía las conclusiones del análisis.

En el supuesto que aplica, se utilizarán las orientaciones e inclinaciones que optimicen la generación eléctrica, facilidad de instalación y disminuyan las pérdidas por sombras y suciedad, intentando favorecer la autolimpieza de los módulos.

7. Análisis del proceso de tramitación

Esta parte del estudio se analizará de forma independiente para cada propuesta, ya que el proceso cambia dependiendo de la ubicación de los equipos.

Como procesos generales, se pueden destacar, entre otros: (i) la obtención de licencias municipales; (ii) autorizaciones administrativas por parte del gobierno regional; (iii) depósito de la documentación básica para la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo; (iv) obtención de Código de Autoconsumo Unificado (CAU); (v) comunicación a la compañía comercializadora de la opción de autoconsumo elegida.

8. Definición de la tipología de autoconsumo

Dentro de las diferentes tipologías de autoconsumo existentes y observando que los consumos anuales del punto de suministro son mayores de 8.000 MWh, se ha considerado adecuado elegir la tipología de autoconsumo sin vertido de excedentes. Ello responde a las siguientes razones:

- **Tiempos de ejecución:** La puesta en marcha de instalaciones con vertido de excedentes precisa de permisos de acceso y conexión, así como del depósito de un aval establecido en 40 €/kWn instalados. Cabe destacar que, en el entorno actual, la resolución favorable de estos permisos de acceso y conexión por parte del gestor de la red de distribución puede demorarse varios meses, dado que las propias distribuidoras incumplen los plazos del RD 1183/2020.

A parte de lo mencionado, si la potencia a evacuar a la red excede de 1 MW, la compañía distribuidora precisa de un informe de valoración de aceptabilidad (en el argot "IVA") que debe ser emitido por el Operador del Sistema, dilatando aún más en el tiempo el proceso.

- **Costes asociados:** El gestor de la red de distribución, tras la aceptación del punto de conexión solicitado remite un escrito de condiciones técnicas de conexión que pueden implicar la adecuación de las infraestructuras de evacuación. Ello, en la mayor parte de los casos, y cuando se trata de potencias elevadas, implica elevados sobre costes de ejecución que penalizan el proyecto. En términos generales, estos se cuantifican en aproximadamente 0,15 €/Wp.
- **Análisis coste beneficio.** Con carácter general, la potencial instalación debería tener un tamaño suficiente como para garantizar una ratio de autosuficiencia superior al 10%. Bajo esta premisa, prácticamente toda la generación de la instalación se autoconsumiría instantáneamente, generando un ahorro sobre el 100% del término de energía de esa energía autoconsumida.

Otra opción de autoconsumo válida para esta instalación sería la venta de excedentes a red, pero estudiando los bajos beneficios que esto supondría (la energía excedentaria es muy baja) frente al trámite necesario para poder realizar venta de energía no aumentaría significativamente la rentabilidad de la planta, por lo que se descarta esta tipología.

Por otro lado, y sin perjuicio de lo comentado anteriormente, también se ha visto oportuno incluir una propuesta utilizando todas las zonas posibles para la instalación, que podría resultar en ratios de autoconsumo ligeramente menores del 100%.

9. Definición de áreas de instalación y dimensionamiento de la instalación

Una vez obtenida la curva de generación de la ubicación elegida, se plantean varias propuestas de ejecución utilizando diferentes zonas del complejo. El criterio de dimensionamiento será alcanzar una ratio de autoconsumo de alrededor del 95%.

Para el dimensionamiento, contando con las curvas horarias de demanda y de generación, se realiza la casación de la energía. De esta manera se puede obtener el balance energético de la instalación, con la energía autoconsumida de la instalación fotovoltaica, energía excedente y energía consumida de la red eléctrica. Con estos valores, se calcularán ratios energéticas como el autoconsumo o la autosuficiencia.

10. Estimación de los ahorros generados

Con los precios de la energía indicados por el cliente y el balance energético realizado en el Punto 9, se realizan tres escenarios de evolución del mercado energético durante la vida útil de la instalación, tomando como año base el año 2022 en todos ellos. En este caso, se estudiarán los siguientes escenarios:

- Escenario decreciente: En este escenario se trabaja sobre la previsión de los mercados de energía futura del Operador de Mercado Ibérico de Energía (OMIE) en la que se indica que los precios aumentarán hasta 2025 y desde entonces disminuirán hasta el año 2033, a partir de esa fecha se estima que permanecerá constante. ⁵
- Escenario base: En este escenario se supone que el precio de la energía no varía a lo largo de los años.
- Escenario incremental: En este escenario, se toma un incremento paulatino de la energía de un 0,8%, ya que la penetración de energías renovables en el mix eléctrico español llevará a una economía más electrificada, por lo que los precios de la energía se estabilizarán, sin casi existir diferencias entre periodos tarifarios.

11. Estimación de costes de ejecución

Una vez dimensionada la potencia de la instalación y el número de equipos necesarios, se puede realizar un presupuesto "llave en mano". Este coste no tendrá en cuenta las tasas e impuestos a satisfacer de acuerdo con la legislación vigente.

12. Ventajas e inconvenientes de cada propuesta de ejecución

Cuando se tengan todas las propuestas de ejecución dimensionadas, se detallarán las ventajas e inconvenientes de cada una en términos energéticos y económicos.

2. ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS

Este complejo industrial cuenta únicamente con un “Código Universal de Punto de Suministro” (en adelante, CUPS). El cliente facilitó una curva horaria de consumo de un año natural entero, lo que facilitó la labor del dimensionamiento y también aportó resultados del estudio más fiables, ya que la generación también se aporta de manera horaria y la casación de la energía se realiza en este formato. Además, y para comprobar que las lecturas de consumo horarias estaban bien tomadas, se comparó este dato de consumos con los consumos mensuales por periodos obtenidos a través del CUPS. De esta manera, se verificó que ambos datos coincidían. Los consumos eléctricos mensuales del año 2021 divididos por periodos tarifarios se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Consumos eléctricos mensuales por periodos tarifarios (kWh).

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Ene	179.080	139.142	0	0	0	382.919	701.141
Feb	163.380	129.475	0	0	0	326.662	619.517
Mar	0	194.403	156.136	0	0	349.150	699.689
Abr	0	0	0	166.634	132.081	337.134	635.849
May	0	0	0	204.552	160.216	377.551	742.319
Jun	0	0	232.392	180.760	0	382.206	795.358
Jul	262.223	203.937	0	0	0	489.812	955.972
Ago	0	0	232759	181.012	0	363.649	777.420
Sep	0	0	212.840	171.777	0	374.852	759.469
Oct	0	0	0	192.329	154.438	388.405	735.172
Nov	0	182493	140.987	0	0	338.111	661.591
Dic	172.775	132.698	0	0	0	338.930	644.403
Total	777.458	982.148	975.114	1.097.064	446.735	4.449.381	8.727.900

Se representa el consumo anual agregado por periodos en la Figura 2.

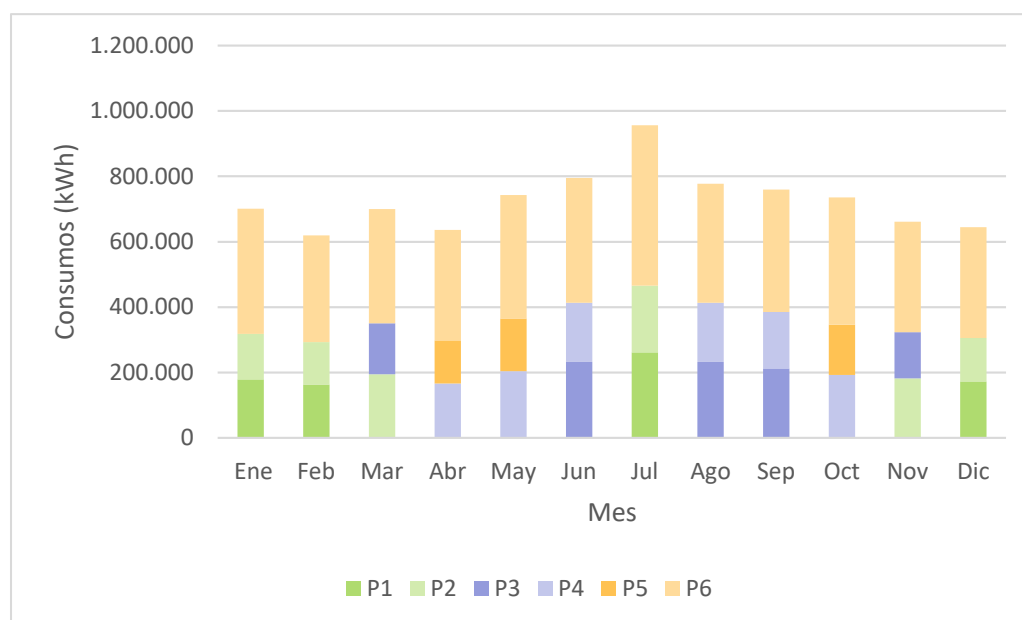


Figura 2. Consumos eléctricos mensuales agregados por periodos.

Observando la Figura 2, se puede detectar el alto porcentaje de consumo ubicado en el periodo P6, correspondiente a consumos realizados en fin de semanas y en las horas nocturnas. Téngase presente que, según información trasladada del cliente, la planta opera 24 horas al día los 365 días del año. Debido a esto, podría ser interesante realizar el estudio de hibridación de la instalación fotovoltaica junto con baterías, para tener la opción de cubrir parte del consumo nocturno con el almacenamiento.

Con estos datos y la estimación de precios realizada anteriormente, se han calculado los costes eléctricos anuales, que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Costes eléctricos anuales.

Término de potencia (€)	134.479
Término de energía (€)	715.688
Impuesto eléctrico (€)	43.466
Total coste (€)	893.633

Observando la Tabla 4, se puede determinar que el máximo coste es el término de energía, suponiendo un 80% del coste total.

Adicionalmente a estos cálculos, se ha observado que durante el ejercicio 2021 el cliente pagó 27.000 € en concepto de excesos de potencia, situados en su gran parte en los periodos P1 y P2. Estos excesos podrían reducirse gracias a la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica, reduciendo en gran cantidad la factura eléctrica de la nave industrial.

3. ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

3.1. Análisis general e incidencias detectadas

El complejo industrial donde se va a realizar la instalación fotovoltaica se encuentra en una parcela dentro del término municipal de un municipio de la Comunidad de Madrid y cuenta con un área total aproximada de 14,2 ha. En la Figura 3 se puede observar toda el área disponible.



Figura 3. Vista aérea del complejo industrial.⁶

Este complejo tiene diversas incidencias que limitan el espacio de instalación y en ocasiones pueden dificultar el proceso de construcción, ya que retrasan los trámites necesarios para la puesta en marcha de la instalación. Las incidencias detectadas son las siguientes:

- El complejo linda al este y al sur con el Río Jarama, tal y como se observa en la Figura 4. Este hecho hace que parte del complejo esté bajo el Dominio Público Hidráulico (en adelante, DPH).



Figura 4. Referencia catastral del complejo industrial.⁷

La Figura 5 muestra la zona del DPH cartografiado de la parte del Río Jarama que afecta al complejo industrial en cuestión.



Figura 5. DPH cartografiado del complejo industria⁸.

El DPH tiene una zonificación concreta, que se muestra en la Figura 6.

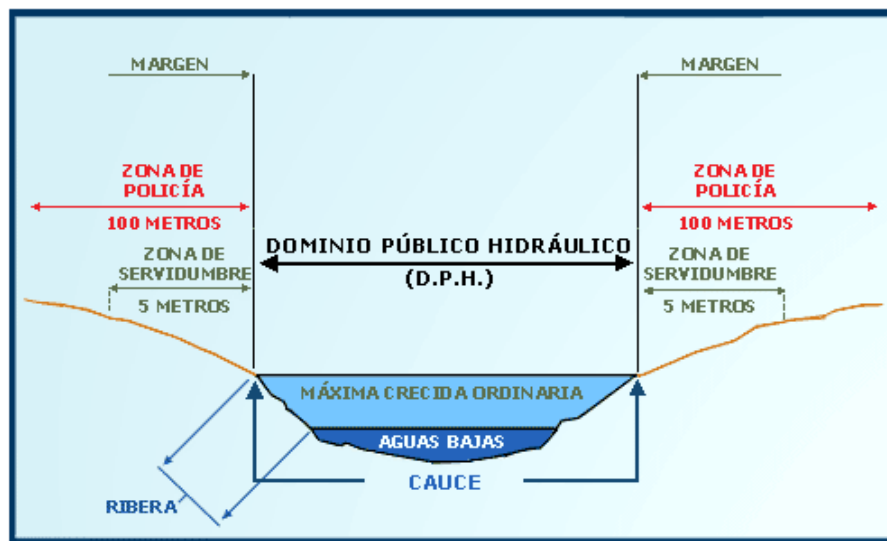


Figura 6. Zonificación del DPH⁹.

Las zonas mostradas en la Figura 6 se definen como:

- Álveo o cauce natural: Terreno cubierto por las aguas en las máximas crecidas ordinarias.
- Ribera: Fajas laterales situadas dentro del cauce natural, por encima del nivel de aguas bajas.
- Margen: Terreno que limita con el cauce y situado por encima del mismo.

- Zona de policía: Parte constituida por una franja lateral de cien metros de anchura a cada lado, contados a partir de la línea que delimita el cauce, en las que se condiciona el uso del suelo y las actividades que en él se desarrollen.
- Zona de servidumbre: Franja situada lindante con el cauce, dentro de la zona de policía, con ancho de cinco metros, que se reserva para usos de vigilancia, pesca y salvamento.
- Lecho de los lagos: Terreno que ocupan sus aguas, en las épocas en que alcanzan su mayor nivel ordinario.
- Zonas inundables: Zonas delimitadas por los niveles teóricos que alcanzarían las aguas en las avenidas, cuyo período estadístico de retorno sea de quinientos años.⁹

El uso de estas zonas para la construcción de cualquier instalación supone ciertas limitaciones:

- El DPH es de titularidad pública y, por tanto, cualquier uso u aprovechamiento de este debe estar sujeto a autorización y/o concesión por parte de las Administraciones Públicas.
 - En Zona de Servidumbre no se podrán plantar especies y no se podrá realizar construcción alguna salvo la que pueda ser necesaria para el uso y conservación del DPH, y deberán contar siempre con la autorización pertinente de las Administraciones Públicas.
 - En Zona de Policía es necesaria la pertinente autorización para realizar las actuaciones siguientes: (i) Las alteraciones sustanciales del relieve natural del terreno; (ii) las extracciones de áridos, (iii) las construcciones de todo tipo, tengan carácter definitivo o provisional y (iv) Cualquier otro uso o actividad que suponga un obstáculo para la corriente en régimen de avenidas o que pueda ser causa de degradación o deterioro del estado de la masa de agua, del ecosistema acuático, y en general, del Dominio Público Hidráulico.
- El complejo linda al norte con una carretera de paso de vehículos, tal y como se puede apreciar en la Figura 4.
 - El complejo se encuentra a una distancia de 4,5 km de la Terminal T4 del Aeropuerto de Madrid Barajas-Adolfo Suárez. Este hecho hace que se encuentre en zona de influencia aérea, dependiente de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA).
 - De acuerdo con las indicaciones del cliente, se están acometiendo una serie de trabajos de acondicionamiento y ampliación del complejo, información que se debe tener en cuenta a la hora del diseño de la instalación, ya que puede condicionar de forma sustantiva la potencia total de instalación. En concreto, se está construyendo un edificio anexo al laboratorio (color azul en la Figura 7) y una carretera para camiones que cruza el aparcamiento descubierto (color amarillo en la Figura 7).



Figura 7. Representación carretera y edificio nuevo [elaboración propia].

3.2. Análisis de los emplazamientos disponibles

Todos los factores comentados anteriormente se deben tener en cuenta a la hora de realizar el estudio preliminar de las alternativas existentes para la instalación de autoconsumo. Dado que el complejo tiene diversas zonas y edificios construidos, se han ilustrado en la Figura 8 las diversas cubiertas y espacios que se pueden utilizar. El código de colores utilizado es los indicadores en color rojo indican que esas zonas no son aptas para la instalación y los indicadores en color verde indican que sí lo son.



Figura 8. Espacios disponibles para la instalación [elaboración propia].

A continuación, se muestra en la Tabla 5 las características y análisis de cada una de las cubiertas mostradas en la Figura 8.

Tabla 5. Análisis y características de los espacios disponibles.

Nº	Orientación	Tipo de instalación	Obstáculos	Sombras	Notas	Apto
1	Óptima	Cubierta plana	Bajo	Alto	Abundantes sombras de árbol y edificio 2	NO
2	Óptima	Cubierta plana	Medio	Medio	Solo tiene sombras por la parte oeste del edificio y tiene buen acceso	SI
3	Buena	Cubierta a 2 aguas	Medio	Bajo	Previsible desuso en el futuro	NO
4	Sur-norte y este-oeste	Cubierta a 2 aguas de chapa	Bajo	Bajo	Previsible desuso en el futuro	NO
5	Óptima	Cubierta plana de tela asfáltica	Alto	Alto	Futura construcción de edificio anexo al sur	NO
6	Óptima	Cubierta plana de chapa	Bajo	Bajo	Tipo de chapa no adecuado para la instalación	NO
7	Media	Cubierta plana de tela asfáltica	Medio	Alto	Cubierta pequeña en la que se instalaría baja potencia	NO
8	Óptima	Cubierta a 2 aguas de chapa	Bajo	Bajo	Edificio apto para instalación en el agua sur	SI
9	Óptima	Cubierta a 2 aguas de chapa	Bajo	Alto	Cubierta pequeña en la que se instalaría baja potencia	NO
10	Óptima	Cubierta a 2 aguas de chapa	Bajo	Bajo	Cubierta pequeña en la que se instalaría baja potencia	NO
11	Sureste-noroeste y suroeste-noreste	Cubierta a 2 aguas de chapa	Bajo	Bajo	Cubiertas pequeñas en las que se instalaría baja potencia	NO
12	Óptima	Cubierta plana y cubiertas a 2 aguas	Medio	Medio	El edificio sur es de chapa no adecuada para la instalación, y los edificios norte y este tienen muchas sombras	NO
13	Buena	Cubierta a 2 aguas de chapa	Bajo	Bajo	Tipo de chapa no adecuado para la instalación	NO
14	Buena	Marquesina	Bajo	Bajo	Es apto para instalar tras pasar un análisis de estructuras	SI
15	Buena	Marquesina	Bajo	Bajo	Es apto para instalar tras pasar un análisis de estructuras	SI
16	Óptima	Suelo	Bajo	Bajo	Parcela apta para la instalación	SI
17	Óptima	Suelo	Bajo	Bajo	Dentro de zona influencia CHT	SI
18	Óptima	Suelo	Bajo	Bajo	Parcela apta para la instalación	SI
19	Óptima	Suelo	Bajo	Bajo	Espacio dentro de una zona deportiva	SI
20	Óptima	Cubiertas planas	Bajo	Medio	Cubiertas dentro de los 50m cercanos al río	NO
21	Buena	Cubiertas planas	Bajo	Bajo	Cubiertas pequeñas en las que se instalaría baja potencia	NO

En la Tabla 5, se han clasificado las orientaciones en óptima (sur) y buena (sureste/suroeste); y los obstáculos y sombras por su nivel en bajo, medio y alto.

3.3. Zonas seleccionadas para la instalación

Tras el análisis anterior, se definen un total de 8 zonas disponibles para la instalación, que se muestran en la Figura 9.



Figura 9. Zonas disponibles para la instalación [elaboración propia].

La superficie estimada de cada una de las zonas se expone en la Tabla 6.

Tabla 6. Superficie de las zonas disponibles.

Zona	1	1.1	1.2	1.3	2	2.1	3	4
Superficie (m ²)	4.000	9.500	1.250	1.300	1.920	1.050	1.200	610

A continuación, se describen los detalles de cada una de las zonas:

- Zona 1: Instalación sobre suelo respetando los 100 metros de distancia desde la linde del río y la parte por donde va a pasar la futura carretera adyacente a la zona deportiva. Esta zona no está bajo el DPH.
 - Zona 1.1: Instalación sobre suelo a 50 metros desde la linde del río, por lo que haría falta un informe favorable de la Conferencia Hidrográfica del Tajo (CHT), ya que está bajo el DPH. El río Jarama está controlado por la CHT porque es uno de los afluentes del río Tajo.
 - Zona 1.2: Instalación sobre suelo respetando los 100 metros de distancia desde la linde del río y la parte por donde va a pasar la futura carretera y una ya existente. Esta zona no está bajo el DPH.

- Zona 1.3: Instalación sobre suelo entre la futura carretera y la zona de aparcamiento, donde actualmente se encuentra la zona deportiva. Esta zona no está bajo el DPH.
- Zona 2: Instalación sobre marquesina de aparcamiento. En este caso, se necesita un estudio estructural de las marquesinas construidas, con el fin de que cumpla los requisitos establecidos por el CTE, sobre la ubicación de los módulos. Para esto, se ha consultado a un fabricante de estructuras si estas cumplen con el CTE. De forma preliminar, se ha indicado que los pórticos de las marquesinas deben cumplir con las cargas exigidas por el CTE suponiendo un acero de calidad S-275 JR o similar. Sin embargo, se ha observado que las correas son demasiado delgadas para soportar las cargas de los módulos fotovoltaicos. Debido a esto, sería necesario realizar obras de refuerzo en el momento de realizar la instalación, lo que supondría un sobre coste respecto al presupuesto inicial. Por esta razón, no se asegura que se pueda utilizar esta zona para la implantación de la instalación.

Como solución final, se debería de analizar las cimentaciones que soportan la marquesina, y si estas son aptas para aguantar el peso de los módulos fotovoltaicos. Este análisis solo se podría llevar a cabo con una obra civil, que elevaría de nuevo el coste de ejecución. Teniendo todo esto en cuenta, se aconseja cambiar las estructuras completas de las marquesinas de manera que estén adaptadas para soportar el sistema fotovoltaico.

- Zona 2.1: Instalación sobre marquesina de nueva construcción, respetando la futura carretera y las plazas de aparcamiento.
- Zona 3: Instalación sobre cubierta plana. Se trata del edificio principal, con cubierta transitable y de fácil acceso.
- Zona 4: Edificio a 2 aguas de chapa, con orientación óptima en su parte sur para la instalación del sistema fotovoltaico.

Dada la ubicación del complejo industrial, es posible que surjan dificultades a la hora de realizar la instalación por parte de algunos organismos públicos, que pudieran suponer dilatación en los tiempos de ejecución de la instalación de autoconsumo e incluso su denegación. Por esta razón, se plantearán diferentes propuestas de ejecución utilizando distintas ubicaciones de los módulos fotovoltaicos, cada una de ellas con una potencia y un coste de instalación propio.

4. EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN

Los valores mensuales de un año promedio de radiación normal directa que se consiguen en la ubicación del complejo industrial se observan en la Figura 10. La base de datos utilizada ha sido PVGIS, ya que es una fuente rápida de obtención de información y con fiabilidad suficiente para utilizar en un preanálisis.

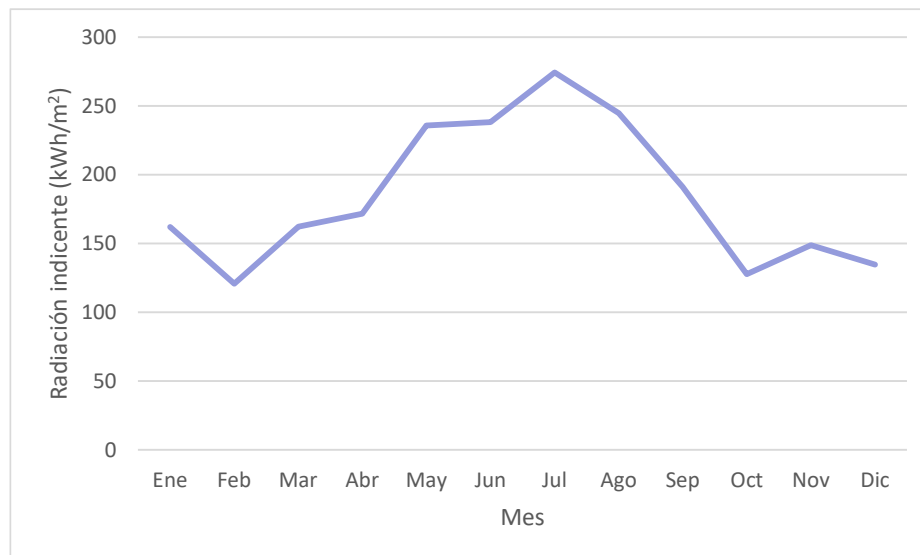


Figura 10. Radiación incidente mensual ⁴.

Como se puede observar, la radiación toma su valor máximo en el mes de julio con un valor de 274,38 kWh/m² y tiene un valor promedio anual de 184,42 kWh/m². Estos valores indican que la ubicación de la instalación es adecuada para producir la cantidad de electricidad necesaria para que la inversión sea rentable.

