



**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN TRANSICIÓN  
ENERGÉTICA RENOVABLE**

**TRABAJO DE FIN DE MASTER**

**Análisis de almacenamiento de energía en un sistema solar de autoconsumo  
en edificaciones industriales**

Alumno: Roger Vera Montoya

Director: Miguel Vázquez Romero

**SEPTIEMBRE 2024**

## RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo ha desarrollado un análisis detallado de la implementación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento en una edificación industrial. Alineado a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y la PNIEC 2021-2030, para este caso de estudio aplicando almacenamiento al sistema de autoconsumo se logra un periodo de retorno en un caso favorable entre 7,4 a 8,2 años.

El incremento de la demanda energética, y la necesidad hacia Transición Energética Renovable, ha impulsado el desarrollo y la utilización de la tecnología fotovoltaica. Hoy en día esta tecnología se ha consolidado como una solución eficiente y escalable. En tal sentido este proyecto busca evaluar la necesidad de implementar un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento en una edificación industrial.

El proyecto consiste en implementar un Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico con una potencia pico del generador de 84,2 kW y una potencia nominal en inversores de 75 kW, la edificación es una nave industrial ubicada en Madrid-España. Se implementará diferentes escenarios de almacenamiento energético mediante baterías ion litio. Se realizará un estudio en considerando criterios técnicos y económicos. Iniciando en la definición del comportamiento de su perfil de demanda, parametrización del tamaño del generador fotovoltaico, estimación de la producción eléctrica, evaluación del coste de inversión, ahorros por el uso energía mediante el autoconsumo con almacenamiento, ahorros de la energía inyectada a red y por último se realiza la evaluación económica mediante el tiempo de retorno (Payback period).

En ese sentido, los criterios técnicos de evaluación serán la tasa de autosuficiencia y la tasa de autoconsumo, las cuales varían según la capacidad de almacenamiento. Tomando como referencia el consumo promedio diario de 424 kWh, se establece este valor para una capacidad de almacenamiento de  $C_n=1$ . En los escenarios siguientes, la capacidad de almacenamiento se reduce progresivamente a  $C_n=0,5$ ,  $C_n=0,25$  y  $C_n=0,125$ .

De acuerdo con el aumento de la inversión inicial debido al incremento del tamaño de las baterías, se proponen una serie de estrategias para reducir la huella de carbono. Se recomienda, en función de su capacidad nominal, optar por valores de  $C_n=0,125$  y  $C_n=0,25$ , donde se observó una mejora considerable en la tasa de autosuficiencia, alcanzando entre el 56,20% y el 63,99%. En estos casos, el periodo de retorno se sitúa entre 7,4 y 8,2 años.

Estas estrategias como ser el ajuste del perfil de consumo horario hacia horas donde se cuenta con mayor radiación solar, la optimización del tamaño del sistema de almacenamiento, propuesta de mejora de eficiencia energética de la edificación, y analizar el caso de implementación de PPA. Estas estrategias que buscan minimizar la inversión inicial y reducir el tiempo de retorno (Payback period). La aplicación de estas estrategias podría generar beneficios económicos y medioambientales significativos, de esa manera se contribuye a la reducción de la huella de carbono aplicables a este caso de estudio.

## ABSTRACT

This work has developed a detailed analysis of the implementation of a photovoltaic self-consumption system with storage in an industrial building. Aligned with the Sustainable Development Goals and the PNIEC 2021, for this case study, applying storage to the self-consumption system achieves a payback period in a favorable case between 7,4 to 8,2 years.

The increase in energy demand and the need for a Renewable Energy Transition has driven the development and use of photovoltaic technology. Today, this technology has become an efficient and scalable solution. In this regard, this project aims to evaluate the need to implement a photovoltaic self-consumption system with storage in an industrial building.

The project involves implementing a Photovoltaic Self-Consumption System with a peak generator power of 84,2 kW and a nominal inverter power of 75 kW. The building is an industrial warehouse located in Madrid, Spain. Different energy storage scenarios using lithium-ion batteries will be implemented. A study will be conducted considering technical and economic criteria, starting with defining the behavior of the demand profile, parameterizing the size of the photovoltaic generator, estimating electrical production, evaluating investment costs, savings from self-consumption with storage, savings from energy injected into the grid, and finally, the economic evaluation through the payback period.

