



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Instalaciones fotovoltaicas para
autoconsumo: Análisis teórico y estudio de
caso en una nave industrial en Valladolid

AUTOR:

PELAYO SANZ LÓPEZ-PEÑA

TUTOR:

CESAR CHAMORRO CAMAZÓN

Dpto. Ingeniería Energética y Fluidomecánica

Valladolid, noviembre de 2024

Resumen

El presente Trabajo Fin de Grado tiene como objetivo analizar distintas alternativas de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, y realizar el estudio de un caso ficticio en una nave en la ciudad de Valladolid para la instalación de un autoconsumo con venta de excedentes.

El documento se puede dividir en dos grandes bloques, el primero más teórico sobre las instalaciones de autoconsumo y un segundo bloque que estudiara un caso de instalación de un autoconsumo.

El primero consistirá en una serie de nociones teóricas sobre el autoconsumo, en concreto sobre sus elementos, clasificaciones, definiendo los conceptos y creando una base para introducir el segundo bloque.

El segundo bloque consistirá en el estudio de un caso de instalación de autoconsumo en la ciudad de Valladolid realizando su proyecto básico, que incluirá el análisis económico del mismo analizando su viabilidad y rentabilidad a lo largo de los años.

Palabras clave

Energía solar, instalación fotovoltaica, autoconsumo, viabilidad económica, tipos de autoconsumo, impacto medioambiental.

Abstract

The objective of this Final Degree Project is to give a slight notion about photovoltaic installations, and to study a fictitious case in a warehouse in the city of Valladolid for the installation of a self-consumption with sale of surpluses.

The document can be divided into two main blocks, the first one more theoretical about the self-consumption installations and a second block that will study a case of installation of a self-consumption.

The first one will consist of a series of theoretical notions about self-consumption, in particular about its elements, classifications, defining the issues and creating a base to introduce the second block.

The second block will consist of a case study of a self-consumption installation in the city of Valladolid, making its basic project, which will include the economic analysis of the same analyzing its viability and profitability over the years.

Key words

Solar energy, photovoltaic installation, self-consumption, economic viability, types of self-consumption, environmental impact.

INDICE

Resumen	3
Palabras clave	3
Abstract.....	4
Key words.....	4
Índice de figuras.....	9
Índice de tablas	10
Índice de ecuaciones.....	11
1. Introducción.....	13
1.1. Justificación.....	13
1.2. Objetivos	14
1.3. Estructura de la memoria	14
2. Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo	17
2.1. Tipos de Instalaciones de autoconsumo	18
2.1.1. Tipo de Vertido.....	19
2.1.1.1. Autoconsumos SIN Excedentes.....	19
2.1.1.2. Autoconsumos CON Excedentes: Acogida a Compensación	20
2.1.1.3. Autoconsumos CON Excedentes: NO Acogida a Compensación	21
2.1.2. Tipo de Instalación de MGE	21
2.1.2.1. MGE Tipo A.....	22
2.1.2.2. MGE Tipo B.....	22
2.1.2.3. MGE Tipo C.....	22
2.1.2.4. MGE Tipo D.....	23
2.2. Elementos de una Instalación de Autoconsumo	23
2.2.1. Modulo fotovoltaico.....	23
2.2.2. Inversor	25
2.2.3. Soportes	27
2.2.4. Baterías (Opcional).....	28
2.2.5. Sistema de Monitorización.....	29
2.2.6. Contador bidireccional.....	29
2.2.7. Cuadro de protecciones eléctricas.....	30
2.2.8. Cableado y conexiones.....	31

3.	Estudio de caso: Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo con Excedentes en Valladolid	33
3.1.	Memoria descriptiva.....	34
3.1.1.	Objeto del proyecto	35
3.1.2.	Características de la instalación.....	36
3.1.3.	Emplazamiento de la instalación fotovoltaica	36
3.2.	Memoria constructiva	38
3.2.1.	Módulos Fotovoltaicos	38
3.2.2.	Inversores.....	41
3.2.3.	Cableado.....	41
3.2.4.	Protecciones.....	41
3.3.	Cálculos.....	42
3.3.1.	Dimensionado del grupo inversor	42
3.3.1.1.	Máxima tensión de entrada al inversor	42
3.3.1.2.	Mínima tensión de entrada al inversor	44
3.3.1.3.	Numero de módulos a conectar en serie	45
3.3.2.	Dimensionado de la producción de la instalación	48
3.3.2.1.	Datos de radiación	48
3.3.2.2.	Diseño distancias entre módulos	48
3.3.2.3.	Cálculo de pérdidas por inclinación y acimut.....	50
3.3.2.4.	Cálculo de la producción anual	51
3.3.3.	Cálculos eléctricos	53
3.3.3.1.	Tramo desde modulo fotovoltaico a inversor.....	53
3.3.3.2.	Tramo desde inversor a cuadro general fotovoltaico	56
3.3.3.3.	Tramo desde cuadro general fotovoltaico a CGBT en punto de consumo	59
3.3.4.	Calculo estructural	62
3.3.4.1.	Cálculo del peso propio de la estructura	63
3.3.4.2.	Cálculo de cargas de viento.....	66
4.	Análisis económico	73
4.1.1.	Presupuesto de la instalación fotovoltaica	73
4.1.2.	Coste energía eléctrica.....	75
4.1.3.	Consumo eléctrico de la nave	75
4.1.4.	Gasto de la instalación con la instalación fotovoltaica	76
4.1.5.	Rentabilidad de la inversión.....	77
5.	Estudio del impacto ambiental	83
5.1.	Cálculo de las emisiones de CO ₂ evitadas.....	83

6. Conclusiones	87
Referencias.....	90

Índice de figuras

Figura 1. Modulo fotovoltaico	24
Figura 2. Inversor	27
Figura 3. Soportes para módulos fotovoltaicos	28
Figura 4. Batería de pared para almacenaje de energía	29
Figura 5. Contador bidireccional comercial	30
Figura 6. Paneles fotovoltaicos monocristalino y policristalino	25
Figura 7. Emplazamiento global.....	36
Figura 8. Emplazamiento Local	37
Figura 9. Emplazamiento catastral	37
Figura 10. Características técnicas módulos fotovoltaicos elegidos para la instalación diseñada.....	39
Figura 11. Cubierta de la nave sobre la que se colocaran los módulos fotovoltaicos.....	40
Figura 12. Situación de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de la nave.	40
Figura 13. Disposición de los String sobre la cubierta de la nave objeto de estudio.	47
Figura 14. Leyenda de la figura 7	47
Figura 15. Datos de radiación anual en localización de la instalación según fuente PVGIS....	48
Figura 16. Esquema incidencia solar en módulos.....	49
Figura 17. Esquema unifilar de la instalación.	62
Figura 18. Leyenda de la figura 11.....	62
Figura 19. Dimensiones estructura de soporte a utilizar para instalar los módulos fotovoltaicos	63
Figura 20. Velocidad básica del viento en la península recogidos en el DBSEAE	68
Figura 21. Zonas de influencia	70
Figura 22. Generación de energía por tipo de generación y por horas en España sen REE....	84
Figura 23. Emisiones por horas de CO ₂ en España	84

Índice de tablas

Tabla 1. Objetivos de producción eléctrica en MW según el PNIEC.....	13
Tabla 2. Consumo mensual y anual de la nave objeto de este estudio	35
Tabla 3. Especificaciones Inversor elegido para la instalación.	41
Tabla 4. Distancias mínimas entre filas de módulos solares	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5. Rendimiento de la instalación	51
Tabla 6. Producción mensual y anual de la instalación	53
Tabla 7. Resultados de secciones de los cables calculadas	56
Tabla 8. Secciones tramo de inversor a cuadro BT	58
Tabla 9. Secciones en el tramo de cuadro de BT a punto de consumo	61
Tabla 10. Cargas permanentes	65
Tabla 11. Valores característicos de las sobre cargas de uso recogidos en la tabla 3.1 del DBSEAE	66
Tabla 12. Coeficientes para tipo de entorno según recoge la tabla D.2 del anexo IV del DBSEA	69
Tabla 13. Coeficientes de presión exterior	71
Tabla 14. Capítulo 1 del presupuesto	73
Tabla 15. Capítulo 2 del presupuesto	74
Tabla 16. Capítulo 3 del presupuesto	74
Tabla 17. Resumen del presupuesto.....	74
Tabla 18. Precios consumo y venta de excedente.....	75
Tabla 19. Consumo y coste mensual.....	76
Tabla 20. Consumos mensuales a compañía de la instalación y excedentes resultantes a vender	77
Tabla 21. Calculo flujos de caja mensuales.....	79
Tabla 22. Cálculo de TIR y VAN	81
Tabla 23. Energía producida media por nuestra instalación mensual y anualmente	85
Tabla 24. Emisiones de CO ₂ en KG evitadas de ser emitidas a la atmosfera gracias a nuestro autoconsumo	85

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Temperatura mínima de funcionamiento	42
Ecuación 2. Coeficiente de temperatura	43
Ecuación 3. Calculo coeficiente de temperatura	43
Ecuación 4. Tensión máxima de entrada al inversor	43
Ecuación 5. Calculo tensión máxima de entrada al inversor	44
Ecuación 6. Temperatura máxima de entrada al inversor	44
Ecuación 7. Calculo temperatura máxima de entrada al inversor	45
Ecuación 8. Tensión mínima de entrada al inversor	45
Ecuación 9. Calculo Tensión mínima de entrada al inversor	45
Ecuación 10. Número máximo de módulos a conectar en serie	46
Ecuación 11. Número máximo de módulos a conectar en serie	46
Ecuación 12. Altura solar en el mediodía del mes más desfavorable	49
Ecuación 13. Calculo altura solar en el mediodía del mes más desfavorable	49
Ecuación 14. Distancia entre frentes de módulos	49
Ecuación 15. Calculo pendiente N/S	50
Ecuación 16. Producción mensual	52
Ecuación 17. Superficie de los módulos fotovoltaicos	52
Ecuación 18. Calculo superficie de los módulos fotovoltaicos	53
Ecuación 19. Sección del cable	54
Ecuación 20. Intensidad máxima aplicando factor de seguridad	54
Ecuación 21. Sección máxima del cable en función de la intensidad que circulara por el cable	55
Ecuación 22: Perdidas reales en el tramo de estudio	55
Ecuación 23. Sección mínima del cable en el tramo de inversor a cuadro general de BT	56
Ecuación 24. Icc máxima aplicando factor de seguridad	57
Ecuación 25. Sección mínima del cable según ITC BT 19	57
Ecuación 26. Perdidas eléctricas máximas reales	58
Ecuación 27. Sección mínima en tramo de cuadro BT a punto de consumo	59
Ecuación 28. Calculo numérico de sección	60
Ecuación 29. Icc aplicando factor de seguridad	60
Ecuación 30. . Calculo Icc aplicando factor de seguridad	60
Ecuación 31. Sección mínima en función de la intensidad que circula por el cable	60
Ecuación 32. Perdidas eléctricas máximas reales en el tramo 3	61
Ecuación 33. Proyección carril	64
Ecuación 34. Volumen carril por modulo	64
Ecuación 35. Calculo volumen carril por modulo	64
Ecuación 36. Peso por unidad de modulo	64
Ecuación 37. Calculo peso por unidad de modulo	64
Ecuación 38. Peso de la instalación por modulo	65
Ecuación 39. Cálculo peso de la instalación por modulo	65

Ecuación 40. Presión estática	67
Ecuación 41. Presión dinámica del viento	67
Ecuación 42. Calculo presión dinámica del viento.....	68
Ecuación 43. Coeficiente ce	68
Ecuación 44. Calculo coeficiente ce	69
Ecuación 45. Cálculo de acción global del viento	72
Ecuación 46. Formula del VAN.....	78
Ecuación 47. Formula del TIR.....	78

1.Introducción

1.1. Justificación

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha emergido como una de las soluciones más prometedoras en la transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente. Las instalaciones fotovoltaicas, que convierten la luz solar en energía eléctrica a través de paneles solares, no solo contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también ofrecen beneficios económicos y sociales significativos.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, España tiene el compromiso de aumentar la capacidad instalada de energía renovable producida por energía solar de los 11004 MW instalados en 2020 a 76.387 MW lo que supone un aumento de casi 7 veces más en un periodo de 10años, por lo que durante estos 10 años la instalación de autoconsumos debe aumentar en gran medida para cumplir con los objetivos marcados en el PNIEC como muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Objetivos de producción eléctrica en MW según el PNIEC

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
Total	111.100	115.015	166.939	213.963

Concretamente, el PNIEC fija un objetivo de 19000 MW de autoconsumo instalados para el 2030, por lo que este proyecto iría en línea con la hoja de ruta del autoconsumo en España que se aprobó el pasado 2021, en las que además se recogen las distintas políticas de apoyo e impulso de esta modalidad.

1.2. Objetivos

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo proporcionar una comprensión teórica de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, que servirá de base para los demás objetivos de este Trabajo de Fin de Grado, abordando los principios básicos de su funcionamiento, sus características principales, clasificaciones en función de las características, los componentes básicos y las normativas que regulan su implementación y ayudas económicas asociadas.

El primer objetivo, es analizar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, explicando su funcionamiento, y sus diferentes clasificaciones en función de los diferentes parámetros que las componen. Además, se enumerarán y describirán los diferentes elementos que componen explicando detalladamente su función dentro de la instalación y su importancia en la misma, así se podrá analizar el porqué de su diseño y sus ventajas o inconvenientes.

El segundo objetivo de este TFG es realizar un estudio de un caso ficticio que ilustre la aplicación práctica de estos conceptos en un proyecto técnico específico para una instalación de autoconsumo en una nave industrial en la ciudad de Valladolid.

En la misma línea, el tercer gran objetivo es analizar el análisis económico del caso expuesto de la nave industrial en la ciudad de Valladolid, estudiando en primer lugar su viabilidad, para después conocer su rentabilidad, amortización etc. Y calcular los principales indicadores económicos que respalden los resultados obtenidos.

El último objetivo es realizar un breve estudio medioambiental que evalúe el impacto que tendrá la instalación del autoconsumo en el medio ambiente. Este será positivo ya que además de ayudar a descarbonizar la red, y así evitar la emisión de gases de efecto invernadero. Esto se lleva a cabo de forma descentralizada, ya que los paneles solares fotovoltaicos se instalan sobre la cubierta de la nave ya existente, por lo que no supone la ocupación de suelo en áreas naturales o despobladas si no que el recurso ya estaba en uso y se aprovecha de manera más eficiente.

1.3. Estructura de la memoria

En el primer capítulo se presenta el estudio de la viabilidad técnica del proyecto, se analizará el entorno y situación de la nave además de las características de la instalación para poder diseñar de manera correcta la instalación del autoconsumo. A partir de este punto se

comenzará a elegir los diferentes componentes que forman nuestra instalación de autoconsumo y a realizar los cálculos necesarios para dimensionar todos los elementos necesarios.

El siguiente capítulo presenta un análisis económico en el que se determinará la rentabilidad de estas instalaciones, concretamente del estudio de la nave industrial diseñada y se estudiarán sus flujos de caja, inversión inicial, etc, con esta información, se calculará el período de recuperación de la inversión, conocido como *payback* (retorno del pago), un indicador fundamental que estima el tiempo necesario para recuperar el capital invertido gracias a los ahorros generados y los beneficios generados por la instalación. La evaluación de estos elementos permitirá una visión integral de la rentabilidad del proyecto, permitiendo determinar su viabilidad económica y el potencial de retorno financiero en el tiempo.

El tercer y último capítulo se realiza un breve análisis del impacto ambiental de las instalaciones fotovoltaicas, destacando la contribución de estas al proceso de descarbonización. Estas instalaciones generan electricidad sin emitir gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO_2), que es común en la generación térmica basada en combustibles fósiles. Al producir energía a partir de fuentes renovables, la instalación fotovoltaica reduce significativamente la dependencia de fuentes tradicionales de energía, como las centrales de carbón o de gas natural, que emiten grandes cantidades de contaminantes y afectan la calidad del aire y los ecosistemas. Por tanto, al evitar el consumo de electricidad proveniente de centrales térmicas, las instalaciones fotovoltaicas contribuyen de manera directa a mitigar el cambio climático, disminuir la huella de carbono y avanzar hacia una economía más sostenible y limpia.

A través de este enfoque, se busca no solo profundizar en el conocimiento teórico sobre las instalaciones fotovoltaicas, sino también demostrar su relevancia y potencial en el contexto actual de búsqueda de soluciones energéticas sostenibles. Así, se espera que este Trabajo de Fin de Grado aporte una visión integral sobre el gran impacto positivo que la energía solar fotovoltaica puede tener en la sociedad, en la industria y en el medio ambiente y sus beneficios económicos, siendo por este cómputo global lo que la hace una solución tan interesante y en la que tanto gobiernos como organismos reguladores están invirtiendo y dando facilidades para que su uso pase a ser una parte importante de la generación en España.

2. Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo

En primer lugar, definiremos instalación fotovoltaica de autoconsumo, que según la Junta de Castilla y León es:

La posibilidad de que un consumidor de energía eléctrica consuma la electricidad producida por una instalación de generación eléctrica, reduciendo de esta forma el consumo que realiza de la red y que le factura la compañía eléctrica con la que tiene contratado el suministro, es decir, generando un ahorro en la factura del consumidor.

Es decir, el autoconsumo consiste en añadir un punto de generación fotovoltaico producida por energía renovable solar, a un punto de consumo, ya sea este doméstico, industrial, sanitarias, educativas etc, de manera que parte del consumo eléctrico o su totalidad sean generados por este sistema, y con la posibilidad de además producir excedente

En cuanto al marco normativo aplicable, aunque es extenso y complejo, se enumerarán a continuación las disposiciones más destacadas y pertinentes para el diseño e instalación de un autoconsumo solar fotovoltaico:

1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico: Regula el sistema eléctrico en España con el objetivo de garantizar el suministro, sostenibilidad económica y eficiencia energética, promoviendo la competencia en el sector y estableciendo un marco para la regulación de tarifas y condiciones de acceso.
2. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio: Regula la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Establece los requisitos técnicos y económicos para fomentar estas fuentes de energía, con mecanismos de compensación y requisitos de operación y mantenimiento de las instalaciones.
3. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto: Aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, que define las condiciones y especificaciones técnicas de los equipos de medida y los procedimientos para el control de la energía eléctrica en el sistema español.
4. Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de Puntos de Medida (1999): Proporcionan detalles técnicos adicionales al Reglamento de Puntos de Medida, especificando los procedimientos y características de los equipos de medida en el sistema eléctrico español.

5. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre: Regula el autoconsumo de energía eléctrica, estableciendo las condiciones técnicas y económicas para los consumidores que también producen electricidad, incluyendo aspectos administrativos, tarifas y responsabilidades en la conexión a la red.
6. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre: Introduce medidas urgentes para la transición energética y protección de consumidores, buscando reducir la factura eléctrica y proteger a los consumidores vulnerables. También promueve las energías renovables y simplifica el autoconsumo eléctrico.

En adelante, se referenciarán estas normas y sus documentos, figuras, tablas, ecuaciones etc, para su uso en diferentes cálculos, como de dimensionado de cables, cálculos de cargas de vientos, y otras referencias y consideraciones necesarias.

La importancia del marco normativo reside en la obligación de cumplirlo, pese a que se puedan dimensionar los elementos de la instalación en base a varios criterios que pueden ser validos el marco normativo rige un único criterio común.

2.1. Tipos de Instalaciones de autoconsumo

El autoconsumo se divide en tres grandes categorías en función del vertido del excedente producido

- Autoconsumos **SIN** Excedentes
- Autoconsumo **CON** Excedentes: Acogida a Compensación
- Autoconsumo **CON** Excedentes: **NO** Acogida a Compensación

Estas instalaciones también se rigen por lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 647/2020, proveniente del 244/2019, en la evaluación de los Módulos de Generación de Electricidad (MGE donde se clasifican por su punto de conexión y potencia instalada

Esta clasificación se establece de la siguiente forma:

- MGE Tipo A
- MGE Tipo B
- MGE Tipo C
- MGE Tipo D

2.1.1. Tipo de Vertido

En esta clasificación las instalaciones se rigen por como gestionan el excedente de producción de energía eléctrica (en caso de no existir excedente se considera SIN Excedentes).

Para estas tres grandes categorías; Autoconsumos **SIN** Excedentes, Autoconsumo **CON** Excedentes: Acogida a Compensación y Autoconsumo **CON** Excedentes: **NO** Acogida a Compensación, obtenemos diferentes características sobre todo a la hora de conectarnos a la instalación y a la red.

2.1.1.1. Autoconsumos **SIN** Excedentes

La electricidad producida por la instalación es consumida directamente por el usuario. Se utiliza un sistema anti-vertido para evitar que el exceso de generación se vierta a la red de distribución.

En el caso de la tecnología fotovoltaica, se utiliza un inversor que ajusta la capacidad de generación al consumo instantáneo, evitando así que se sobrepase el consumo y por tanto no generando excedente. Así que, si no hay consumo, no hay generación.

En esta modalidad de autoconsumo, la instalación generadora fotovoltaica está obligada a instalar un equipo de control (anti-vertido) que evita que en caso de resultar excedente no se vierta a la red, es decir, este dispositivo garantiza que toda la producción generada se consuma.

Este sistema de anti-vertido puede funcionar mediante dos mecanismos principales:

- **Mecanismo de corte o de limitación de corriente:** Esta opción hace que se puedan usar sistemas de generación sin capacidad de regulación de energía.
- **Mecanismo de regulación del intercambio de potencia:** Entre el sistema que produce la electricidad (placas solares) y el consumo (la red eléctrica de la instalación). Esto se consigue controlando las cargas, la generación o almacenando la energía.

Este último método es el más utilizado debido a su versatilidad al tratar con los excedentes

Al no verter energía a la red, esta modalidad no recibiría ningún tipo de compensación económica por el excedente producido, por lo que toda la capacidad de producción que tenga la instalación por encima del consumo se pierde.

Al no verter excedente estas instalaciones quedan exentas según el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril, de necesitar un permiso de acceso y conexión, lo que simplifica en gran medida los trámites y acorta los plazos de ejecución. Además, que en cualquier momento

se puede realizar un cambio de modalidad si se obtiene los permisos necesarios y se elimina el sistema de anti-vertido de la instalación.

Esta modalidad es la más habitual en instalaciones de poca potencia, en las que los tramites y requisitos para el acceso a un punto de conexión no salen rentables con respecto al beneficio generado de la venta del excedente, al ser este muy pequeño debido a la potencia de la instalación, o en aquellos caso en lo que el consumo se ajuste de manera significativa o superando mayoritariamente a la producción no dejando así espacio al excedente de manera que tampoco es rentable la venta o compensación del mismo.

2.1.1.2. Autoconsumos **CON** Excedentes: Acogida a Compensación

Esta modalidad se da cuando la producción generada que supera al consumo en algún punto de la franja de producción, es decir, la energía producida que no se consume de manera inmediata. La parte de producción que no se consume de inmediato se inyecta a la red eléctrica y se recibe una compensación económica por esta energía vertida. En caso de que el valor de la compensación sea mayor que el de la propia factura esta se ajusta a cero, no pudiendo ser un valor negativo, ni recibir un pago por el valor de más compensado.

Esta modalidad tiene una limitación de potencia para poder acogerse a ella, no se podrá superar los 100 kW de potencia instalada. Lo que la deja para usos domésticos o pequeñas comunidades de vecinos, pequeñas o medianas empresas que sus consumos son pequeños o que tienen muchos días sin consumos (por cierre como sábados domingos y festivos).

Para esta acogerse a esta modalidad no se requiere tampoco de punto de acceso y conexión, ya que el excedente se vierte a través de la red interior. Para ello será suficiente con la instalación de un contador bidireccional que se encargara de registrar tanto la energía consumida como la que se inyecta a la red, con la que harán el cálculo para la compensación de este excedente.

Además de realizar un contrato con la comercializadora en el que se otorga el permiso de inyección de energía a la red y en este se acordaran los precios por kW compensado. Por lo que dota a esta modalidad de una gran simplicidad administrativa

En resumen, esta modalidad potencia de manera significativa las ventajas de instalar un autoconsumo, pues a parte del ahorro energético en las horas de consumo, también conseguimos un ahorro económico sobre la factura de la luz gracias a la inyección a la red de las horas de excedente de producción, pudiendo acogerse a ella en cualquier momento mientras se cumplan los requisitos

2.1.1.3. Autoconsumos CON Excedentes: NO Acogida a Compensación

Esta última modalidad es la más interesante desde el punto de vista de grandes autoconsumos, incluso de instalaciones de autoconsumo sobredimensionadas para verter excedente y aportar una mayor rentabilidad a la instalación.

En esta la energía excedente generada y no consumida se inyecta en la red eléctrica, pero en lugar de recibir una compensación simplificada en la factura de electricidad, estos excedentes se venden directamente en el mercado eléctrico sin pasar por la comercializadora, si no que se realiza a través de la propia compañía de suministro eléctrico de la zona.

Se caracteriza por en lugar de compensar el consumo mediante descuentos en la factura, los excedentes de energía que se inyectan en la red se venden a precios de mercado. De manera que el titular recibe un pago por la energía vertida en función del precio del mercado eléctrico, lo que implica que se requiere un representante en el mercado para gestionar la venta normalmente este es la compañía suministradora

A diferencia de la anterior modalidad en esta no hay límite de potencia por lo que pueden acogerse a ella todas las instalaciones de autoconsumo con previa autorización y punto de acceso sin importar potencia de la instalación.

Para este tipo de instalaciones los trámites administrativos son más complejos y varían en función de la potencia instalada, el tipo de conexión, el punto de conexión, etc. Además de que la venta de estos excedentes está sujeta a obligaciones fiscales, así como el pago del IVA, y otros impuestos aplicables, sus beneficios se han de tributar.

La venta de estos excedentes se rige por el precio del mercado que se regula cada día, por lo que la rentabilidad es difícil de calcular y generan incertidumbre sobre el precio de venta, y variabilidad de este

Por todo lo anterior, este modelo está pensado para grandes autoconsumos, en los que la diferencia entre consumo y producción sea significativa así como en las instalaciones que los días de consumo mensuales sean mucho menores de los días sin consumo y por tanto tengamos una gran diferencia entre producción y consumo.

2.1.2. Tipo de Instalación de MGE

Hay cuatro tipos de instalaciones según el tipo de Módulos de Generación de Electricidad (MGE) que dependen de su capacidad de potencia y del punto de conexión, tal y como recoge la normativa española RD 647/2020:

- MGE Tipo A: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.
- MGE Tipo B: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW.
- MGE Tipo C: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- MGE Tipo D: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya capacidad máxima sea superior a 50 MW.

2.1.2.1. MGE Tipo A

Este tipo se caracteriza por tener una capacidad de potencia de entre 0.8 kW y 100 kW, y punto de conexión inferior a 110 kV.

Este tipo abarca principalmente pequeñas instalaciones de autoconsumo, como las instalaciones fotovoltaicas residenciales o para pequeñas empresas de baja potencia y principalmente punto de conexión en Baja Tensión.

2.1.2.2. MGE Tipo B

Este tipo se caracteriza por tener una capacidad de potencia de entre 100 kW y 5 MW, y punto de conexión inferior a 110 kV.

Este otro tipo ya no se puede acoger a compensación de excedentes por lo que abarca instalaciones de mayor tamaño, principalmente industrias, o grandes superficies comerciales, que además del ahorro de consumo buscan la venta de excedente.

2.1.2.3. MGE Tipo C

Este tipo se caracteriza por tener una capacidad de potencia de entre 5 MW y 50MW, y punto de conexión inferior a 110 kV.

Este tipo abandona que su uso principal sea el autoconsumo, siendo sustituido por el de generación eléctrica, destinado a grandes parques solares que se centran únicamente en vender energía vertiéndola a la red.

2.1.2.4. MGE Tipo D

Este último tipo se caracteriza por tener una capacidad de potencia superior a 50 MW o que su punto de conexión sea superior a 110 kV.

Al igual que en el tipo C nos encontramos que como (Energía Castilla y León, 2024) (Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas., 2024) uso principal tenemos la generación de energía para su venta a directa al mercado eléctrico, pero para grandes plantas de generación o para aquella en las que su punto de conexión sea superior a los 110 kV.

2.2. Elementos de una Instalación de Autoconsumo

Aunque estas instalaciones son muy diversas y sus elementos pueden variar de unas instalaciones a otras en función de sus características, todas ellas tienen en común una serie de elementos imprescindibles.

Estos elementos básicos de cualquier instalación son:

- **Modulo fotovoltaico:** Capturan la energía solar.
- **Inversor:** Convierte la corriente continua en corriente alterna.
- **Soportes:** Mantiene los paneles en su lugar.
- **Baterías (Opcional):** Almacenan energía para uso posterior.
- **Sistema de monitorización:** Permite controlar la generación de energía
- **Contador bidireccional:** Mide la energía generada y consumida.
- **Cuadro de protecciones:** Protege la instalación de fallos eléctricos.
- **Cableado:** Conecta los componentes del sistema.

2.2.1. Modulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico, también conocido como panel solar o placa solar, es el dispositivo que capta la energía solar para iniciar el proceso de transformación en energía sostenible. El material semiconductor del que está recubierto que suele ser el silicio es sensible a la luz y genera electricidad al recibir la radiación solar gracias al fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células solares individuales conectadas entre sí, que permiten convertir la luz solar en electricidad. Para maximizar su eficiencia, los módulos se instalan en estructuras que aseguran una orientación e inclinación

óptima hacia el sol, lo que aumenta la cantidad de radiación solar que reciben. Estos módulos tienen dos terminales de salida que transportan la corriente eléctrica generada hacia los sistemas de gestión de la instalación, como el inversor.

La eficiencia de un módulo fotovoltaico se mide por la proporción entre la potencia eléctrica que entrega en sus terminales y la potencia de la radiación solar que recibe en su superficie. Un valor estándar de referencia para la radiación solar es 1.000 W/m^2 . Esto significa que, si cada metro cuadrado de panel recibe esa cantidad de energía solar, la eficiencia será el porcentaje de esa energía que el módulo convierte en electricidad utilizable. Los módulos más modernos alcanzan eficiencias entre el 15% y el 22%, dependiendo de la tecnología y el tipo de células utilizadas.

La vida útil promedio de un módulo fotovoltaico es de aproximadamente 30 años, durante los cuales su rendimiento disminuye gradualmente, pero sigue generando electricidad de manera efectiva. Al final de su vida útil, la mayoría de los módulos aún conservan entre el 80% y el 85% de su capacidad de generación inicial, gracias a la durabilidad de los materiales y las tecnologías avanzadas que se emplean en su fabricación.



Figura 1. Modulo fotovoltaico

Hay dos grupos principales de módulos fotovoltaicos, de Silicio Monocristalino y policristalino.

- **Silicio monocristalino:** Módulos de color azul oscuro, casi negro, cuyas células tienen unos bordes redondeados y están formadas por cristales de silicio monocristalino, todos orientados en la misma dirección. Con luz perpendicular garantizan una buena producción de energía, con una eficiencia de aproximadamente un 18 a un 21 %.

- **Silicio policristalino:** Módulos azules con tonos cambiantes compuestos por cristales de silicio orientados de manera no uniforme. Tienen una eficiencia de un 15 a un 17 (SolCor diseño de inversores, 2024) si reciben los rayos del sol perpendicularmente, pero su rendimiento es mayor a lo largo del día.

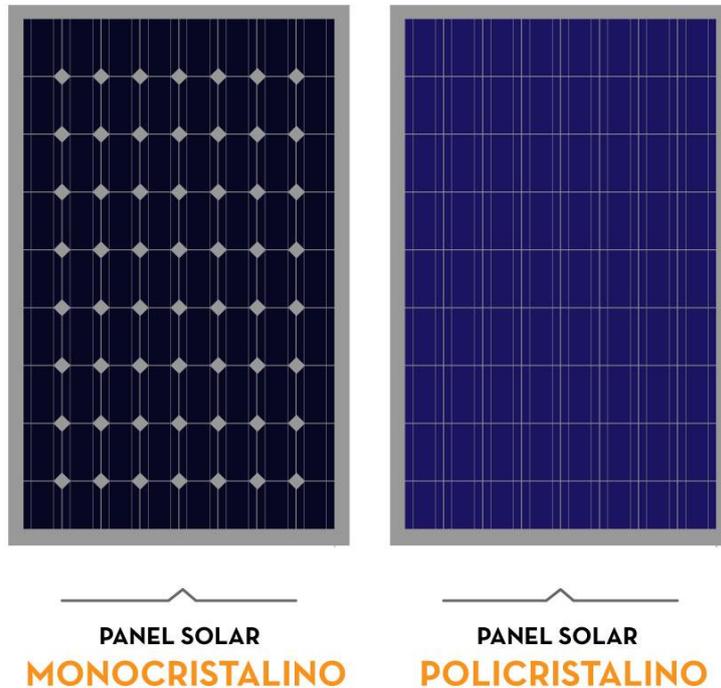


Figura 2. Paneles fotovoltaicos monocristalino y policristalino

Los más utilizados son los monocristalinos debido a que con ellos se obtiene una mayor eficacia

2.2.2. Inversor

Un inversor solar es aquel equipo encargado de recibir y transformar la energía que generan los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna, para que de esta forma pueda ser adaptada acorde a los parámetros eléctricos precisos que requieren los empalmes para su normal funcionamiento.