Los parámetros principales que se han tenido en cuenta para realizar la evaluación de la generación son las hipótesis de pérdidas que puede tener la instalación por diversas razones, entre las que se encuentran:

- Pérdidas por sombras: Para este parámetro, se realiza una simulación de la zona de la instalación con el programa PVGIS teniendo en cuenta todos los elementos existentes y edificios colindantes.
- Pérdidas por rendimiento: Para este valor, se han utilizado tanto los valores de rendimiento de los diversos equipos utilizados en la instalación (módulos, inversores, cableado, etc.) como las pérdidas por suciedad y la degradación de los materiales.
- Pérdidas por orientación e inclinación: Estos parámetros se obtienen directamente de la base de datos de la que se obtiene la radiación incidente, en este caso, PVGIS.
- Pérdidas por temperatura: Gran parte de las pérdidas del sistema se producen por altas temperaturas alcanzadas por los equipos y están relacionadas con la temperatura ambiente.

Como resumen, se muestran en la Tabla 7 los valores de pérdidas comentadas que se han tenido en cuenta para realizar las simulaciones.

Tabla 7. Pérdidas utilizadas para la simulación.

Concepto	Valor
Sombras (%)	2,5
Eficacia módulos (%)	21,0
Rendimiento inversores (%)	97,0
Suciedad (%)	1,0
Degradación año 0 (%)	0,8
Degradación resto de los años (%)	0,4
Temperatura (W/m ² K)	20

5. SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS Y PARÁMETROS ESENCIALES

A continuación, se detallan las características de los equipos que se han utilizado para el diseño de las zonas comentadas previamente.

5.1. Módulos fotovoltaicos

El crecimiento del sector de la tecnología fotovoltaica ha provocado también un aumento de las empresas implicadas en la cadena de valor y, en consecuencia, la aparición de nuevas tecnologías. Sin embargo, el 90% de ellas coinciden en el uso del material silicio (Si) para su composición.

Dentro de los módulos, podemos encontrar distintas tipologías, módulos con células monocristalinas, fabricadas con Si de máxima pureza; policristalinas: o de capa “amorfa”, cada vez menos presente en el mercado.

Otra manera de categorizar los módulos fotovoltaicos es dependiendo de su tipo de dopaje de la célula, entre las que distinguimos células tipo p (dopado positivamente) y células tipo n (dopado negativamente).¹⁰

Respecto a lo anterior, se va a trabajar con módulos monocristalinos con células tipo p, ya que a partir de 2018 la tecnología monocristalina ha desplazado a la policristalina del mercado, hasta alcanzar casi el 80% del mercado.¹¹

Adicionalmente a las tecnologías de célula, el modelo de módulo elegido para el estudio implementa nuevas mejoras como:

- Multi Busbar (MBB): Los módulos seleccionados cuentan con 10 busbar por célula, lo que ayuda a minimizar las pérdidas eléctricas internas, ya que se reducen las pérdidas resistivas, incrementando a su vez la eficiencia del módulo.
- Célula partida (Half-cell): Esta incorporación permite reducir a la mitad la célula, con lo que se reduce también la corriente producida, manteniendo el voltaje. Este hecho permite reducir el ancho de los busbar y las pérdidas de la celda. Además, esta tecnología permite reducir los efectos de sombreados, pudiendo mantener la producción en el resto del módulo.¹¹

Siguiendo lo anterior y las disponibilidades del mercado, se ha estimado trabajar con el módulo fotovoltaico cuyas características se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Principales características del módulo fotovoltaico.

Marca	Modelo	Potencia (W)	Tecnología	Eficiencia STC (%)
JinkoSolar	Tiger Pro JKM540M-72HL4-V0	540	Si-Mono Half Cell	20,94

El modelo anterior se ha seleccionado por diversos motivos entre los que se encuentran: (i) stock asegurado a partir del 3^{er} trimestre de 2023, (ii) se encuentra en primera posición de las mejores marcas de paneles solares TIER 1 en el año 2023, superando todos los ensayos del DNVGL test¹², (iii) poco incremento de dimensiones de módulo respecto a otros de potencia inferior.

Como añadido de las ventajas ya comentadas, los módulos seleccionados cuentan con otras características tecnológicas ventajosas, entre las que se encuentran:

- Anti-PID.

- Alto rendimiento con baja luz.
- Alta resistencia a cargas mecánicas.
- 12 años de garantía de producto.
- 25 años de garantía de la producción en módulos.

Para información más detallada, se añade la ficha técnica del módulo en el “Anexo III: Fichas técnicas”.

5.2. Inversores

En general, la tecnología de inversores no varía mucho entre los distintos fabricantes, aunque sí que se pueden distinguir varios tipos principales según su conexión, diferenciando entre inversores centrales, usados sobre todo en grandes instalaciones; inversores de cadena, en los que solo se pueden conectar una cadena de inversores e inversores multicadena, en los que se pueden conectar más de una cadena.

Para el caso de esta instalación, se han usado inversores multicadena, ya que se cuenta con distintas orientaciones e inclinaciones, además de que los módulos irán situados en diferentes cubiertas y ubicaciones.

Los inversores utilizados son de la marca Huawei, ya que se encuentra entre los principales fabricantes de inversores en todo el mundo y con un servicio técnico y de atención al cliente de alta calidad. Otra característica importante de este fabricante es que cuenta con varias fábricas en España, lo que facilitará la disponibilidad y la logística de la instalación.¹³

Las características principales de los inversores utilizados en el diseño se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Características principales inversores.

Marca	Modelo	Potencia (kW)	Nº MPPT	Rendimiento (%)
Huawei	SUN2000-100KTL-H1	100	10	98,6
Huawei	SUN2000 60KTL M0	60	2	98,7

Se han elegido estos modelos de inversores debido a que se ajustan a las potencias pico de cada una de las propuestas de ejecución realizadas. En todos los casos, se ha tratado de mantener una relación Potencia pico/Potencia nominal de entre 1,10 y 1,25. Los inversores seleccionados cuentan con varias ventajas:

- Flexibilidad dentro de la gama de inversores.
- Alto rendimiento.
- Versatilidad al contar con múltiples MPPT.
- Gestión y monitorización a nivel de string.

Para información más detallada, se añaden las fichas técnicas en el apartado “Anexo III: Fichas técnicas”.

5.3. Orientaciones e inclinaciones

La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos son los parámetros externos que, junto a la ubicación de la instalación fotovoltaica afecta a la producción total.

Respecto a la orientación, la óptima es aquella con azimut 0° sur, entendiendo la óptima como aquella en la que más producción se consigue. Debido a las estructuras utilizadas y las cubiertas en las que se van a implantar los módulos fotovoltaicos, no siempre es posible ubicarlos en el azimut óptimo, por lo que se adaptará a la orientación de la propia cubierta o del recinto. Para este proyecto, se han utilizado dos orientaciones distintas:

- Azimut= -27° sur: Orientación sureste.
- Azimut= $117/-63^{\circ}$ sur: Orientación este-oeste.

Para la inclinación, se realiza el mismo procedimiento que para la orientación, en caso de ser una cubierta inclinada, se ajusta la inclinación a la propia de la cubierta, lo que hace que se reduzca significativamente el coste de las estructuras. Por otro lado, también se tiene en cuenta que la cubierta tenga una inclinación mayor de 3° sobre la horizontal, con el objetivo de que se pueda producir la autolimpieza del módulo por la lluvia y evitar las pérdidas por suciedad.

Para el caso de cubiertas o terrenos planos, se busca la orientación óptima de la ubicación, que depende de las coordenadas. En este caso, la inclinación óptima es $37^{\circ 4}$.

En el caso de este estudio, las inclinaciones que se han tenido en cuenta son:

- Inclinación= 5° : Inclinación de marquesinas, ya que las estructuras de este tipo vienen por defecto con esa inclinación.
- Inclinación= 10° : Inclinación de las estructuras coplanares sobre las cubiertas.
- Inclinación= 20° : Inclinación de las estructuras inclinadas sobre las cubiertas.

5.4. Estructuras

Entre los tipos de estructuras, se puede distinguir la estructura coplanar, en la que el módulo se ancla directamente a la cubierta inclinada y autoportante, en la que los módulos se instalan sobre una estructura inclinada en cubiertas/terrenos planos.

Por otro lado, también se puede distinguir entre estructuras fijas, que siempre tienen la misma inclinación y orientación y estructuras móviles, que cuentan con seguidores solares que varían su orientación y/o inclinación dependiendo de la hora del día. Este último tipo se utiliza normalmente en grandes plantas fotovoltaicas debido a su elevado coste. En este proyecto, se va a realizar el diseño utilizando estructura fija.

En este estudio se van a utilizar las siguientes estructuras:

- Instalación sobre suelo: Estructura fija anclada al suelo. En este caso, se instalará estructura 4H, es decir, 4 módulos en horizontal por fila de módulos.
- Instalación sobre cubierta plana: Perfiles triangulares de aluminio con lastres de hormigón.
- Instalación sobre cubierta inclinada: Perfiles de aluminio con anclaje a cubierta.
- Instalaciones sobre marquesinas: Perfiles de aluminio con anclaje a cubierta. Como se ha comentado en el apartado "*Zonas seleccionadas para la instalación*". de este trabajo, las estructuras utilizadas serán de nueva construcción.

5.5. Monitorización y mediciones adicionales

El sistema de monitorización es una solución ofrecida sobre todo que permite controlar la instalación fotovoltaica en tiempo real y en remoto. Entre las ventajas que ofrece, se encuentran la posibilidad de detectar anomalías o problemas de eficacia en los equipos de la instalación y, por otro lado, predecir la energía producida para poder adaptar los hábitos del consumidor a las horas solares¹⁴. La monitorización se puede llevar a cabo desde la aplicación de los propios inversores o desde un portal propio conectándose al datalogger o data meter de la instalación. En el caso de esta instalación, los inversores utilizados disponen del protocolo de comunicación abierto Modbus RTU.

Además, en este tipo de instalaciones fotovoltaicas, se recomienda tener una serie de mediciones adicionales para asegurar el buen funcionamiento de la instalación, entre estas mediciones están:

- Radiación incidente.
- Temperatura ambiente.
- Velocidad del viento.
- Temperatura de la célula.

5.6. Resumen de tecnologías por zonas

Recogiendo la información anterior, se muestra en la Tabla 10 un resumen de las especificaciones por zonas.

Tabla 10. Resumen de tecnologías por zonas.

Zona	Módulo	Nº módulos	Inversor	Nº inversores	Orientación	Inclinación	Estructura
1	Jinko Mono Tiger PRO JKM540M-72HL4-V	707	Huawei SUN2000 100KTL	3	SSE	20 ^a	Anclada
			Huawei SUN2000 60KTL	1			
1.1		1.931	Huawei SUN2000-100KTL	10	SSE	20 ^o	Anclada
1.2		211	Huawei SUN2000-100KTL	1	SSE	20 ^o	Anclada
1.3		216	Huawei SUN2000-100KTL	1	SSE	20 ^o	Anclada
2		1.080	Huawei SUN2000 100KTL	5	NEE-SOO	+5 ^o /-5 ^o	Marquesina
2.1		570	Huawei SUN2000-100KTL	2	NEE-SOO	+5 ^o /-5 ^o	Marquesina
3		194	Huawei SUN2000 60KTL	1	SSE	20 ^o	Lastres
4		152	Huawei SUN2000 100KTL	1	SSE	10 ^o	Coplanar

6. PROCEDIMIENTO DE LEGALIZACIÓN

El procedimiento de legalización de la instalación depende básicamente del tipo de instalación que se vaya a realizar en cuanto a la tipología de autoconsumo a la que se acoja (autoconsumo con o sin excedentes) y a su tamaño. Este estudio propone que la instalación sea sin excedentes, con lo que se evitaría la solicitud de punto de acceso y conexión a la compañía distribuidora. En este sentido, el esquema general y resumido de ejecución y tramitación de una instalación de estas características se detalla a continuación:

- Tramitación municipal.
 - Solicitud de permisos municipales.
- Tramitación en la comunidad.
 - Autorizaciones administrativas.
- Ejecución material de la instalación.
 - Certificados: Certificado de Fin de Obra (CFO), certificado del organismo de control autorizado, certificado de no vertido, etc.
 - Autorización administrativa de explotación.
- Obtención del CAU.
- Inscripción de la instalación en el Registro de Autoconsumo.
- Solicitud del punto de acceso y conexión a red.

6.1. Tramitación municipal en el Ayuntamiento

Con el objetivo de agilizar los trámites, se consultó al ayuntamiento del municipio al que pertenece el complejo industrial los procedimientos y documentación necesarios para la obtención de los distintos permisos municipales.

Como aclaración, todos los permisos se tienen que tramitar teniendo en cuenta que la categorización del terreno donde se encuentra el complejo industrial figura en la Sede del Catastro como suelo rústico con uso principal “industrial agrario”.⁷

En este sentido, el ayuntamiento ha requerido la presentación de una licencia de obra menor. De igual manera, se ha confirmado que la documentación a presentar dependerá del tipo de actuaciones a realizar y de las especificaciones del proyecto técnico de la instalación. Sin embargo, se ha facilitado desde el ayuntamiento una documentación general que se solicitará:

- Documentación general.
 - Proyecto de ingeniería.
 - Escrituras de constitución de la Sociedad.
 - Código de Identificación Fiscal, en adelante CIF.
 - Escritura de apoderamiento del representante que solicita la licencia de obras.
 - Documento Nacional de Identidad (DNI) del apoderado firmante de la solicitud de licencia de obras.
 - Último recibo del IBI abonado en el que aparezca la referencia catastral del inmueble.

- Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE) de la sociedad en la que aparezca el epígrafe de la actividad.
- Fichas técnicas de los equipos principales y estructuras de soporte.
- Coordinador de Seguridad y Salud designado.
- IAE de la empresa instaladora en la que aparezca el epígrafe de la actividad.
- Asume de dirección técnica de obra.
- Declaración responsable del técnico competente justificando la correcta instalación de equipos y estructuras y la fiabilidad de estos.
- Justificante del pago de tasas e impuestos municipales.
- Documentación específica potestativa
 - Informe favorable de la CHT en caso de que se realicen cambios a menos de 100 m de la linde del río Jarama.
 - Estudio estructural de cargas de las marquesinas en caso de utilizarlas.
 - Certificado de solidez estructural y soporte de cargas en caso de trabajar sobre cubiertas.
 - Estudio de viabilidad geométrica firmado por un técnico competente en el que se acredite que la instalación cumple con los requisitos volumétricos, retranqueos, etc.
 - Certificado de los medios de elevación empleados y maquinaria en general.

Cabe destacar que el ayuntamiento dispondrá de 4 meses para la resolución del expediente tras la recepción de esta documentación.

Además de aportar la documentación comentada, la consecución de la licencia de obra menor dependerá principalmente de las actuaciones a acometer y de los informes elaborados por las entidades afectadas por la instalación, que en este caso son la Conferencia Hidrográfica del Tajo y la Asociación Estatal de Seguridad Aérea.

Respecto al informe favorable por parte de la CHT, no se ha especificado de momento la información que se debe aportar. Para este trámite, la entidad cuenta con un plazo de 3 meses para resolver el expediente, ampliable a 6 meses en casos excepcionales.

Se ha evaluado también la necesidad de solicitar un informe favorable por parte de AESA. Respecto a esto, se recoge en el RD244/2019 la siguiente información:

“AESA considerará obra menor, la instalación de placas solares de autoconsumo:

- *Sobre la cubierta de edificaciones existentes, siempre que éstas no superen la altura del propio edificio sobre el que se instalan (incluyendo elementos como casetones, petos perimetrales, chimeneas, etc.) y la superficie a instalar no supere en ningún caso los 100 metros cuadrados, así como la instalación de andamios y/o uso de plataformas elevadoras adosados a fachada sin sobrepasar la altura de la edificación existente.*
- *Sobre el terreno, de modo que éstas no superen la altura de los edificios del entorno y la superficie a instalar no supere en ningún caso los 100 metros cuadrados.*

Siempre que se cumpla con los criterios indicados para este tipo de instalaciones, no será necesario solicitar el acuerdo previo favorable en materia de servidumbres aeronáuticas a AESA.”

En la medida en la que la instalación planteada se encuentre dentro de los requisitos comentados, no será preciso la obtención de dicho informe. En caso de necesitarlo, AESA cuenta con un plazo de 6 meses para emitir este informe.

6.2. Tramitación en la Comunidad de Madrid

Dentro de la tramitación necesaria para la puesta en marcha de la instalación, la parte a realizar en la administración de la Comunidad de Madrid es competencia de la Dirección General de Industria, Energía y Minas (DGIEM) de la Comunidad de Madrid. Los trámites por realizar son los siguientes:

- Obtención de permisos ambientales: Según la Ley 21/2013, “*Los proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria referidos a energía solar son únicamente las Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie.*” En el caso de este estudio, no sería necesario la obtención de este permiso, ya que se trata de una instalación de autoconsumo sin excedentes.
- Obtención de autorización administrativa: Según la instrucción técnica deactualizada de aplicación a partir del 1 de diciembre de 2022, las instalaciones de autoconsumo con potencia superior a los 500 kW si necesitarán autorización administrativa previa y de construcción, independientemente de la modalidad a la que se acojan. Para su solicitud, será necesario presentar:
 - Solicitud del modelo normalizado.
 - Proyecto firmado por técnico titulado competente, que incluya una descripción detallada del dispositivo anterior.
 - Declaración responsable firmada por técnico titulado competente, en los términos del artículo 53.1.b) de la Ley 24/2013 del Sector eléctrico.
 - Hoja resumen de características en formato .xls. en modelo oficial debidamente cumplimentada. Además, deberá estar suscrita, en el formato que corresponda, por el técnico titulado competente.
 - Justificante de pago de tasas.

Una vez finalizada la instalación, será necesaria la autorización para la puesta en servicio, con un plazo de resolución de 3 meses. El procedimiento para la puesta en servicio es el establecido en el Decreto 70/2010 de la CAM. La solicitud la documentación se debe presentar en la DGIEM a través del registro telemático accesible. Junto con la solicitud y el justificante de pago de tasas, se debe aportar la siguiente documentación:

- Certificado de dirección de obra suscrito por técnico facultativo competente, según modelo establecido.
- Certificado de instalación eléctrica emitido por empresa instaladora habilitada en alta tensión, según modelo establecido.
- Declaración responsable del titular en la que certifique que dispone de las oportunas concesiones, autorizaciones o permisos que corresponda otorgar a las Administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general o terceros que puedan verse afectados por la instalación, en los bienes y derechos a su cargo.

- Declaraciones UE de conformidad en español del fabricante de los inversores y/o equipos eléctricos instalados, y en el caso de los inversores, documento del fabricante o informe de laboratorio acreditado, en español, sobre el cumplimiento de la reglamentación y prescripciones técnicas aplicables -RD 1699/2011, RD 413/2014, etc.- incluyendo la protección frente al funcionamiento en isla.
- Declaración responsable sobre la instalación de generación con autoconsumo, según modelo establecido.
- 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.
- 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 y los certificados de inspección periódica de las instalaciones correspondientes al suministro asociado, cuando proceda.

6.3. Obtención del Código Unificado de Autoconsumo

El Código Unificado de Autoconsumo es la identificación única de cada instalación de autoconsumo. Este código está formado por el CUPS al que se va a asociar la instalación, con 22 caracteres, seguido de A y tres ceros (CUPS+A000). El CAU relaciona a todos los consumidores y a todas las instalaciones próximas de generación asociados al autoconsumo. Esta información se solicita a la compañía distribuidora por parte de la empresa instaladora.¹⁵

6.4. Inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica

Las instalaciones de potencia superior a 100 kW están obligadas a estar inscritas en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica. Para ello, es necesario presentar un documento de solicitud de inscripción telemático ante el DGIEM de la Comunidad de Madrid. Este trámite es inmediato, pero no existe un plazo establecido de resolución por parte del ente autonómico. Sin embargo, según la experiencia no suele devenir en altos retrasos de tiempo.

6.5. Solicitud del punto de acceso y conexión a red

Para cualquier instalación eléctrica que produzca electricidad, es necesario solicitar a REE un punto de conexión a la red eléctrica de distribución, que permite el derecho al uso y conexión de la red eléctrica. Para este trámite, se incluyeron varias simplificaciones en el RD244/2019, entre las que se incluyen que las instalaciones de autoconsumo sin vertido de excedentes no necesitan tener los permisos de acceso y conexión a la red. En el caso de la instalación estudiada, se ha decidido realizarla sin vertido de excedentes, por lo que este trámite no sería necesario.

En caso de que, a futuros, la instalación finalmente se acoja a la modalidad de autoconsumo con excedentes, sería necesario presentar una garantía a REE de 40 €/kW, al tratarse de una instalación de más de 100 kW. Una vez depositada la garantía y a la espera de resolución de la solicitud, se pueden dar los siguientes casos:

- Si no se cumplen los hitos establecidos RDI23/2020 para la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica, se perderá el 100% de la garantía.

- En caso de presentar la solicitud del punto de acceso y conexión en un nudo en el que no exista capacidad de acceso, se perderá el 20% de la garantía por inadmisión. Las capacidades disponibles de acceso se pueden consultar en el mapa de capacidades de la distribuidora a cuya red de distribución se quiera conectar la instalación fotovoltaica. En este caso, la distribuidora correspondiente es Iberdrola Distribución.

Este trámite puede llevar un largo periodo de tiempo hasta su resolución, entre los que podemos distinguir diferentes fases:

- Evaluación de la solicitud y remisión de la propuesta previa: Para puntos de conexión de >36 kV un plazo de 40 días desde su admisión.
- Aceptación de la propuesta y emisión de los permisos: En esta fase, se pueden dar varios casos:
 - En el caso de aceptación o discordancia con la propuesta previa, existe un plazo de 30 días desde la recepción de la propuesta.
 - En caso de discordancia, el gestor puede solicitar documentación adicional, que tendrá que ser remitida en un plazo máximo de 10 días desde la notificación del requerimiento.
 - Si se recibe una respuesta a la solicitud de revisión, hay un plazo de 15 días desde la subsanación del requerimiento de información adicional.
 - En el caso de que la propuesta revisada se acepte, existen 30 días desde la recepción de la propuesta.
 - Si se remiten los permisos de acceso y conexión, hay un plazo de 20 días desde la aceptación de la propuesta.

En resumen, el mínimo plazo para obtener los permisos de acceso y conexión de la instalación realizada en este estudio será de 70 días. Ahora bien, como se ha comentado anteriormente, las compañías distribuidoras están incumpliendo los plazos, de forma que la obtención de estos se demora en el tiempo.

6.6. Resumen de procedimientos y plazos orientativos

Se muestra en la Tabla 11 un resumen en meses de los plazos orientativos de la resolución de los trámites comentados anteriormente. En color verde se exponen el tiempo previsto inicialmente y en color naranja las posibles ampliaciones de los plazos.

Tabla 11. Resumen trámites y plazos administrativos.

Administración	Hito /Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Ayuntamiento	Licencia de obras	■	■	■	■						
	Informe CHT	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
	Informe AESA	No requerido									
Comunidad de Madrid	Autorización de impacto ambiental	No requerido									
	Autorización de explotación	■	■	■							
	Autorización previa y de construcción	■	■	■	■	■	■				
Distribuidora	Obtención del CAU	■									
DGIEM	Inscripción en el registro de autoconsumo						■				
REE	Solicitud del punto de acceso y conexión	No requerido									

7. SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO

Para la decisión de la modalidad de autoconsumo a la que se acoge la instalación fotovoltaica, primeramente, se ha consultado la capacidad de acceso del nudo al que se conectaría la instalación fotovoltaica. En caso de haber capacidad de acceso disponible, habría posibilidad de realizar la instalación con vertido, dentro de la cual tenemos dos opciones: (i) autoconsumo acogido a compensación y (ii) autoconsumo no acogido a compensación (venta de excedentes). Para el caso de esta instalación, no sería posible acogerse a la modalidad de compensación de excedentes, ya que la potencia instalada supera los 100 kW (requisito para acogerse a compensación simplificada de excedentes por el RD244/2019), por lo que la única posibilidad sería venta de excedentes.

En este caso, la instalación se conectaría al nudo de conexión de _____ ubicado en el _____. Este nudo pertenece a la distribuidora Iberdrola y su nudo de afección es el de _____.¹⁶ En la Figura 11 se muestra la ubicación de la subestación de conexión respecto a la ubicación del complejo industrial.