In this sense, the technical evaluation criteria will be the self-sufficiency rate and the self-consumption rate, which vary according to the storage capacity. Taking the average daily consumption of 424 kWh as a reference, this value is established for a storage capacity of  $C_n=1$ . In the following scenarios, the storage capacity is progressively reduced to  $C_n=0,5$ ,  $C_n=0,25$ , and  $C_n=0,125$ .

Due to the increase in the initial investment caused by the larger battery size, a series of strategies are proposed to reduce the carbon footprint. It is recommended, based on nominal capacity, to opt for  $C_n=0,125$  and  $C_n=0,25$  values, where a considerable improvement in the self-sufficiency rate was observed, reaching between 56,20% and 63,99%. In these cases, the payback period ranges from 7,4 to 8,2 years.

These strategies include adjusting the hourly consumption profile to times with higher solar radiation, optimizing the storage system size, proposing improvements in the building's energy efficiency, and analyzing the implementation of a PPA (Power Purchase Agreement). These strategies aim to minimize the initial investment and reduce the payback period. Applying these strategies could generate significant economic and environmental benefits, thereby contributing to reducing the carbon footprint in this case study.

## INDICE GENERAL

1.	INTRODUCCION Y OBJETIVOS .....	1
1.1	Introducción .....	1
1.2	Contexto y motivación .....	1
1.3	Objetivos .....	1
1.4	Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible .....	2
1.5	PNIEC y Hoja de Ruta del Autoconsumo .....	3
2.	ESTADO DEL ARTE.....	7
2.1	Conceptos básicos de la tecnología fotovoltaica.....	7
2.1.1	Energía solar .....	7
2.1.2	Medición de la radiación y base de datos de radiación .....	8
2.1.2.1	Meteonorm.....	8
2.1.2.2	Photovoltaic geographical information system “PVGIS” .....	9
2.1.2.3	Software PVsyst.....	9
2.1.2.4	PVWATT CALCULATOR, NREL .....	10
2.1.3	Sistema eléctrico español .....	11
2.1.4	Autoconsumo fotovoltaico.....	14
2.1.4.1	¿Qué es el autoconsumo eléctrico? Beneficios .....	14
2.1.4.2	Sistema de autoconsumo fotovoltaico.....	15
2.1.4.3	Situación del autoconsumo en España .....	16
2.1.4.4	Marco regulatorio del autoconsumo en España .....	19
2.1.5	Almacenamiento energético en España.....	22
2.1.5.1	Sistemas de almacenamiento, clasificación .....	23
2.2	Elementos de un sistema de autoconsumo fotovoltaico.....	26
2.2.1	Introducción a las instalaciones fotovoltaicas.....	26
2.2.2	Tecnología solar fotovoltaica .....	28
2.2.3	Inversor .....	30
2.2.4	Protecciones eléctricas .....	32
2.2.5	Contador bidireccional.....	34
2.2.6	Estructura de soporte.....	34
2.3	Necesidad de la realización del proyecto.....	37
3.	METODOLOGÍA .....	38
3.1	Descripción de la empresa y edificio.....	38
3.2	Criterios de cálculo, diseño y análisis de datos.....	39
4.	ELEMENTOS FINALES DEL SISTEMA DE LA INSTALACIÓN .....	42
4.1	Módulo fotovoltaico.....	42
4.2	Inversores .....	43
4.3	Contador bidireccional.....	46
4.4	Estructura de soporte.....	46