Su funcionamiento consiste en que una vez le llega la energía producida por los paneles solares el equipo actúa como intermediario para transformar la energía recibida en corriente continua en corriente alterna y de esta forma poder ser utilizada o vertida a la red

Su función principal es transformar la energía, pero con los avances tecnológicos también se pueden encargar de optimizar el rendimiento global de la instalación, aprovechando los recursos energéticos al máximo, mientras que, por otro lado, facilita

información sobre el diagnóstico de los equipos haciendo un seguimiento de los rendimientos energéticos del sistema, lo que permite poder actuar de manera preventiva y correctiva en caso de algún inconveniente técnico.

Tipos de inversores solares:

- **Inversores de cadena (String):** Conectan varios paneles solares en serie (una cadena o comúnmente denominados String) y convierten la energía de todos esos paneles al mismo tiempo. Son eficientes y económicos, pero pueden verse afectados por problemas de sombreado, ya que el rendimiento de toda la cadena se reduce si uno de los paneles está sombreado. Estos son los más comunes en instalaciones residenciales y comerciales
- **Microinversores:** Estos dispositivos se instalan en cada panel solar individualmente. La principal ventaja es que optimizan la producción de cada panel por separado, lo que mejora el rendimiento general del sistema, especialmente en condiciones de sombreado o con paneles orientados en diferentes direcciones. Son más caros que los inversores de cadena, pero ofrecen mayor flexibilidad y eficiencia.
- **Inversores híbridos:** Estos inversores pueden trabajar con sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, además de convertir la energía solar. Permiten almacenar el exceso de energía para su uso posterior, por ejemplo, durante la noche o en días nublados. Son ideales para instalaciones que buscan maximizar el autoconsumo y la independencia de la red eléctrica.
- **Inversores de batería:** Son específicos para sistemas que ya tienen baterías instaladas. No solo convierten la energía solar en corriente alterna, sino que también gestionan la carga y descarga de las baterías. Pueden integrarse con inversores de cadena o microinversores para crear un sistema completo de gestión de energía.
- **Inversores centralizados:** Utilizados principalmente en instalaciones solares a gran escala, como parques solares. Conectan un gran número de paneles solares a un único inversor, lo que reduce los costos y simplifica la instalación y el mantenimiento. Son menos flexibles que los microinversores, pero son adecuados para proyectos de gran tamaño.



Figura 3. Inversor

2.2.3. Soportes

Aunque es la más rudimentaria de todos los elementos que componen las instalaciones fotovoltaicas, son muy importantes en estas, ya que además de encargarse de sujetar los módulos fotovoltaicos, estos los colocaran en el ángulo óptimo para capturar la mayor radiación solar posible.

Este ángulo dependerá de varios factores como la localización geográfica, estacionalidad, situación física de la instalación, etc. Pero afectara directamente sobre la eficiencia de los módulos pudiendo dispersar entre un 20 y 30 % de perdidas.



Figura 4. Soportes para módulos fotovoltaicos

2.2.4. Baterías (Opcional)

El uso de baterías es muy útil ya que estas se cargan durante los momentos en los que la producción es mayor al consumo, en vez de que esta energía se pierda. Aunque su instalación es opcional, la energía almacenada puede ser utilizada en momentos en los que los paneles no están generando suficiente energía, como durante la noche o en días nublados. Lo que genera una independencia energética de la red eléctrica y ayuda a reducir las facturas de la electricidad.

Los principales tipos de baterías para paneles solares son:

- **Baterías de plomo-ácido:** Son las más comunes y económicas. Se utilizan en muchas instalaciones fotovoltaicas y tienen una larga vida útil. Sin embargo, requieren mantenimiento regular y pueden ser pesadas.
- **Baterías de gel:** Una variante de las baterías de plomo-ácido, pero con electrolito en gel, lo que las hace más seguras y menos propensas a fugas. También requieren menos mantenimiento que las baterías de plomo-ácido tradicionales.
- **Baterías de litio:** Son más eficientes y ligeras que las de plomo-ácido, con una mayor densidad de energía y una vida útil más larga. Son ideales para instalaciones donde el espacio y el peso son factores importantes.
- **Baterías de sodio-ferrosulfato:** Son una opción más reciente y menos común, pero ofrecen una alta densidad de energía y una vida útil prolongada.

El coste elevado de las baterías y su degradación con el tiempo hace que la rentabilidad de las mismas nos siempre ser la opción más rentable, por eso se ha de estudiar cuidadosamente cada caso para valorar su instalación.



Figura 5. Batería de pared para almacenaje de energía

2.2.5. Sistema de Monitorización

La mayoría de los inversores traen instalados unos sistemas de recogida de datos y monitorización en tiempo real, si además de esto utilizamos software específico de monitorización tendremos más control sobre la instalación y datos clave que nos permitirán tanto actuar en caso de un fallo técnico como mejorar la eficiencia de la instalación

Una de las ventajas de estos sistemas es conocer los momentos máximos de producción y así poder hacer coincidir estos momentos del día con nuestros consumos y así aumentar el ahorro y maximizar el uso de la energía generada.

Además, podremos gestionar toda la instalación en remoto lo que nos permite detectar problemas técnicos de la instalación en tiempo real y así actuar con mayor rapidez sobre el problema.

2.2.6. Contador bidireccional

El contador bidireccional es un dispositivo que se encarga de contabilizar la energía que fluye dentro en una instalación fotovoltaica en ambos sentidos:

Por un lado, cuenta la corriente eléctrica que llega al titular de la instalación a través de los sistemas tradicionales energéticos. Y, por otro lado, está la corriente eléctrica que generan los paneles solares, que no ha sido utilizada para el autoconsumo y que se puede devolver/verter sobre la red.

Por esta razón, el contador bidireccional es un componente fotovoltaico imprescindible para las instalaciones que opten por la modalidad de vertido con compensación de excedentes, que permite al titular de la instalación de autoconsumo, devolver a la red la energía no consumida y obtener a cambio una compensación económica en su factura de luz.

La comercializadora, con la que se contrate la tarifa de luz para placas solares, utilizará los datos del contador bidireccional para compensar los excedentes en la factura, que además serán los mismos que se usen en la batería virtual de autoconsumo. Estos datos son proporcionados por la distribuidora de luz.

Comercializadoras de luz (Pagina de tramitación de Castilla y León, 2024)



Figura 6. Contador bidireccional comercial

2.2.7. Cuadro de protecciones eléctricas

Según el RD 647/2020, todas las instalaciones fotovoltaicas deben contar con un cuadro de baja tensión con, como mínimo, las siguientes protecciones:

- **Interruptores automáticos(magnetotérmicos):** Estos dispositivos interrumpen el flujo de corriente cuando detectan que la intensidad de corriente supera los niveles seguros para el sistema. Cada circuito de la instalación (por ejemplo, la línea de los paneles, del inversor o del sistema de carga) debe contar con su propio interruptor magnetotérmico para aislar los posibles fallos.
- **Interruptores diferenciales:** El interruptor diferencial protege a las personas y los equipos contra fugas de corriente o posibles derivaciones a tierra. Su función es cortar la corriente en caso de detectar una diferencia entre la corriente que entra y la que sale del sistema, indicando que hay una fuga de electricidad, lo cual puede ser peligroso para los usuarios.
- **Protección contra sobretensiones transitorias:** Las sobretensiones transitorias son picos de tensión que pueden ocurrir debido a factores externos, como descargas

atmosféricas o fluctuaciones en la red eléctrica. Un dispositivo de protección contra sobretensiones (comúnmente conocido como DPS) se encarga de desviar esos picos de tensión a tierra, evitando que dañen los equipos de la instalación, como el inversor o los paneles.

- **Protección contra sobretensiones permanentes:** A diferencia de las transitorias, las sobretensiones permanentes son aumentos sostenidos en el nivel de tensión de la red. Estas sobretensiones pueden provenir de fallos en la red eléctrica y también pueden dañar los componentes de la instalación fotovoltaica. La protección contra sobretensiones permanentes actúa desconectando la instalación si se detectan valores de tensión superiores al umbral seguro por un periodo prolongado.
- **Seccionador de corriente continua:** Se debe contar con un seccionador específico que permita cortar la corriente procedente de los paneles solares. Este dispositivo permite realizar trabajos de mantenimiento o resolver fallos de manera segura, desconectando los paneles de los demás componentes del sistema.

El cuadro de protecciones no solo protege los equipos, sino que también asegura la seguridad de las personas que utilizan la instalación. Un fallo eléctrico, si no está debidamente protegido, podría causar incendios, dañar los equipos o incluso electrocuciones. Además, la normativa vigente en España exige la implementación de estos sistemas de protección para cualquier instalación fotovoltaica, ya sea residencial o industrial.

2.2.8. Cableado y conexiones

El cableado conecta los diferentes componentes de la instalación, desde los paneles solares hasta el inversor, y de este a los dispositivos de consumo o la red. El cableado debe estar dimensionado adecuadamente para evitar pérdidas de energía y ser resistente a condiciones climáticas exteriores o en su defecto estar protegido adecuadamente

3. Estudio de caso: Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo con Excedentes en Valladolid

Localización:

Se diseñará una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes de 200 kW en cubierta para una nave industrial ubicada en el polígono industrial de san Cristóbal en Valladolid.

La región goza de un clima predominantemente soleado, con más de 2.500 horas de sol al año, lo que favorece la viabilidad de la instalación de paneles solares. El área cuenta con una infraestructura energética estable, pero los costos de la electricidad han experimentado un incremento significativo en los últimos años.

Histórico de Consumos y Gastos:

Se estimará un registro detallado de su consumo eléctrico, sabiendo que la empresa tiene una demanda energética anual de alrededor de 160.000 kWh debido a la operación constante de su maquinaria industrial.

Los gastos energéticos representan una parte considerable de los costos operativos, lo que ha llevado a la decisión de instalar un sistema fotovoltaico. Este tamaño de instalación ha sido seleccionado para cubrir con excedente el consumo diurno, ya que es el horario productivo de la instalación, aunque sin datos precisos, se estima que la planta solar permitirá reducir la dependencia de la red eléctrica y mejorar la rentabilidad del negocio al poder vender el excedente sobrante de la generación.

Los picos de consumo coinciden con las horas de producción durante el día, lo que hace que la energía solar sea una solución particularmente adecuada. Además, los aumentos recientes en las tarifas eléctricas han motivado la búsqueda de alternativas más económicas y sostenibles. La empresa espera que, con la instalación del sistema fotovoltaico, los costos energéticos disminuyan notablemente, logrando una amortización de la inversión en un plazo razonable gracias al aprovechamiento del recurso solar disponible en la zona.

Razones para Instalar Autoconsumo con Fotovoltaica:

- **Reducción de Costes Energéticos:** Dada la tendencia al alza en los costes de la electricidad, la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico permitiría reducir considerablemente la factura eléctrica, disminuyendo la dependencia de la red y mejorando la previsibilidad de los gastos energéticos.
- **Sostenibilidad y Compromiso Ambiental:** La empresa busca mejorar su imagen de marca y cumplir con normativas ambientales que exigen una reducción en la huella de carbono. El autoconsumo con energía solar es una solución alineada con estos objetivos, ayudando a la empresa a reducir sus emisiones de CO2.
- **Estabilidad Energética:** Con la instalación de un sistema fotovoltaico, la fábrica podrá mitigar los riesgos asociados a posibles fluctuaciones en el suministro eléctrico de la red, asegurando un suministro constante durante las horas de producción.

3.1. Memoria descriptiva

En primer lugar, elegimos la potencia a instalar, en nuestro caso será de 200 kW, potencia elegida en base a dos principales criterios, el espacio disponible en la instalación y el consumo de la misma.

El consumo estimado y que regirá los cálculos siguientes de la nave es el siguiente:

Tabla 2. Consumo mensual y anual de la nave objeto de este estudio

Mes	Consumo electrico (kWh)
Enero	14.259,11
Febrero	14.369,55
Marzo	15.654,36
Abril	15.659,55
Mayo	14.365,55
Junio	14.965,23
Julio	13.694,36
Agosto	11.889,34
Septiembre	15.207,85
Octubre	15.869,71
Noviembre	14.868,62
Diciembre	15.968,53
TOTAL	176.771,76

La cubierta de la nave tiene aproximadamente 3600 m² y está dividida en cuatro aguas, para la instalación de los módulos fotovoltaicos usaremos solo las dos aguas más favorables para la incidencia solar, por lo que nos queda una superficie útil de aproximadamente 1800 m². En este espacio, podremos colocar aproximadamente 475 módulos fotovoltaicos, que nos daría una potencia total de 211,37 kW. Teniendo en cuenta esta potencia se eligen dos inversores de 100 kW por lo que la potencia total que podremos instalar es de 200 kW, por lo tanto, solo instalaremos 450 módulos fotovoltaicos, que nos generan una potencia de 200,25 kW, ya que los inversores nos limitan la potencia a los 200 kW y por tanto instalar mas paneles no aumenta la potencia de la instalación y si el gasto económico.

En cuanto al consumo no lo dimensionaremos en función de este ya que se pretende vender excedente por lo que al final buscamos que la producción sea mayor al consumo, y por tanto nos regiremos por conseguir la máxima capacidad de producción.

3.1.1. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es definir las condiciones técnicas y económicas para la implantación de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo con venta y vertido a red de excedentes, conectada a la red interior de la fábrica.

3.1.2. Características de la instalación

Se instalarán 450 módulos fotovoltaicos JA Solar de 445 W monocristalino de celda cortada grado A, modelo JA-M78S10-445/MR, siendo la potencia total suministrada 200,25 kW.

El sistema inversor utilizado está formado por dos inversores de la marca SUNGROW, modelo SG110CX, cuya potencia nominal es de 100 kW.

Por tanto, la potencia total instalada en la planta, según la definición recogida en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, donde se recoge la definición de potencia instalada para estas instalaciones fotovoltaicas, es de 200 kW.

3.1.3. Emplazamiento de la instalación fotovoltaica

Se va a instalar una planta de 200 kW, en Calle aluminio, 41, Valladolid, 47012, Valladolid, en la parcela con referencia catastral 7592613UM5079B0001IT.