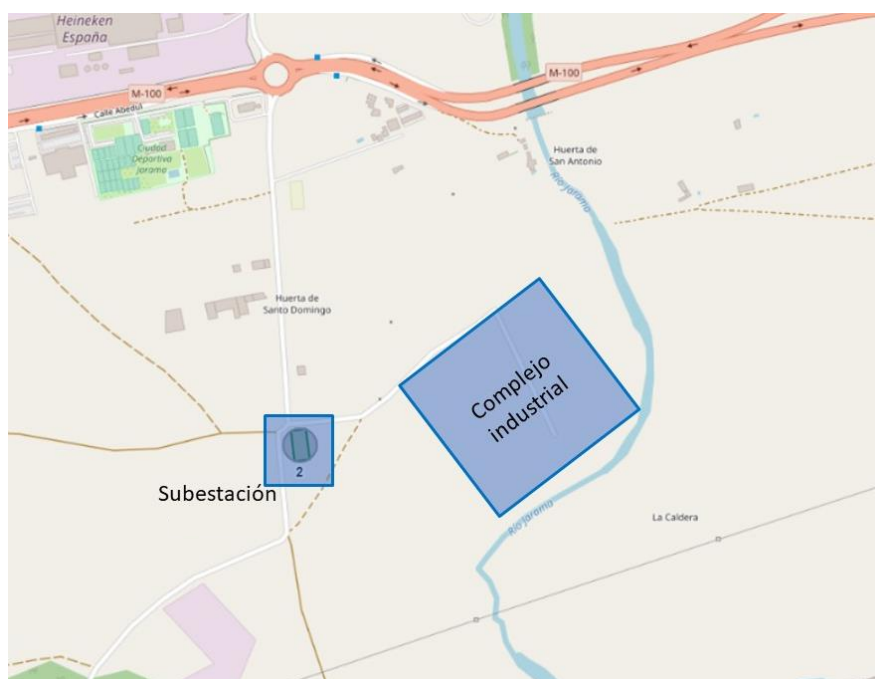


Figura 11. Situación de la subestación respecto al complejo industrial.¹⁶

Según los datos del mapa de capacidad actualizado a 28 de abril de 2023, la capacidad disponible en el nudo de _____ es de 1,17 MW. Atendiendo a este hecho, sería posible el vertido a la red de distribución de los excedentes de la instalación fotovoltaica.

Sin embargo, se ha decidido que la opción más razonable y cómoda para la puesta en marcha de la instalación lo más rápido posible es acogerse a una modalidad de autoconsumo sin excedentes, por las razones que se exponen a continuación:

- Como se ha comentado en el apartado “*Procedimiento de legalización*”, una instalación sin excedentes evita la solicitud del punto de acceso y conexión, que suele ser un trámite muy tedioso. Además, al ser la instalación con potencia mayor de 100 kW, debería de abonarse un aval de 40 €/kWn instalados.

- Realizar una instalación con venta de excedentes supone la contratación de un representante en el mercado eléctrico y la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE).
- Como se verá en el apartado “*Propuestas de ejecución*”, la energía vertida a la red tiene un valor muy reducido en todas las opciones, ya que el consumo del punto de suministro es bastante elevado. Por esto, los ingresos debidos a la venta de excedentes no tendrían rentabilidad contando con el proceso de tramitación necesario para ello.
- La realización de la instalación de autoconsumo en modalidad con excedentes podría suponer unos sobrecostes de conexión, entre los que se incluirían la instalación de un transformador o la construcción de una subestación. Estos costes se estiman alrededor de 200.000 €, lo que reduciría la rentabilidad del proyecto notablemente.
- Este proyecto se trata de la Fase 1 realizada en este complejo industrial, por lo que se realizarán fases posteriores de instalación de más potencia fotovoltaica. La instalación debe de estar acogida a la misma modalidad de autoconsumo, por lo que supondría no poder realizar las siguientes fases debido a falta de capacidad en la red de distribución.

Como último punto, se destaca que la modalidad de autoconsumo puede ser cambiada una vez pasados 4 meses desde la puesta en marcha de la instalación, por lo que se puede tener como opción el autoconsumo con venta de excedentes en un futuro.

8. PROPUESTAS DE EJECUCIÓN

Una vez evaluadas las características de las zonas disponibles para la instalación fotovoltaica y el contexto de la legalización, se procede a presentar diferentes propuestas de ejecución de la instalación, añadiendo generación total, la potencia pico y potencia nominal a instalar junto a un resumen mensual de los flujos energéticos (energía autoconsumida, energía de red, energía a red, ratio de autoconsumo y de autosuficiencia) ventajas y desventajas y tiempo orientativo de tramitación y puesta en marcha en base a la legislación vigente. Los resultados energéticos se han obtenidos mediante una simulación horaria, es decir, cruzando las curvas horarias de generación y consumo y realizando el balance energético. Por último, también se añade un layout preliminar de la instalación.

8.1. Propuesta A

Se muestra en la Tabla 12 el resumen de las características de la instalación por zonas.

Tabla 12. Resumen características de la instalación Propuesta A.

Zonas	1	1.1	1.2	1.3	Total
Nº módulos	707	1.931	211	216	3.065
Potencia pico (kWp)	382	1.043	114	117	1.657
Potencia nominal (kWn)	360	1.000	100	100	1.560
Estructura	Anclada	Anclada	Anclada	Anclada	-
Orientación	SSE	SSE	SSE	SSE	-
Inclinación	20°	20°	20°	20°	-

En esta propuesta se utilizan todas las zonas de suelo disponibles, es decir, las zonas 1 a 1.3 en la Tabla 6. Se respeta una distancia equivalente de 50 metros desde la linde del río, con lo que se consigue aumentar la generación y agrupar todo el campo fotovoltaico, conectando todas estas zonas en el Centro de Transformación (CT) situado en la parte este del complejo industrial. La generación mensual por zonas se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Generación mensual por zonas Propuesta A.⁴

Zona	Generación (kWh)				
	1	1.1	1.2	1.3	Total
Enero	39.663	108.234	11.877	12.101	171.874
Febrero	37.131	101.324	11.118	11.328	160.902
Marzo	50.447	137.661	15.106	15.391	218.605
Abril	57.193	156.070	17.126	17.449	247.838
Mayo	69.846	190.598	20.914	21.309	302.668
Junio	67.516	184.239	20.217	20.598	292.570
Julio	70.618	192.705	21.146	21.545	306.013
Agosto	66.944	182.677	20.045	20.424	290.089
Septiembre	55.963	152.713	16.757	17.073	242.507
Octubre	40.252	109.840	12.053	12.280	174.425
Noviembre	37.122	101.299	11.116	11.325	160.862
Diciembre	33.700	91.962	10.091	10.281	146.034
Total	626.397	1.709.321	187.565	191.104	2.714.388

Con los datos obtenidos en la Tabla 13, se ha calculado que la instalación tendrá 1.638 horas equivalentes de funcionamiento.

Utilizando los equipos comentados, se obtuvieron los flujos de energía mensuales reflejados en la Tabla 14.

Tabla 14. Flujos energéticos Propuesta A.

Mes	Energía autoconsumida (KWh)	Energía adquirida de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh)	Ratio de autoconsumo (%)	Ratio de autosuficiencia (%)
Enero	164.993	536.148	6.881	96%	24%
Febrero	152.362	467.155	8.540	95%	25%
Marzo	204.049	495.640	14.556	93%	29%
Abril	216.675	419.174	31.163	87%	34%
Mayo	286.649	455.670	16.019	95%	39%
Junio	287.189	508.169	5.380	98%	36%
Julio	305.901	650.071	113	100%	32%
Agosto	277.464	499.956	12.626	96%	36%
Septiembre	235.719	523.750	6.788	97%	31%
Octubre	171.766	563.406	2.659	98%	23%
Noviembre	156.997	504.594	3.865	98%	24%
Diciembre	141.150	503.253	4.884	97%	22%
Total	2.600.914	6.126.986	113.474	96%	30%

Ventajas:

- Elevada radiación incidente: Al ser una instalación sobre suelo, los módulos pueden orientarse e inclinarse de manera óptima. La orientación prácticamente sur y la inclinación a la que se instalan (Tabla 12) hace que la generación sea bastante alta.
- Ratios energéticas:
 - Ratio de autoconsumo superior al 95%: Valor bastante elevado, lo que indica que el punto de suministro aprovecha prácticamente toda la energía producida.
 - Ratio de autosuficiencia cercano a 30%.
- Elevadas horas equivalentes de funcionamiento.
- Costes marginales de ejecución relativamente bajos.
- Instalación únicamente sobre un tipo de emplazamiento: Este hecho hace que la mano de obra sea más sencilla y el mantenimiento de los equipos sea más sencillo.
- Se evita el uso de grúas para la instalación de los equipos, que normalmente elevan de manera significativa el coste de la instalación.
- Se puede realizar la instalación por fases, lo que aumenta la rentabilidad económica del proyecto y facilita la parte de ejecución de la obra.

Inconvenientes

- Al estar la instalación a una distancia de 50 m de la linde del río, puede ser necesario más trámites administrativos con la CHT, lo que puede redundar en mayores tiempos de ejecución.
- Necesidad de la construcción de una caseta para la implantación de los inversores con el objetivo de alargar su vida útil, lo que causa un sobrecoste de la instalación.

- Es necesario una obra civil para soterrar el cableado y la instalación debe de estar dividida debido a la realización de la nueva carretera.
- Evacuación centralizada de la energía producida en un único punto de la red interior, ya que solo hay un cuadro cercano a la instalación.

Comentado lo anterior, en la Tabla 15 se expone el plazo orientativo de ejecución en meses. Esto aporta una ligera idea de que el tiempo hasta la puesta en marcha de la instalación está alrededor a 1 año.

Tabla 15. Plazo orientativo de ejecución de la instalación Propuesta A.

Hito/Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Obtención del CAU																
Proyecto de ingeniería																
Informe CHT																
Licencia de obras																
Ejecución de la instalación																
Autorización de explotación																
Inscripción en el registro de autoconsumo																

Por último, se muestra el layout preliminar de la Propuesta A en la Figura 12.



Figura 12. Layout preliminar Propuesta A [elaboración propia].

8.2. Propuesta B

Se muestra en la Tabla 16 las características de la instalación por zonas.

Tabla 16. Resumen características de la instalación Propuesta B.

Zonas	1	1.2	1.3	3	4	Total
Nº módulos	707	211	216	194	152	1.480
Potencia pico (kWp)	382	114	117	105	82	800
Potencia nominal (kWn)	360	100	100	100	72	732
Estructura	Anclada	Anclada	Anclada	Lastres	Coplanar	-
Orientación	SSE	SSE	SSE	SSE	SSE	-
Inclinación	20°	20°	20°	18°	10°	-

En esta propuesta se utilizan algunas zonas de suelo (zonas 1, 1.2 y 1.3 en la Tabla 6) que se encuentran a una distancia de 100 m desde la linde del río y las cubiertas en las que se puede instalar mayor potencia (zonas 3 y 4 en la Tabla 6). Las zonas de suelo se conectarán al CT ubicado en la zona este del complejo, mientras que las zonas de cubiertas se conectarán a la red interior de los propios edificios. La generación mensual se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Generación mensual por zonas Propuesta B.⁴

Zona	Generación (kWh)					
	1	1.2	1.3	3	4	Total
Enero	39.663	11.877	12.101	10.868	7.236	81.745
Febrero	37.131	11.118	11.328	10.174	7.226	76.978
Marzo	50.447	15.106	15.391	13.823	10.203	104.970
Abril	57.193	17.126	17.449	15.672	11.987	119.427
Mayo	69.846	20.914	21.309	19.139	15.022	146.231
Junio	67.516	20.217	20.598	18.500	14.742	141.573
Julio	70.618	21.146	21.545	19.350	15.338	147.997
Agosto	66.944	20.045	20.424	18.343	14.146	139.902
Septiembre	55.963	16.757	17.073	15.335	11.479	116.607
Octubre	40.252	12.053	12.280	11.029	8.023	83.637
Noviembre	37.122	11.116	11.325	10.172	6.924	76.659
Diciembre	33.700	10.091	10.281	9.234	6.141	69.448
Total	626.397	187.565	191.104	171.640	128.468	1.305.175

Con los datos de la Tabla 17, se ha calculado que la instalación tendrá unas 1.630 horas equivalentes de funcionamiento.

Utilizando los equipos comentados, se obtuvieron los flujos de energía mensuales reflejados en la Tabla 18.

Tabla 18. Flujos energéticos Propuesta B.

Mes	Energía autoconsumida (KWh)	Energía adquirida de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh)	Ratio de autoconsumo (%)	Ratio de autosuficiencia (%)
Enero	81.745	619.396	-	100%	12%
Febrero	76.978	542.539	-	100%	12%
Marzo	104.970	594.719	-	100%	15%
Abril	119.427	516.422	-	100%	19%
Mayo	146.231	596.088	-	100%	20%
Junio	141.573	653.785	-	100%	18%
Julio	147.997	807.975	-	100%	15%
Agosto	139.902	637.518	-	100%	18%
Septiembre	116.607	642.862	-	100%	15%
Octubre	83.637	651.535	-	100%	11%
Noviembre	76.659	584.932	-	100%	12%
Diciembre	69.448	574.955	-	100%	11%
Total	1.305.175	7.422.725	-	100%	15%

Ventajas:

- Adecuada radiación incidente, que hace que la generación obtenida con esta opción sea muy elevada.
- El proceso de tramitación no depende de la CHT, lo que disminuirá el tiempo de ejecución de la instalación.
- Ratios energéticas:
 - Autoconsumo elevado cercano al 100%, por lo que se aprovecha toda la energía generada.
- Diferentes vías de evacuación de la energía que facilitan su integración en la red interior del punto de suministro.
- Se puede realizar la instalación por fases, lo que aumenta la rentabilidad económica del proyecto y facilita la parte de ejecución de la obra.
- Elevadas horas de funcionamiento de la instalación respecto a otras opciones.
- Ligera disminución del coste de ejecución de la instalación al instalar módulos con estructura coplanar, más económica que la estructura anclada a suelo.

Inconvenientes:

- Ratios energéticas:
 - Autosuficiencia moderada del 15%.
- Necesidad de la construcción de una caseta para la implantación de los inversores con el objetivo de alargar su vida útil, lo que causa un sobre coste de la instalación.
- Es necesario una obra civil para soterrar el cableado y la instalación debe de estar dividida debido a la realización de la nueva carretera.

- La instalación de dos tipos de estructuras supone un aumento en el coste de mantenimiento de la instalación.

En la Tabla 19 se expone el tiempo orientativo de ejecución en meses. En este caso, el plazo total de ejecución de la instalación se encuentra alrededor de 8 meses, un plazo bastante corto respecto a otras propuestas, que se ve disminuido principalmente por el hecho de no tener que tramitar el informe favorable con la CHT.

Tabla 19. Plazo orientativo de ejecución de la instalación Propuesta B.

Hito/Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Obtención del CAU																
Proyecto de ingeniería																
Informe CHT	No requerido															
Licencia de obras																
Ejecución de la instalación																
Autorización de explotación																
Inscripción en el registro de autoconsumo																

Por último, se muestra el layout preliminar de la Propuesta B en la Figura 13.



Figura 13. Layout preliminar Propuesta B [elaboración propia].

8.3. Propuesta C

Se muestra en la Tabla 20 las características de la instalación por zonas.

Tabla 20. Resumen características de la instalación Propuesta C.

Zonas	1	1.2	1.3	2	2.1	Total
Nº módulos	707	211	216	1.080	570	2.784
Potencia pico (kWp)	382	114	117	583	308	1.504
Potencia nominal (kWn)	360	100	100	500	260	1.320
Estructura	Anclada	Anclada	Anclada	Marquesina	Marquesina	-
Orientación	SSE	SSE	SSE	NEE-SOO	NEE-SOO	-
Inclinación	20º	20º	20º	+5º/-5º	+5º/-5º	-

En esta propuesta se utilizan algunas zonas de suelo (zonas 1, 1.2 y 1.3 en la Tabla 6) y las marquesinas del aparcamiento (zonas 2 y 2.1 en la Tabla 6). En este caso, la instalación está a más de 100 m de distancia de la linde del río, por lo que se evitarán trámites con la CHT y también se evitan las zonas con cubiertas ya que tienen altas pérdidas por sombras provocadas por aparatos de refrigeración. Todas las zonas irán conectadas al CT ubicado en la zona este del complejo. La generación mensual se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Generación mensual Propuesta C.

Zona	Generación (kWh)					
	1	1.2	1.3	2	2.1	Total
Enero	39.663	11.877	12.101	40.728	21.496	125.864
Febrero	37.131	11.118	11.328	44.709	23.598	127.885
Marzo	50.447	15.106	15.391	66.294	34.991	182.228
Abril	57.193	17.126	17.449	81.384	42.956	216.108
Mayo	69.846	20.914	21.309	104.770	55.300	272.141
Junio	67.516	20.217	20.598	104.208	55.004	267.543
Julio	70.618	21.146	21.545	107.736	56.866	277.911
Agosto	66.944	20.045	20.424	96.687	51.034	255.133
Septiembre	55.963	16.757	17.073	75.843	40.031	205.668
Octubre	40.252	12.053	12.280	51.263	27.057	142.906
Noviembre	37.122	11.116	11.325	40.309	21.276	121.148
Diciembre	33.700	10.091	10.281	34.548	18.235	106.856
Total	626.397	187.565	191.104	848.479	447.845	2.301.390

Con los datos de la Tabla 21, se ha calculado que la instalación tendrá unas 1.529 horas equivalentes de funcionamiento.

Utilizando los equipos comentados, se obtuvieron los flujos de energía mensuales reflejados en la Tabla 22.

Tabla 22. Flujos energéticos Propuesta C.

Mes	Energía autoconsumida (KWh)	Energía adquirida de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh)	Ratio de autoconsumo (%)	Ratio de autosuficiencia (%)
Enero	125.505	575.636	359	100%	18%
Febrero	127.598	491.919	286	100%	21%
Marzo	179.282	520.407	2.947	98%	26%
Abril	203.038	432.811	13.070	94%	32%
Mayo	267.660	474.659	4.481	98%	36%
Junio	266.218	529.140	1.325	100%	33%
Julio	277.911	678.061	-	100%	29%
Agosto	249.800	527.620	5.333	98%	32%
Septiembre	204.851	554.618	817	100%	27%
Octubre	142.875	592.297	31	100%	19%
Noviembre	121.114	540.477	34	100%	18%
Diciembre	106.849	537.554	7	100%	17%
Total	2.272.701	6.455.199	28.689	99%	26%

Ventajas:

- El proceso de tramitación no depende de la CHT, lo que disminuirá el tiempo de ejecución de la instalación.
- Ratios energéticas:
 - Autoconsumo elevado del 99%, lo que significa que se autoconsume instantáneamente prácticamente toda la energía generada.
 - Autosuficiencia elevada del 26%.
- Se puede realizar la instalación por fases, lo que aumenta la rentabilidad económica del proyecto y facilita la parte de ejecución de la obra.
- Como línea futura, se podrían implementar puntos de recarga para vehículos eléctricos conectados directamente a la instalación fotovoltaica de las marquesinas.

Inconvenientes:

- Como se ha comentado anteriormente, es necesario cambiar la estructura de las marquesinas para poder instalar los equipos, lo que haría aumentar el coste de ejecución. Este hecho también hace necesario un informe favorable que apruebe que las marquesinas cumplen con la legislación municipal y con el CTE.
- Ratios energéticas peores que las anteriores propuestas, debido en gran parte a la orientación e inclinación de las marquesinas, que hace que la instalación genere menos energía.
- Necesidad de la construcción de una caseta para la implantación de los inversores con el objetivo de alargar su vida útil, lo que causa un sobrecoste de la instalación.
- Es necesario una obra civil para soterrar el cableado y la instalación debe de estar dividida debido a la realización de la nueva carretera.

- Evacuación centralizada de la energía producida en un único punto de la red interior, ya que solo hay un cuadro cercano a la instalación.

En la Tabla 23 se expone el tiempo orientativo de ejecución en meses. Al igual que en la Propuesta B el proceso de tramitación sería de alrededor de 15 meses de duración.

Tabla 23. Plazo orientativo de ejecución de la instalación Propuesta C.

Hito /Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Obtención del CAU																
Proyecto de ingeniería																
Informe CHT	No requerido															
Licencia de obras																
Ejecución de la instalación																
Autorización de explotación																
Inscripción en el registro de autoconsumo																

Por último, se muestra el layout preliminar de la instalación en la Figura 14.



Figura 14. Layout preliminar Propuesta C [elaboración propia].

8.4. Resumen de las propuestas

A continuación, se presenta un resumen con los datos más relevantes de cada una de las propuestas presentadas anteriormente en la Tabla 24 mostrando con un código de colores la valoración de cada una de ellas. La leyenda de la Tabla 24 es color verde para viabilidad alta de la propuesta, amarillo para viabilidad media y rojo para viabilidad baja de la propuesta.

Tabla 24. Resumen de las características de las propuestas.

Propuesta	Generación (kWh)	Potencia (kWp)	Plazo ejecución (meses)	Ratios (%)		Heq	Evacuación energía	Recarga vehículo eléctrico
				Autocons.	Autosuficien.			
A	2.714.388	1.657	16	Óptimo	Medio alto	1.638	Centralizada	Media
B	1.305.175	800	8	Óptimo	Medio bajo	1.630	Diversificada	Media
C	2.301.390	1.504	15	Óptimo	Medio alto	1.529	Centralizada	Óptima

Además, se muestra también en la Tabla 25 un resumen de los flujos energéticos anuales de cada propuesta.

Tabla 25. Resumen de flujos energéticos anuales de las propuestas.

Propuesta	Energía autoconsumida (kWh)	Energía adquirida de red (kWh)	Energía a red (kWh)	Autoconsumo (%)	Autosuficiencia (%)
A	2.600.914	6.126.986	113.474	96%	30%
B	1.305.175	7.422.725	-	100%	15%
C	2.272.701	6.455.199	28.689	99%	26%

Como elemento adicional, inicialmente se planteó la hibridación de la instalación fotovoltaica con baterías, con el objetivo de cubrir los periodos con menos generación. Observando los resultados de las simulaciones expuestos en la Tabla 25, se descartó la idea al ser la energía excedentaria de la instalación (energía a red) demasiado baja, incluso, en la Propuesta B es nula, por lo que el coste de instalación de baterías no rentabilizaba económicamente su uso.

Observando los resultados de la Tabla 24 y Tabla 25 se puede deducir que la Propuesta A es la más adecuada, debido a sus altas horas equivalentes y a la ratio de autosuficiencia conseguido, a pesar de que tiene un plazo de ejecución largo. Seguidamente, iría la Propuesta C, ya que su autosuficiencia es alta, pero esta opción disminuye su viabilidad debido a la construcción de marquesinas y el largo proceso de tramitación que esto supone.

9. EVALUACIÓN ECONÓMICA

9.1. Hipótesis de partida

9.1.1. Costes de ejecución

Para las propuestas presentadas anteriormente, se han obtenido unos costes de ejecución aproximados. Para ello, se han realizado los siguientes procedimientos:

- El coste de los equipos principales (inversores y módulos) se han tomado de 3 de los mayores distribuidores nacionales. Se ha considerado más oportuno que la gestión de la instalación se realizara por parte de una empresa distribuidora en vez de por parte de un fabricante de equipos, ya que estas suelen tener más stock de productos y un mejor servicio postventa.
- El coste de las estructuras se ha tomado del fabricante nacional Praxiaenergy.
- Se incluye coste de ingeniería, tramitación y legalización de la instalación.
- Se estiman otros costes como maquinaria de elevación, cableado, protecciones y margen industrial para la empresa adjudicataria.
- No se incluye el coste de la obra civil necesaria (casetas), tasas ni impuestos a pagar.

En la Tabla 26, se muestran los costes de ejecución estimados para cada propuesta.

Tabla 26. Costes de ejecución estimados.

Propuesta	Potencia (kW)	Precio total (€)	Precio unitario (€/Wp)
A	1.657	1.035.426	0,62
B	800	536.385	0,67
C	1.504	1.148.265	0,76

Cabe destacar que los precios son orientativos, que pueden presentar variabilidades dependiendo del distribuidor y de los costes de logística. Sin embargo, se considera que cualquier cambio en los precios de alguna de las partidas no sería significativo.

9.1.2. Ahorros energéticos

Como parámetro inicial, se ha tomado el precio de la energía por periodos. En este caso, se ha tomado un valor medio de 74 €/MWh de precio de la energía para todos los periodos, que es el precio medio del mes de abril de 2023, al que se le han añadido los peajes y cargos. En la Tabla 27 se muestra un resumen de la tarifa eléctrica actual del punto de suministro por periodos tarifarios.

Tabla 27. Resumen tarifa eléctrica.

Concepto	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Término de energía (€/kWh)	0,0920	0,0884	0,0800	0,0784	0,0744	0,0744
Término de potencia (€/kW)	0,052352	0,049072	0,024453	0,019612	0,001387	0,001387
Potencia contratada (kW)	1.203	1.203	1.203	1.203	1.203	1.850

Por otro lado, se deben tener en cuenta una serie de costes asociados al parámetro activo:

- Costes de mantenimiento: Este coste incluye el mantenimiento anual de la instalación, el coste anual del IBI del inmueble donde se va a realizar la instalación de autoconsumo y el seguro anual. En este estudio económico, no se incluyen estos costes, ya que estos son muy variables entre empresas de mantenimiento, el seguro ya contratado del mismo complejo puede cubrir todo tipo de instalaciones eléctricas, por lo que no sería necesario su ampliación y el coste del IBI depende del municipio en el que se encuentra y su interpretación.
- Costes de reposición: A lo largo de la vida útil de la instalación, es necesario la sustitución de ciertos equipos debido a fallos eléctrico o desgaste. Para esta evaluación, se ha supuesto que los equipos se repondrán en el año 15 y que supondrán un coste del 70% del coste actual de compra de los equipos. Esta hipótesis se realiza debido a que el precio de material tenderá a disminuir en los años siguientes debido al desarrollo más avanzado de la tecnología. Los equipos que más se suelen reemplazar durante la vida útil son los inversores.