5.	DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO .....	47
5.1	Consumo energético de la edificación industrial. ....	48
5.2	Análisis del recurso solar .....	49
5.3	Cálculo del generado fotovoltaico .....	52
5.3.1	Precálculo de la potencia pico del generador fotovoltaico.....	52
5.3.2	Selección del módulo fotovoltaico.....	53
5.3.3	Cuantificación del número de paneles fotovoltaicos.....	56
5.3.4	Número máximo y mínimo de módulos en serie .....	59
5.4	Simulación del sistema de autoconsumo en PVsyst, sin almacenamiento.....	61
5.4.1	Definición de la instalación.....	62
5.4.2	Perdidas detalladas .....	67
5.4.3	Autoconsumo .....	77
5.4.4	Perdidas por sombras .....	78
5.4.4.1	Perdidas por sombra del horizonte.....	78
5.4.4.2	Pérdidas por sombreados cercanos.....	79
5.4.5	Distribución de módulos y cadenas en el sistema fotovoltaico.....	81
5.4.6	Desarrollo de los resultados obtenidos en simulación PVsyst de sistema de autoconsumo sin almacenamiento.....	82
5.5	Simulación del sistema de autoconsumo en PVsyst, con almacenamiento.....	88
5.5.1	Desarrollo de los resultados obtenidos en simulación PVsyst de sistema de autoconsumo con almacenamiento .....	90
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	95
6.1	Inversión inicial.....	95
6.2	Ahorro estimado, sin almacenamiento. ....	96
6.2.1	Precios tarifa .....	97
6.2.2	Ahorro energético .....	99
6.3	Gastos de funcionamiento.....	102
6.4	Rentabilidad .....	102
6.4.1	Análisis de flujo de caja .....	102
6.4.2	Periodo de retorno (Payback period).....	104
6.5	Ahorro estimado, Rentabilidad en sistemas autoconsumo con almacenamiento.....	104
7.	ESTRATEGIAS PARA REDUCIR LA HUELLA DE CARBONO. ....	110
8.	CONCLUSIONES Y FUTURAS LINEAS DE TRABAJO.....	113
8.1	Conclusiones principales.....	113
8.2	Futuras líneas de investigación: .....	116
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	117
10.	ANEXOS .....	120
10.1	Módulo fotovoltaico.....	120
10.2	Inversor .....	122
10.3	Estructura soporte .....	126

10.4	Contador bidireccional.....	128
10.5	Tablas de análisis económico sistema con almacenamiento .....	130
10.6	Informes de simulaciones.....	158

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Objetivos de desarrollo sostenible fijados en agenda 2030 .....	2
Figura 2. Potencia fotovoltaica instalada en España y perspectivas .....	7
Figura 3. Mapa solar de Irradiación global media diaria España .....	8
Figura 4. Página web de la base de datos de Meteonorm .....	9
Figura 5. Página web de la base de datos PVGIS .....	9
Figura 6. Página de internet en donde se localiza el programa PVsyst.....	10
Figura 7. Base de datos de Radiación NREL .....	10
Figura 8. Interconexiones de España al 2022.....	11
Figura 9. Balance Eléctrico (GWh) Sistema eléctrico de España .....	13
Figura 10. Estructura de la generación por tecnología (GWh), % de aporte al sistema.....	13
Figura 11. Principales equipos de un autoconsumo fotovoltaico conectado a red. ....	15
Figura 12. Evolución del autoconsumo en España .....	16
Figura 13. Evolución del Número de Instalaciones de Autoconsumo en España .....	17
Figura 14. Evolución de la producción de electricidad procedente del autoconsumo .....	18
Figura 15. Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica con instalaciones de autoconsumo .....	18
Figura 16. Evolución de la contaminación evitada de CO2 por implantación de autoconsumo .....	19
Figura 17. Real Decreto 244/2019 .....	19
Figura 18. Condicionantes normativos autoconsumo RD 244/2019.....	21
Figura 19. Capacidad vs tiempo de descarga tecnologías de almacenamiento .....	25
Figura 20. Capacidad de almacenamiento y eficiencia en tecnologías de almacenamiento ....	25
Figura 21. Instalación Fotovoltaica sin Almacenamiento .....	26
Figura 22. Instalación Fotovoltaica con Almacenamiento .....	27
Figura 23. Tecnologías fotovoltaicas comerciales.....	28
Figura 24. Porcentaje Global anual de producción Fotovoltaica .....	29
Figura 25. Producción de módulos fotovoltaicos por región 1990-2021, porcentaje del total de MWp producidos a nivel Global. ....	30
Figura 26. Onda senoidal modificada salida del inversor .....	31
Figura 27. Ejemplo de tamaño de inversores de acuerdo a la potencia.....	31
Figura 28. Cuadro eléctrico para un sistema de autoconsumo fotovoltaico.....	33
Figura 29. Estructura soporte en tejado y en superficie plana.....	35
Figura 30. Estructura soporte móviles, seguidores solares .....	35
Figura 31. Características de una estructura inclinada para cubierta .....	36
Figura 32. Características de una estructura sobre cimentación superficial sobre cubierta ....	36
Figura 33. Vista isométrica del edificio. ....	38
Figura 34. Vista de planta del edificio.....	39
Figura 35. Detalle y dimensiones del módulo fotovoltaico CS6W-550MS .....	43
Figura 36. Detalle frontal del inversor. ....	45