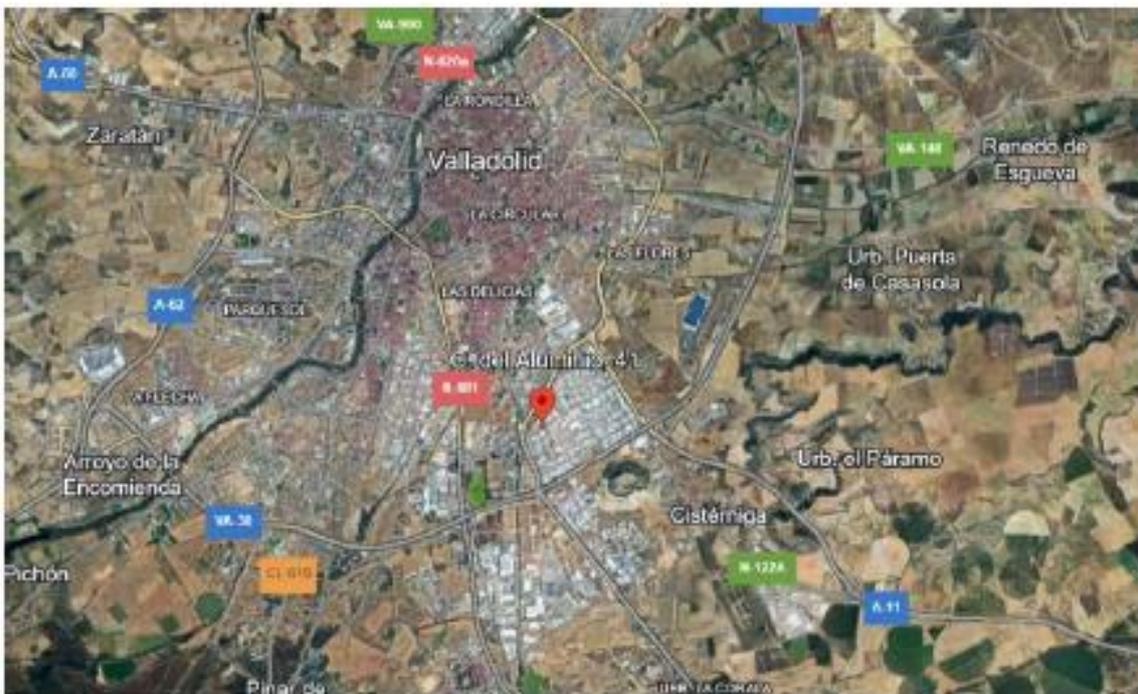


Figura 2. Emplazamiento global

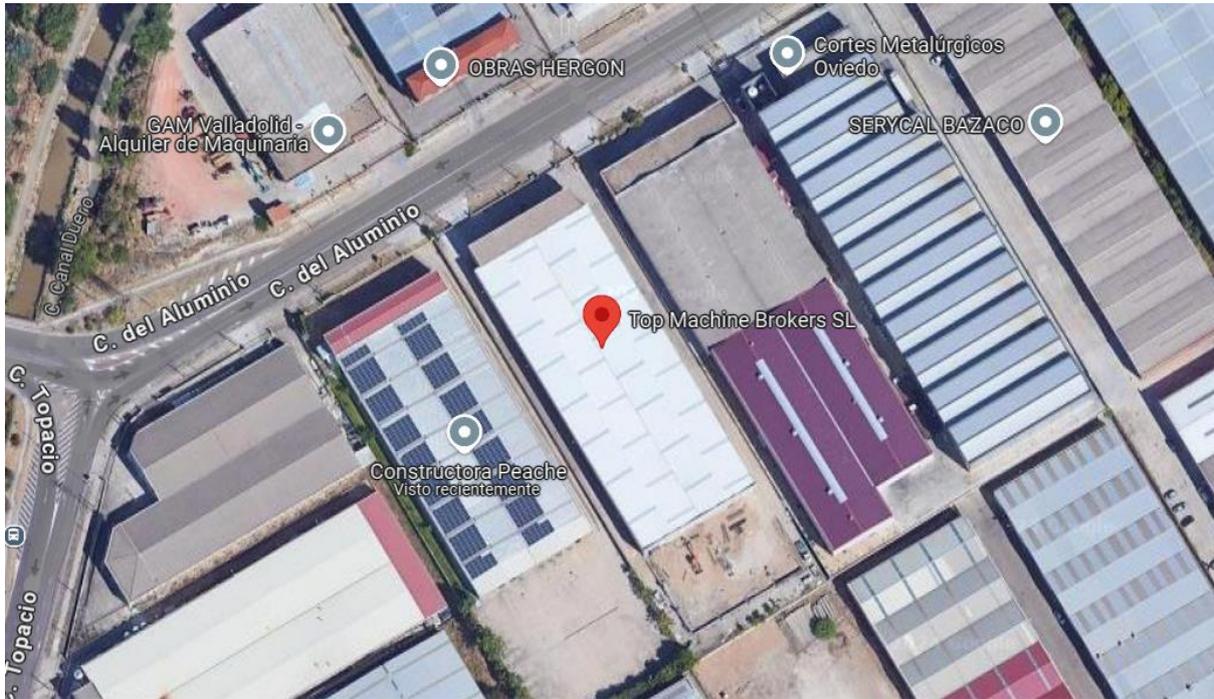


Figura 3. Emplazamiento Local



Figura 4. Emplazamiento catastral

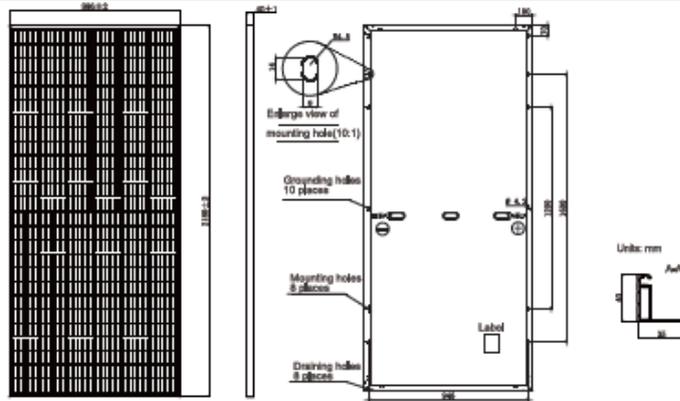
3.2. Memoria constructiva

La presente memoria constructiva detallara las características técnicas y los criterios adoptados en el diseño y estudio de la instalación de un autoconsumo en la nave objeto del presente documento. Este documento describe los elementos de la instalación, los elementos eléctricos sistemas estructurales, instalaciones y materiales seleccionados para asegurar el cumplimiento de los requisitos funcionales, normativos y de calidad establecidos en la fase de diseño.

3.2.1. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos instalados son de la marca JA Solar de 445 W monocristalino de celda cortada grado A, modelo JA-M78S10-445/MR, cuyas especificaciones del fabricante se muestran en su ficha técnica en la Figura 4.

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.6kg±3%
Dimensions	2180±2mm×996±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/ QC 4,10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR	JAM78S10 -450/MR	JAM78S10 -455/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	52.73	53.00	53.31	53.58	53.87
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.50	44.87	45.18	45.51	45.83
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.40	10.44	10.48	10.52	10.56
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.78	9.81	9.85	9.89	9.93
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	21.0
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

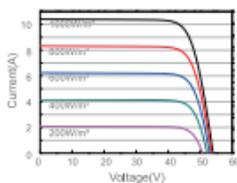
TYPE	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR	JAM78S10 -450/MR	JAM78S10 -455/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	330	334	338	342	346
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.45	50.66	50.86	51.11	51.38
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.03	41.28	41.57	41.86	42.14
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.43	8.48	8.53	8.57	8.61
Max Power Current(Imp) [A]	8.04	8.09	8.13	8.17	8.21
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G				

OPERATING CONDITIONS

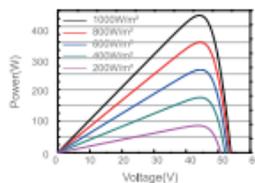
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front	5400Pa
Maximum Static Load,Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Safety Class	Glass II

CHARACTERISTICS

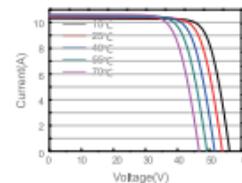
Current-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Power-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Current-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200323A

Figura 5. Características técnicas módulos fotovoltaicos elegidos para la instalación diseñada

Los módulos fotovoltaicos se colocarán en la cubierta de la nave según se muestra en las figuras 5 y 6.



Figura 6. Cubierta de la nave sobre la que se colocaran los módulos fotovoltaicos.



Figura 7. Situación de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de la nave.

3.2.2. Inversores

Los inversores seleccionados son los SUNGROW, modelo SG110CX, cuya potencia nominal es de 100 kW, cuyas especificaciones técnicas del fabricante están recogida en la Tabla 3:

Tabla 3. Especificaciones Inversor elegido para la instalación.

Especificaciones generales			
Fabricante:	SUNGROW		
Modelo:	SG110CX		
Especificaciones eléctricas			
Potencia Nominal AC (kW):	100	Potencia máxima AC (kW):	110
Tensión DC mínima (V):	250	Tensión DC máxima (V):	1.100
Tensión DC mínima MPP (V):	250	Tensión DC máxima MPP (V):	1100
Tensión AC nominal (V):	3x230V/ 400 +N+PE	Factor de potencia	0,8 cap - 0,8 ind
Rendimiento (%)	98,70	Tipo de salida	Trifásico
Intensidad de entrada máx. DC (A)	30	Nº de entradas	18
Intensidad de salida AC (A)	158,80		

3.2.3. Cableado

Para la parte de corriente continua, al estar el cableado en su mayoría en intemperie, se escoge un cable de doble aislamiento y de 1 kV de tensión de aislamiento.

Además, al cableado que conecta los módulos fotovoltaicos (String) con los inversores, les aplica la ITC BT-19, por la cual se regula la sección del cableado en función de la caída de tensión máxima, siendo esta para instalaciones fotovoltaicas no superior al 5%, así que se usara este criterio para el cálculo de la sección de los cables de toda la instalación, al ser este el más restrictivo.

3.2.4. Protecciones

Se aplicarán las recogidas en la ITC-BT 40, ya que se trata de una instalación generadora de baja tensión.

Las protecciones generales de la instalación son las siguientes:

1. Interruptor automático con bloque diferencial en el lado de BT de la instalación (interruptor del generador).
2. Relé de protecciones voltimétricas y amperimétricas de Media Tensión
3. Otras protecciones: Protección anti-isla, esta está integrada en el propio inversor.
4. Puesta a tierra de los principales elementos según normativa y sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

Además, cada inversor dispondrá de su correspondiente cuadro de baja tensión que contará con un interruptor automático y un interruptor magnetotérmico general con diferencial.

3.3. Cálculos

A continuación, se detallarán los cálculos principales para el diseño de la instalación fotovoltaica.

3.3.1. Dimensionado del grupo inversor

Para dimensionar el grupo inversor, calcularemos la mayor tensión que puede proporcionar el mismo y el mínima.

3.3.1.1. Máxima tensión de entrada al inversor

Según ficha técnica la máxima tensión se obtiene a bajas temperaturas, por lo que para el cálculo de la tensión máxima se utiliza la mínima temperatura en Valladolid durante las horas diurnas, por lo que la temperatura que usaremos es de -12,10 grados Celsius. (AEMET, 2024)

Además, se considera que este efecto se produce bajo las condiciones mínimas de irradiación a las que puede funcionar el módulo fotovoltaico que son de 100 W/m².

$$T_{min} = T_a + \left[\frac{TONC - 20}{800} \right] \times G$$

Ecuación 1. Temperatura mínima de funcionamiento

Dónde:

- T_{min} es la temperatura de operación del módulo cuando T_a es $-12,10$ °C.
- T_a es la temperatura ambiente considerada como más desfavorable en °C en Valladolid ($-12,10$ °C)
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula en °C. Se obtiene de la ficha técnica del módulo.
- G es la irradiación en W/m² según las consideraciones tomadas.

$$T_{min} = -12,10 + [(45 - 20)/800] \times 100 = -8,98 \text{ °C}$$

Una vez se conoce la temperatura de funcionamiento del módulo bajo la temperatura más desfavorable se calcula el coeficiente de temperatura que afecta a la tensión. El coeficiente se obtiene a partir del valor base que se obtiene de la ficha técnica y coeficiente real se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Coe. u = \alpha_U \times \frac{V_{OC}}{100}$$

Ecuación 2. Coeficiente de temperatura

Dónde:

- Coe. u es el coeficiente real de voltaje/temperatura en V/ °C.
- α_u es el coeficiente de la temperatura según ficha técnica en %/ °C.
- V_{OC} es la tensión en circuito abierto en V.

$$Coe. u = -0,28 \times 49,50/100 = -0,14 \text{ V/°C}$$

Ecuación 3. Calculo coeficiente de temperatura

Una vez conocidos la temperatura de operación del módulo y el coeficiente de tensión/temperatura, se obtiene la tensión máxima:

$$U_{pmp MÁX} = U_{pmpCEM} + Coe. u \times (T_{min} - T_{CEM})$$

Ecuación 4. Tensión máxima de entrada al inversor

Donde:

- $U_{pmp MÁX}$ es la tensión máxima en condiciones más desfavorable en V.

- U_{pmpCEM} es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V.
- Coe. u es el coeficiente de voltaje/temperatura en V/ °C.
- T_{min} es la temperatura de operación del módulo a -12,10 °C en °C.
- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{pmp(a-12,10^{\circ}C)} = 41,65 + (-0,14) \times (8,98 - 25) = 46,43 V$$

Ecuación 5. Cálculo tensión máxima de entrada al inversor

Por tanto, la tensión máxima del inversor será de 46,43 V.

3.3.1.2. Mínima tensión de entrada al inversor

Según ficha técnica, la menor tensión se obtendrá a altas temperaturas, por lo que para el cálculo de la tensión mínima se utiliza la mínima temperatura en Valladolid durante las horas diurnas. En Valladolid la máxima temperatura durante las horas diurnas registrada en fuentes oficiales histórica es de 38,60 grados centígrados.

Además, se considera que este efecto se produce bajo las condiciones máximas de irradiación a las que puede funcionar el módulo fotovoltaico que se son de 1000 W/m².

$$T_{max} = T_a + \left[\frac{TONC - 20}{800} \right] \times G$$

Ecuación 6. Temperatura máxima de entrada al inversor

Dónde:

- T_{max} es la temperatura de operación del módulo a 38,60 °C.
- T_a es la temperatura ambiente considerada como más desfavorable en °C en Valladolid.
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula en °C. Se obtiene de la ficha técnica del módulo.
- G es la irradiación en W/m² según las consideraciones tomadas.

$$T_{max} = 38,60 + [(45 - 20)/800] \times 1000 = 69,85 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Ecuación 7. Calculo temperatura máxima de entrada al inversor

Usaremos el coeficiente de voltaje/temperatura que hemos calculado en el anterior apartado, por lo que pasamos directamente al cálculo de la tensión mínima en condiciones más desfavorables:

$$U_{pmp \text{ Min}} = U_{pmp \text{ CEM}} + Coe.u \times (T_{max} - T_{CEM})$$

Ecuación 8. Tensión mínima de entrada al inversor

Donde:

- $U_{pmp \text{ MIN}}$ es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- $U_{pmp \text{ CEM}}$ es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V.
- Coe. u es el coeficiente de voltaje/temperatura en V/ °C.
- T_{min} es la temperatura de operación del módulo a 38,60 °C en °C.
- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{pmp (a \ 38,60^\circ\text{C})} = 41,65 + (-0,14) \times (69,85 - 25) = 35,34 \text{ V}$$

Ecuación 9. Calculo Tensión mínima de entrada al inversor

Por tanto, la tensión mínima del inversor será de 35,34 V.

3.3.1.3. Numero de módulos a conectar en serie

Para determinar el número de módulos que podemos conectar en serie necesitamos los rangos de tensiones del inversor, que ya hemos calculado en los aparados anteriores. Con estos rangos podemos calcular el punto de máxima potencia. Recurriendo una vez mas a la ficha técnica del inversor y la formula:

$$\frac{\min U_{pmp}}{U_{pmp \text{ MIN}}} \leq N_s \leq \frac{\max U_{pmp}}{U_{pmp \text{ MAX}}}$$

Ecuación 10. Número máximo de módulos a conectar en serie

Dónde:

- mín Upmp es la tensión mínima del seguidor de máxima potencia del inversor en V.
- máx Upmp es la tensión máxima del seguidor de máxima potencia del inversor en V.
- Upmp MÁX es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- Upmp MÍN es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- Ns cantidad de módulos fotovoltaicos a colocar en serie

Aplicando:

$$\frac{250}{35,34} \leq N_s \leq \frac{1100}{46,43}$$
$$8 \leq N_s \leq 23$$

Ecuación 11. Número máximo de módulos a conectar en serie

Por tanto, tras los cálculos sabemos que los string deben tener un mínimo de 8 módulos fotovoltaicos y un máximo de 23 para que funcionen correctamente dentro del sistema inversor.

Se elegirá un número final de 18 String, que serán 9 string por cada inversor a instalar lo que queda dentro del rango calculado.

De manera que los String a conectar en serie quedarían como se muestra en la Figura 7:

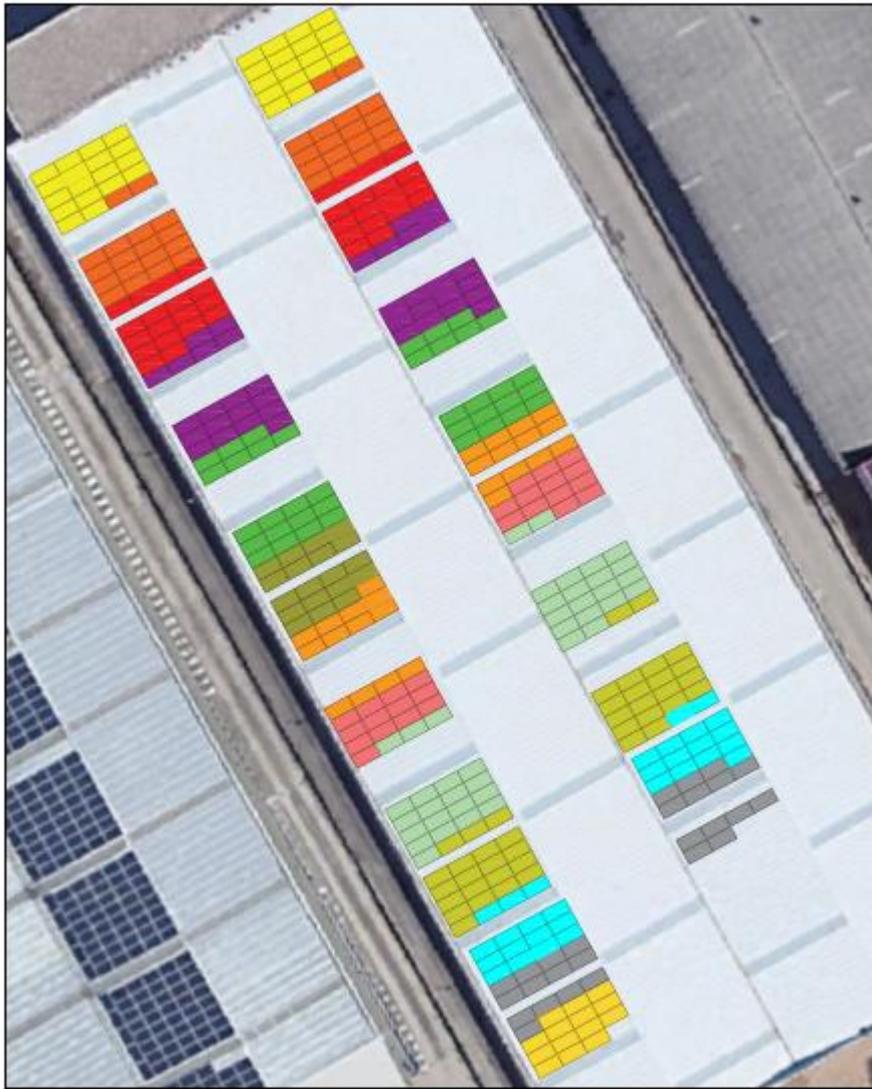


Figura 8. Disposición de los String sobre la cubierta de la nave objeto de estudio.