Además, respecto al funcionamiento de los módulos a lo largo de la vida de la instalación, se han tenido en cuenta los siguientes parámetros:

- Degradación inicial: Se aplica en el año 0 con un valor de 0,8%.
- Degradación anual: Se aplica a partir del año 1 con un valor de 0,4%.

A continuación, se van a exponer los ahorros debidos a la energía autoconsumida de la instalación fotovoltaica en un año, ya que esa cantidad de energía va a dejar de adquirirse de la red una vez puesta en marcha. Esta parte supone un gran porcentaje de los ahorros y se puede calcular tomando el consumo anual del cliente, los precios de la energía y la producción fotovoltaica. Se exponen estos ahorros en la Tabla 28, que incluye el impuesto de la electricidad (5,11%). Sin embargo, durante el año 2023 se extendió de forma puntual la medida de la exención de este impuesto decretada por el RDI 20/2022.

Tabla 28. Ahorros energéticos sin autoconsumo (€).

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Ene	12.177	19.672	-	-	-	25.743	60.536
Feb	10.270	16.984	-	-	-	23.476	53.324
Mar	-	-	9.900	17.158	961	26.548	56.347
Abr	-	-	-	-	-	24.366	49.700
May	-	-	-	-	-	26.181	58.023
Jun	10.556	8.671	5.985	9.467	531	28.772	66.695
Jul	24.946	20.070	-	-	-	34.041	83.099
Ago	-	-	-	-	-	57.811	60.766
Sep	-	-	11.157	17.916	1.004	29.105	61.153
Oct	-	-	-	-	-	25.882	57.464
Nov	-	-	9.785	16.808	942	24.155	53.342
Dic	10.423	16.542	-	-	-	25.575	55.227
Total	68.372	81.939	36.827	61.349	3.438	351.654	715.676

9.1.3. Incentivos fiscales

Para la realización de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico puede haber dos tipos de incentivos fiscales, aprobados con la intención de incentivar a la sociedad a la inversión en tecnologías renovables.

Por un lado, podemos encontrar subvenciones fiscales nacionales, que se rigen por el Real Decreto 477/2021, aprobado en el BOE nº 155 del 30/06/2021, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Teniendo en cuenta las bases de esta convocatoria, se calculará la cantidad subvencionable a la que aplica este proyecto una vez calculado el presupuesto total del proyecto.

El RD 477/2021 es modificado por el RD377/2022, ampliando la tipología de beneficiarios de la inicial y por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento.

Para las distintas opciones propuestas de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, se ha calculado la cantidad subvencionable respecto al coste total.

Para estas ayudas, se han tomado las bases publicadas en el RD477/2021. Este complejo industrial se acogería a las ayudas del programa de incentivos 1: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector servicios, con o sin almacenamiento. Se muestra un resumen de los datos de la subvención a la que opta cada propuesta de ejecución en la Tabla 29.

Tabla 29. Resumen cantidad subvencionable para cada propuesta.

Propuesta	Coste total subvencionado (€)	Coste unitario subvencionado (€/Wp)	Porcentaje de subvención respecto al coste total (%)
A	114.202	0,07	11
B	80.458	0,10	15
C	145.179	0,10	11

Estos valores no se tendrán en cuenta para los flujos de caja inicialmente, ya que su aprobación depende de la Administración y de los fondos disponibles en el momento de la presentación de la solicitud. Para más detalle del cálculo de la cantidad subvencionable, se adjuntan los cálculos en el "Anexo I: Cálculo de subvención".

Por otro lado, se puede optar a bonificaciones fiscales a nivel municipal, con descuentos otorgadas por los ayuntamientos sobre distintos impuestos municipales. Estas bonificaciones vienen reflejadas en las ordenanzas fiscales. En concreto, en el municipio en el que se realiza este proyecto, las bonificaciones son las siguientes:

- Impuesto en Bienes Inmuebles (IBI):

“Tendrán derecho a una bonificación del 25 % de la cuota íntegra del impuesto los Bienes Inmuebles en los que se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol. En todo caso la bonificación no podrá exceder de 200 €. La aplicación de esta bonificación estará condicionada a que las instalaciones para producción de calor incluyan colectores que dispongan de la correspondiente homologación por la Administración competente. No procederá esta bonificación cuando la instalación de dichos sistemas sea obligatoria por prescripción legal.”

- Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO):

“Un 95 % sobre la base del importe constituido por la construcción instalación u obra que requieran los sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar.”

En la cuantificación de los ahorros se ha considerado también estas bonificaciones fiscales que el ayuntamiento aporta en algunos de los impuestos, en concreto, el IBI. Esta bonificación tiene aplicación durante los 5 primeros periodos impositivos desde la puesta en marcha de la instalación de autoconsumo y su valor máximo es de 200 € anuales. Para el cálculo de los ahorros, se va a tener en cuenta una partida para este beneficio fiscal.

Por otro lado, el ayuntamiento también concede una bonificación en el ICIO del 95% sobre la base imponible. Este incentivo se tendrá en cuenta a futuros, ya que en la evaluación económica no se cuenta con las tasas e impuestos.

9.1.4. Escenarios considerados para la evolución del mercado eléctrico

Se ha realizado la cuantificación de los ahorros durante toda la vida útil de la instalación fotovoltaica (25 años) teniendo en cuenta 3 escenarios de futuro distintos:

- Escenario decreciente: El precio del mercado eléctrico se ajusta a las estimaciones de futuro realizadas por el OMIP⁵. Las variaciones respecto al año base (2022), en el que el precio medio del mercado diario de energía fue de 167,3 €/MWh² se muestra en la Tabla 30. Para el precio del año 2023 se ha tomado el precio medio de los primeros 4 meses del año.

Tabla 30. Evolución precio del mercado diario de la energía.⁵

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 y sig.
€/MWh	167,3	91,6	103,5	91,0	65,0	59,6	53,1	47,4	45,9	44,7	43,5	43,5
% respecto a año base	-	-38	-46	-61	-64	-68	-72	-73	-73	-74	-74	-74

- Escenario base: El precio de la energía no varía durante la vida útil de la instalación fotovoltaica. Este precio se fija en un valor de 91,59 €/MWh.
- Escenario incremental: El precio del mercado eléctrico se aumenta un 0,8% anual, un valor conservador.

9.2. Evaluación económica Propuesta A

En primer lugar, se expone en la Tabla 31 los costes del autoconsumo y los ahorros energéticos generados por la instalación de autoconsumo fotovoltaico generado el primer año respecto a la tarifa actual.

Tabla 31. Costes del término de energía con autoconsumo Propuesta A.

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total (€)	Ahorro (€)
Enero	7.838	13.849	-	-	-	23.919	45.606	14.931
Febrero	6.399	11.479	-	-	-	21.683	39.562	13.763
Marzo	-	-	8.339	8.094	-	23.309	39.742	16.605
Abril	-	-	-	-	12.514	20.250	32.764	16.936
Mayo	-	-	-	-	14.373	21.244	35.617	22.406
Junio	3.783	6.721	1.212	7.045	-	23.197	41.959	24.736
Julio	11.019	16.166	-	-	-	28.303	55.488	27.610
Agosto	-	-	-	-	-	39.079	39.079	21.688
Septiembre	-	-	2.007	14.792	-	25.041	41.840	19.314
Octubre	-	-	-	-	20.320	23.718	44.038	13.426
Noviembre	-	-	9.329	8.547	-	22.658	40.534	12.807
Diciembre	6.962	12.301	-	-	-	23.358	42.621	12.605
Total	36.002	60.516	20.887	38.478	47.207	295.758	498.848	216.827

En resumen, la instalación de la propuesta A supondría un ahorro anual de 216.827 €, lo que representa un ahorro de un 30,3% del coste total actual del término de energía.

A continuación, se exponen los resultados económicos obtenidos para cada escenario propuesto. Los flujos de caja detallados se aportan en el “Anexo II: Flujos de caja”.

Escenario decreciente

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 1.398.314 €, TIR de 13,36% y la inversión se recuperaría en 6 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para el cálculo de los flujos de caja, los parámetros serían ahorros a 25 años de 1.512.516 €, TIR de 16,77% y la inversión se recuperaría en 4,8 años.

Escenario base

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 5.522.848 €, TIR de 33,76% y la inversión se recuperaría en 2,9 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para el cálculo de los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 5.637.050 €, TIR de 39,71% y la inversión se recuperaría en 2,5 años.

Escenario incremental

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 6.179.449 €, TIR de 34,77% y la inversión se recuperaría en 2,9 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para el cálculo de los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 6.293.651 €, TIR de 40,77% y la inversión se recuperaría en 2,5 años.

Por último, se expone en la Tabla 32 un resumen agregado de los escenarios presentados para la Propuesta A.

Tabla 32. Resumen agregado de los escenarios presentados Propuesta A.

Escenario	Subvención	Ahorros (€)	TIR (%)	Payback (años)
Decreciente	Sin	1.398.314	13,36	6,0
	Con	1.512.516	16,77	4,8
Base	Sin	5.522.848	33,76	2,9
	Con	5.637.050	39,71	2,5
Incremental	Sin	6.179.449	34,77	2,9
	Con	6.293.651	40,77	2,5

9.3. Evaluación económica Propuesta B

Se expone en la Tabla 33 los costes del autoconsumo y los ahorros energéticos generados por la instalación de autoconsumo fotovoltaico generado el primer año respecto a la tarifa actual.

Tabla 33. Costes del término de energía con autoconsumo Propuesta B.

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total (€)	Ahorro (€)
Enero	10.390	17.311	-	-	-	25.451	53.151	7.385
Febrero	8.587	14.652	-	-	-	23.137	46.376	6.948
Marzo	-	-	9.404	12.931	0	25.474	47.809	8.538
Abril	-	-	-	-	17.761	22.604	40.366	9.335
Mayo	-	-	-	-	22.398	24.195	46.593	11.430
Junio	7.545	7.958	3.769	8.536	-	26.706	54.515	12.180
Julio	18.862	18.717	-	-	-	32.161	69.741	13.358
Agosto	-	-	-	-	-	49.831	49.831	10.935
Septiembre	-	-	6.923	16.879	-	27.800	51.602	9.552
Octubre	-	-	-	-	25.425	25.501	50.926	6.537
Noviembre	-	-	9.826	13.253	-	24.012	47.091	6.251
Diciembre	9.008	14.913	-	-	-	25.111	49.032	6.194
Total	54.391	73.552	29.921	51.599	65.584	331.985	607.032	108.644

En este caso, el ahorro total de la instalación de la propuesta B es de 108.644 €, lo que representa un ahorro total del 15,20% del coste total actual del término de energía.

A continuación, se exponen los resultados económicos obtenidos para cada escenario propuesto. Los flujos de caja detallados se aportan en el “Anexo II: Flujos de caja”.

Escenario decreciente

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 801.804 €, TIR de 20,51% y la inversión se recuperaría en 3,9 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 882.262 €, TIR de 31,5% y la inversión se recuperaría en 2,6 años.

Escenario base

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 2.871.552 €, TIR de 46,24% y la inversión se recuperaría en 2,2 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 2.952.010 €, TIR de 64,76% y la inversión se recuperaría en 1,5 años.

Escenario incremental

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 3.201.043 €, TIR de 47,35% y la inversión se recuperaría en 2,1 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 3.281.501 €, TIR de 66,00% y la inversión se recuperaría en 1,5 años.

Por último, se expone en la Tabla 34 un resumen agregado de los escenarios presentados para la Propuesta B.

Tabla 34. Resumen agregado escenarios presentados Propuesta B.

Escenario	Subvención	Ahorros (€)	TIR (%)	Payback (años)
Decreciente	Sin	882.262	31,50	2,6
	Con	801.804	20,51	3,9
Base	Sin	2.952.010	64,76	1,5
	Con	2.871.552	46,24	2,2
Incremental	Sin	3.281.501	66,00	1,5
	Con	3.201.043	47,35	2,1

9.4. Evaluación económica Propuesta C

Se expone en la Tabla 35 los costes del autoconsumo y los ahorros energéticos generados por la instalación de autoconsumo fotovoltaico generado el primer año respecto a la tarifa actual.

Tabla 35. Costes del término de energía con autoconsumo Propuesta C.

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total (€)	Ahorro (€)
Enero	11.027	18.417	0	0	0	30.403	59.847	13.653
Febrero	8.655	14.928	0	0	0	27.330	50.912	13.866
Marzo	0	0	10.335	11.599	0	29.445	51.380	17.904
Abril	0	0	0	0	16.395	25.437	41.833	19.624
Mayo	0	0	0	0	19.181	26.697	45.877	25.870
Junio	5.130	8.354	2.089	8.700	0	29.285	53.559	27.842
Julio	14.617	20.068	0	0	0	35.858	70.544	30.230
Agosto	0	0	0	0	0	50.996	50.996	24.144
Septiembre	0	0	4.298	18.572	0	31.762	54.632	20.563
Octubre	0	0	0	0	27.213	30.035	57.247	13.809
Noviembre	0	0	11.577	13.202	0	28.679	53.458	12.116
Diciembre	9.601	16.172	0	0	0	29.868	55.640	11.501
Total	49.029	77.939	28.300	52.073	62.789	375.795	645.926	231.122

En este caso, el ahorro total de la instalación de la propuesta C es de 189.102 €, lo que representa un ahorro total del 26,4% del coste total actual del término de energía.

A continuación, se exponen los resultados económicos obtenidos para cada escenario propuesto. Los flujos de caja detallados se aportan en el “Anexo II: Flujos de caja”.

Escenario decreciente

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 970.240 €, TIR de 8,09% y la inversión se recuperaría en 9,5 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 1.115.419 €, TIR de 10,80% y la inversión se recuperaría en 7,4 años.

Escenario base

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 4.574.293 €, TIR de 24,56% y la inversión se recuperaría en 4,0 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 4.719.472 €, TIR de 29,32% y la inversión se recuperaría en 3,4 años.

Escenario incremental

Se obtienen unos parámetros de rentabilidad a 25 años de ahorros totales 5.148.037 €, TIR de 25,51% y la inversión se recuperaría en 3,9 años.

Teniendo en cuenta el valor de la subvención para los flujos de caja, los parámetros serían ahorros de 5.293.216 €, TIR de 30,31% y la inversión se recuperaría en 3,3 años.

Por último, se expone en la Tabla 36 un resumen agregado de los escenarios presentados para la Propuesta C.

Tabla 36. Resumen agregado escenarios presentados Propuesta C.

Escenario	Subvención	Ahorros (€)	TIR (%)	Payback (años)
Decreciente	Sin	970.240	8,09	9,5
	Con	1.115.419	10,80	7,4
Base	Sin	4.574.293	24,56	4,0
	Con	4.719.472	29,32	3,4
Incremental	Sin	5.148.037	25,51	3,9
	Con	5.293.216	30,31	3,3

9.5. Resumen evaluación económica

Por último, se expone en la Tabla 37 un resumen de los resultados de los escenarios presentados para cada propuesta.

Tabla 37. Resumen agregado de los resultados económicos de las propuestas.

Propuesta	Escenario	Subvención	Ahorros (€)	TIR (%)	Payback (años)
A	Decreciente	Sin	1.398.314	13,36	6,0
		Con	1.512.516	16,77	4,8
	Base	Sin	5.522.848	33,76	2,9
		Con	5.637.050	39,71	2,5
	Incremental	Sin	6.179.449	34,77	2,9
		Con	6.293.651	40,77	2,5
B	Decreciente	Sin	882.262	31,50	3,9
		Con	801.804	20,51	2,6
	Base	Sin	2.952.010	64,76	2,2
		Con	2.871.552	46,24	1,5
	Incremental	Sin	3.281.501	66,00	2,1
		Con	3.201.043	47,35	1,5
C	Decreciente	Sin	970.240	8,09	9,5
		Con	1.115.419	10,80	7,4
	Base	Sin	4.574.293	24,56	4,0
		Con	4.719.472	29,32	3,4
	Incremental	Sin	5.148.037	25,51	3,9
		Con	5.293.216	30,31	3,3

Como conclusión, en términos económicos, la propuesta más adecuada es la Propuesta A, ya que los tiempos de retorno son similares a los de la Propuesta B y menores a los de la Propuesta C, mientras que los ahorros son mayores para la Propuesta A (Tabla 37).

La propuesta C alcanza tiempos de retorno muy altos debido, en gran medida, a que el coste de la instalación de marquesinas encarece mucho la instalación. Respecto a la Propuesta B, aunque los porcentajes de TIR sean mayores que los de las otras dos propuestas (Tabla 37), su coste marginal es muy alto, debido a su menor potencia, lo que hace también que los ahorros obtenidos sean muy bajos.

III. INGENIERÍA BÁSICA Y CONCLUSIONES DEL PROYECTO

1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Una vez analizados las posibles opciones para la realización de una instalación de autoconsumo fotovoltaico en un complejo industrial en el apartado “*Análisis técnico-económico*”, se procede a desarrollar la ingeniería básica de esta instalación.

Finalmente, tras una visita técnica detallada y un análisis más exhaustivo del espacio disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos, la decisión final ha sido la instalación sobre suelo de 3.024 módulos fotovoltaicos de células de silicio monocristalino de potencia unitaria de 530 W, lo que dará una instalación de 1,6 MWp. Esta instalación corresponde en gran medida a la “Propuesta A” desarrollada en apartados anteriores.

La energía generada en corriente continua en los módulos fotovoltaicos se inyectará a la red de baja tensión utilizando 14 inversores de potencia unitaria 100 kW, haciendo una potencia nominal total de 1,4 MWn. Estos inversores se conectarán a un centro de transformación encargado de elevar la tensión desde los 400 V hasta los 20 kV, desde donde se distribuirá la energía por toda la red interna del complejo industrial. Para ello, se incluirán todas las protecciones necesarias para este tipo de instalaciones y las estructuras para soportar los paneles.

Cabe destacar que como la instalación se va a realizar sobre suelo, las estructuras no superarán en ningún caso, los 4 metros de altura, por lo que no sobrepasarán la rasante de los edificios colindantes.

La previsión de energía eléctrica generada por la instalación anualmente es de 2,7 GWh. La información detallada del resultado está en el “*Anexo IV: Informe de generación*”.

Las características principales de la instalación se exponen en la Tabla 38.

Tabla 38. Características principales de la instalación fotovoltaica.

Datos de la instalación	
Tipo de instalación	Planta fotovoltaica de generación de 1,603 MWp
Ubicación	
Superficie del proyecto	1,5ha
Potencia pico	3.024módulos·0,53 kW=1,603 MWp
Potencia nominal	14 inversores·100 kW=1,4 MWn
Clasificación	Instalación de generación eléctrica
Sistema de instalación	Instalación sobre suelo
Equipos principales	
Módulos	
Número	3.024
Fabricante	Jinko Solar
Modelo	JKM530M-7TL4-V
Potencia unitaria	530 Wp
Inversores	
Número	14
Fabricante	Fronius
Modelo	TAURO ECO 100
Potencia unitaria	100 kWn
Estructura soporte	
Tipo	Mesas fijas
Fabricante	Nclave (o similar)
Número de mesas	168
Distancia entre filas	8,5m
Configuración	2Vx9 (18 módulos)
Tipo de poste	Biposte
Inclinación	20°

Para obtener más información sobre los equipos utilizados, las fichas técnicas de los equipos se encuentran en el apartado “Anexo III: Fichas técnicas”.

2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

2.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

Número total de módulos y selección del inversor

Se desea dimensionar una instalación de aproximadamente 1.400 kWn. Por tanto, para obtener la potencia del generador fotovoltaico se multiplica este valor por un factor de 1,15, con el objetivo de aprovechar al máximo el funcionamiento del sistema fotovoltaico. De esta manera, el número total de módulos se calcula en la *Ecuación 2*.

$$N_T = \frac{P_{pico}}{P_{unitaria}} \quad [2]$$

Siendo:

- N_T el número total de módulos.
- P_{pico} la potencia pico del generador fotovoltaico, en este caso 1.600.000 W.
- $P_{unitaria}$ la potencia pico de los módulos seleccionados, en este caso 530 W.

Considerando lo anterior, el número total de módulos es igual a 3.018 módulos, siendo el múltiplo de 18 más próximo 3.024 módulos. Se elige un número múltiplo de 18 porque es el máximo número de módulos que se pueden conectar a 1 MPPT del modelo de inversor seleccionado (calculado en la *Ecuación 1*).

Número de módulos conectados en serie

La limitación de conexión de módulos en serie viene determinada por el requisito de que la máxima tensión del campo fotovoltaico sea inferior a la tensión de entrada máxima admitida por el inversor. Es decir, el número máximo de módulos en serie se calcula en la *Ecuación 3*.

$$N_{serie_m\acute{a}x} \leq \frac{V_{CC_m\acute{a}x}}{V_{mod_OC}} \quad [3]$$

Siendo:

- $N_{serie_m\acute{a}x}$ el número máximo de módulos en serie.
- $V_{CC_m\acute{a}x}$ la tensión máxima de entrada al inversor.
- V_{mod_OC} la tensión máxima que puede darse en el módulo fotovoltaico en circuito abierto en condiciones estándar (Temperatura mínima y radiación 1.000 W/m²).

Este valor se obtiene a partir de la expresión de la *Ecuación 4*.

$$V_{mod_{OC}}(G_{STC}, T_{min}) = V_{mod_{OC,STC}} + \beta_V \cdot (T_{min} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad [4]$$

Siendo:

- $V_{mod_{OC,STC}}$ la tensión de circuito abierto del módulo en condiciones estándar (1.000 W/m² y 25 °C).
- β_V el coeficiente de corrección de la tensión.
- T_{min} la temperatura mínima que alcanza el módulo.

Teniendo en cuenta que $V_{mod_{OC,STC}}=48,8$ V, $\beta_V=-0,26$ %/°C y $T_{min}=-10$ °C, la tensión máxima para el módulo seleccionado será de $V_{mod_{OC,STC}}(G_{STC}, T_{min})=53,2$ V.

Volviendo a la *Ecuación 3* y teniendo en cuenta que $V_{CC_m\acute{a}x}=1.000$ V, $V_{mod_OC}=53,2$ V, el número máximo de módulos en serie a conectar son 18 módulos.

Por otro lado, el número mínimo de módulos conectados en serie debe permitir que la tensión del campo fotovoltaico sea mayor que la mínima tensión de funcionamiento del Punto de Máxima Potencia (PMP). El número mínimo de módulos en serie se calcula como se muestra en la *Ecuación 5*.

$$N_{serie_m\acute{i}n} \geq \frac{V_{CC_m\acute{i}n}}{V_{mod_m\acute{i}n}} \quad [5]$$

Siendo:

- $N_{serie_m\acute{i}n}$ es el número mínimo de módulos en serie.
- $V_{CC_m\acute{i}n}$ es la tensión mínima del PMP del inversor.
- $V_{mod_m\acute{i}n}$ es la mínima tensión que puede darse en el módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia para condiciones de temperatura máxima y radiación 1000 W/m².

Este valor se obtiene a partir de la expresión de la *Ecuación 6*.

$$V_{mod_m\acute{i}n}(G_{STC}, T_{max}) = V_{mod_PMP} + \beta_V \cdot (T_{max} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad [6]$$

Siendo:

- V_{mod_PMP} es la tensión del módulo en el punto de máxima potencia.
- β_V es el coeficiente de corrección de la tensión.
- T_{max} es la temperatura máxima que alcanza el módulo.

Teniendo en cuenta que $V_{mod_PMP}=48,8$ V, $\beta_V=-0,26$ %/ $^\circ\text{C}$ y $T_{max}=55$ $^\circ\text{C}$, la tensión mínima para el módulo fotovoltaico seleccionado será de $V_{mod_m\acute{i}n}=37,7$ V.

Volviendo a la *Ecuación 5* y teniendo en cuenta que $V_{CC_m\acute{i}n}=580$ V, $V_{mod_m\acute{i}n}=37,7$ V, el número mínimo de módulos en serie son 16 módulos.

Número de módulos conectados en paralelo

La limitación de conexión de módulos en paralelo viene determinada por el requisito de que la máxima corriente del campo fotovoltaico sea inferior a la corriente de entrada máxima admitida por el inversor. Es decir, el número de módulos que se pueden conectar en paralelo se calcula con la *Ecuación 7*.

$$N_p \leq \frac{I_{CC_m\acute{a}x}}{I_{mod_SC}} \quad [7]$$

Siendo:

- N_p el número de módulos en paralelo.
- $I_{CC_m\acute{a}x}$ la corriente máxima de entrada al inversor.
- I_{mod_SC} la corriente máxima que puede entregar el módulo en cortocircuito en condiciones de temperatura máxima.