Figura 37. Detalle frontal del contador .....	46
Figura 38. Detalle de la estructura portante para los módulos fotovoltaicos. ....	47
Figura 39. Curva de consumo diario .....	48
Figura 40. Curva de consumo mensual .....	49
Figura 41. Orientación de placas fotovoltaicas con azimut $-22^{\circ}$ .....	50
Figura 42. Selección de inclinación de placas fotovoltaicas .....	50
Figura 43. Carta de Irradiación, representación porcentual .....	51
Figura 44. Superficie disponible en el edificio .....	53
Figura 45. Curva corriente - voltaje, función Nivel de irradiancia y de temperatura.....	55
Figura 46. Dimensiones externas de módulo fotovoltaico CS6W-550MS .....	56
Figura 47. Configuración de módulos orientados hacia el sur, distancias optimas.....	57
Figura 48. Distribución de módulos fotovoltaicos sobre superficie disponible .....	58
Figura 49. Selección de método de simulación.....	62
Figura 50. Parámetros del sitio geográfico para emplazamiento .....	63
Figura 51. Datos meteo mensuales.....	63
Figura 52. Mapa interactivo de la edificación.....	64
Figura 53. Ventana principal de ingreso de variantes en PVsyst.....	64
Figura 54. Ventana principal de ingreso de variantes en PVsyst.....	65
Figura 55. Selección de módulos, inversor y distribución de paneles subconjunto 1 .....	66
Figura 56. Selección de módulos, inversor y distribución de paneles subconjunto 2 .....	67
Figura 57. Elección de pérdidas detallas.....	68
Figura 58. Factor de pérdidas térmicas del campo.....	70
Figura 59. Pérdidas óhmicas Generador subconjunto 1 .....	71
Figura 60. Pérdidas óhmicas Generador subconjunto 2 .....	71
Figura 61. Calidad de módulo, pérdidas desajuste de módulo y pérdida LID .....	73
Figura 62. Factor de pérdida de suciedad anual .....	73
Figura 63. Factor de pérdida angulares IAM .....	74
Figura 64. Factor de pérdida autoconsumo en alimentación auxiliar.....	75
Figura 65. Factor de envejecimiento interanual .....	76
Figura 66. Factor de pérdidas por indisponibilidad / Operación y mantenimiento .....	76
Figura 67. Selección de la opción AUTOCONSUMO.....	77
Figura 68. Selección de la opción AUTOCONSUMO.....	77
Figura 69. Gráfico demanda mensual de energía de la edificación (kWh) .....	78
Figura 70. Selección de la opción Horizonte y Sombreados cercanos.....	78
Figura 71. Proyección de sombra de las trayectorias solares sobre la orografía. ....	79
Figura 72. Construcción de escena de sombreado, vista isométrica. ....	80
Figura 73. Construcción de escena de sombreado, vista superior y ángulo de inclinación. ....	80
Figura 74. Distribución de módulos por cadenas eléctricas .....	81
Figura 75. Diagrama unifilar por cadenas eléctricas.....	81