LEYENDA

<u>INVERSOR 1 SUNGROW 110CX</u>		<u>INVERSOR 2 SUNGROW 110CX</u>	
	• <u>MPPT 1: S1(18) Y S2(18)</u>		• <u>MPPT 1: S13(13) Y S14(13)</u>
	• <u>MPPT 2: S3(18) Y S4(18)</u>		• <u>MPPT 2: S15(13) Y S16(13)</u>
	• <u>MPPT 3: S5(18) Y S6(18)</u>		• <u>MPPT 3: S17(20) Y S18(20)</u>
	• <u>MPPT 4: S7(19) Y S8(19)</u>		• <u>MPPT 4: S19(20) Y S20(20)</u>
	• <u>MPPT 5: S9(19) Y S10(19)</u>		• <u>MPPT 5: S21(15) Y S22(15)</u>
	• <u>MPPT 6: S11(19)</u>		• <u>MPPT 6: S23(13) Y S24(13)</u>
	• <u>MPPT 7: VACÍO</u>		• <u>MPPT 7: S12(18)</u>
	• <u>MPPT 8: VACÍO</u>		• <u>MPPT 8: VACÍO</u>
	• <u>MPPT 9: VACÍO</u>		• <u>MPPT 9: VACÍO</u>

Figura 9. Leyenda de la figura 7

3.3.2. Dimensionado de la producción de la instalación

3.3.2.1. Datos de radiación

Los datos de radiación son los obtenidos de la comisión europea JRC a través de la web “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)”.

Para la ubicación de nuestra instalación obtenemos los datos recogidos en la Figura 15:



Figura 10. Datos de radiación anual en localización de la instalación según fuente PVGIS

3.3.2.2. Diseño distancias entre módulos

Para el diseño de la distribución de los módulos fotovoltaicos, se realizará para el mediodía solar del día más desfavorable del periodo de uso. Para este momento del día se colocarán los módulos a una distancia tal que la sombra que se produzca desde la arista superior de una fila se proyecte como máximo en la arista inferior de la siguiente. Como se muestra en el esquema de la Figura 16:

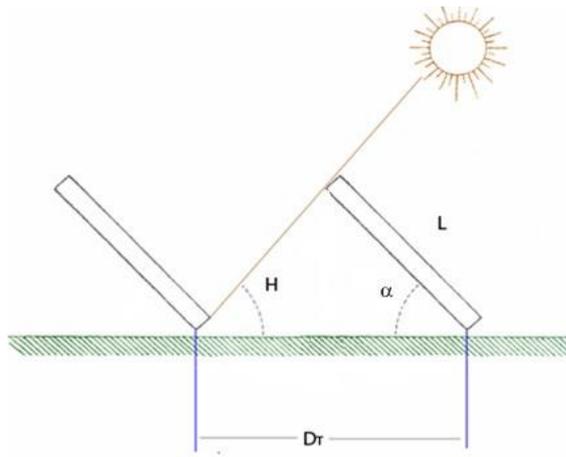


Figura 11. Esquema incidencia solar en módulos

Al ser esta una instalación que se usa todo el año, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. Para ese día la altura solar mínima es:

$$A_s = (90^\circ - \text{Latitud}_{\text{instalación}}) - 23,5^\circ$$

Ecuación 12. Altura solar en el mediodía del mes más desfavorable

Donde:

- A_s es la altura solar en el mediodía del mes más desfavorable. Se da en grados.
- Latitud instalación es la latitud a la que se encuentra la instalación en grados.

$$A_s = (90^\circ - 43,08) - 23,5^\circ = 23,42^\circ$$

Ecuación 13. Calculo altura solar en el mediodía del mes más desfavorable

Aplicando trigonometría sobre el esquema de la figura 16 podemos obtener la distancia mínima entre filas:

$$d_{\min}(m) = h_{\text{módulo}} \times \left(\frac{\cos \alpha + \text{sen} \alpha}{\text{tg } A_s} \right)$$

Ecuación 14. Distancia entre frentes de módulos

Donde:

- d_{\min} es la distancia entre frentes de módulos para evitar sombras, expresada en metros.
- $h_{\text{módulo}}$ es la longitud del módulo (incluido el marco y el soporte correspondiente).
- α es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

Como en nuestra instalación la cubierta no es plana, sino que tiene una inclinación, debemos aplicarle una corrección a la fórmula.

Para ello aplicaremos un coeficiente al valor resultante. El coeficiente que aplicaremos es la pendiente norte/sur de la cubierta de la instalación. Debemos tener en cuenta tanto la inclinación de la cubierta como la desorientación de la misma con respecto al sur:

$$\text{ATAN}(\text{Tangente}(\text{PendienteCubierta}) \times \text{coseno}(\text{Desorientación})) = \text{Pendiente} \frac{N}{S}$$

Ecuación 15. Cálculo pendiente N/S

Donde:

- Pendiente cubierta es la inclinación que tienen las cubiertas donde se realiza la instalación en grados.
- Desorientación es ángulo que forma el sur geográfico con la línea de máxima pendiente de la cubierta en grados.
- Pendiente N/S es el ángulo que real que tiene la cubierta en la dirección Norte/Sur en grados.

Implementando todo eso en una hoja de cálculo Excel obtenemos que la distancia mínima entre filas es de 0,03 m

3.3.2.3. Cálculo de pérdidas por inclinación y acimut

El objeto de este cálculo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas admisibles.

Las pérdidas por este concepto se calculan en función del ángulo de inclinación β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal y del ángulo de acimut α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Por último, ϕ es el ángulo de la latitud de la instalación.

En el caso de este proyecto, la instalación de los módulos tiene las siguientes características:

$$\alpha = 32,31^\circ$$

$$\phi = 43,08^\circ$$

$$\beta = 8^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 \cdot 10^{-4} * [\beta - \phi + 10]^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} * \alpha^2]$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 \cdot 10^{-4} * [8 - 43,08 + 10]^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} * 32,31^2] = 11,20\%$$

3.3.2.4. Cálculo de la producción anual

En primer lugar, debemos determinar el rendimiento de la instalación, para ello primero vamos a enumerar las pérdidas de los módulos fotovoltaicos:

Tabla 4. Rendimiento de la instalación

Pérdidas por dispersión de potencia	2,50%
Pérdidas por temperatura	4,64%
Pérdidas por ensuciamiento	3,00%
Pérdidas por inclinación y acimut	11,20%
Pérdidas por sombras	0,00%
Pérdidas por degradación fotónica	1,00%
Pérdida eléctrica	3,04%
Pérdida por reflectancia	2,70%
Pérdidas totales	28,08%
Rendimiento instalación	71,92%

Una vez identificadas las pérdidas a las que se presentan los módulos fotovoltaicos, procedemos a calcular la producción de la instalación con carácter anual:

$$\text{Produc. mensual [kWh]} = R_{dh} \times F_k \times S_{\text{total mód}} \times \text{Efic. mód} \times \text{Rend. inst.} \times \text{Días}$$

Ecuación 16. Producción mensual

Donde:

- R_{dh} es la radiación horizontal diaria, en kWh/(m² * día).
- F_k es el factor de inclinación dependiente de la latitud y de la inclinación.
- $S_{\text{total mód}}$ es la superficie total de módulos fotovoltaicos, en m².
- Efic. mód. es la eficiencia según ficha técnica del módulo, en % que según ficha técnica es del 20,50 %.
- Rend. INST. es el rendimiento de la instalación, en %.
- Días son los días del mes.
- Produc. mensual es la cantidad de energía que produce la planta en el mes de cálculo, en kWh.

Para el factor F_k necesario para el cálculo, usaremos la web www.cleanergysolar.com y este depende de la latitud e inclinación de los módulos. Para nuestra instalación la latitud es de 41.6203388 y tenemos una inclinación de 8°.

Para la superficie total de los módulos usaremos la ficha técnica, y la cantidad de módulos usados por lo que para esta instalación la superficie total es de 1,046,22 m².

$$S_{\text{total instalación}} = \text{Alto mód.} * \text{Ancho mód.} * \text{Cantidad mód.}$$

Ecuación 17. Superficie de los módulos fotovoltaicos

Donde:

- $S_{\text{total instalación}}$ es la superficie total de módulos fotovoltaicos en m².
- $\text{Alto}_{\text{mód.}}$ dimensión según ficha técnica del módulo.
- $\text{Ancho}_{\text{mód.}}$ dimensión según ficha técnica del módulo.
- $\text{Cantidad}_{\text{mód.}}$ es la cantidad de módulos de la instalación.

$$2,28 \times 1,13 \times 405 = 1046,22 \text{ m}^2$$

Ecuación 18. Cálculo superficie de los módulos fotovoltaicos

Con todos estos datos y el factor Fk obtenemos la producción en kWh de la instalación mensual y por tanto la anual:

Tabla 5. Producción mensual y anual de la instalación

Mes	Radiación horizontal (kWh/m ² *d)	Factor Inclinación (Fk)	Días al mes	Energía producida (kWh)
Enero	0,76	1,11	31	4112,10
Febrero	1,62	1,09	28	7774,37
Marzo	3,04	1,06	31	15707,48
Abril	4,01	1,03	30	19483,56
Mayo	4,71	1,01	31	23188,32
Junio	5,41	1	30	25520,19
Julio	5,51	1,01	31	27126,89
Agosto	4,9	1,03	31	24601,43
Septiembre	3,91	1,07	30	19735,46
Octubre	2,43	1,11	31	13147,90
Noviembre	0,88	1,13	30	4690,81
Diciembre	0,7	1,13	31	3855,70
Producción Anual				188944,21

Por lo que la producción total anual es de **188944,21 kWh**.

3.3.3. Cálculos eléctricos

La tensión nominal de la instalación será 400 V entre fases y de 230 V entre fase y neutro de acuerdo con la tensión de servicio de la empresa distribuidora.

3.3.3.1. Tramo desde modulo fotovoltaico a inversor

Para el dimensionado de la sección del cable usaremos la distancia más desfavorable de entre todos los módulos y la entrada al inversor, que en concreto para esta instalación será de 80 metros.

Como ya hemos determinado la cantidad de módulos conectados en serie, y por tanto el número de series en paralelo, determinamos la sección que debe tener el cable para que la máxima caída de tensión producida no sea mayor del 3,5%.

Para ello usamos la formula:

$$S_{min1} = \frac{2 \times L \times I}{\gamma \times e \times U} = \frac{2 \times L_{Tramo1} \times N_P \times I_{CC MAX}}{56 \times e_1 \times N_S \times V_{OC MAX}}$$

Ecuación 19. Sección del cable

Donde:

- S_{min1} es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm².
- L_{tramo1} es la longitud más desfavorable desde las series de módulos fotovoltaicos hasta las entradas del sistema inversor o generador en metros.
- N_p es la cantidad de series en paralelo que van al inversor
- $I_{cc máx}$ intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable 38,60°C en A.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en m/Ω-1 * mm²
- e_1 es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- N_s es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie para la serie más desfavorable.
- $V_{oc máx}$ es la tensión de circuito abierto a la temperatura de 38,60°C en V.

La intensidad máxima que podrá circular por el cable será la $I_{cc máx}$, que teniendo en cuenta el módulo LR5-72HPH, será de 14,02. Además, esta intensidad se le aplicara un factor de seguridad de 1,25 siguiendo el criterio de la ITC BT 40, en pro de asegurar el cumplimiento del cable.

$$I_{cc max factor seguridad} = 1,25 \times I_{cc max}$$

Ecuación 20. Intensidad máxima aplicando factor de seguridad

Donde:

- $I_{cc \text{ máx}}$ factor de seguridad 1 es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{cc \text{ máx}}$ intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable (-12,10°C) en A.

Como segundo criterio de dimensionado del cable, este debe cumplir que su sección sea:

$$S_{\text{min}2} > I_{cc \text{ max}} \text{ factor seguridad}$$

Ecuación 21. Sección máxima del cable en función de la intensidad que circulara por el cable

Donde:

- $S_{\text{min}2}$ es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo entre módulos fotovoltaicos y el sistema inversor en mm².
- $I_{cc \text{ máx}}$ factor de seguridad 1 es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

A través de la sección comercial obtenemos el % de pérdidas eléctricas máximas reales en el tramo de estudio:

$$e_{\text{max}1} = \frac{2 \times L \times I}{\gamma \times e \times U} = \frac{2 \times L_{\text{Tramo}1} \times N_P \times I_{CC \text{ MAX}}}{56 \times S_{\text{com}1} \times N_S \times V_{OC \text{ MAX}}}$$

Ecuación 22: Pérdidas reales en el tramo de estudio

Donde:

- $e_{\text{máx}1}$ es la caída máxima que se va a dar en el tramo en %.
- $L_{\text{tramo}1}$ es la longitud más desfavorable desde las series de módulos fotovoltaicos hasta las entradas del sistema inversor o generador en metros.
- N_P es la cantidad de series en paralelo que van al sistema inversor o generador.
- $I_{cc \text{ máx}}$ intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable 38,60°C en A.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en m/Ω-1 * mm²
- $S_{\text{com}1}$ es la sección comercial mínima para el tramo mod-inv en mm².

- N_s es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie para la serie más desfavorable.
- $V_{oc\ máx}$ es tensión de circuito abierto a la temperatura de 38,60°C en V.

Para estos dos criterios se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6. Resultados de secciones de los cables calculadas

Nº Modulos	Longitud (m)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección Calculada (mm ²)	I _{cc} Max (A)	Sección elegida (mm ²)	I _{max adm} cable (A)	Perdidas (%)
16	80	868,48	14,02	1,32	17,53	4	38	1,15%
17	60,8	922,76	14,02	0,94	17,53	4	38	0,82%
18	57,6	977,04	14,02	0,84	17,53	4	38	0,74%

3.3.3.2. Tramo desde inversor a cuadro general fotovoltaico

Al igual que en el apartado anterior, lo primero es identificar el tramo más desfavorable, que en este caso será desde la ubicación del inversor al cuadro, esta distancia es muy similar en los dos inversores, siendo la máxima de 5 metros.

En este caso la caída de tensión máxima aceptada según ITC BT 40 es del 1,50 % pero como tenemos dos inversores y por tanto dos tramos, esta caída se reduce a la mitad, 0,75 %. Por tanto, la sección mínima para este tramo será de:

$$S_{min3} = \frac{L_{Tramo2} \times P_{max\ con\ inv1}}{\gamma \times e_2 \times V_{Servicio}^2}$$

Ecuación 23. Sección mínima del cable en el tramo de inversor a cuadro general de BT

Donde:

- S_{min3} es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm².
- $P_{máx\ con\ inv1}$ es la potencia máxima conectada a cualquiera de los elementos del sistema inversor en W.

- L_{tramo2} es la longitud más desfavorable desde el sistema inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en $\text{m}/\Omega^{-1} \cdot \text{mm}^2$
- e_2 es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

Además de esto hay que tener en cuenta la intensidad máxima que circulara por los cables de salida del inversor. Este valor lo obtenemos de la tabla de intensidades admisibles (A) a 40 grados (Tabla 1) de la ITC BT 19.

Obtenemos la intensidad máxima que va a circular de la ficha técnica del inversor, y al igual que en el apartado anterior, mayoramos este valor por el factor de seguridad 1,25, según rige la ITC BT 40 en su punto 5.

$$I_{cc \text{ max factor seguridad 2}} = 1,25 \times I_{\text{salida inv}}$$

Ecuación 24. Icc máxima aplicando factor de seguridad

Donde:

- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad 2}}$ es la intensidad máxima que puede circular a la salida del inversor teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{\text{salida inv}}$ intensidad de salida del inversor en A.

También usaremos esta intensidad para el segundo criterio de dimensionado, que refiriéndonos a la tabla anteriormente referenciada (tabla 1 de la ITC BT 19), la sección mínima del cable debe cumplir:

$$S_{\text{min4}} > I_{cc \text{ max factor seguridad 2}}$$

Ecuación 25. Sección mínima del cable según ITC BT 19

Donde:

- $S_{\min 4}$ es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo del sistema inversor al Cuadro General Fotovoltaico en mm^2 .
- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 2}$ es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

El % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre los módulos fotovoltaicos y el sistema inversor se calcula de la siguiente manera:

$$e_{\max 1} = \frac{L_{\text{Tramo}2} \times P_{\text{max con inv}1}}{\gamma \times S_{\text{com}2} \times V_{\text{Servicio}}^2}$$

Ecuación 26. Pérdidas eléctricas máximas reales

Donde:

- $e_{\text{máx } 2}$ es la caída máxima de tensión para el tramo entre el sistema inversor o generador porcentaje.
- $P_{\text{máx con inv}1}$ es la potencia máxima conectada a cualquiera de los elementos del sistema inversor en W.
- $L_{\text{tramo}2}$ es la longitud más desfavorable el sistema inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20 °C en $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- $S_{\text{com}2}$ es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm^2 .
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

Para estos dos criterios y para no superar el 0,75 % de caída de tensión en este tramo se calcula únicamente la primera sección que cumple con los dos criterios dependiendo del inversor, en el resto de los casos las secciones también cumplen los dos criterios y las pérdidas son menores debido a que la longitud es inferior.