Teniendo en cuenta que $I_{CC_m\acute{a}x}=175$ A, $I_{mod_SC}=14,01$ A, el número de módulos en paralelo es de 12 módulos.

Como resumen, la instalación se compondrá de 3.024 módulos, compuesta por 12 ramas de 18 módulos cada una conectadas a cada uno de los 14 inversores disponibles.

2.2. Dimensionado del cableado

Este tramo de cableado comprende el cableado entre módulos, desde el final de cada string hasta el cuadro de conexiones de continua y hasta el inversor.

Cableado en CC entre módulos e inversor

Primeramente, se debe cumplir el criterio de caída de tensión (CdT), que establece un valor máximo de caída de tensión en el tramo de cableado que se está dimensionada. Una vez fijada la configuración de los módulos, el límite de CdT se relaciona con la sección del cableado, calculada a partir de la *Ecuación 8*.

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\Delta V_{string} \cdot \sigma \cdot V_{string}} \quad [8]$$

Siendo:

- S_{string} la sección del cable a utilizar.
- L_{string} la longitud desde el módulo más alejado de la cadena al cuadro de CC.
- I_{string} la intensidad máxima que lleva cada string. Este valor se toma como la intensidad en el punto de máxima potencia del módulo en condiciones estándar.
- ΔV_{string} la máxima caída de tensión en porcentaje admitida en cada string. Para este cálculo, se tomará un valor de 1,5%.
- σ es la conductividad del material a la temperatura de servicio medida en $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$.
- V_{string} es la tensión del cable. Este valor se calcula como la multiplicación del número de módulos por la tensión en el punto de máxima potencia del módulo.

Teniendo en cuenta que $L_{string}=80$ m, $I_{string}=12,96$ A, $\Delta V_{string}=1,5$ %, $\sigma=44 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ y $V_{string}=736,2$ V, la sección del cable necesaria es $4,27$ mm². Por lo que se tomará una sección de cable comercial de 6 mm².

A continuación, se va a elegir el cable en función del criterio de intensidad máxima, con el criterio de que el cable seleccionado debe ser tal que presente una intensidad máxima admisible un 25% mayor que la máxima intensidad que puede darse en dicho tramo de cableado, según UNE 60364-7-712.

El cable seleccionado deberá soportar una corriente calculada utilizando la *Ecuación 9*.

$$I_0 \geq 1,25 \cdot I_{string_m\acute{a}x} \quad [9]$$

Siendo:

- I_0 la corriente admisible en el string.
- $I_{string_m\acute{a}x}$ la corriente máxima que soporta cada string, que corresponde a la corriente de cortocircuito del módulo.

Teniendo en cuenta $I_{string_m\acute{a}x}=13,8$ A, la corriente admisible en el string es $17,25$ A.

En la Tabla 39 se presenta la tabla extraída parcialmente de la norma UNE-EN 50618:2015 y presenta la intensidad máxima admisible según el método de instalación.

Tabla 39. Intensidad máxima admisible según el método de instalación.

Sección nominal (mm ²)	Un único cable al aire libre (A)	Un único cable sobre una superficie (A)	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79

Según la Tabla 39, se observa que para el caso de sección de 6 mm², el valor de intensidad admisible para conductores sobre superficie es 57 A. Además, se debe tener en cuenta las condiciones de la instalación, que se corrigen a partir de la expresión mostrada en la *Ecuación 10*.

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_{adm} \quad [10]$$

Siendo:

- I_z es la corriente máxima admisible en el conductor en servicio según las condiciones de la instalación del conductor y la composición del conductor.
- I_{adm} es la corriente máxima admisible en el conductor a 60 °C.
- $K1$ es el factor que aplicar por agrupación de cables considerando las condiciones del tramo final, en el que se encuentran los circuitos agrupados. El valor de este factor se obtiene de la Tabla 40 , obtenida de la UNE HD 60364-5-52.

Tabla 40. Elección factor $K1$.

Punto	Disposición (en contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares							Para usarse con corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	...	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en interior de envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	...	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

En este caso, para 2 circuitos agrupados, el valor $K1$ toma un valor de 0,80.

- $K2$ es el factor de reducción por temperatura de operación distinta a 60 °C y se obtiene de la Tabla 41 , extracto de la UNE-EN 50618.

Tabla 41. Elección factor $K2$.

Temperatura ambiente (°C)	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Se ha tomado una temperatura de operación de 90 °C, por lo que el factor tiene un valor de 0,75.

Teniendo esto en cuenta, como $K1=0,8$, $K2=0,75$, $I_o=57$ A, la corriente máxima admisible será 34,2 A, valor mayor a 17,25 A. Por tanto, se utilizarán cables de sección 6 mm² unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado.

Cableado en CA

Este tramo comprende desde la salida del inversor en corriente alterna hasta el cuadro de protección y medida de CA.

Al igual que para el lado de CC, se va a utilizar primero el criterio de máxima CdT para calcular la sección del cable necesario, cuya expresión de cálculo se muestra en la *Ecuación 11*.

$$S_{CA_trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{inv_CA} \cdot \cos(\varphi)}{\Delta V_{CA} \cdot \sigma \cdot V_{línea}} \quad [11]$$

Siendo:

- S_{CA_trif} es la sección del cable en CA.
- L_{CA} es la longitud máxima del tramo de cableado de alterna desde el inversor más lejano al punto de inyección.
- I_{inv_CA} es la corriente nominal del inversor a la salida.
- $\cos(\varphi)$ es un valor que se puede fijar en el inversor y se considerará de valor 1.
- ΔV_{CA} es la CdT máxima en porcentaje para el cableado de alterna.
- σ es la conductividad del material en $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$.
- $V_{línea}$ es la tensión de servicio.

Teniendo en cuenta que $L_{CA}=150$ m, $I_{inv_CA}=152$ A, $\cos(\varphi)=1$, $\Delta V_{CA}=1,5\%$, $\sigma=44 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ y $V_{línea}=400$ V, la sección del cable en la parte de CA es de 149,59 mm². Por tanto, se podría usar un cable de sección comercial de 150 mm² para cada inversor.

Por otro lado, para cumplir el criterio de corriente máxima, el cable seleccionado deberá admitir una corriente calculada a partir de la *Ecuación 12*.

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{inv_CA} \quad [12]$$

Siendo:

- I_o la corriente admisible en el cable de CA.
- I_{inv_CA} la corriente máxima que circulará por el cable.

Teniendo en cuenta que $I_{inv_CA}=152$ A, $I_o \geq 190$ A. Teniendo en cuenta la continuación de la Tabla 5 de la ITC-BT-07 (cables soterrados directamente), un cable de sección 150 mm² presenta una corriente admisible de $I_z=415$ A, valor superior a 190 A.

Sin embargo, debido a que cada terna de cables unipolares correspondiente a cada inversor se canaliza por el interior de un mismo conducto, es necesario aplicar un factor de corrección de 0,8. Asimismo, al ser necesario canalizar estos conductos en agrupaciones de varias capas (hasta 3 capas de 4 conductos colocados horizontalmente), es necesario aplicar un factor de corrección de 0,48. Por tanto, la corriente admisible se reduce a $I_z=415 \times 0,8 \times 0,48 = 159 \text{ A}$.

En consecuencia, es necesario aumentar la sección del conductor hasta los 240 mm^2 de manera que la intensidad admisible una vez aplicados los coeficientes correctores aumentaría hasta los $I_z=540 \times 0,8 \times 0,48 = 207 \text{ A} > 190 \text{ A}$.

2.3. Distribución de los inversores

Partiendo de los cálculos realizados anteriormente, se expone en la Figura 15 la ubicación de los inversores y del centro de transformación respecto a la posición de los módulos en un layout preliminar. Por su parte, el centro de transformación se situará en un sitio accesible para poder repartir toda la energía por el complejo industrial.



Figura 15. Ubicación de los inversores [elaboración propia].

Por otro lado, se presenta en la Figura 16 la distribución de las cadenas de módulos en los inversores, en la que cada color pertenece a un inversor.



Figura 16. Distribución de cadenas de módulos [elaboración propia].

3. MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Presupuesto de ejecución material

En la Tabla 42 se muestra el presupuesto de ejecución material, que incluye los equipos necesarios para la instalación fotovoltaica.

Tabla 42. Presupuesto de ejecución material.

ID	Concepto	Ud.	Importe (€)
Estructura y equipos			
01.01	Ud. Paneles fotovoltaicos Suministro e instalación de paneles fotovoltaicos marca Jinko Solar modelo JKM530-7TL4-V, con una potencia total instalada de 1602,72 kWp	3.024	434.700,00
01.02	Ud. Inversor Suministro e instalación de inversor trifásico marca Fronius modelo TAURO Eco 100-3-P/D	14	124.200,00
01.03	Ud. Estructura para soporte de las placas fotovoltaicas Suministro e instalación de estructura inclinada de aluminio para soporte de los paneles	3.024	113.850,00
01.04	Ud. Equipo de medida Suministro e instalación de modelo DTSU666-H DE Huawei	1	152.145,00
01.05	Ud. Cableado y protecciones Suministro e instalación de las unidades necesarias de cableado y protecciones en CC y CA, incluyendo todo el pequeño material necesario para la instalación: <u>Circuito CC</u> Cable CC 6,0 mm ² : 26.880 m <u>Circuito CA</u> Cable CA 4x(1x240) mm ² : 30 m	1	43.200,00
Mano de obra, instalación y puesta en marcha			
02.01	Montaje de material	1	103.500,00
02.02	Puesta en marcha	1	10.350,00
02.03	Medios de elevación	1	1.035,00
02.04	Gestión de residuos	1	270,00

Se resume el importe de los diferentes capítulos en la Tabla 43.

Tabla 43. Importe por capítulos.

ID	Capítulo	Importe (€)
01	Estructura y equipos	866.295,00
02	Mano de obra, instalación y puesta en marcha	116.955,00
Total (sin IVA)		983.250,00

Importe total de la inversión

Por último, se muestra en la Tabla 44 el presupuesto total de la inversión.

Tabla 44. Importe total de la inversión.

Concepto	Importe (€)
Presupuesto de ejecución material	983.250,00
Tramitación con administración municipal y autonómica	15.525,00
Ingeniería	25.875,00
Trámites con la empresa distribuidora	5.175,00
Tramitación y realización de la PRL	5.175,00
Total (sin IVA)	1.035.000,00
IVA (21%)	217.350,00
Importe total de la inversión (con IVA)	1.252.350,00

4. PLANOS

INDICE DE PLANOS

01.01.00 PLANO DE SITUACIÓN

02.01.00 PLANO DEL EMPLAZAMIENTO

03.01.00 REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE

04 PLANOS DE IMPLANTACIÓN

04.01.00 PLANO DE IMPLANTACIÓN GENERAL

04.01.01 PLANO DE IMPLANTACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

04.02.00 PLANO DE CABLEADO CC

04.02.01 PLANO DE CABLEADO CA

05.01.00 PLANO DE ZONAS DEL DPH

06.01.00 DIAGRAMA UNIFILAR



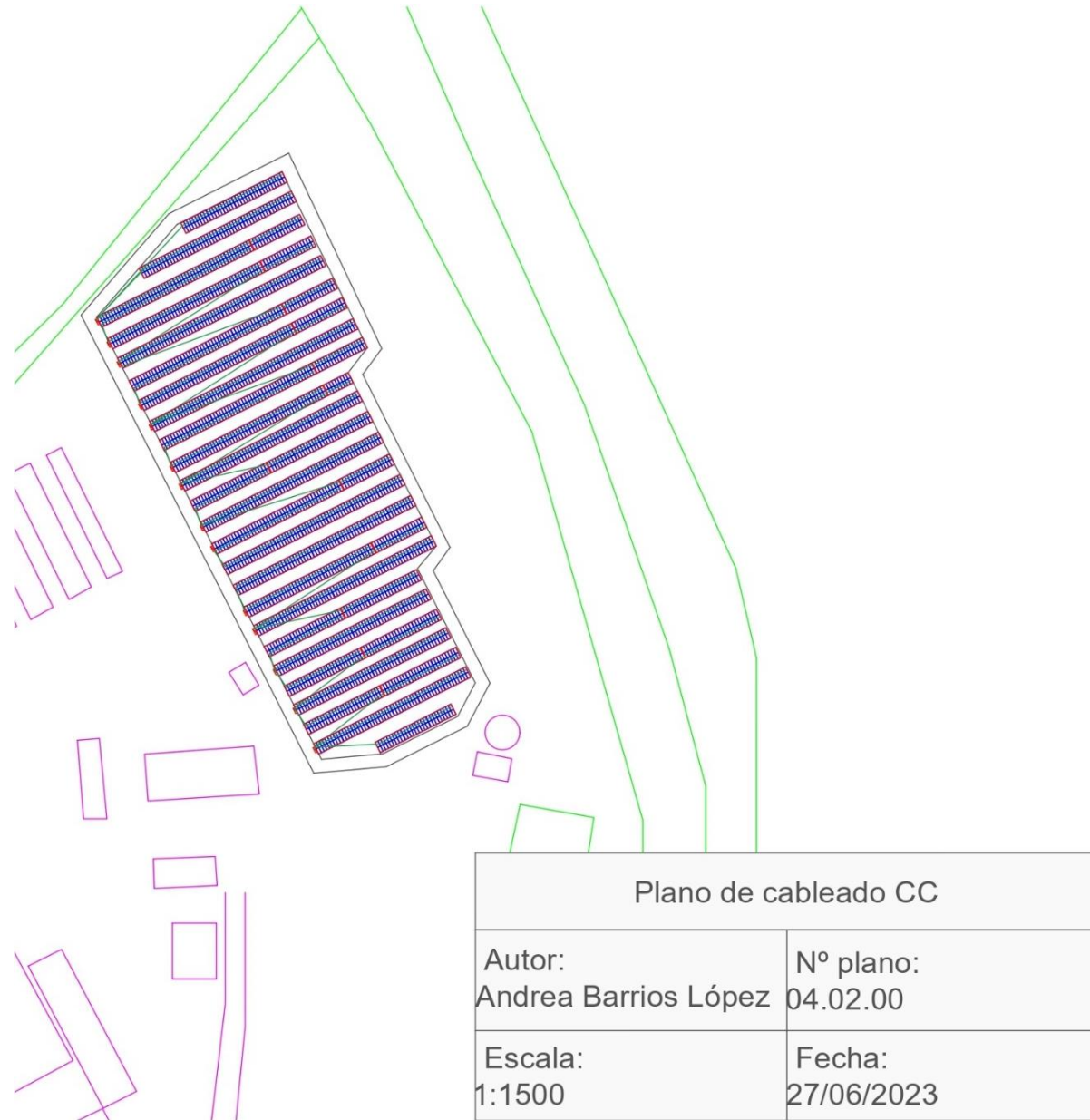
CONFIDENCIAL

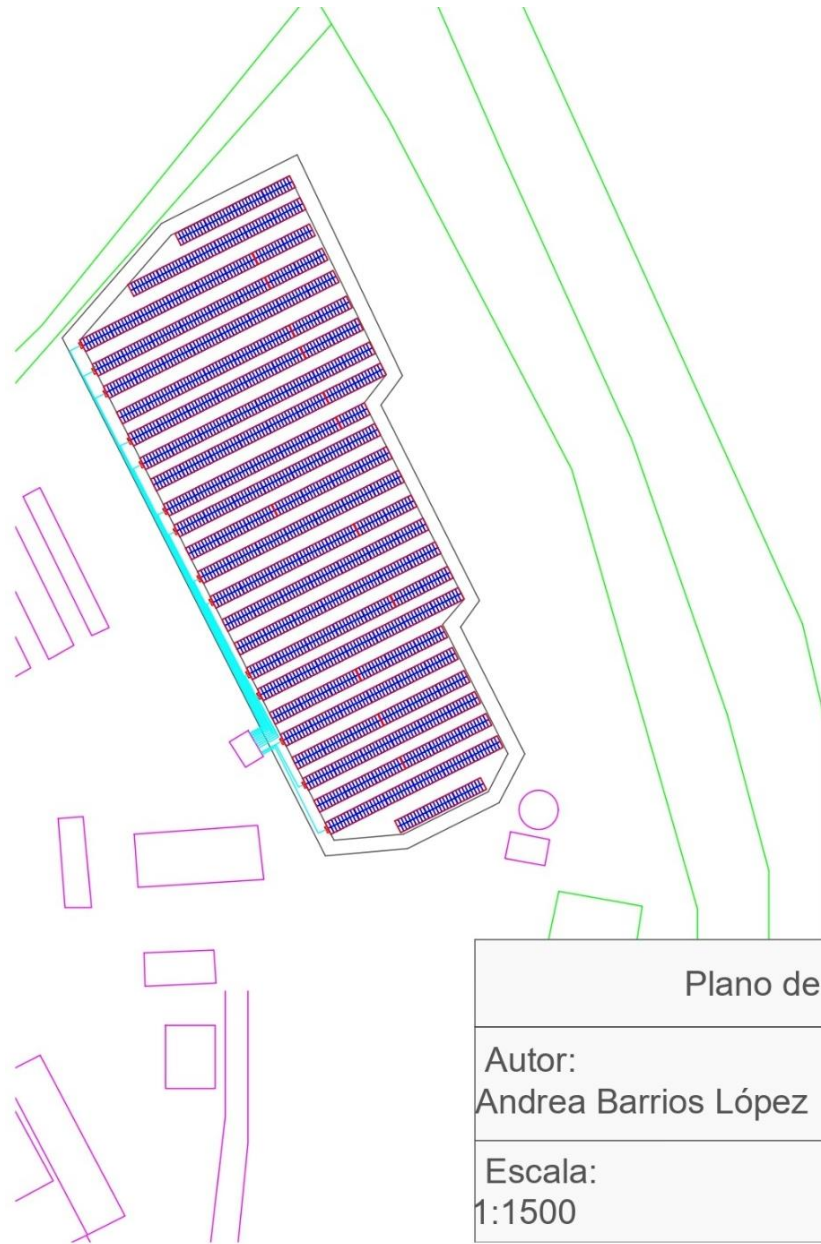
CONFIDENCIAL



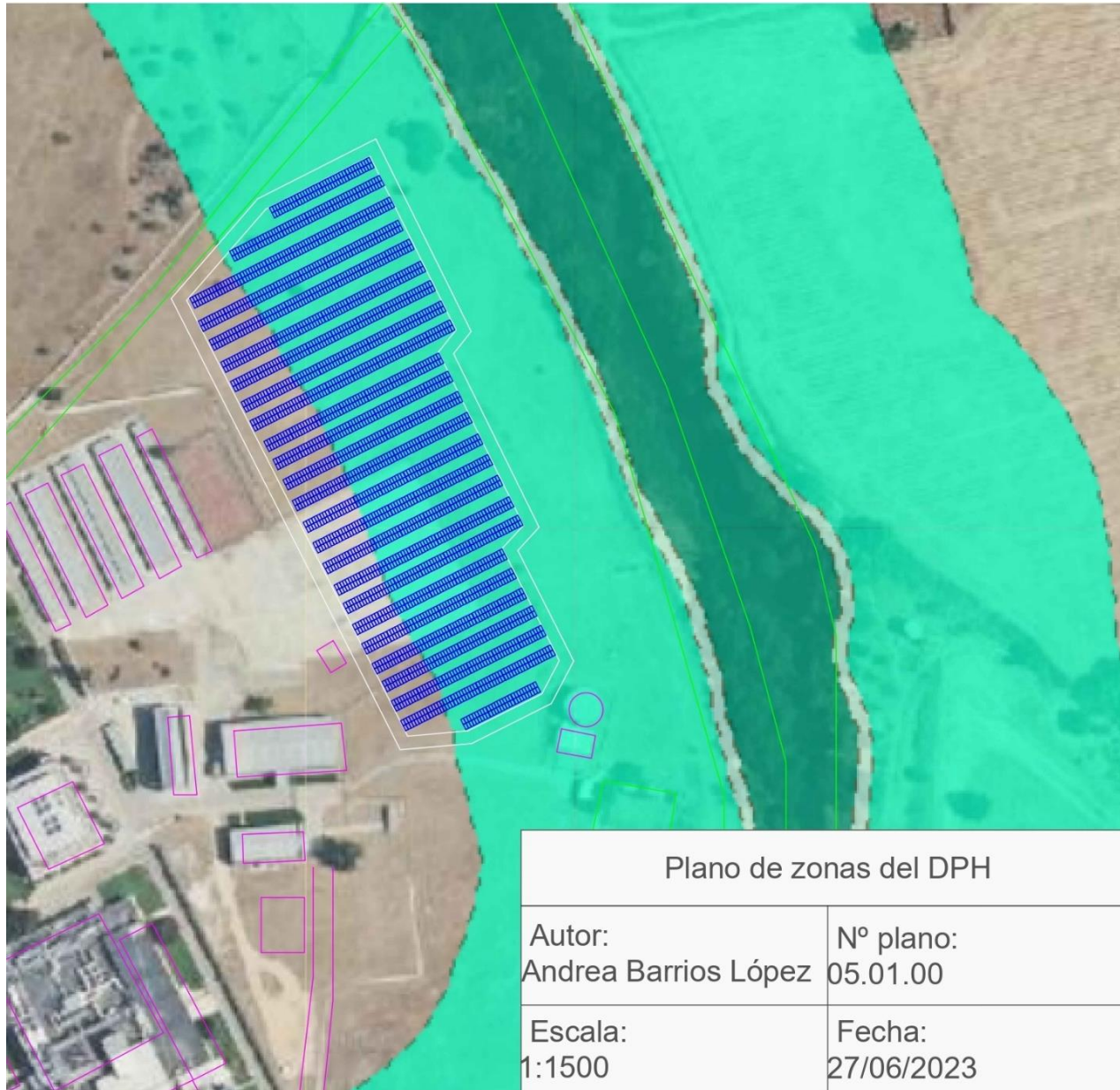


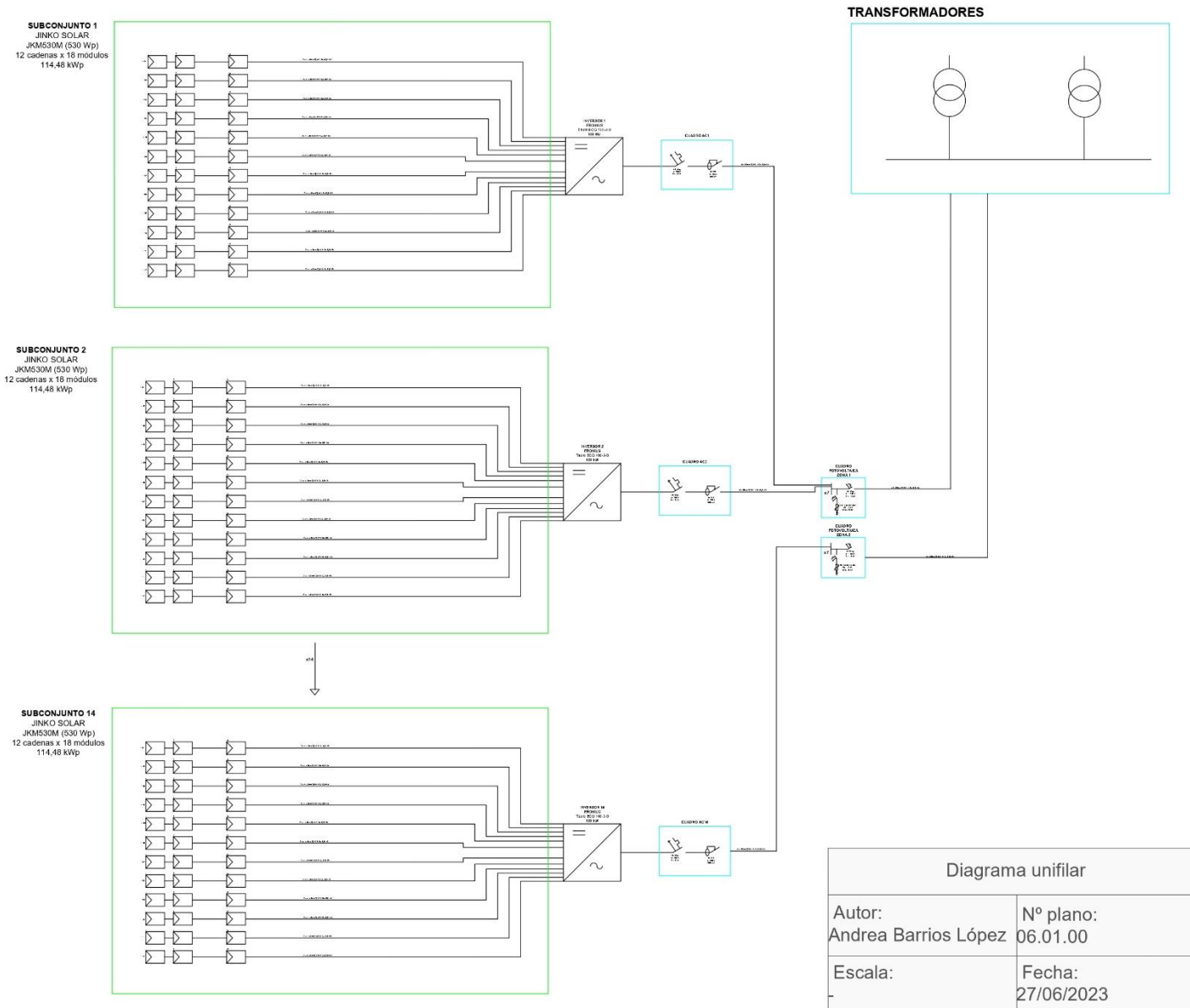
Plano de implantación de paneles fotovoltaicos	
Autor: Andrea Barrios López	Nº plano: 04.01.01
Escala: 1:1500	Fecha: 27/06/2023





Plano de cableado CA	
Autor: Andrea Barrios López	Nº plano: 04.02.01
Escala: 1:1500	Fecha: 27/06/2023





5. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Se han obtenido las siguientes conclusiones del proyecto de autoconsumo fotovoltaico expuesto:

- Los resultados obtenidos en los apartados “*Propuestas de ejecución*” y “*Evaluación económica*”, muestran que la propuesta más adecuada para llevar a cabo es la Propuesta A. Respecto a factores técnicos (ratio de autosuficiencia y horas equivalentes) y factores económicos (altos ahorros y bajos tiempos de retorno). En contraposición, es la propuesta con mayores tiempos de ejecución. Para la realización del proyecto de ingeniería, se tuvo que modificar el modelo de módulo e inversor por problemas de stock. También hubo que eliminar dos zonas de implantación propuestas en la fase preliminar (Zona 1.3 y 1.2 en la Figura 9) debido a la baja potencia a instalar en ellas, ya que no compensaba económicamente las pérdidas por extensión de cable.
- Observando los precios de la energía que se han alcanzado en estos últimos años y la importancia de la dependencia energética, la implantación de la instalación fotovoltaica en el complejo industrial objeto del estudio es económicamente rentable. En este caso, los ahorros obtenidos por autoconsumo son muy altos (cercaos al 30,3% del coste actual del término de energía en la propuesta realizada).
- Relacionado con el punto anterior, la instalación fotovoltaica ahorraría aproximadamente 2,6 MWh de consumo de la red de distribución. Este hecho supone ambientalmente la reducción significativa del uso de combustibles fósiles para la producción de esa energía. Esta conclusión se enlaza con la necesidad de consumir energía de proximidad, con el objetivo de disminuir las pérdidas de la red y aumentar la eficiencia energética.
- Los tiempos de ejecución de este tipo de proyectos se alargan debido, en gran medida, al proceso de tramitación, ya que los procesos de diseño y construcción están muy maduros y se realizan con facilidad. Estos tiempos pueden llegar a alcanzar los 16 meses de duración (Propuesta A) desde la idea inicial hasta la finalización de la obra. En ocasiones, incluso es un factor determinante para la inversión por una u otra propuesta de ejecución, como es el caso de la Propuesta C, en la que la instalación de marquesinas retrasa la implantación de la instalación fotovoltaica.