Figura 76. Informe de simulación, proyecto año 1 sin almacenamiento.....	82
Figura 77. Resumen del proyecto, sistema fotovoltaico y de los resultados.....	82
Figura 78. Características de los dos subconjuntos, generadores FV.....	83
Tabla 18. Cuadro resumen de Sistema autoconsumo sin almacenamiento año 1 .....	84
Figura 79. Producción del sistema de autoconsumo sin almacenamiento año 1.....	84
Figura 80. Balance y resultados principales Sistema autoconsumo sin almacenamiento año 1 .....	85
Figura 81. Diagrama de pérdidas del sistema de autoconsumo sin almacenamiento año 1.....	86
Figura 82. Formulas e imagen descriptiva de tasa de autoconsumo y autosuficiencia .....	87
Figura 83. Autoconsumo promedio kWh/día, archivo CSV .....	88
Figura 84. Selección de la opción Horizonte y Sombreados cercanos.....	89
Figura 85. Sistema conectado a red con gestión de almacenamiento $C_n=1$ .....	90
Figura 86. Producción del sistema de autoconsumo año 1, almacenamiento $C_n=1$ .....	91
Figura 87. Diagrama de pérdidas del sistema de autoconsumo año 1, almacenamiento $C_n=1$ .....	92
Figura 88. Balance y resultados principales sistema de autoconsumo año 1, almacenamiento $C_n=1$ .....	93
Figura 89. Grafica de Autoconsumo y Autosuficiencia vs Capacidad nominal de almacenamiento [Cn] .....	94
Tabla 23. Precio inicial de referencia, sistema de autoconsumo sin almacenamiento. ....	96
Figura 90. Proyección de los flujos de caja acumulados. Sin almacenamiento .....	104
Figura 91. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento $C_n=0,125$ ...	107
Figura 92. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento $C_n=0,25$ .....	107
Figura 93. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento $C_n=0,5$ .....	108
Figura 94. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento $C_n=1$ .....	108

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia Instalada en España por tecnología al 2023.....	12
Tabla 2. Características generales de los módulos fotovoltaicos CS6W-550MS.....	42
Tabla 3. Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos CS6W-550MS.....	43
Tabla 4. Características técnicas de Inversor SUN2000-50KTL-M3.....	44
Tabla 5. Características técnicas de Inversor SUN2000-25KTL-M5.....	45
Tabla 6. Características técnicas Contador ZxD400AT/CT .....	46
Tabla 7. Demanda de consumo mensual .....	49
Tabla 8. Comparación de Irradiación anual en el plano de la Edificación Industrial.....	51
Tabla 9. Potencia pico del generador fotovoltaico en función de $(\alpha, \beta)$ .....	52
Tabla 10. Tipos y valores de eficiencia de módulos fotovoltaicos comerciales.....	53
Tabla 11. Superficie de captación del generador fotovoltaico.....	54
Tabla 12. Características generales módulo CS6W-550MS.....	55
Tabla 13. Características eléctricas módulo CS6W-550MS.....	55
Tabla 14. Resultados para obtener la distancia entre módulos.....	58
Tabla 15. Comparación de generación de Energía fotovoltaica PVGIS y PVWatts. ....	59
Tabla 16. parámetros iniciales principales para ingreso en PVsyst.....	62
Tabla 17. Valores referenciales de pérdidas .....	68
Tabla 18. Cuadro resumen de Sistema autoconsumo sin almacenamiento año 1 .....	84
Tabla 19. Balance-resultados principales, tasa de autoconsumo y autosuficiencia.....	88
Tabla 20. Valores de Capacidad normalizada para almacenamiento de energía. ....	89
Tabla 21. Datos de selección de las baterías respecto a la capacidad normalizada. ....	90
Tabla 22. Resultados obtenidos de las variantes del sistema de autoconsumo con y sin almacenamiento. ....	93
Tabla 23. Precio inicial de referencia, sistema de autoconsumo sin almacenamiento. ....	96
Tabla 24. Periodos tarifa 3.0TD .....	97
Tabla 25. Periodo de energía y potencia, Tarifa 3.0TD.....	97
Tabla 26. Precios de periodos Endesa tarifa temporada 3.0TD.....	98
Tabla 27. Distribución de precios de tarifa 3.0TD a lo largo del día para cada mes.....	98
Tabla 28. Distribución horaria de autoconsumo largo del día para cada mes, sin almacenamiento .....	99
Tabla 29. Distribución horaria de autoconsumo largo del día para cada mes, días laborables sin almacenamiento .....	100
Tabla 30. Energía generada para autoconsumo (días laborales, festivos) y Energía inyectada a la red.....	100
Tabla 31. Ahorro por autoconsumo en días laborales por cada hora por meses, sin almacenamiento .....	101
Tabla 32. Ahorro final por autoconsumo en días laborales y festivos. Sin almacenamiento .	101
Tabla 33. Ahorro final considerando autoconsumo y compensación. Sin almacenamiento...	101
Tabla 34. Proyección de flujo de caja de horizonte 25 años. Sin almacenamiento .....	103
Tabla 35. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. $C_n=0.125$ .....	105