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7. Secciones tramo de inversor a cuadro BT

Inversor	Longitud (m)	Potencia (kW)	Sección calculada (mm ²)	Icc Max (A)	Sección elegida (mm ²)	I _{max adm} cable (A)	Perdidas (%)
SUNGROW SG110CX	5	110	8,18	198,5	95	234	0,06%

3.3.3.3. Tramo desde cuadro general fotovoltaico a CGBT en punto de consumo

Para este último tramo la distancia más desfavorable será la que une el cuadro general fotovoltaico hasta el punto de conexión de red interior de baja tensión. La distancia mencionada tiene una longitud de 5 metros.

Con este dato y la consideración que según la ITC BT 40 en su esquema 8 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no pueda exceder el 1,50%. Por lo considerado en el apartado anterior. A este tramo le corresponde una caída de tensión no será superior al 0,75%.

Por tanto, la sección mínima será:

$$S_{min5} = \frac{L_{Tramo3} \times P_{max\ tramo\ 3}}{\gamma \times e_2 \times V_{servicio}^2}$$

Ecuación 27. Sección mínima en tramo de cuadro BT a punto de consumo

Donde:

- S_{min5} es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm².
- $P_{máx\ tramo3}$ es la potencia máxima del sistema generador en W.
- L_{tramo3} es la longitud más desfavorable desde el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en m/Ω⁻¹ * mm²
- e_3 es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- $V_{servicio}$ es tensión de servicio en V.

Numéricamente:

$$S_{min5} = \frac{5 \times 220.000,00}{56 \times 0,0075 \times 400^2} = 16,37 \text{ mm}^2$$

Ecuación 28. Cálculo numérico de sección

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de salida del sistema inversor en base a los valores de la tabla de la ITC BT 19, tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo es la intensidad total entregada por el sistema generador que se obtiene de la multiplicación de la intensidad de salida de la ficha técnica por el número de equipos. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable queda protegido.

$$I_{cc \text{ max factor seguridad } 3} = 1,25 \times I_{total \text{ salida CGF}}$$

Ecuación 29. Icc aplicando factor de seguridad

Donde:

- $I_{cc \text{ máx}}$ factor de seguridad 3 es la intensidad máxima que puede circular a la salida del sistema generador teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{total \text{ salida CGF}}$ intensidad de salida del sistema generador en A.

$$I_{cc \text{ max factor seguridad } 3} = 1,25 \times 317,60 = 397,00 \text{ A}$$

Ecuación 30. . Cálculo Icc aplicando factor de seguridad

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente tabla 1 ITC BT 19, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{min6} > I_{cc \text{ max factor seguridad } 3}$$

Ecuación 31. Sección mínima en función de la intensidad que circula por el cable

Donde:

- $S_{\min 6}$ es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo del Cuadro General Fotovoltaico al Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en mm^2 .
- $I_{cc \text{ máx}}$ factor de seguridad 3 es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

Buscamos la primera sección que cumple este criterio y obtenemos que es de 240 mm^2 y su intensidad máxima admisible es de 419 A que es mayor que la del sistema que es de 397,00 A.

Ahora con la sección comercial vamos a obtener el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre los módulos fotovoltaicos y el sistema generador:

$$e_{\max 3} = \frac{L_{\text{Tramo}3} \times P_{\text{max tramo}3}}{\gamma \times S_{\text{com}3} \times V_{\text{servicio}}^2}$$

Ecuación 32. Pérdidas eléctricas máximas reales en el tramo 3

Donde:

- $e_{\max 3}$ es la caída máxima de tensión para el tramo entre el sistema generador porcentaje.
- P_{\max} instalación es la potencia máxima del sistema generador W.
- $L_{\text{tramo}3}$ es la longitud más desfavorable el sistema generador hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- $S_{\text{com}3}$ es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm^2 .
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

Con estos dos criterios y para no superar el 0,75% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de 240 mm^2 del sistema generador. Los resultados obtenidos para esos datos son:

Tabla 8. Secciones en el tramo de cuadro de BT a punto de consumo

Sección calculada (mm^2)	Icc Max (A)	Sección elegida (mm^2)	I _{max adm} cable (A)	Pérdidas (%)
16,37	397	240	419	0,05%

Con todo esto, el esquema unifilar de la instalación sería el representado en la figura 11:

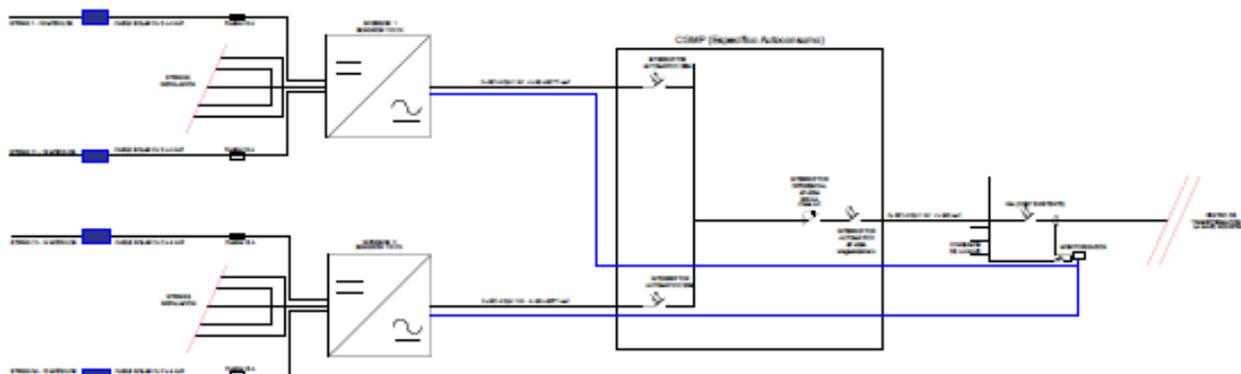


Figura 12. Esquema unifilar de la instalación.



Figura 13. Leyenda de la figura 11.

3.3.4. Cálculo estructural

En este apartado calcularemos los esfuerzos debidos al peso de la propia estructura y a los debidos a las cargas de viento para dimensionar correctamente la estructura a instalar con el fin de cumplir los requisitos básicos de seguridad.

Para este apartado usaremos los datos de los elementos escogidos en los apartados anteriores:

- Módulo: LONGI, LR5-72HPH, de 540 Wp
- Dimensiones del módulo: 2.278 x 1.134 x 35 mm
- Peso del módulo: 27,50 kg
- Coplanar con carril
- Densidad aluminio: 2.700,00 kg/m³
- Cubierta tipo Panel Sándwich

3.3.4.1. Cálculo del peso propio de la estructura

En primer lugar, determinaremos el peso por unidad de módulo, entendiendo por unidad de módulo el propio modulo y su estructura de soporte asociada.

Como ya hemos comentado, la estructura seleccionada es coplanar, y esta se compone de:

- Carril base coplanar

Según ficha técnica se compone de aluminio anodizado y sus dimensiones equivalentes son:

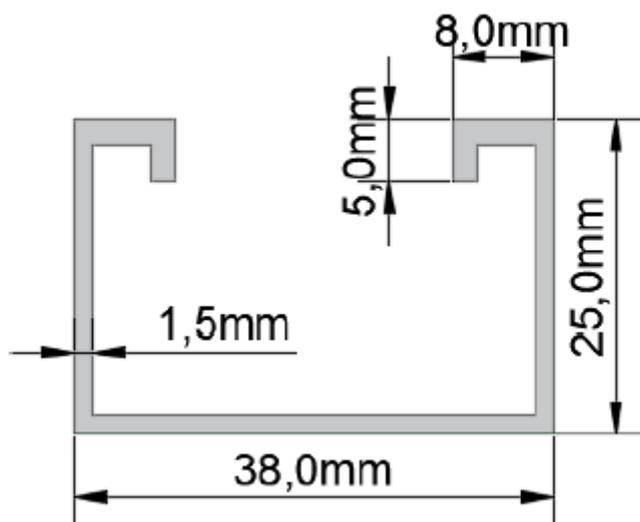


Figura 14. Dimensiones estructura de soporte a utilizar para instalar los módulos fotovoltaicos

Por lo que su sección es de $157,5 \text{ mm}^2$, y la longitud de carril para soportar un módulo es de dos veces el ancho del módulo fotovoltaico, ya que lleva dos tramos de carril, uno en su parte baja y otro en su parte alta, resultando la longitud total de 2.268 mm.

$$\text{Proyección}_{\text{carril}} (\text{mm}) = \text{ancho módulo} (\text{mm}) \times N^{\circ} \text{ de carriles por módulo}$$

$$1,134 \times 2 = 2.268 \text{ mm}$$

Ecuación 33. Proyección carril

Una vez obtenido este dato, podemos calcular el volumen de material que representa este carril, se obtiene al multiplicar la sección por la longitud:

$$\text{Vol. carril}_{\text{por modulo}} (\text{m}^3) = \frac{\text{Seccion}_{\text{carril}} (\text{mm}^2) \times \text{Proyección}_{\text{carril}} (\text{mm})}{\text{factor de convfersion de mm}^3 \text{ a m}^3}$$

Ecuación 34. Volumen carril por modulo

Numéricamente:

$$\frac{157,5 \times 2.268}{10^9} = 3,57 \times 10^{-4}$$

Ecuación 35. Calculo volumen carril por modulo

Conocido el volumen del carril coplanar y sabiendo la densidad del aluminio, podemos calcular su peso por unidad de modulo:

$$P. \text{estructura}_{\text{carril}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{mod.}} \right) = \text{Vol. carril}_{\text{por modulo}} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mod.}} \right) \times \text{densidad}_{\text{Al}} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{mod.}} \right)$$

Ecuación 36. Peso por unidad de modulo

Numéricamente:

$$3,57 \times 10^{-4} \times 2.700 = 0,96 \text{ Kg/ modulo}$$

Ecuación 37. Calculo peso por unidad de modulo

- Modulo fotovoltaico:

El peso del módulo fotovoltaico LONGI modelo LR5-72HPH de 540 Wp por unidad, según su ficha técnica es de 27,50 kg.

Por tanto, teniendo tanto el peso de la estructura portante por unidad de modulo como el peso del propio modulo:

$$P. inst. mod \left(\frac{kg}{mod.} \right) = P. mod \frac{kg}{mod.} + P. estructura_{carril} \left(\frac{kg}{mod.} \right)$$

Ecuación 38. Peso de la instalación por modulo

Numéricamente:

$$27,50 + 0,96 = 28,46 \text{ kg/modulo}$$

Ecuación 39. Cálculo peso de la instalación por modulo

Con el peso por modulo y el número de módulos y su área, podemos determinar la acción permanente del peso propio en cada cubierta de la instalación.

Por tanto, las cargas permanentes quedarían:

Tabla 9. Cargas permanentes

ZONA	AREA(m ²)	MODULOS	CARGA PERMANENTE (N)
Cubierta Sur			
1	581,23	219	11,02
Cubierta Sur			
2	464,98	186	11,02

Por lo que la carga permanente más desfavorable se obtiene en la Cubierta Sur 1 con una acción permanente de 11,02 kg/m².

Según la tabla 3.1 del “Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación” donde se clasifican las categorías de uso donde se busca el tipo de zona que corresponde con este proyecto:

Tabla 10. Valores característicos de las sobre cargas de uso recogidos en la tabla 3.1 del DBSEAE

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ^{(4),(6)}	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

En nuestro caso nos encontramos en una instalación de tipo G: Cubiertas accesibles únicamente para conservación, con subcategoría G1: Cubiertas con inclinación inferior a 20°. Por tanto, el valor máximo permitido es de 1 kN/m², que son 101,97 kg/m².

Por lo que, con lo expuesto anteriormente, comprobamos que estamos por debajo de la carga máxima permitida por el “Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación” puesto que se comprueba:

$$11,02 < 101,97$$

3.3.4.2. Cálculo de cargas de viento

La acción del viento genera una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

Ecuación 40. Presión estática

Donde:

- q_e presión estática en kN/m^2
- q_b presión dinámica del viento (kN/ m^2).
- c_e coeficiente de exposición.
- c_p coeficiente eólico o de presión exterior.

En primer lugar, obtendremos el valor de la presión dinámica del viento. Para ello recurrimos al anejo D del “Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación” donde este coeficiente se determina mediante la siguiente ecuación:

$$q_b = 0,5 \times \delta \times v_b^2$$

Ecuación 41. Presión dinámica del viento

Donde:

- δ densidad del aire, $1,25 \text{ kg/m}^3$.
- v_b velocidad del viento en la localidad.

Para el valor de la velocidad del viento en Valladolid y la densidad del aire, nos regimos por el Anejo D1 del documento “Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación”, para la densidad se estima en $1,25 \text{ kg/m}^3$ y la velocidad se toma según el siguiente mapa:

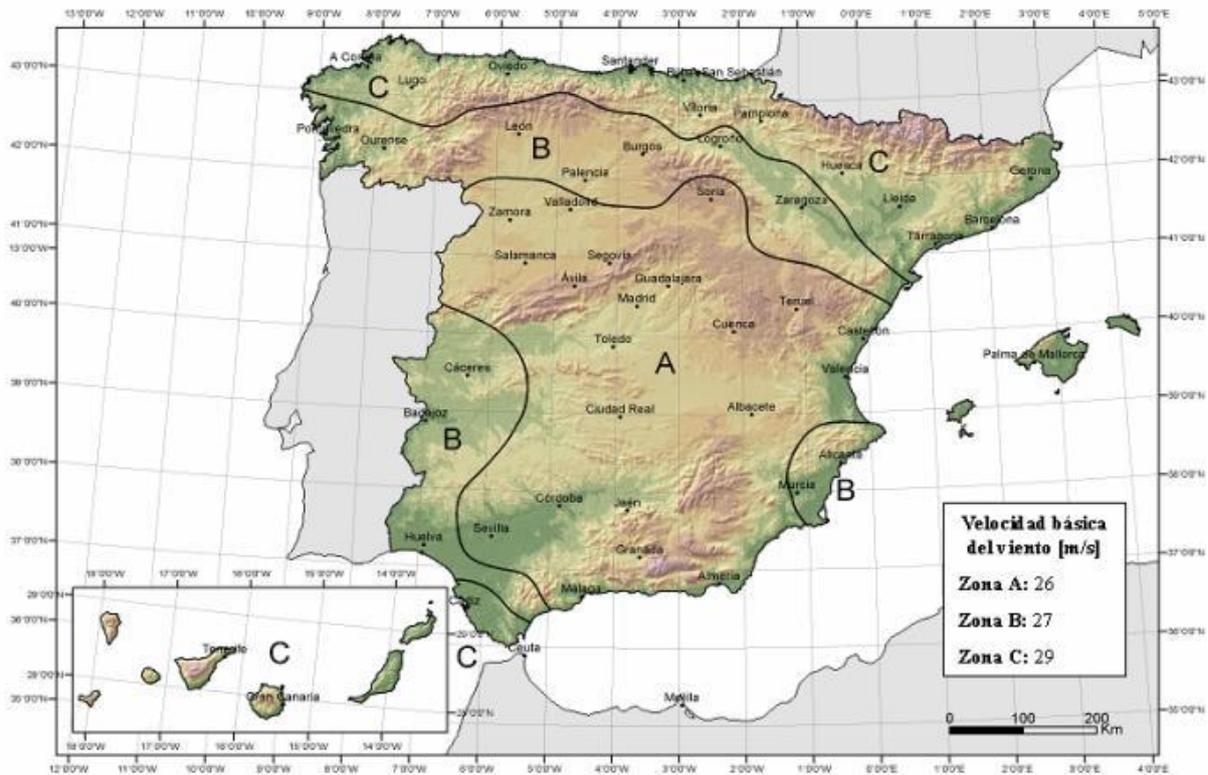


Figura 15. Velocidad básica del viento en la península recogidos en el DBSEAE

Por tanto, el cálculo para la zona de Valladolid, el coeficiente es el A y corresponde con una velocidad de viento de 26 m/s.