Como líneas futuras de este proyecto se han obtenido:

- Realizar otra fase de instalación en el complejo industrial, ya que su consumo es muy alto y la generación obtenida con esta instalación se autoconsume prácticamente toda ella instantáneamente. Para estas fases posteriores, se puede estudiar más en profundidad las opciones denominadas “*Propuesta B*” y “*Propuesta C*” en el apartado “*Estudio técnico-económico*”.
- Instalación de marquesinas fotovoltaicas y puntos de recarga para vehículos eléctricos de los trabajadores del complejo industrial. Este hecho motivaría a los empleados a la obtención de este tipo de vehículos, lo que colaboraría en parte con el problema de la descarbonización.
- Realizar una hibridación de la tecnología fotovoltaica con otra tecnología renovable, como puede ser baterías, una vez ampliada la instalación, para poder cubrir el consumo nocturno o los días con menos radiación. Otra opción puede ser energía solar térmica para los procesos que demandan energía en forma de calor. Asimismo, de forma complementaria, se podrían implementar medidas de eficiencia energética.

6. PLANIFICACIÓN TEMPORAL

En la Figura 17 se muestra la planificación temporal de construcción del proyecto de autoconsumo fotovoltaico realizado con el software Project.

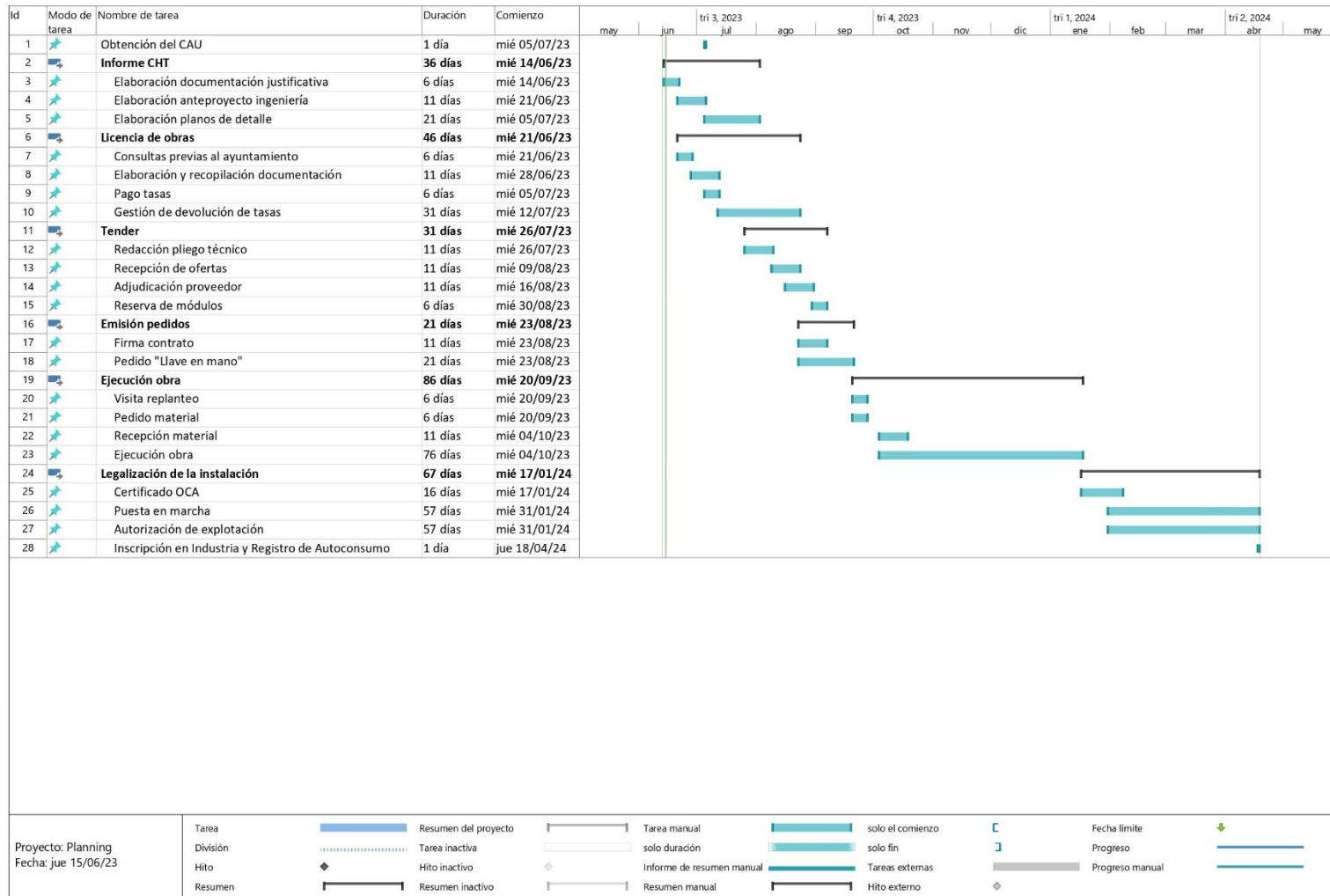


Figura 17. Planificación temporal proyecto de autoconsumo fotovoltaico.

7. BIBLIOGRAFÍA

1. Perfiles de consumo Red Eléctrica Española (REE). Accessed March 28, 2023. <https://www.ree.es/es/clientes/generador/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>
2. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario . OMIE. Published 2023. Accessed March 3, 2023. <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2023>
3. Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accessed April 4, 2023. <https://energia.gob.es/electricidad/Peajes/Paginas/Index.aspx>
4. PVGIS. Accessed March 28, 2023. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
5. Derivatives | OMIP. OMIP. Published 2023. Accessed May 18, 2023. <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2023-05-18&product=EL&zone=ES&instrument=FTB>
- 6.
- 7.
8. SNCZI- Inventario de Presas y Embalses. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accessed June 18, 2023. <https://sig.mapama.gob.es/snczi/>
9. Delimitación del Dominio Público Hidráulico: el Proyecto Linde. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accessed April 5, 2023. <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/delimitacion-y-restauracion-del-dominio-publico-hidraulico/delimitacion-dph-proyecto-linde/>
10. Andrés Muñoz. Tecnologías y tipologías de paneles fotovoltaicos. Solar FM. Published June 11, 2020. Accessed April 17, 2023. <https://solarfam.com/tecnologias-y-tipologias-de-paneles-fotovoltaicos/>
11. Jorge Aleix. La rápida evolución de los módulos fotovoltaicos. Grupotec. Accessed April 17, 2023. <https://grupotec.es/la-rapida-evolucion-de-los-modulos-fotovoltaicos/>
12. Tier 1 de placas solares: mejores fabricantes de paneles solares. Selectra. Accessed May 3, 2023. <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/placas-solares/tier1>
13. ¿Cuáles son los mejores inversores solares? Atersa Solar. Accessed April 17, 2023. <https://atersa.shop/cuales-son-los-mejores-inversores-solares/#Huawei>
14. Cecilia Guijarro Ruiz. Sistema de monitorización para autoconsumo fotovoltaico. Selectra. Published December 1, 2022. Accessed April 18, 2023. <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/sistema-de-monitorizacion>
15. IDAE. Guía profesional de tramitación del autoconsumo. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (ENERAGEN), Madrid*. Published online 2023:122-123.

16. Mapa de capacidad de acceso. Iberdrola Distribución. Accessed May 3, 2023. <https://www.iberdrola.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso>
17. El efecto PID (Potential Induced Degradation) en paneles solares. Techno Sun. Accessed April 17, 2023. <https://www.technosun.com/es/blog/efecto-pid-paneles-solares/>
18. ¿Es necesaria una licencia de obras para una instalación solar? SolarPlack. Accessed April 18, 2023. <https://solarplak.es/energia/es-necesaria-una-licencia-de-obras-para-una-instalacion-solar/#:~:text=Una%20licencia%20de%20obras%20de,las%20instalaciones%20y%20las%20obras.>
19. Permiso de Obra Menor. Gestion en Recursos Naturales (GRN). Accessed April 18, 2023. <https://www.grn.cl/tramitacion-y-aprobacion-de-permisos/permiso-de-obra-menor.html#:~:text=%C2%BF%20Cuando%20se%20solicita%20un%20permiso,su%20estructura%20o%20sus%20fachadas.>

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de las propuestas de ejecución.	IV
Tabla 2. Resumen de los precios utilizados.	6
Tabla 3. Consumos eléctricos mensuales por periodos tarifarios (kWh).....	9
Tabla 4. Costes eléctricos anuales.....	10
Tabla 5. Análisis y características de los espacios disponibles.	16
Tabla 6. Superficie de las zonas disponibles.....	17
Tabla 7. Pérdidas utilizadas para la simulación.....	20
Tabla 8. Principales características del módulo fotovoltaico.....	21
Tabla 9. Características principales inversores.	22
Tabla 10. Resumen de tecnologías por zonas.	24
Tabla 11. Resumen trámites y plazos administrativos.....	29
Tabla 12. Resumen características de la instalación Propuesta A.	33
Tabla 13. Generación mensual por zonas Propuesta A. ⁴	33
Tabla 14. Flujos energéticos Propuesta A.....	34
Tabla 15. Plazo orientativo de ejecución de la instalación Propuesta A.	35
Tabla 16. Resumen características de la instalación Propuesta B.	36
Tabla 17. Generación mensual por zonas Propuesta B. ⁴	36
Tabla 18. Flujos energéticos Propuesta B.....	37
Tabla 19. Plazo orientativo de ejecución de la instalación Propuesta B.	38
Tabla 20. Resumen características de la instalación Propuesta C.	39
Tabla 21. Generación mensual Propuesta C.....	39
Tabla 22. Flujos energéticos Propuesta C.....	40
Tabla 23. Plazo orientativo de ejecución de la instalación Propuesta C.	41
Tabla 24. Resumen de las características de las propuestas.....	42
Tabla 25. Resumen de flujos energéticos anuales de las propuestas.	42
Tabla 26. Costes de ejecución estimados.	43
Tabla 27. Resumen tarifa eléctrica.....	43
Tabla 28. Ahorros energéticos sin autoconsumo (€).	44
Tabla 29. Resumen cantidad subvencionable para cada propuesta.....	45
Tabla 30. Evolución precio del mercado diario de la energía. ⁵	46
Tabla 31. Costes del término de energía con autoconsumo Propuesta A.	47
Tabla 32. Resumen agregado de los escenarios presentados Propuesta A.....	48
Tabla 33. Costes del término de energía con autoconsumo Propuesta B.	48

Tabla 34. Resumen agregado escenarios presentados Propuesta B.	49
Tabla 35. Costes del término de energía con autoconsumo Propuesta C.	49
Tabla 36. Resumen agregado escenarios presentados Propuesta C.	50
Tabla 37. Resumen agregado de los resultados económicos de las propuestas.	51
Tabla 38. Características principales de la instalación fotovoltaica.	54
Tabla 39. Intensidad máxima admisible según el método de instalación.	58
Tabla 40. Elección factor K1.	58
Tabla 41. Elección factor K2.	58
Tabla 42. Presupuesto de ejecución material.	63
Tabla 43. Importe por capítulos.	63
Tabla 44. Importe total de la inversión.	64
Tabla 1A. Resultados cálculo de la subvención de instalación de autoconsumo Propuesta A. ...	89
Tabla 2A. Resumen subvención Propuesta A.	89
Tabla 3A. Resultados cálculo de la subvención de la instalación de autoconsumo Propuesta B.	90
Tabla 4A. Resumen subvención Propuesta B.	90
Tabla 5A. Resultados cálculo de la subvención de la instalación de autoconsumo Propuesta C.	90
Tabla 6A. Resumen subvención Propuesta C.	91
Tabla 7A. Flujos de caja Escenario decreciente- Propuesta A.	93
Tabla 8A. Flujos de caja Escenario base- Propuesta A.	94
Tabla 9A. Flujos de caja Escenario incremental- Propuesta A.	95
Tabla 10A. Flujos de caja Escenario decreciente-Propuesta B.	96
Tabla 11A. Flujos de caja Escenario base- Propuesta B.	97
Tabla 12A. Flujos de caja Escenario incremental-Propuesta B.	98
Tabla 13A. Flujos de caja Escenario decreciente-Propuesta C.	99
Tabla 14A. Flujos de caja Escenario base-Propuesta C.	100
Tabla 15A. Flujos de caja Escenario incremental-Propuesta C.	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Layouts preliminares propuestas de ejecución [elaboración propia].....	IV
Figura 2. Consumos eléctricos mensuales agregados por periodos.....	9
Figura 3. Vista aérea del complejo industrial. ⁶	11
Figura 4. Referencia catastral del complejo industrial. ⁷	11
Figura 5. DPH cartografiado del complejo industrial ⁸	12
Figura 6. Zonificación del DPH ⁹	12
Figura 7. Representación carretera y edificio nuevo [elaboración propia].....	14
Figura 8. Espacios disponibles para la instalación [elaboración propia].	15
Figura 9. Zonas disponibles para la instalación [elaboración propia].....	17
Figura 10. Radiación incidente mensual ⁴	19
Figura 11. Situación de la subestación respecto al complejo industrial. ¹⁶	31
Figura 12. Layout preliminar Propuesta A [elaboración propia].	35
Figura 13. Layout preliminar Propuesta B [elaboración propia].	38
Figura 14. Layout preliminar Propuesta C [elaboración propia].	41
Figura 15. Ubicación de los inversores [elaboración propia].....	60
Figura 16. Distribución de cadenas de módulos [elaboración propia].....	61
Figura 17. Planificación temporal proyecto de autoconsumo fotovoltaico.....	77

ABREVIATURAS, UNIDADES Y DEFINICIONES

Abreviaturas

BOE	Boletín Oficial del Estado
CTE	Código Técnico de la Edificación
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
IBI	Impuesto sobre Bienes Inmuebles
ICIO	Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
IAE	Impuesto sobre Actividades Económicas
REE	Red Eléctrica Española
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CAPEX	Gastos de capital
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Energía
CAU	Código de Autoconsumo
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro
DPH	Dominio Público Hidráulico
AESA	Agencia Estatal de Seguridad Aérea
CHT	Conferencia Hidrográfica del Tajo
Si	Silicio
STC	Standard Conditions
PID	Potential Induced Degradation
CC	Corriente continua
CA	Corriente alterna
MPPT	Maximum Power Point Tracker
CFO	Certificado de Final de Obra
CIF	Código de Identificación Fiscal
DNI	Documento Nacional de Identidad
DGIEM	Dirección General de Industria, Energía y Minas
CT	Centro de Transformación

RAIPRE	Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía
TIR	Tasa Interna de Rentabilidad
PMP	Punto de Máxima Potencia
CdT	Caída de tensión

Unidades

kWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
€/kWh	Euro por kilovatio hora
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
€/kW	Euro por kilovatio
ha	Hectárea
km	Kilómetro
m	Metro
K	Grados Kelvin

Definiciones

- Periodos tarifarios de consumo: La energía consumida se divide en varios periodos de tiempo de diferentes horas de duración, que varían dependiendo de del sitio geográfico y de la tarifa. Cada periodo se paga a un precio distinto en el mercado de energía y le afectan unos costes por peajes y cargos diferentes.
- CAPEX: Es el gasto que una empresa realiza en bienes de equipo y que genera beneficios para una compañía, bien sea a través de la adquisición de nuevos activos fijos, o bien a través de un aumento en el valor a los activos fijos ya existentes. Se deriva de la expresión “Gastos de Capital”.
- Ratio de autoconsumo: Relación entre la energía consumida de la instalación fotovoltaica respecto a la generación fotovoltaica total.
- DPH cartografiado: Superficie de terreno correspondiente al álveo o cauce natural de una corriente continua o discontinua cubierta por las aguas en las máximas crecidas ordinarias, determinada atendiendo a sus características geomorfológicas, ecológicas y teniendo en cuenta las informaciones hidrológicas, hidráulicas, fotográficas y cartográficas que existan, así como las referencias históricas disponibles, que ha sido delimitada cartográficamente mediante el Proyecto LINDE en su FASE II o un estudio de características similares.

- Efecto PID: Efecto de degradación en los módulos fotovoltaicos causado por las corrientes de fuga entre las células del panel y el resto de los componentes de este. Se produce un flujo de corriente que fluye entre el marco de aluminio, el vidrio, el tédlar y el EVA, hasta las células del módulo. Esto provoca un estrés extremo en las células del panel afectado lo que deriva en una reducción de su rendimiento.¹⁷
- Licencia de obra menor: Trámite regulado por el ayuntamiento o la administración local necesario para la realización de cualquier tipo de construcción, así como también para las instalaciones y las obras ¹⁸. Se solicita cuando se quiere hacer una ampliación cuya superficie no supere los 100 m² o modificaciones a una vivienda o edificio que no modifique su estructura o sus fachadas¹⁹.
- Potencia pico: Potencia total de los módulos fotovoltaicos de una instalación. Se calcula como potencia unitaria de módulo multiplicada por el número de módulos. Su unidad es kWp.
- Potencia nominal: Potencia total de los inversores de la instalación. Se calcula como la suma de la potencia unitaria de cada inversor. Su unidad es kWn.
- Horas equivalentes de funcionamiento: Periodo de tiempo en el que la radiación solar toma un valor igual a 1 kW/m².
- Ratio de autosuficiencia: Relación entre la energía consumida de la instalación fotovoltaica respecto al consumo total.
- TIR (Tasa Interna de Rentabilidad): Se denomina como el porcentaje de beneficio o pérdida que conllevará una inversión a lo largo de su vida útil.

IV. ANEXOS

ANEXO I: CÁLCULO DE LA SUBVENCIÓN

A continuación, se presentan los detalles del cálculo de la subvención para cada propuesta detallada anteriormente siguiendo las bases establecidas en el RD377/2021, todas ellas entran en el programa de ayudas P1: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector servicios, con o sin almacenamiento para una gran empresa situada en un municipio de más de 5000 habitantes.

Propuesta A

Esta subvención se calcula para una instalación de 1,65 MWp, con un coste de instalación de 1.148.265 € sin instalación de marquesinas. En la Tabla 1A se presentan los resultados de la subvención de la instalación de autoconsumo.

Tabla 1A. Resultados cálculo de la subvención de instalación de autoconsumo Propuesta A.

Coste elegible de la instalación de generación (€/kWp o €/kWn) [CEUG]	694
Coste unitario de la instalación de referencia (€/kWp o €/kWn) [CUF]	120
Coste subvencionable unitario de generación (€/kWp o €/kWn) [CSUG]	574
Coste subvencionable otras actuaciones (amianto/marquesinas) (€/kW)	-
Total coste subvencionable (generación y otras actuaciones)	574
Coste subvencionable unitario máx. total de generación (€/kWp o €/kWn) [CSUMTG]	460
Coste subvencionable unitario final de generación (€/kWp o €/kWn) [CUSFG]	460
Porcentaje de ayuda por tipo de empresa (%)	15%
Coste unitario subvencionable de la instalación (€/kWp o €/kWn)	69
Potencia de la instalación (kWp o kWn)	1.655
Coste total subvencionado de la instalación (€)	114.202

A continuación, se presenta en la Tabla 2A el resumen de la estimación de la subvención total de la actuación.

Tabla 2A. Resumen subvención Propuesta A.

Concepto	€	€/Wp
Coste de la instalación de generación y otros (€)	1.148.265	0,69
Coste del almacenamiento (€)	-	-
∑ Cte del sistema (instalación+almacenamiento+otros) (€)	1.148.265	0,69
Coste total subvencionado (€)	114.202	0,07
Coste sin subvencionar (€)	1.034.063	0,62
% de subvención sobre el coste total	10	

Propuesta B

Esta subvención se calcula para una instalación de 700 kWp, con un coste de instalación de 536.385 € sin instalación de marquesinas. En la Tabla 3A se presentan los resultados de la subvención de la instalación de autoconsumo.

Tabla 3A. Resultados cálculo de la subvención de la instalación de autoconsumo Propuesta B.

Coste elegible de la instalación de generación (€/kWp o €/kWn) [CEUG]	671
Coste unitario de la instalación de referencia (€/kWp o €/kWn) [CUF]	-
Coste subvencionable unitario de generación (€/kWp o €/kWn) [CSUG]	671
Coste subvencionable otras actuaciones (amianto/marquesinas) (€/kW)	-
Total coste subvencionable (generación y otras actuaciones)	671
Coste subvencionable unitario máx. total de generación (€/kWp o €/kWn) [CSUMTG]	749
Coste subvencionable unitario final de generación (€/kWp o €/kWn) [CUSFG]	671
Porcentaje de ayuda por tipo de empresa (%)	15%
Coste unitario subvencionable de la instalación (€/kWp o €/kWn)	101
Potencia de la instalación (kWp o kWn)	799
Coste total subvencionado de la instalación (€)	80.458

A continuación, se presenta en la Tabla 4A el resumen de la estimación de la subvención total de la actuación.

Tabla 4A. Resumen subvención Propuesta B.

Concepto	€	€/Wp
Coste de la instalación de generación y otros (€)	536.385	0,67
Coste del almacenamiento (€)	-	-
∑ Cte del sistema (instalación+almacenamiento+otros) (€)	536.385	0,67
Coste total subvencionado (€)	80.458	0,10
Coste sin subvencionar (€)	455.927	0,57
% de subvención sobre el coste total	15	

Propuesta C

Esta subvención se calcula para una instalación de 1,5 MWp, con un coste de instalación de 1.148.265 € con 891 kWp instalado en marquesina, que supone un precio de 191.120 €, calculado a partir de precios aportados por el fabricante (Praxia). En la Tabla 5A se presentan los resultados de la subvención de la instalación de autoconsumo.

Tabla 5A. Resultados cálculo de la subvención de la instalación de autoconsumo Propuesta C.

Coste elegible de la instalación de generación (€/kWp o €/kWn) [CEUG]	764
Coste unitario de la instalación de referencia (€/kWp o €/kWn) [CUF]	120
Coste subvencionable unitario de generación (€/kWp o €/kWn) [CSUG]	644
Coste subvencionable otras actuaciones (amianto/marquesinas) (€/kW)	127
Total coste subvencionable (generación y otras actuaciones)	771
Coste subvencionable unitario máx. total de generación (€/kWp o €/kWn) [CSUMTG]	960
Coste subvencionable unitario final de generación (€/kWp o €/kWn) [CUSFG]	644
Porcentaje de ayuda por tipo de empresa (%)	15%
Coste unitario subvencionable de la instalación (€/kWp o €/kWn)	97
Potencia de la instalación (kWp o kWn)	1.503
Coste total subvencionado de la instalación (€)	145.179

A continuación, se presenta en la Tabla 6A el resumen de la estimación de la subvención total de la actuación.

Tabla 6A. Resumen subvención Propuesta C.

Concepto	€	€/Wp
Coste de la instalación de generación y otros (€)	1.339.385	0,89
Coste del almacenamiento (€)	-	-
Σ Cte del sistema (instalación+almacenamiento+otros) (€)	1.339.385	0,89
Coste total subvencionado (€)	145.179	0,10
Coste sin subvencionar (€)	1.194.206	0,79
% de subvención sobre el coste total	11	

ANEXO II: FLUJOS DE CAJA

A continuación, se detallan los flujos de caja obtenidos durante la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Propuesta A

Escenario decreciente

Los flujos de caja obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 7A.

Tabla 7A. Flujos de caja Escenario decreciente- Propuesta A.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	264.916	-	(1.035.426)	(770.509)	(770.509)
1	150.356	200	-	150.356	(620.153)
2	167.531	200	-	167.531	(452.622)
3	148.585	200	-	148.585	(304.037)
4	109.892	200	-	109.892	(194.145)
5	101.613	200	-	101.613	(92.532)
6	91.848	-	-	91.848	(685)
7	83.219	-	-	83.219	82.534
8	80.861	-	-	80.861	163.395
9	78.851	-	-	78.851	242.246
10	76.823	-	-	76.823	319.069
11	76.564	-	-	76.564	395.633
12	76.334	-	-	76.334	471.966
13	76.105	-	-	76.105	548.071
14	75.877	-	-	75.877	623.948
15	75.649	-	(45.401)	30.248	654.196
16	75.422	-	-	75.422	729.618
17	75.196	-	-	75.196	804.813
18	74.970	-	-	74.970	879.783
19	74.745	-	-	74.745	954.529
20	74.521	-	-	74.521	1.029.050
21	74.297	-	-	74.297	1.103.347
22	74.075	-	-	74.075	1.177.421
23	73.852	-	-	73.852	1.251.274
24	73.631	-	-	73.631	1.324.905
25	73.410	-	-	73.410	1.398.314
Total	2.479.141	1.000	(1.080.827)	1.398.314	1.398.314

Escenario base

Los flujos de caja obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 8A.

Tabla 8A. Flujos de caja Escenario base- Propuesta A.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	264.916	-	(1.035.426)	(770.509)	(770.509)
1	262.797	200	-	262.797	(507.712)
2	262.009	200	-	262.009	(245.704)
3	261.223	200	-	261.223	15.519
4	260.439	200	-	260.439	275.958
5	259.658	200	-	259.658	535.615
6	258.879	-	-	258.879	794.494
7	258.102	-	-	258.102	1.052.596
8	257.328	-	-	257.328	1.309.923
9	256.556	-	-	256.556	1.566.479
10	255.786	-	-	255.786	1.822.265
11	255.019	-	-	255.019	2.077.284
12	254.254	-	-	254.254	2.331.537
13	253.491	-	-	253.491	2.585.028
14	252.730	-	-	252.730	2.837.758
15	251.972	-	(45.401)	206.571	3.044.329
16	251.216	-	-	251.216	3.295.546
17	250.463	-	-	250.463	3.546.008
18	249.711	-	-	249.711	3.795.720
19	248.962	-	-	248.962	4.044.682
20	248.215	-	-	248.215	4.292.897
21	247.471	-	-	247.471	4.540.367
22	246.728	-	-	246.728	4.787.095
23	245.988	-	-	245.988	5.033.083
24	245.250	-	-	245.250	5.278.333
25	244.514	-	-	244.514	5.522.848
Total	6.603.674	1.000	(1.080.827)	5.522.848	5.522.848

Escenario incremental

Los flujos de caja obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 9A.

Tabla 9A. Flujos de caja Escenario incremental- Propuesta A.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	264.916	-	(1.035.426)	(770.509)	(770.509)
1	264.784	200	-	264.784	(505.725)
2	265.987	200	-	265.987	(239.738)
3	267.196	200	-	267.196	27.457
4	268.411	200	-	268.411	295.869
5	269.633	200	-	269.633	565.502
6	270.861	-	-	270.861	836.363
7	272.096	-	-	272.096	1.108.458
8	273.337	-	-	273.337	1.381.795
9	274.585	-	-	274.585	1.656.380
10	275.839	-	-	275.839	1.932.219
11	277.099	-	-	277.099	2.209.318
12	278.367	-	-	278.367	2.487.685
13	279.641	-	-	279.641	2.767.326
14	280.922	-	-	280.922	3.048.247
15	282.209	-	(45.401)	236.808	3.285.055
16	283.503	-	-	283.503	3.568.558
17	284.804	-	-	284.804	3.853.362
18	286.112	-	-	286.112	4.139.474
19	287.426	-	-	287.426	4.426.900
20	288.748	-	-	288.748	4.715.648
21	290.076	-	-	290.076	5.005.723
22	291.411	-	-	291.411	5.297.135
23	292.753	-	-	292.753	5.589.888
24	294.103	-	-	294.103	5.883.990
25	295.459	-	-	295.459	6.179.449
Total	7.260.276	1.000	(1.080.827)	6.179.449	6.179.449

Propuesta BEscenario decreciente

Los flujos de caja obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 10A.

Tabla 10A. Flujos de caja Escenario decreciente-Propuesta B.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	132.775	-	(415.682)	(282.906)	(282.906)
1	75.289	200	-	75.289	(207.617)
2	83.908	200	-	83.908	(123.709)
3	74.401	200	-	74.401	(49.308)
4	54.985	200	-	54.985	5.677
5	50.831	200	-	50.831	56.507
6	45.931	-	-	45.931	102.438
7	41.601	-	-	41.601	144.040
8	40.419	-	-	40.419	184.459
9	39.410	-	-	39.410	223.869
10	38.393	-	-	38.393	262.262
11	38.264	-	-	38.264	300.526
12	38.149	-	-	38.149	338.675
13	38.034	-	-	38.034	376.709
14	37.920	-	-	37.920	414.629
15	37.806	-	(22.514)	15.292	429.921
16	37.693	-	-	37.693	467.614
17	37.580	-	-	37.580	505.194
18	37.467	-	-	37.467	542.661
19	37.355	-	-	37.355	580.016
20	37.243	-	-	37.243	617.259
21	37.131	-	-	37.131	654.390
22	37.020	-	-	37.020	691.410
23	36.909	-	-	36.909	728.318
24	36.798	-	-	36.798	765.116
25	36.687	-	-	36.687	801.804
Total	1.240.000	1.000	(438.196)	801.804	801.804

Escenario base

Los flujos de caja obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 11A.

Tabla 11A. Flujos de caja Escenario base- Propuesta B.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	132.775	-	(415.682)	(282.906)	(282.906)
1	131.713	200	-	131.713	(151.193)
2	131.318	200	-	131.318	(19.875)
3	130.924	200	-	130.924	111.049
4	130.531	200	-	130.531	241.581
5	130.140	200	-	130.140	371.721
6	129.749	-	-	129.749	501.470
7	129.360	-	-	129.360	630.830
8	128.972	-	-	128.972	759.802
9	128.585	-	-	128.585	888.387
10	128.199	-	-	128.199	1.016.587
11	127.815	-	-	127.815	1.144.402
12	127.431	-	-	127.431	1.271.833
13	127.049	-	-	127.049	1.398.882
14	126.668	-	-	126.668	1.525.550
15	126.288	-	(22.514)	103.773	1.629.323
16	125.909	-	-	125.909	1.755.232
17	125.531	-	-	125.531	1.880.764
18	125.155	-	-	125.155	2.005.919
19	124.779	-	-	124.779	2.130.698
20	124.405	-	-	124.405	2.255.103
21	124.032	-	-	124.032	2.379.134
22	123.660	-	-	123.660	2.502.794
23	123.289	-	-	123.289	2.626.083
24	122.919	-	-	122.919	2.749.002
25	122.550	-	-	122.550	2.871.552
Total	3.309.748	1.000	(438.196)	2.871.552	2.871.552

Escenario incremental

Los flujos de caja obtenidos durante la vida útil de la instalación para el escenario base se muestran en la Tabla 12A.

Tabla 12A. Flujos de caja Escenario incremental-Propuesta B.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	132.775	-	(415.682)	(282.906)	(282.906)
1	132.710	200	-	132.710	(150.196)
2	133.314	200	-	133.314	(16.881)
3	133.922	200	-	133.922	117.040
4	134.532	200	-	134.532	251.572
5	135.146	200	-	135.146	386.718
6	135.762	-	-	135.762	522.480
7	136.382	-	-	136.382	658.863
8	137.006	-	-	137.006	795.869
9	137.632	-	-	137.632	933.501
10	138.262	-	-	138.262	1.071.763
11	138.895	-	-	138.895	1.210.658
12	139.532	-	-	139.532	1.350.190
13	140.172	-	-	140.172	1.490.362
14	140.815	-	-	140.815	1.631.176
15	141.461	-	(22.514)	118.947	1.750.123
16	142.111	-	-	142.111	1.892.234
17	142.764	-	-	142.764	2.034.998
18	143.421	-	-	143.421	2.178.419
19	144.081	-	-	144.081	2.322.500
20	144.745	-	-	144.745	2.467.245
21	145.412	-	-	145.412	2.612.657
22	146.082	-	-	146.082	2.758.739
23	146.756	-	-	146.756	2.905.495
24	147.434	-	-	147.434	3.052.929
25	148.115	-	-	148.115	3.201.043
Total	3.639.240	1.000	(438.196)	3.201.043	3.201.043

Propuesta C

Escenario decreciente

Los flujos de caja obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 13A.

Tabla 13A. Flujos de caja Escenario decreciente-Propuesta C.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	231.122	-	(1.148.265)	(917.143)	(917.143)
1	131.022	200	-	131.022	(786.121)
2	146.030	200	-	146.030	(640.091)
3	129.476	200	-	129.476	(510.614)
4	95.667	200	-	95.667	(414.948)
5	88.434	200	-	88.434	(326.514)
6	79.902	-	-	79.902	(246.612)
7	72.363	-	-	72.363	(174.249)
8	70.304	-	-	70.304	(103.945)
9	68.548	-	-	68.548	(35.397)
10	66.777	-	-	66.777	31.381
11	66.552	-	-	66.552	97.932
12	66.352	-	-	66.352	164.285
13	66.153	-	-	66.153	230.438
14	65.955	-	-	65.955	296.392
15	65.757	-	(38.723)	27.033	323.426
16	65.559	-	-	65.559	388.985
17	65.363	-	-	65.363	454.348
18	65.167	-	-	65.167	519.515
19	64.971	-	-	64.971	584.486
20	64.776	-	-	64.776	649.262
21	64.582	-	-	64.582	713.844
22	64.388	-	-	64.388	778.232
23	64.195	-	-	64.195	842.427
24	64.002	-	-	64.002	906.430
25	63.810	-	-	63.810	970.240
Total	2.157.228	1.000	(1.186.988)	970.240	970.240

Escenario base

Los flujos de caja obtenidos durante la vida útil de la instalación para el escenario base se muestran en la Tabla 14A.

Tabla 14A. Flujos de caja Escenario base-Propuesta C.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	231.122		(1.148.265)	(917.143)	(917.143)
1	229.273	200		229.273	(687.869)
2	228.586	200		228.586	(459.283)
3	227.900	200		227.900	(231.384)
4	227.216	200		227.216	(4.167)
5	226.535	200		226.535	222.367
6	225.855			225.855	448.222
7	225.177			225.177	673.399
8	224.502			224.502	897.901
9	223.828			223.828	1.121.730
10	223.157			223.157	1.344.886
11	222.487			222.487	1.567.374
12	221.820			221.820	1.789.194
13	221.154			221.154	2.010.348
14	220.491			220.491	2.230.839
15	219.830		(38.723)	181.106	2.411.945
16	219.170			219.170	2.631.115
17	218.513			218.513	2.849.628
18	217.857			217.857	3.067.485
19	217.203			217.203	3.284.688
20	216.552			216.552	3.501.240
21	215.902			215.902	3.717.142
22	215.254			215.254	3.932.397
23	214.609			214.609	4.147.005
24	213.965			213.965	4.360.970
25	213.323			213.323	4.574.293
Total	5.761.282	1.000	(1.186.988)	4.574.293	4.574.293

Escenario incremental

Los flujos de caja obtenidos durante la vida útil de la instalación para el escenario base se muestran en la Tabla 15A.

Tabla 15A. Flujos de caja Escenario incremental-Propuesta C.

Año	Ahorro (€)	Bonificaciones (€)	Inversión (€)	Ahorros (€)	Flujos de caja agregados (€)
0	231.122	-	(1.148.265)	(917.143)	(917.143)
1	231.010	200	-	231.010	(686.133)
2	232.062	200	-	232.062	(454.071)
3	233.119	200	-	233.119	(220.951)
4	234.182	200	-	234.182	13.231
5	235.251	200	-	235.251	248.482
6	236.325	-	-	236.325	484.808
7	237.405	-	-	237.405	722.213
8	238.491	-	-	238.491	960.704
9	239.582	-	-	239.582	1.200.286
10	240.679	-	-	240.679	1.440.965
11	241.782	-	-	241.782	1.682.747
12	242.890	-	-	242.890	1.925.637
13	244.005	-	-	244.005	2.169.642
14	245.125	-	-	245.125	2.414.766
15	246.251	-	(38.723)	207.527	2.622.294
16	247.383	-	-	247.383	2.869.676
17	248.520	-	-	248.520	3.118.196
18	249.664	-	-	249.664	3.367.860
19	250.814	-	-	250.814	3.618.674
20	251.969	-	-	251.969	3.870.643
21	253.131	-	-	253.131	4.123.775
22	254.299	-	-	254.299	4.378.073
23	255.473	-	-	255.473	4.633.546
24	256.653	-	-	256.653	4.890.199
25	257.839	-	-	257.839	5.148.037
Total	6.335.026	1.000	(1.186.988)	5.148.037	5.148.037

ANEXO III: FICHAS TÉCNICAS

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 72HC

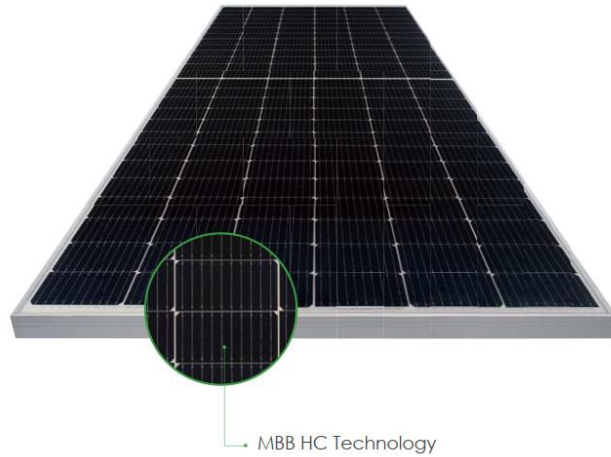
530-550 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)
 ISO9001:2015: Quality Management System
 ISO14001:2015: Environment Management System
 ISO45001:2018
 Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



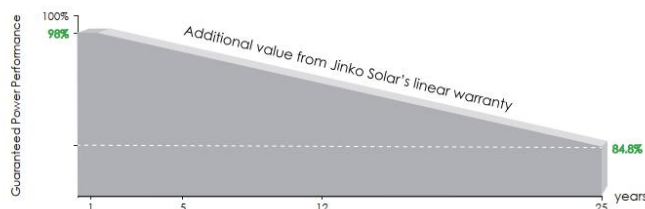
Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

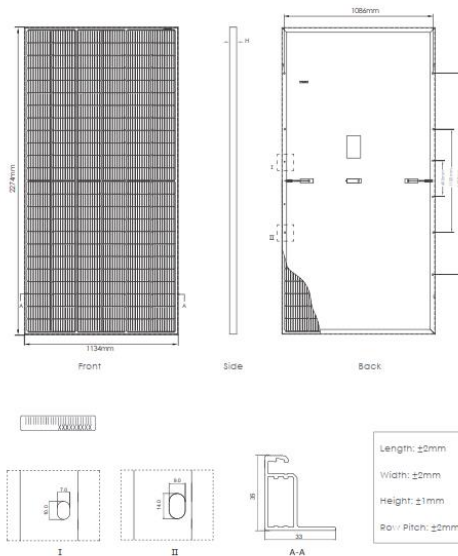


12 Year Product Warranty

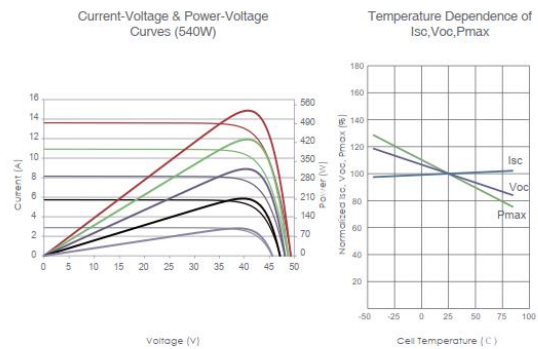
25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
 31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4		JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



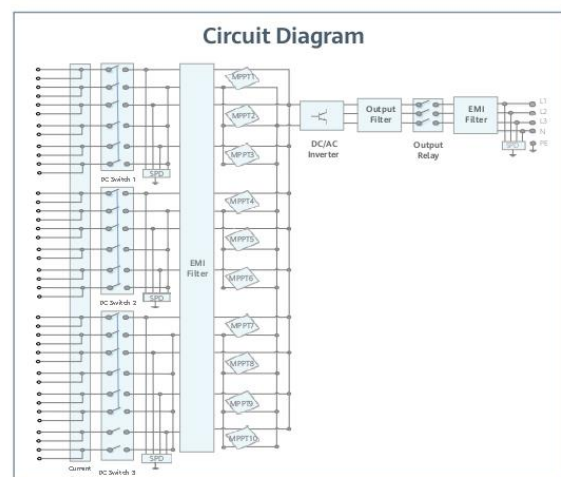
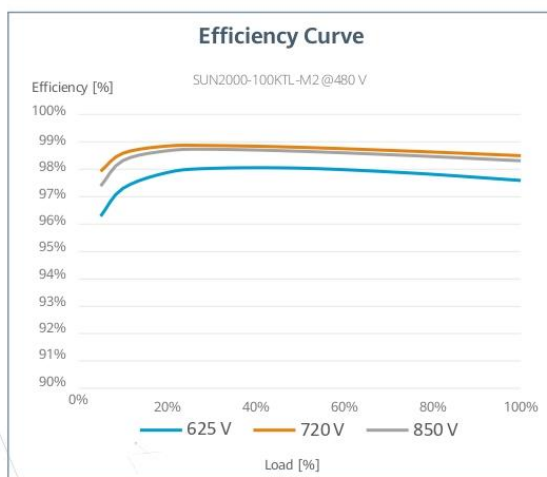
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-100KTL-M2
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M2
Efficiency		
Max. efficiency		98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency		98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input		20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage		600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers		10
Max. input number per MPP tracker		2
Output		
Nominal AC Active Power		100,000 W
Max. AC Apparent Power		110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		110,000 W
Nominal Output Voltage		400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current		160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Smart String Level Disconnecter		Yes
Communication		
Display		LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (isolation transformer required)
General Data		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)		93 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol HH4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

^{*1} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
^{*2} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/



Inversor de String Inteligente

SUN2000-60KTL-M0



Inteligente

- monitorización inteligente de 12 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@380Vac / 400Vac)
- 6 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

- Desconexión de CC integrada: mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de monitorización de la intensidad Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobreintensidad tipo II tanto para CC como para CA.

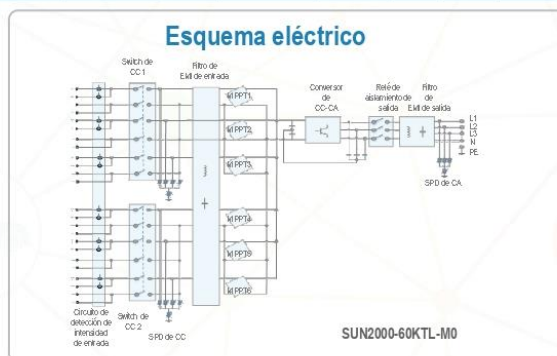
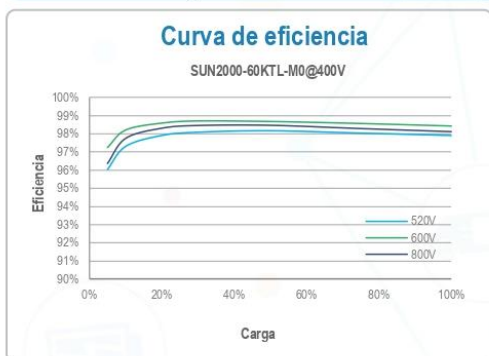
Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/es/



Inversor de String Inteligente (SUN2000-60KTL-M0)

Especificaciones técnicas	SUN2000-60KTL-M0
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.9% @480 Vac; 98.7% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.7% @480 Vac; 98.5% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V-1,000 V
tensión nominal de entrada	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	12
Cantidad de MPPT	6
	Salida
Potencia nominal activa de CA	60,000 W
Máx. potencia aparente de CA	66,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	66,000 W
tensión nominal de salida	220V / 380V, 230V / 400V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings 277V / 480V, 3W+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
intensidad de salida nominal	91.2 A @380 Vac, 86.7 A @400 Vac, 72.2 A @480 Vac
Máx. intensidad de salida	100 A @380 Vac, 95.3 A @400 Vac, 79.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobrintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobrintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobrintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	74 kg (163.1 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Arandela
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683
Código de red	IEC 61727, VDE 4105/0126, UTE C 15-712-1, EN 50438, CLC/TS 50549-1, CEI 0-16/21, C10/11, RD 1699, PO 12.9



El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual al momento de la impresión. Sujeto a cambios técnicos. Se exceptúan errores y omisiones. Huawei no será responsable de errores de impresión o de otro tipo. Para obtener mayor información, visite el sitio web solar.huawei.com. Versión No. 01-1-201806

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/es/

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

Fronius

FRONIUS TAURO

Modelo Precombined



Flexibilidad en el diseño del sistema



Máx. rendimiento hasta 50° C



Luz solar directa



Optimización de costes



Refrigeración activa de doble pared



Reemplazo de la etapa de potencia

Con potencias de 50 y 100 kW, el Fronius Tauro trifásico asegura el máximo rendimiento incluso en las condiciones más extremas. Gracias al diseño de hardware inteligente consigue la optimización de los costes BOS y una flexibilidad en el diseño del sistema sin precedente. Una sencilla instalación y el servicio más rápido del mercado garantizan el máximo rendimiento.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS TAURO

DATOS DE ENTRADA	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Número de seguidores MPP	3		1
Máx. corriente de entrada ($I_{ac.máx}$)	134 A	87,5 A	175 A
Máx. corriente de entrada por campo de módulo (FV1/FV2/FV3)	36 / 36 / 72 A	75 / 75 / - A	100 / 100 / 100 A
Máxima corriente de cortocircuito (FV1/FV2/FV3)	72 / 72 / 125		125 / 125 / -
Máxima corriente de cortocircuito ($I_{sc.máx}$ inverter)	240	178	250
Rango de tensión de entrada ($U_{ac.min}$ - $U_{ac.máx}$)	200 - 1000 V		580 - 1000 V
Tensión de puesta en servicio ($U_{ac.arranque}$)	200 V		650 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp.min}$ - $U_{mpp.máx}$)	400 - 870 V		580 - 930 V
Número de entradas CC (FV1/FV2/FV3)	1 / 1 / 1		1 / 1 / -
Máx. potencia del generador FV ($P_{dc.máx}$)		75 kW _{pico}	150 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Potencia nominal CA ($P_{ac.1}$)		50.000 W	100.000 W
Máx. corriente de salida		50.000 VA	100.000 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac.nom}$)		76 A	152 A
Acoplamiento a la red ($U_{ac.1}$)		3- NPE 400/230 V ; 3- NPE 380/220 V	
Frecuencia (rango de frecuencia f_{min} - $f_{máx}$)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac.1}$)		0 - 1 ind. / cap.	