Así que la presión dinámica para nuestro caso es:

$$q_b = 0,5 \times 1,25 \times 26^2 = 0,4225 \text{ kN/m}^2$$

Ecuación 42. Cálculo presión dinámica del viento

Para el cálculo del coeficiente de exposición “ce” nos regiremos por el Anejo D2 del “Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación”, mediante las ecuaciones que aporta para alturas sobre el terreno:

$$ce = F \times (F + 7k)$$

$$F = k \times \ln(\max(z, Z) / L)$$

Ecuación 43. Coeficiente ce

Donde:

- Ce: coeficiente de exposición.
- F: factor a calcular para la obtención del coeficiente de exposición.
- K: parámetro dependiente del grado de aspereza del entorno.
- L: parámetro dependiente del grado de aspereza del entorno en m.
- Z: parámetro dependiente del grado de aspereza del entorno en m.
- Z: altura a la que se encuentra la instalación en m.

Siendo k, L, Z parámetros característicos de cada tipo de entorno. En este caso, el grado de aspereza del entorno es de tipo “IV Zona urbana en general, industrial o forestal”, y por tanto los parámetros característicos son según la tabla 11:

Tabla 11. Coeficientes para tipo de entorno según recoge la tabla D.2 del anexo IV del DBSEA

Grado de aspereza del entorno		Parámetro		
		k	L (m)	Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Por tanto:

$$F = 0,22 \times \ln(\max(10,5)/0,3) = 0,7714$$

$$ce = 0,7714 \times (0,7714 + 7 \times 0,22) = 1,783$$

Ecuación 44. Cálculo coeficiente ce

El coeficiente eólico (o de presión exterior) es más complejo de decidir al no existir tipificación específica para este tipo de instalaciones por lo que en base a las opciones que presenta el Anejo D3 del del “Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación”, se considera la estructura instalada junto con los paneles fotovoltaicos como una estructura típica de marquesina a un agua.

Se pueden suponer los soportes de la instalación como marquesinas a un agua, con tamaño superior a 10 m² (ya que tenemos varios paneles colocados en la misma fila) y con un factor de obstrucción al paso del viento igual a cero.

Por tanto, para elementos con área de influencia A de más de 10 m², el coeficiente de presión exterior se puede obtener mediante la tabla siguiente. A, B y C indican las diferentes zonas de influencia de la superficie. Se toman los valores máximos tanto para arriba como para abajo.

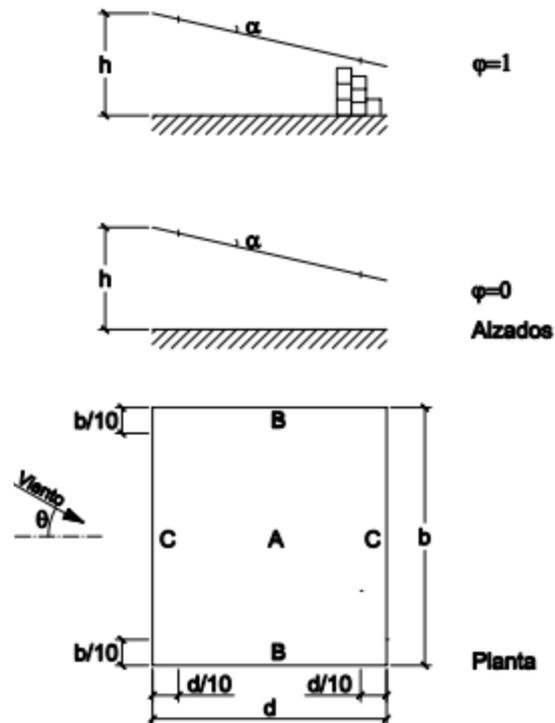


Figura 16. Zonas de influencia

Tabla 12. Coeficientes de presión exterior

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

Considerando la estructura de módulos fotovoltaicos como una marquesina, y según el caso más conservador de la tabla anterior, obtenemos el coeficiente eólico con la componente hacia arriba que siempre va a ser la más elevada para la inclinación de 8°.

$$C_p = -2,5 \text{ hacia arriba}$$

$$C_p = 2,1 \text{ hacia abajo}$$

Ahora ya podemos calcular la acción global del viento o presión estática hacia arriba:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

$$q_e = 0,4225 \cdot 1,783 \cdot (-2,5)$$
$$q_e = -2,34 \frac{kN}{m^2} = -238,61 \frac{kg}{m^2}$$

Ecuación 45. Cálculo de acción global del viento

A partir de la información recopilada en las secciones anteriores, es posible determinar el efecto global del viento o la presión estática hacia abajo.

En este caso, el coeficiente de obstrucción es nulo, dado que los módulos no presentan resistencia en esa dirección. Respecto a las cargas permanentes, se tiene en cuenta tanto el peso propio de los paneles fotovoltaicos como el de la estructura que los sostiene, lo cual sumado equivale a 28,46 kg por módulo. En el escenario más desfavorable, esto implica una sobrecarga permanente de 11,02 kg/m², significativamente por debajo del límite previamente establecido para la categoría de "Cubiertas con inclinación inferior a 20°", que es de 101,97 kg/m².

En cuanto al efecto de succión, se considera que, además de su propio peso, la estructura está fijada y sellada con el polímero SINTEX MS-35 PLUS, el cual ofrece una resistencia a tracción de 1.800 kN/m². Esta resistencia es suficiente para soportar el valor calculado previamente para la succión hacia arriba, que es de -2,34 kN/m²

4. Análisis económico

Para este apartado, vamos a evaluar la rentabilidad económica del proyecto, y su amortización a lo largo de los años.

Para ello primero calcularemos el coste total (presupuesto) de la instalación evaluaremos el consumo de la nave, para luego cruzarlo con la producción de la instalación y así poder estimar el ahorro producido en la factura eléctrica y el obtenido con la venta de excedentes.

4.1.1. Presupuesto de la instalación fotovoltaica

A continuación, se enumeran todos los elementos necesarios para la construcción de la instalación solar de autoconsumo incluidos costes indirectos y de mano de obra.

El presente presupuesto se ha dividido en 3 capítulos principales:

- Capítulo 1: Estructura y módulos (Tabla 14)
- Capítulo 2: Elementos eléctricos (Tabla 15)
- Capítulo 3: Costes indirectos (Tabla 16)

Tabla 13. Capítulo 1 del presupuesto

CAPITULO 1: Estructura y módulos			
descripción de la partida	medición total	Precio	Importe
MODULO LONGI LR5-72HPH 540	405,00	118,54 €	48008,70 €
ESTRUCTURA COPLANAR ALUMINIO ANODIZADO	1,00	2082,21 €	2082,21 €
MANO DE OBRA: MONTAJE DE ESTRUCTURA	1,00	16828,81 €	16828,81 €
TOTAL CAPITULO 1			66919,72 €

Tabla 14. Capítulo 2 del presupuesto

CAPITULO 2: Elementos eléctricos			
descripción de la partida	medición total	Precio	Importe
INVERSOR SUNGROW 110 kW	2,00	3085,67 €	6171,34 €
SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	1,00	714,53 €	714,53 €
CUADRO GENERAL SW 250kW	1,00	1456,15 €	1456,15 €
VARIOS DE MATERIALELÉCTRICO	1,00	2404,12 €	2404,12 €
MANO DE OBRA: INSTALACIÓNELÉCTRICA	1,00	5985,55 €	5985,55 €
CABLE SOLAR ZZ-F 1X4MM2	5088,40	0,41 €	2086,24 €
CABLE RZ1-K 0.6 1KV 1X95 MM2	56,00	9,42 €	527,52 €
CABLE RZ1-K 0.6 1KV 1X240 MM2	40,00	16,44 €	657,60 €
CABLEH07Z-K A/V 750V 1X4MM2	165,65	0,32 €	53,01 €
CABLE H07Z (1X50)	7,00	5,56 €	38,92 €
CABLE H07Z (1X120)	20,00	5,56 €	111,20 €
TOTAL CAPITULO 2			20206,18 €

Tabla 15. Capítulo 3 del presupuesto

CAPITULO 3: Costes indirectos			
Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
PORTE	1,00	446,32 €	446,32 €
ALQUILER CAMIÓN GRÚA	7,00	49,31 €	345,18 €
TOTAL CAPITULO 2			791,50 €

Tabla 16. Resumen del presupuesto

	Importe
CAPITULO 1: Estructura y módulos	66919,72 €
CAPITULO 2: Elementos eléctricos	20206,18 €
CAPITULO 3: Costes indirectos	791,50 €
IMPORTE TOTAL OBRA	87917,40 €

4.1.2. Coste energía eléctrica

Necesitaremos conocer los precios a los que se vende y se compra la energía eléctrica para poder realizar este estudio económico, para ello se asumirán una serie de hipótesis.

Se supondrá como hipótesis que el precio medio es el precio que se usa para el consumo pues, aunque la compañía realmente aplique un precio distinto en función de la hora del día con el titular de la instalación.

De igual forma se impondrá que el precio de venta también es el precio medio y que es constante, no sufriendo variaciones.

Para los costes de la energía, tanto para su compra como para su venta se tienen en cuenta a fecha de hoy y según el <https://companiad luz.es/info/tarifas/precio-kwh> para el precio de consumo y <https://www.costeenergia.es/excedentes-autoconsumo.html> para la venta de excedentes su precio es el indicado en la Tabla 18:

Tabla 17. Precios consumo y venta de excedente

Tipo	Precio medio (€/kWh)
Consumo	0,1879
Venta de excedente	0,08

4.1.3. Consumo eléctrico de la nave

El consumo de la nave el año 2023 fue de aproximadamente 162 MWh, manteniendo un consumo similar durante todo el año, aunque viendo una ligera caída de este el mes de agosto, debido a que la empresa cierra 15 días con motivo vacacional.

Con estos datos y el coste de la energía del apartado anterior, también obtendremos el coste mensual de la energía de la nave sin la instalación fotovoltaica. Ya que esta resultara de multiplicar el consumo por su precio en kWh como se muestra en la Tabla19:

Tabla 18. Consumo y coste mensual

Mes	Consumo electrico (kWh)	Coste
Enero	14259,11	2679,29 €
Febrero	14369,55	2700,04 €
Marzo	15654,36	2941,45 €
Abril	15659,55	2942,43 €
Mayo	14365,55	2699,29 €
Junio	14965,23	2811,97 €
Julio	13694,36	2573,17 €
Agosto	11889,34	2234,01 €
Septiembre	15207,85	2857,56 €
Octubre	15869,71	2981,92 €
Noviembre	14868,62	2793,81 €
Diciembre	15968,53	3000,49 €
TOTAL	176771,76	33215,41 €

Por tanto, el gasto anual en energía eléctrica aproximado y calculado en septiembre de 2024 de la planta es de 30396,91 €.

4.1.4. Gasto de la instalación con la instalación fotovoltaica

Ahora vamos a calcular en función del consumo del 2023 y la producción de la instalación fotovoltaica, cuál sería el coste económico de la planta

En primer lugar, calculamos los consumos mensuales a compañía de la instalación y los excedentes resultantes a vender se indican en la Tabla 20:

Tabla 19. Consumos mensuales a compañía de la instalación y excedentes resultantes a vender

Mes	Consumo electrico (kWh)	Energía producida (kWh)	Consumo de compañía (kWh)	Excedente vendido (kWh)
Enero	14259,11	4112,10	10147,01	0,00
Febrero	14369,55	7774,37	6595,18	0,00
Marzo	15654,36	15707,48	0,00	53,12
Abril	15659,55	19.483,56	0,00	3824,01
Mayo	14365,55	23188,32	0,00	8822,77
Junio	14965,23	25520,19	0,00	10554,96
Julio	1694,36	27126,89	0,00	13432,53
Agosto	11889,34	2601,43	0,00	12712,09
Septiembre	15207,85	19735,46	0,00	4527,61
Octubre	15.869,71	13147,90	2721,81	0,00
Noviembre	14868,62	4690,81	10177,81	0,00
Diciembre	15968,53	3855,70	12112,83	0,00
Consumo Anual	176771,76	188944,21	41701,52	53927,09

4.1.5. Rentabilidad de la inversión

Para el estudio de la rentabilidad de la instalación utilizaremos los dos indicadores financieros clave con el fin de poder evaluar correctamente esta rentabilidad. Estos son el TIR y el VAN.

Flujos de caja:

Los flujos de caja son el movimiento de dinero que entra y venta de una empresa durante un período determinado. Se utilizan para evaluar la liquidez, la solvencia y la salud financiera de una organización. Los flujos de caja se dividen generalmente en tres categorías:

- Flujos de caja de actividades operativas: Ingresos y gastos relacionados con las operaciones diarias, como ventas y pagos a proveedores.
- Flujos de caja de actividades de inversión.

- Flujos de caja de actividades de financiamiento.

El cálculo de los flujos de caja será el resultado de multiplicar el precio de compra de la electricidad por el valor de consumo eléctrico ahorrado, es decir, el consumo que no hemos hecho a compañía gracias a tener los módulos fotovoltaicos conectados, y por tanto es dinero que nos estamos ahorrando, y a esto se suma el propio beneficio de la venta de excedentes cuando lo haya.

VAN (Valor Actual Neto):

El Valor Actual Neto (VAN) es una medida que calcula el valor presente de los flujos de caja netos de un proyecto de inversión, descontados a una tasa de interés específica (generalmente el costo de capital o la tasa mínima de rentabilidad exigida por los inversores en nuestro caso los dueños de la nave).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Ecuación 46. Formula del VAN

Donde:

- FC_t = Flujo de caja neto en el periodo t
- r = Tasa de descuento
- C_0 = Inversión inicial
- T periodo de tiempo

Y su interpretación depende de:

- VAN positivo (mayor que cero): significa que el proyecto generará más valor del que cuesta y, por tanto, es rentable.
- VAN negativo (menor que cero): indica que el proyecto no recuperará la inversión inicial y no debería llevarse a cabo.
- VAN igual a cero: significa que el proyecto recupera exactamente la inversión inicial y nada más.

TIR (Tasa Interna de Retorno):

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de rentabilidad que genera el proyecto.

$$0 = \sum \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - C_0$$

Ecuación 47. Formula del TIR

Donde:

- FC_t = Flujo de caja neto en el periodo t
- C_0 = Inversión inicial
- t periodos de tiempo

Y su interpretación depende de:

- TIR es mayor que la tasa de descuento requerida, el proyecto es rentable.
- TIR es menor que la tasa de descuento requerida, el proyecto no es rentable.

La TIR se encuentra resolviendo la ecuación para que el VAN sea igual a cero.

En la siguiente tabla calcularemos todos los flujos de caja mensuales de nuestra instalación, teniendo en cuenta una serie de estimaciones.

Para la producción, estimaremos una caída anual de entorno al 7%, por desgaste uso, efectividad etc, para el precio de la electricidad, aunque es un mercado más impredecible, asumiremos que será alcista, y como mínimo aplicaremos una subida en el coste del IPC y en la venta un mayorando del 8,5%.