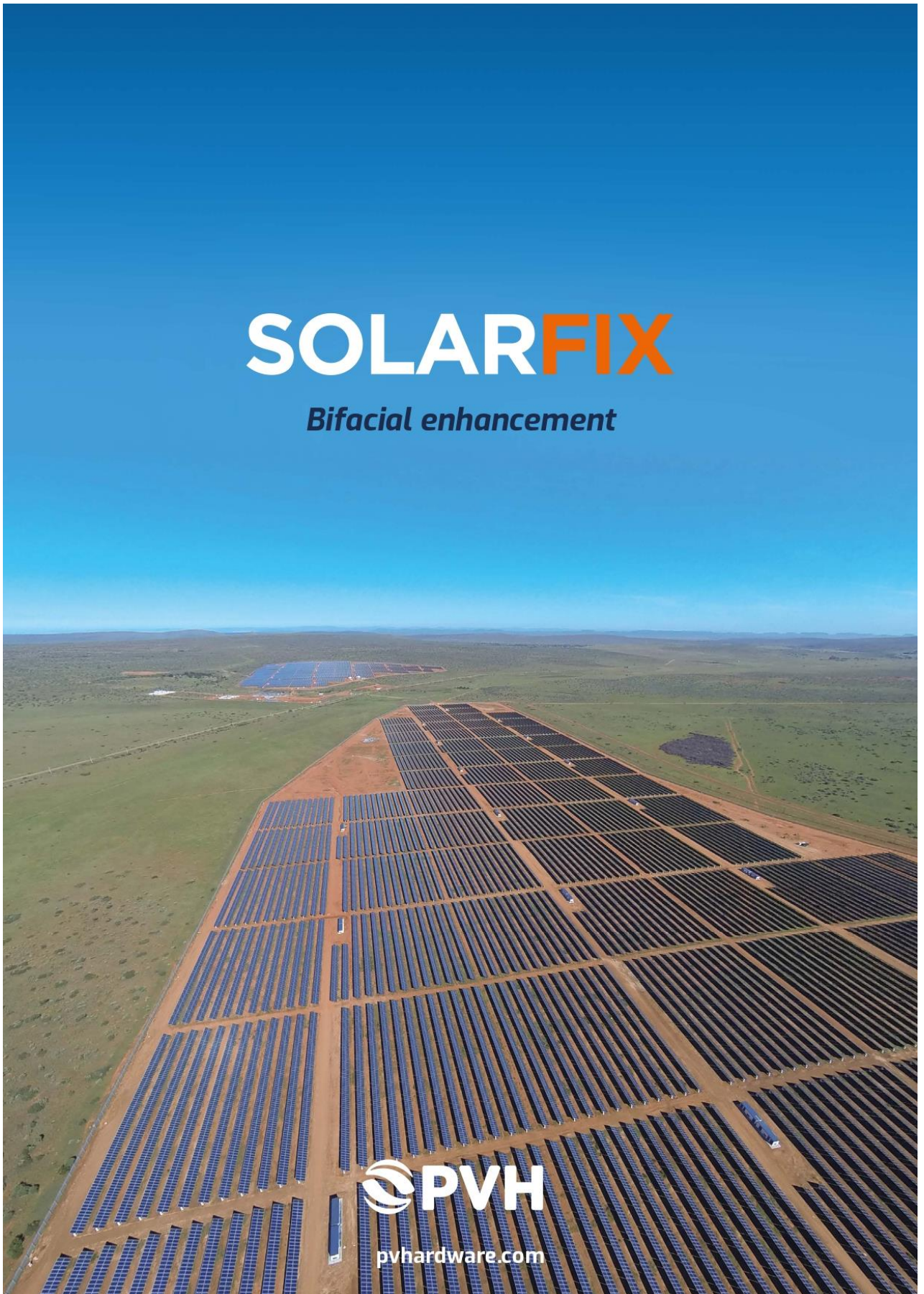
DATOS GENERALES	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		755 x 1109 x 346 mm (sin montaje en pared)	
Peso	92 kg	74 kg	103 kg
Tipo de protección		IP 65	
Clase de protección		1	
Consumo nocturno		< 16 W	
Refrigeración		Tecnología de Ventilación Activa y sistema de doble pared	
Instalación		Interior y exterior ¹	
Margen de temperatura ambiente		- 40 bis + 65 °C ²	
Certificados y cumplimiento de las normas ³	AS/NZS 4777.2:2020, IEC62109-1/-2, VDE-AR-N 4105:2018, IEC62116, EN50549-1:2019 & EN50549-2:2019, VDE-AR-N 4110:2018, CEI 0-16:2019, CEI 0-21:2019		

¹ Posibilidad de radiación solar directa² Desconexión CA opcional montada dentro del inversor: de - 30 a 65 °C³ Certificados previstos. Para ver los certificados actuales, consulta www.fronius.com/tauro-cert

DATOS TÉCNICOS FRONIUS TAURO

TECNOLOGÍA DE CONEXIÓN CA	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Diámetro del cable	35 - 240 mm ²		70 - 240 mm ²
Material conductor de CA	Al y Cu		
Terminales de conexión	Terminal de cable o pinzas en V		
Opción con un único núcleo (cable unipolar)	Prensaestopa: 5 x M40		
Opción con varios núcleos (cable multipolar)	Prensaestopa: 1 x conexión multipolar Ø 16 - 61,4 mm + 1 x M32		
Opción de conexión en serie de la CA (cable unipolar)	Prensaestopa: 10 x M32		
TECNOLOGÍA DE CONEXIÓN CC	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Diámetro del cable	25 - 95 mm ²		
Material conductor de CC	Al y Cu		
Terminales de conexión	Terminal de cable o pinzas en V Prensaestopa: 6 x M40		
RENDIMIENTO	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Máximo rendimiento	98,6 %		98,5 %
Rendimiento europeo (ηEU)	98,1 %		98,2 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %		
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Seccionador CC	Integrado		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento al punto de trabajo, limitación de potencia		
Protección contra polaridad inversa	Integrado		
RCMU	Integrado		
Medición de aislamiento CC	Integrado		
CC/CA Protección contra sobretensiones	Tipo 1 + 2 integrado, Tipo 2 opcional		
INTERFACES	TAURO 50-3-P	TAURO ECO 50-3-P	TAURO ECO 100-3-P
Wi-Fi	Fronius Solar.web, Modbus TCP Sunspec, Fronius Solar API (JSON)		
2x Ethernet LAN RJ45	10/100Mbit máx. 100m Fronius Solar.web, Modbus TCP Sunspec, Fronius Solar API (JSON)		
USB (tipo A)	1A @5V máx. ³		
Desconexión por cable (WSD)	Parada de emergencia		
2x RS485	Modbus RTU SunSpec conexión al controlador/batería		
6 entradas digitales y 6 salidas digitales I/Os	Interfaz programable para el receptor de control de ondas, gestión de energía, control de carga		
Datalogger y Webserver	Integrado		

* Solo para suministro eléctrico



SOLARFIX

Bifacial enhancement

 **PVH**
pvhardware.com

SOLARFIX

STRUCTURAL & MECHANICAL SPECIFICATIONS

Ground coverage ratio	<i>30-50%, depending on configuration</i>
Modules supported	<i>All market available modules, including thin film and bifacial</i>
Slope tolerances	<i>N-S: unlimited, E-W: up to 14%</i>
Module configuration	<i>100% adaptable</i>
Module attachment	<i>Direct mount to panel rail (configurable for clamps)</i>
Structural materials	<i>Magnelis / Hot-dipped galvanized steel per ASTM A123 or ISO 1461</i>
Allowable wind load	<i>Specific conditions up to 120 mph/193 kph</i>
Grounding system	<i>Self-grounded via serrated fixation hardware</i>
In-field manufacturing	<i>No</i>
On-site training	<i>Yes</i>
Standard warranties	<i>Structure: 25 years</i>
Structural adaptation to local codes	<i>Yes, verified by third-party structural engineers if required</i>



contact@pvhardware.es
(+34) 960 918 522



ANEXO IV: INFORME DE GENERACIÓN



Version 7.3.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Sheds on ground

System power: 1604 kWp

Belvis de Jarama - España



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
08/06/23 19:46
with v7.3.4

Project: TFM
Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

Project summary

Geographical Site Belvis de Jarama España	Situation Latitude 40.58 °N Longitude -3.57 °W Altitude 588 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Belvis de Jarama PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs Ext. defined as file PARAMS_Hourly_Parameter_Template.csv
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -28.2 °	Near Shadings Linear shadings	
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 3024 units	Nb. of units 14 units	
Pnom total 1604 kWp	Pnom total 1400 kWac	
	Pnom ratio 1.146	

Results summary

Produced Energy 2689025 kWh/year	Specific production 1677 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.55 %
Used Energy 8727903 kWh/year		Solar Fraction SF 29.04 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	8
Main results	9
Loss diagram	10
Predef. graphs	11
Single-line diagram	12

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
08/06/23 19:46
with v7.3.4

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / -28.2 °

Horizon

Free Horizon

Sheds on ground**Sheds configuration**

Nb. of sheds 24 units

Sizes

Sheds spacing 9.20 m

Collector width 4.57 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 49.7 %

Shading limit angle

Limit profile angle 17.7 °

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file

PARAMS_Hourly_Parameter_Template.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
701141	619517	699689	635849	742319	795358	955972	777420	759469	735172	661591	644403	8727900	kWh

PV Array Characteristics**Array #1 - Generador FV****PV module**

Manufacturer

Generic

Model

JKM-535M-72HL4-BDVP

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 535 Wp

Number of PV modules 216 units

Nominal (STC) 116 kWp

Modules 12 Strings x 18 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 105 kWp

U mpp 669 V

I mpp 158 A

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

Tauro Eco 100-3-D

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 100 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 100 kWac

Operating voltage 580-930 V

Phom ratio (DC:AC) 1.16

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JKM-530M-72HL4-TV

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 2808 units

Nominal (STC) 1488 kWp

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

Tauro Eco 100-3-D

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 100 kWac

Number of inverters 13 units

Total power 1300 kWac

Array #2 - Subconjunto #2

Number of PV modules 216 units

Nominal (STC) 114 kWp

Modules 12 Strings x 18 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 104 kWp

U mpp 668 V

I mpp 156 A

Number of inverters 1 unit

Total power 100 kWac

Operating voltage 580-930 V

Phom ratio (DC:AC) 1.14



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
08/06/23 19:46
with v7.3.4

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

PV Array Characteristics

PV Array Characteristics			
Array #3 - Subconjunto #3			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #4 - Subconjunto #4			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #5 - Subconjunto #5			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #6 - Subconjunto #6			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #7 - Subconjunto #7			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #8 - Subconjunto #8			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
08/06/23 19:46
with v7.3.4

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

PV Array Characteristics

PV Array Characteristics			
Array #9 - Subconjunto #9			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #10 - Subconjunto #10			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #11 - Subconjunto #11			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #12 - Subconjunto #12			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #13 - Subconjunto #13			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		
Array #14 - Subconjunto #14			
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	114 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	104 kWp	Operating voltage	580-930 V
U mpp	668 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	156 A		

**PVsyst V7.3.4**VC0, Simulation date:
08/06/23 19:46
with v7.3.4

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

AC losses in transformers**MV transfo**

Medium voltage 20 kV

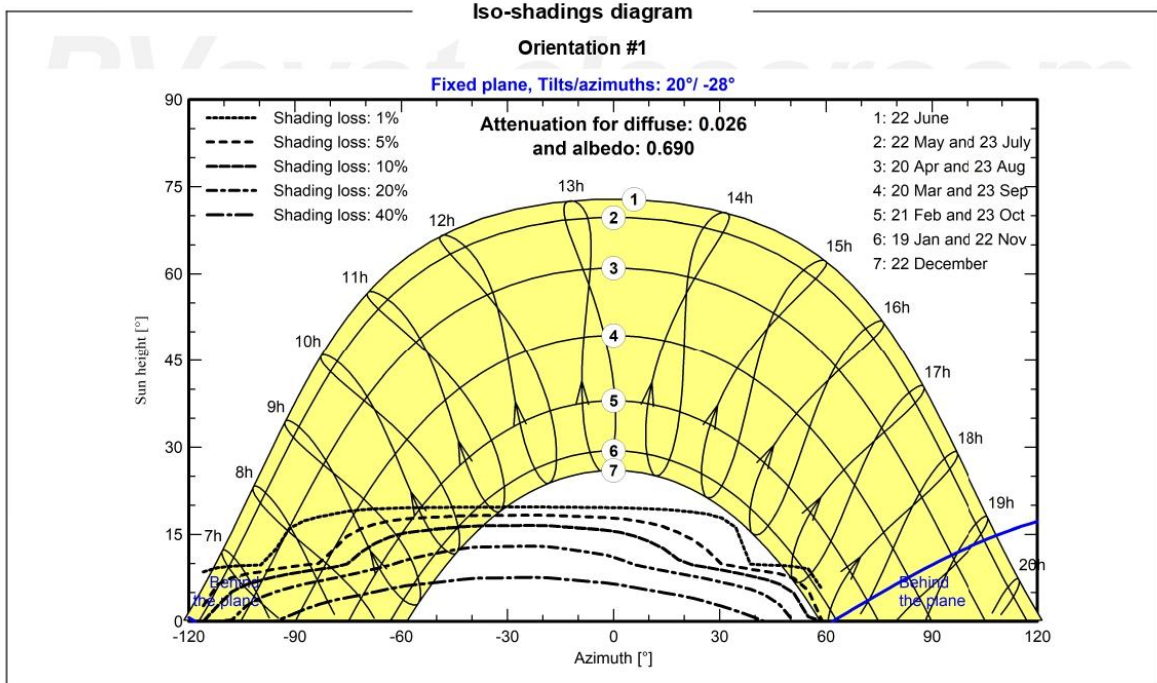
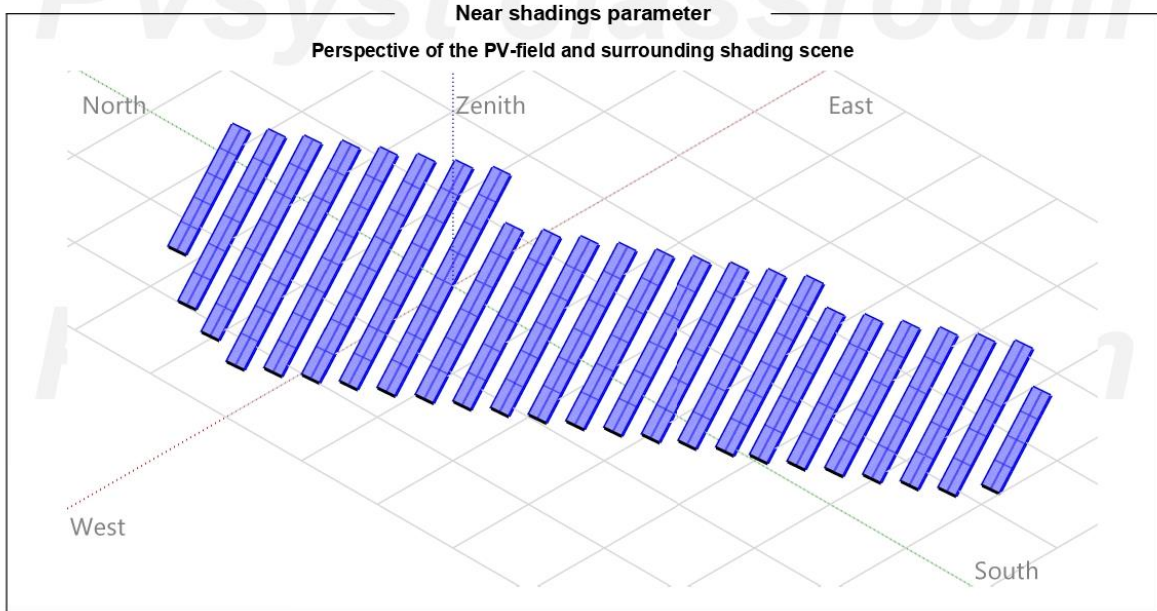
Transformer parameters

Nominal power at STC	1.57 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	1.40 kVA
Iron loss fraction	0.09 % at STC
Copper loss	17.66 kVA
Copper loss fraction	1.12 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 1.14 mΩ



PVsyst V7.3.4
 VCO, Simulation date:
 08/06/23 19:46
 with v7.3.4

Project: TFM
 Variant: Nueva variante de simulación
 ETSIDI. UPM (Spain)





PVsyst V7.3.4
 VCO, Simulation date:
 08/06/23 19:46
 with v7.3.4

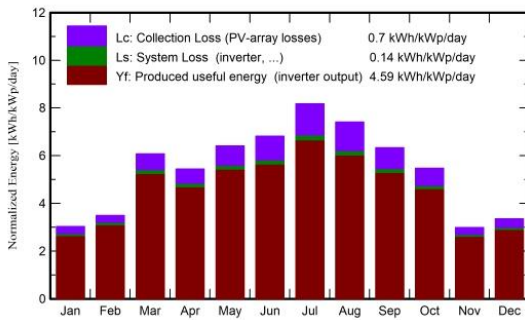
Project: TFM
 Variant: Nueva variante de simulación
 ETSIDI. UPM (Spain)

Main results

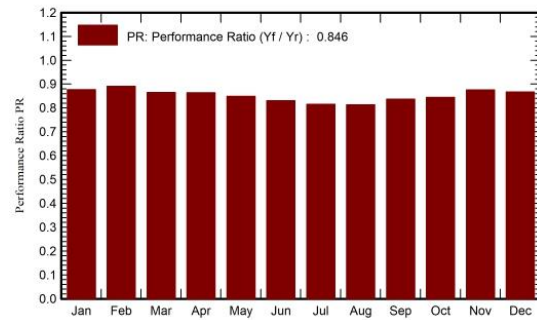
System Production

Produced Energy	2689025 kWh/year	Specific production	1677 kWh/kWp/year
Used Energy	8727903 kWh/year	Perf. Ratio PR	84.55 %
		Solar Fraction SF	29.04 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EfrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	65.8	25.84	5.08	93.8	88.0	136423	701141	126455	5475	574686
February	76.2	34.63	5.09	97.7	93.3	144263	619517	129229	10379	490289
March	156.5	47.83	10.20	188.5	182.5	269259	699689	233304	28003	466385
April	150.9	68.20	11.45	163.2	157.9	233231	635849	191872	34326	443977
May	193.9	70.75	15.13	198.7	192.8	278844	742320	248502	22010	493817
June	205.3	71.48	20.08	204.5	198.4	280651	795358	265966	6416	529393
July	250.6	55.55	24.26	253.4	246.9	341477	955972	330771	824	625201
August	215.4	51.74	25.53	229.9	223.9	308912	777420	283798	16210	493622
September	164.7	46.28	20.15	190.0	184.8	262900	759469	245131	10118	514338
October	131.9	34.28	17.52	169.5	163.6	236482	735172	219081	10534	516091
November	66.9	28.93	9.21	89.8	85.4	130417	661591	122346	3750	539245
December	68.2	23.37	7.71	103.9	97.1	149197	644403	138531	5994	505873
Year	1746.2	558.89	14.35	1983.0	1914.7	2772056	8727903	2534986	154040	6192917

Legends

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

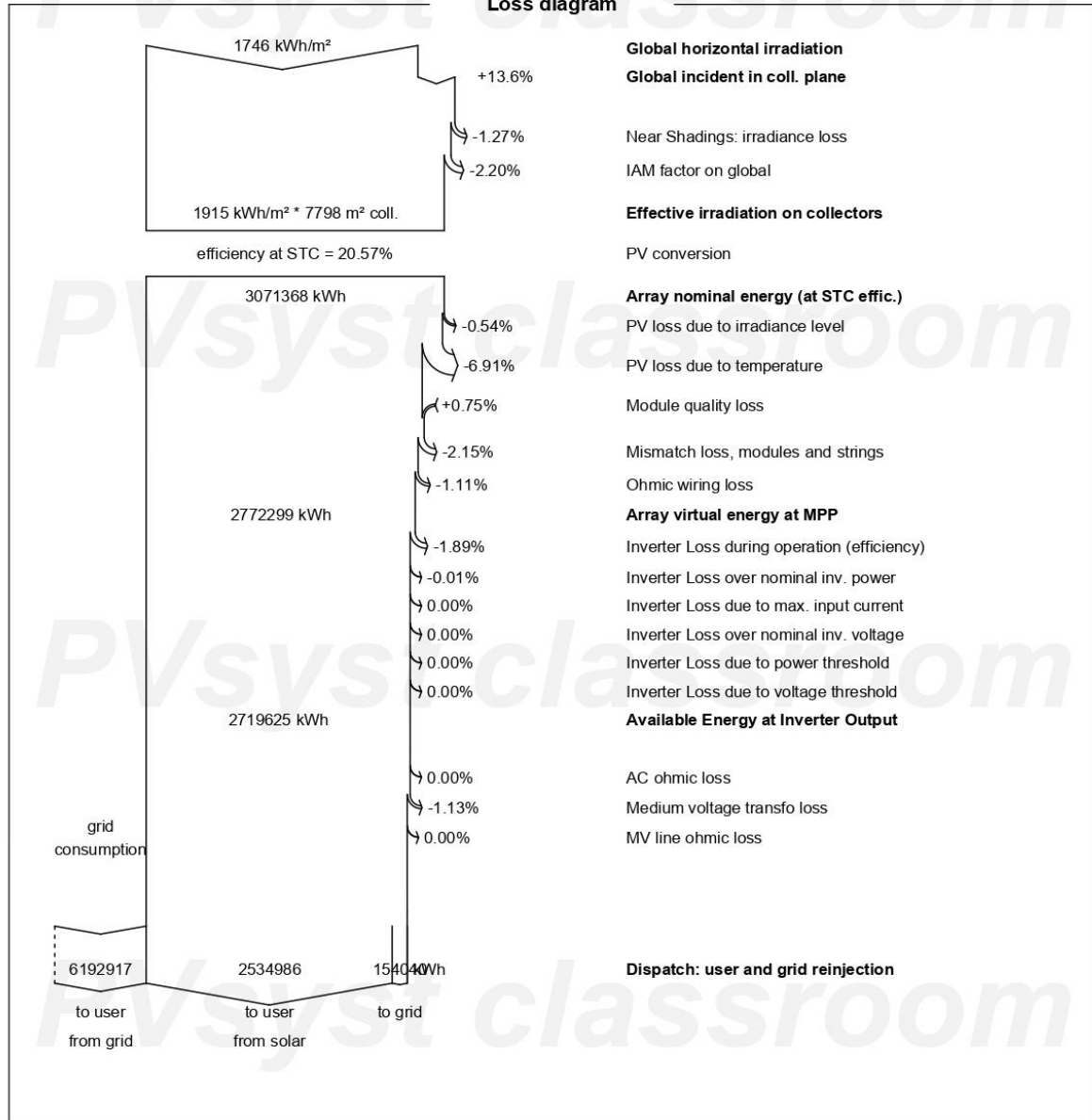


PVsyst V7.3.4
 VCO, Simulation date:
 08/06/23 19:46
 with v7.3.4

Project: TFM
 Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

Loss diagram





PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
08/06/23 19:46
with v7.3.4

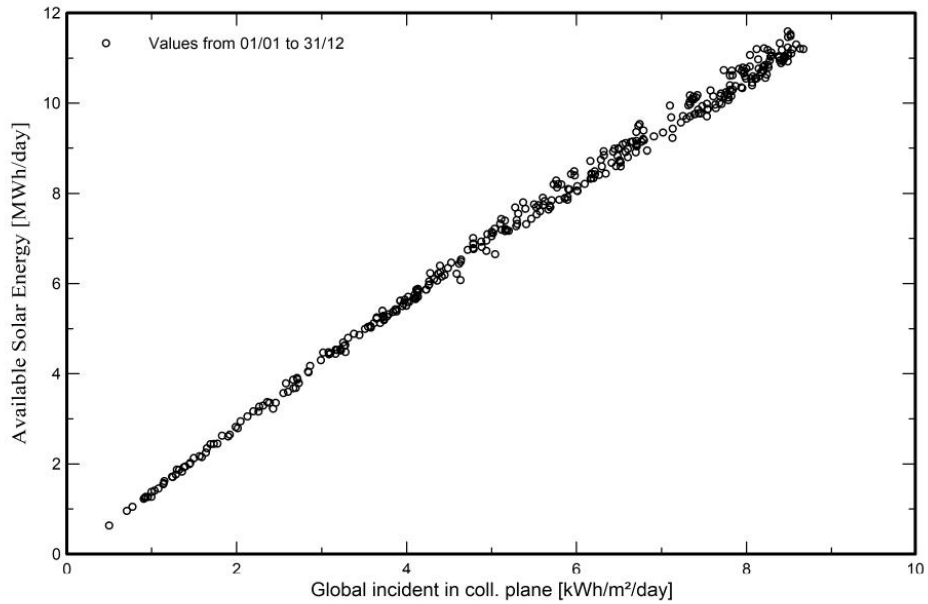
Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

ETSIDI. UPM (Spain)

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