Tabla 20. Calculo flujos de caja mensuales

Periodo	Consumo electrico (kWh)	Energía producida (kWh)	Consumo de compañía (kWh)	Excedente vendido (kWh)	Flujo de caja	Resultado acumulado
0					- 87.917,40 €	
1	14259,11	4112,10	10147,01	0,00	772,66 €	- 87144,74 €
2	14369,55	7774,37	6595,18	0,00	1460,80 €	- 85683,93 €
3	15654,36	15707,48	0,00	53,12	2945,70 €	- 82738,23 €
4	15659,55	19483,56	0,00	3824,01	3248,35 €	- 79489,88 €
5	14365,55	23188,32	0,00	8822,77	3405,11 €	- 76084,77 €
6	14965,23	25520,19	0,00	10554,96	3656,36 €	- 72428,41 €
7	13694,36	27126,89	0,00	13432,53	3647,77 €	- 68780,63 €
8	11889,34	24601,43	0,00	12712,09	3250,97 €	- 65529,66 €
9	15207,85	19735,46	0,00	4527,61	3219,76 €	- 62309,90 €
10	15869,71	13147,90	2721,81	0,00	2470,49 €	- 59839,41 €
11	14868,62	4690,81	10177,81	0,00	881,40 €	- 58958,00 €

Periodo	Consumo eléctrico (kWh)	Energía producida (kWh)	Consumo de compañía (kWh)	Excedente vendido (kWh)	Flujo de caja	Resultado acumulado
12	15968,53	3855,70	12112,83	0,00	724,49 €	- 58233,52 €
13	14259,11	3700,89	10558,22	0,00	730,17 €	- 57503,35 €
14	14369,55	6996,93	7372,62	0,00	1380,46 €	- 56122,89 €
15	15654,36	14136,73	0,00	0,00	2789,11 €	- 53333,78 €
16	15659,55	17535,20	0,00	1875,65	3247,11 €	- 50086,68 €
17	14365,55	20869,49	0,00	6503,94	3380,58 €	- 46706,09 €
18	14965,23	22968,17	0,00	8002,94	3624,81 €	- 43081,28 €
19	13694,36	24414,20	0,00	10719,84	3602,30 €	- 39478,99 €
20	11889,34	22141,29	0,00	10251,95	3206,87 €	- 36272,12 €
21	15207,85	17761,91	0,00	2554,06	3214,97 €	- 33057,14 €
22	15869,71	11833,11	4036,60	0,00	2334,61 €	- 30722,53 €
23	14868,62	4221,73	10646,89	0,00	832,93 €	- 29889,60 €
24	15968,53	3470,13	12498,40	0,00	684,64 €	- 29204,96 €
25	14259,11	3330,80	10928,31	0,00	657,15 €	- 28547,81 €
26	14369,55	6297,24	8072,31	0,00	1304,53 €	- 27243,28 €
27	15654,36	12723,06	0,00	0,00	2635,71 €	- 24607,57 €
28	15659,55	15781,68	0,00	122,13	3254,80 €	- 21352,77 €
29	14365,55	18782,54	0,00	4416,99	3365,54 €	- 17987,23 €
30	14965,23	20671,35	0,00	5706,12	3603,47 €	- 14383,76 €
31	13694,36	21972,78	0,00	8278,42	3567,08 €	- 10816,68 €
32	11889,34	19927,16	0,00	8037,82	3171,93 €	- 7644,75 €
33	15207,85	15985,72	0,00	777,87	3219,06 €	- 4425,69 €
34	15869,71	10649,80	5219,91	0,00	2206,21 €	- 2219,48 €
35	14868,62	3799,56	11069,06	0,00	787,12 €	- 1432,36 €
36	15968,53	3123,12	12845,41	0,00	646,98 €	- 785,38 €
37	14259,11	2997,72	11261,39	0,00	591,44 €	- 193,94 €
38	14369,55	5667,52	8702,03	0,00	1174,08 €	980,14 €
39	15654,36	11450,75	0,00	0,00	2372,14 €	3352,27 €
40	15659,55	14203,52	0,00	0,00	2942,40 €	6294,67 €

Periodo	Consumo eléctrico (kWh)	Energía producida (kWh)	Consumo de compañía (kWh)	Excedente vendido (kWh)	Flujo de caja	Resultado acumulado
41	14365,55	16904,29	0,00	2538,74	3199,88 €	9494,55 €
42	14965,23	18604,22	0,00	3638,99	3421,15 €	12915,70 €
43	13694,36	19775,50	0,00	6081,14	3373,28 €	16288,98 €
44	11889,34	17934,44	0,00	6045,10	2996,17 €	19285,15 €
45	15207,85	14387,15	0,00	0,00	2980,44 €	22265,59 €
46	15869,71	9584,82	6284,89	0,00	1985,59 €	24251,18 €
47	14868,62	3419,60	11449,02	0,00	708,40 €	24959,58 €
48	15968,53	2810,81	13157,72	0,00	582,29 €	25541,87 €

Analizando estos resultados, la instalación queda amortizada en menos de 4 años, a partir del mes 38 ya estaría totalmente amortizada.

Ahora vamos a calcular tanto el TIR como el VAN anual para los primeros 8 años de funcionamiento de la instalación.

Tabla 21. Cálculo de TIR y VAN

Periodo	Flujos caja anuales
0	- 87917,40 €
1	29683,88 €
2	29028,55 €
3	28419,58 €
4	26327,24 €
5	25126,65 €
6	23965,21 €
7	22365,84 €
8	20986,11 €
TIR Anual	26%
VAN	52789,20 €

Por tanto, la viabilidad económica queda demostrada, con una amortización en 38 meses, un TIR del 26% y un VAN de 52789,20 €, por tanto, obtenemos un retorno del 26% anualmente sobre la inversión realizada.

5. Estudio del impacto ambiental

Por último, vamos a realizar un breve estudio sobre el impacto ambiental que tendrá nuestra instalación solar fotovoltaica sobre el medio ambiente.

Son varios los motivos por lo que al instalar un autoconsumo creamos un impacto positivo en el medio ambiente, que vamos a desarrollar en este estudio.

La principal es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero ya que la producción no depende de fuentes generadoras que usen energía fósil, como el carbón o el gas, por lo que se reduce la dependencia de fuentes que emiten CO₂ y otros gases de efecto invernadero.

Además, al generar la energía “in situ” no dependemos de la Red Eléctrica y por tanto prácticamente el total de la energía generada es consumida, por lo que se consigue una mayor eficiencia debido a que reducimos las pérdidas de energía que ocurren en el transporte y distribución por lo que los recursos necesarios para satisfacer las necesidades eléctricas son mucho menores.

Por este mismo motivo de producir la energía “in situ” es decir en el mismo punto de consumo, se consigue que se genere menos impacto en el entorno natural debido a que se aprovechan espacios ya existentes, como en nuestro caso la cubierta de la nave, para instalar paneles solares, se evita el impacto ambiental de las grandes infraestructuras energéticas, protegiendo así el entorno natural y reduciendo la ocupación de suelo.

5.1. Cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas

Podemos realizar una aproximación que sea relevante en cuanto a las emisiones de CO₂ evitadas gracias a instalar un autoconsumo, para ello usaremos los datos que hemos calculado anteriormente de los kWh generados con este autoconsumo en el periodo de un año.

Refiriéndonos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), encontramos que el mix de la red eléctrica española la cantidad de CO₂ emitida por cada kWh de electricidad generado en la red eléctrica española es 260 g CO₂eq/kWh este último año 2023.

Aunque no es un dato de emisión constante pues en función del día, el clima el momento en que nos encontremos la Red se suministrara de diversas fuentes de energía y por tanto las emisiones por kW varían como se muestra en la figura 16. Por eso asumiremos el valor medio del 2023 para el cálculo del impacto ambiental de nuestra instalación.

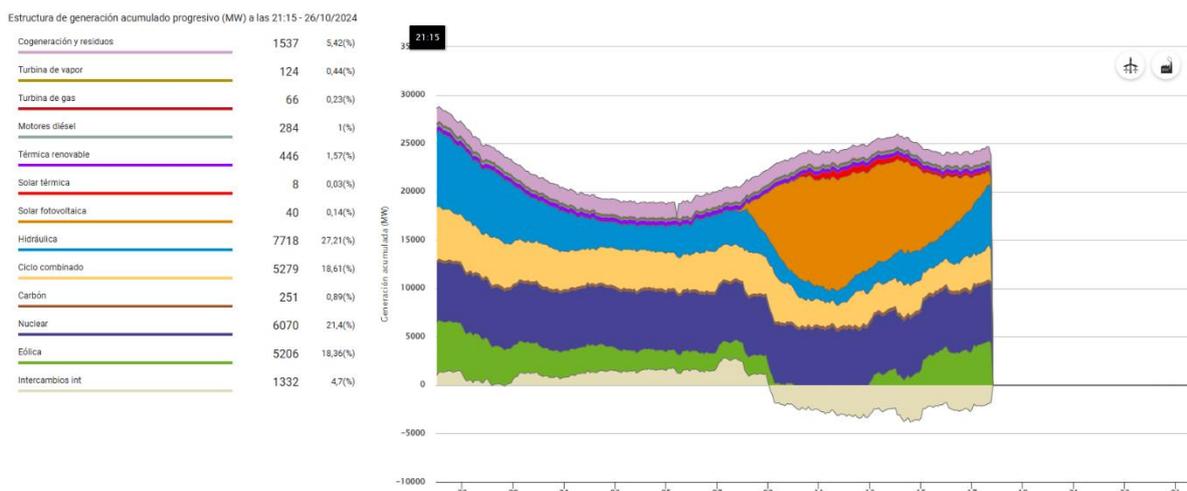


Figura 17. Generación de energía por tipo de generación y por horas en España sen REE

Además, la REE también nos facilita los datos de emisiones por horas en España producidos por las energías no renovables como se muestra en la Figura 17.

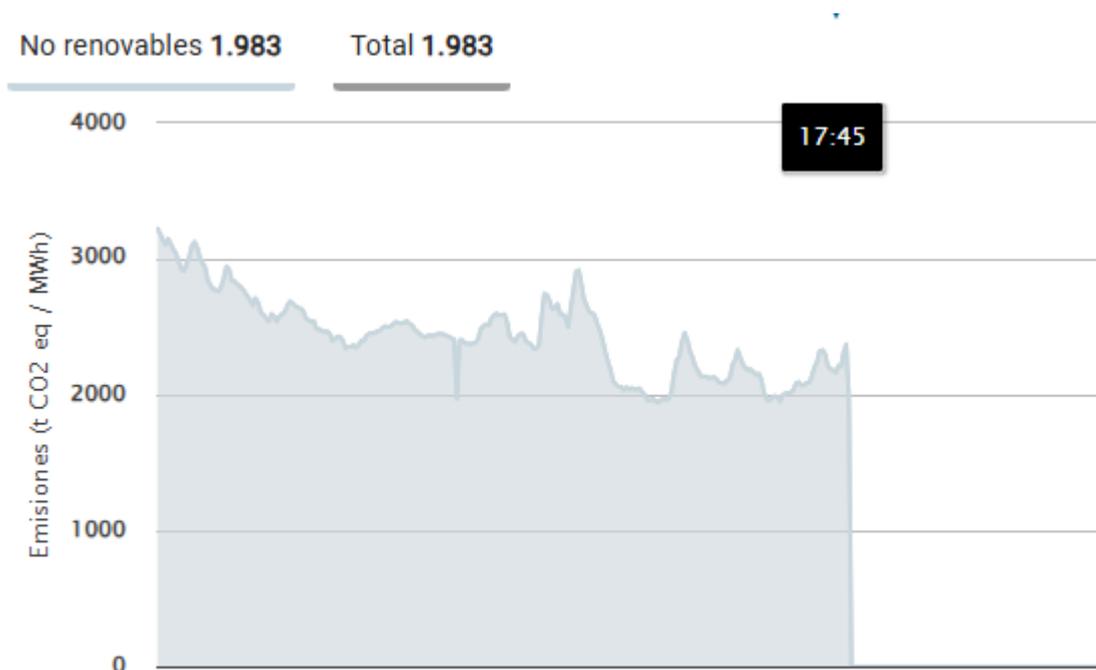


Figura 18. Emisiones por horas de CO₂ en España

Como ya hemos calculado la energía producida por nuestra instalación por meses y por tanto la anual en los anteriores apartados, según se muestra en la tabla 20, podremos calcular cuantos kilogramos de CO₂ evitamos que se emitan a la atmosfera debido a la generación eléctrica ya que como hemos comentado al producirla de manera renovable

evitamos que se tengan que usar recursos no renovables para satisfacer la demanda de nuestra nave.

Tabla 22. Energía producida media por nuestra instalación mensual y anualmente

Mes	Energía producida (kWh)
Enero	4.112,10
Febrero	7.774,37
Marzo	15.707,48
Abril	19.483,56
Mayo	23.188,32
Junio	25.520,19
Julio	27.126,89
Agosto	24.601,43
Septiembre	19.735,46
Octubre	13.147,90
Noviembre	4.690,81
Diciembre	3.855,70
Consumo Anual	188.944,21

Conociendo los consumos y asumiendo el valor medio de emisiones de CO₂ por kWh podemos calcular el ahorro de esas emisiones evitas como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 23. Emisiones de CO₂ en kg evitadas de ser emitidas a la atmosfera gracias a nuestro autoconsumo

Mes	Energía producida (kWh)	kg de CO2 evitados
Enero	4.112,10	1.069,15
Febrero	7.774,37	2.021,34
Marzo	15.707,48	4.083,94
Abril	19.483,56	5.065,73
Mayo	23.188,32	6.028,96
Junio	25.520,19	6.635,25
Julio	27.126,89	7.052,99
Agosto	24.601,43	6.396,37
Septiembre	19.735,46	5.131,22
Octubre	13.147,90	3.418,45
Noviembre	4.690,81	1.219,61
Diciembre	3.855,70	1.002,48
Consumo Anual	188.944,21	49.125,49

Como vemos se consigue evitar la emisión de casi 50.000 kg de CO₂ a la atmosfera lo que supone un impacto significativo y positivo, para poner esta cifra en contexto, esta reducción equivale aproximadamente a la cantidad de CO₂ absorbida por unos 2,300 árboles en un año, por lo que estaríamos contribuyendo directamente a la mitigación del cambio climático.

Al generar y consumir su propia energía limpia, la instalación no solo disminuye su huella de carbono, sino que también alivia la carga sobre la red eléctrica y reduce la dependencia de fuentes fósiles. En conjunto, este proyecto de autoconsumo es un paso concreto hacia un modelo energético más sostenible y respalda los objetivos de transición energética y reducción de emisiones.

6. Conclusiones

Como conclusión del trabajo, se recorrerán los resultados finales, y el análisis de estos últimos.

Tras la introducción teórica sobre las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo se consigue la base para el resto de los conceptos y referencias que se usan posteriormente, siendo este el hilo conductor que sirve de base para el resto del documento.

Antes de realizar el diseño de un caso ficticio en la ciudad de Valladolid aseguramos la justificación del autoconsumo que serviría en su caso al titular para realizar la inversión, por lo que el principal motivante sería el económico, ya que pese a la inversión inicial este tiene una gran rentabilidad sobre el ahorro en el consumo y beneficio por la venta de excedente. Además de contribuir a los objetivos del PNIEC, ya que sumaría 200 kW más para llegar al objetivo de los 19 GW para el 2030.

Al realizar la memoria técnica, vemos que la instalación de un autoconsumo no requiere de grandes modificaciones en la estructura del edificio, que no afecta a la actividad principal y que la instalación es relativamente sencilla. No requiere de componentes extraordinarios ni de difícil acceso. En cuanto a localización geográfica observamos que la radiación solar incidente durante el año es suficiente para generar energía eléctrica y abastecer el consumo de la nave y que además sobre excedente para su venta.

Una vez realizado el análisis económico comprobado que el proyecto es rentable. La inversión inicial, aunque elevada, de 87.917,40 €, se ve amortizada en aproximadamente 38 meses, es decir en menos de 4 años, generando de media unos 26.000€ de flujo de caja anuales. De la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo instalada, estaríamos obteniendo aproximadamente un 26% de retorno anual sobre la inversión realizada, siendo el Valor Actual Neto (VAN) de 52.789,20 € que nos servirá para comparar diferentes opciones de potencia de autoconsumo a parte de la expuesta en el presente TFG. Por todo esto y lo expuesto detalladamente en el análisis se puede asegurar que la instalación es rentable y que se amortizaría en un periodo inferior a 4 años.

Por último, los resultados del breve estudio del impacto ambiental que genera realizar una instalación de este tipo sobre el medioambiente, y concretamente la instalación diseñada para la nave industrial en Valladolid arrojan que con los datos medios obtenidos de emisiones de la Red Eléctrica Española, con esos datos aproximadamente evitamos la emisión de casi 50.000 kg de CO₂ a la atmosfera lo que implica un impacto positivo y muy significativo sobre el medio ambiente. Como se comentaba en el propio estudio esta cantidad equivale a la cantidad de CO₂ absorbida por unos 2,300 árboles en un año. Además de evitar estas emisiones también aliviarnos la carga sobre la red eléctrica ya que al producir en la misma

ubicación que el consumo se reduce la carga sobre la red. En resumen, instalar un autoconsumo implica un paso significativo hacia un modelo energético más sostenible y apoya los objetivos de transición energética y disminución de emisiones marcados por el CNMC, además de contribuir responsablemente a la preservación del medio.

Referencias

[1]

Sitio webAEMET: <https://www.aemet.es/es/el tiempo/prediccion/municipios/valladolid-id47186>
Consultado el 25 de Septiembre de 2024

[2]

Código Técnico de la Edificación (CTE) .). Sitio web:
<https://www.codigotecnico.org/DocumentosCTE/DocumentosCTE.html> Consultado el 25 de Septiembre de 2024

[3]

Enel energy . . Sitio web: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>. Consultado el 25 de Septiembre de 2024

[4]

Energía Castilla y León . . Sitio web: <https://energiacastillayleon.com/2024/02/07/iberdrola-a-la-cabeza-del-autoconsumo-en-castilla-y-leon-con-mas-de-12-000-contratos-conectados-a-su-red/> Consultado el 25 de Septiembre de 2024

[5]

Martin, P. F. (2023). *INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS*. Marcombo.

[6]

Página de tramitación de Castilla y León.. Sitio web:
<https://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/jcyl/AdministracionElectronica/es/Plantilla100Detalle/1251181050732/Ayuda012/1285096261830/Propuesta> Consultado el 25 de Septiembre de 2024

[7]

Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. (25 de Septiembre de 2024). Sitio web: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-7439> Consultado el 25 de Septiembre de 2024

[8]

SERRANO, J. C. (2023). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas 2.ª edición (Energía y Agua)*. Madrid: Parainfo .

[9]

SolCor diseño de inversores. Sitio: <https://solcorchile.com/inversor-solar/#:~:text=Un%20inversor%20solar%20es%20aquel,empalmes%20para%20su%20norma%20de%20funcionamiento>. Consultado el 25 de Septiembre de 2024