Tabla 36. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. $C_n=0,25$ .....	105
Tabla 37. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. $C_n=0,5$ .....	106
Tabla 38. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. $C_n=0,5$ .....	106
Tabla 39. Balance de rentabilidad económica con sistemas de autoconsumo.....	109

## **1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS**

### **1.1 Introducción**

En estos últimos años el consumo energético y el coste de la energía de acuerdo a la situación política que vive Europa ha marcado una variación considerable en la tarifa eléctrica en España. Si bien España cuenta con un mix de energía renovable significativo siendo la potencia instalada equivalente a 61,3% al 2023 con un aporte a cubrir la demanda energética del 50%, y si consideramos el aporte de energía nuclear que oscila cerca del 20%, podemos deducir que estas cifras demuestran que aún existe un cierto grado de dependencia de energía provenientes de recursos no renovables en un aproximado del 30 %.

En este sentido y bajo los lineamientos de las estrategias que conlleva España para reducir la huella de carbono, en este proyecto se estudiarán aspectos relevantes en el autoconsumo y almacenamiento en edificaciones industriales, tomando como base un modelo de estudio una edificación industrial ubicada en la comunidad de Madrid, de tal manera que este modelo sirva como base para cualquier caso de estudio.

### **1.2 Contexto y motivación**

La motivación detrás de este Proyecto Fin de Master surge del interés del autor en aplicar los conocimientos adquiridos en el aprendizaje del Master Universitario en Transición Energética Renovable. Este Trabajo se centra en la edificación de una PYME (Pequeña y Mediana Empresa) ficticia, pero con características auténticas y comunes en el sector en España.

El enfoque de este Trabajo de Fin de Master se centra en el Diseño del sistema de autoconsumo fotovoltaico y el análisis de almacenamiento energético, mediante el uso de la herramienta PVsyst. Los criterios de diseño y análisis desarrollados en este proyecto podrán aplicarse en otros casos de estudio, independientemente de cada uno.

### **1.3 Objetivos**

El objetivo principal del proyecto es llevar a cabo una evaluación técnica y económica de un sistema de autoconsumo fotovoltaico combinando la utilización de un sistema de almacenamiento de energía en una edificación industrial en Madrid España.



Se cuenta con los siguientes objetivos específicos:

- Realizar el análisis energético de la edificación industriales del caso de estudio, identificando y analizando el consumo horario y mensual, de esa manera comprender los patrones de carga y descarga de la edificación.
- Diseño de un sistema de autoconsumo fotovoltaico considerando diferentes escenarios: sin almacenamiento y con diversas capacidades de almacenamiento utilizando baterías de ion-litio. Para ello se utilizará el software PVsyst.
- Analizar el comportamiento energético, debido a la implementación de almacenamiento en el sistema de autoconsumo de la instalación industrial
- Reducir la huella de carbono derivada de la actividad industrial de la empresa, reduciendo así las emisiones de CO2 perjudiciales para el medio ambiente.
- Alinear el proyecto con las metas fijadas por la PNIEC 2021-2030.

#### 1.4 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible

Este trabajo va relacionado a energía renovable, en este sentido esta alineado con los objetivos de desarrollo sostenible, en la Figura 1 se muestra los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).



Figura 1. Objetivos de desarrollo sostenible fijados en agenda 2030  
Fuente: (UNIDAS, 2015)

Este proyecto se relaciona con cuatro objetivos explicados de la siguiente manera:

- **7. Energía asequible y no contaminante.** Este objetivo da a conocer que se debe garantizar el acceso a la energía asequible, debe ser segura, sostenible y con la tecnología moderna para su implementación. Este objetivo señala que mediante el autoconsumo fotovoltaico el usuario siendo las personas o las empresas puedan generar su propia energía eléctrica de una fuente renovable en este caso de la energía solar. Es así que este objetivo está alineado a promover el uso de fuentes de energía sostenible.
- **11. Ciudades y comunidades sostenibles.** Este objetivo da a conocer que las ciudades urbanas deben lograr la sostenibilidad en cuanto a la generación de energía de fuentes renovables. En cuanto a las empresas PYMES el autoconsumo fotovoltaico ha estado contribuyendo a dejar el uso de fuentes de energía no renovables y en ese sentido se ha estado contribuyendo a la reducción de gases de efecto invernadero. Este objetivo ayuda a mejorar el aporte en la calidad de aire y reducir la huella de carbono en las ciudades. En la práctica la implementación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en las edificaciones logran que la edificación sea sostenible para aportar al medio ambiente.
- **12. Producción y consumo responsables.** Garantiza modalidades de consumo y producción sostenibles. Las PYMES que deciden implementar el autoconsumo fotovoltaico logran optimizar el aprovechamiento del recurso natural que es la energía solar, además logran beneficios financieros ya que al generar su propia energía eléctrica y disminuyen el impacto ambiental.
- **13. Acción por el Clima.** En autoconsumo fotovoltaico en la PYMES logran combatir el cambio climático y de esa manera reducir los efectos negativos que conlleva. El aprovechamiento del recurso solar en la PYMES es una estrategia acertada ya que se logra disminuir los gases de efecto invernadero. De este modo se aportan la transición energética renovable que España va llevando como prioridad en esta última década.

### **1.5 PNIEC y Hoja de Ruta del Autoconsumo**

En el marco de los Objetivos de desarrollo sostenible “ODS”, España ha redactado su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, actualmente en vigencia.

El Gobierno de España, se encuentra alineado con las políticas de energía y clima que rigen en Europa, de tal manera que ha desarrollado en los últimos años el Marco Estratégico de Energía y Clima. Este marco incluye estrategias de planificación y legislaciones cuyo objetivo principal es marcar las principales alineaciones de las acciones que se deban realizar para garantizar la neutralidad climática, al mismo tiempo aprovechar las oportunidades que se generan en el ámbito social, económico y ambientales. Un elemento y pilar importante de este marco es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima más propiamente conocido por las siglas “PNIEC”. (PNIEC, 2020)

Mediante la PNIEC España busca convertirse en un país neutro en carbono para el año 2050. Para lo cual propone políticas y medias para su ejecución.

La PNIEC contempla medidas importantes que se relacionan a este caso de estudio, en el marco de la dimensión de descarbonización, y son las siguientes:

### **Medida 1.2. Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad**

La transición hacia las energías renovables que se implementa en España, cambia de manera significativa el modelo de producción eléctrica. Pasando de un sistema centralizado de generación, basado en la producción constante mediante grandes plantas de generación de energía constante y estable, pasa a un nuevo modelo variable en el que es necesario gestionar la variabilidad de la generación utilizando todas las herramientas disponibles para ello, tanto el almacenamiento a gran escala dentro los sistemas de generación o al margen de ellos como el autoconsumo en residencia e industria, como la gestión de la demanda que haga más flexible la curva de consumo, adaptando a una mejor disponibilidad de la energía.

Hoy en día el consumidor ya no es pasivo, en el cual ya tienen participación en la gestión de la demanda, gracias al impulso de la digitalización de los usuarios mediante tecnologías avanzadas como ser la aplicación de contadores inteligentes, aplicaciones móviles, plataformas digitales. De esta manera se va logrando

En este sentido las Baterías de Litio forman un papel crucial en el almacenamiento de autoconsumo fotovoltaico, permiten acumular energía durante periodos de baja demanda o alta generación renovable, y liberada durante los picos de demanda (MITECO, 2023).

#### **Medida 1.4. Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida.**

El autoconsumo mediante renovables acerca la generación de electricidad al consumidor, por tanto, reduce pérdidas que fuesen derivados de las líneas de distribución, incrementa la participación de los consumidores en gestionar su energía y también ayuda en el aprovechamiento de área existente en las edificaciones. Así mismo el volver al consumidor en productor de energía, logra que se posiblemente exista fuentes de financiamiento con el objetivo de impulsar el desarrollo de renovables.

A continuación, nombramos los mecanismos de Actuación:

- Estrategia Nacional de Autoconsumo. Las estrategias que se formulen en el periodo 2021 – 2030 definirán los objetivos del autoconsumo fotovoltaico de acuerdo al tipo de consumidor (residencial, comercial o industrial), buscando metas ambiciosas pero que logren ser alcanzables. Se garantiza la adecuación de tarifas eléctricas que vayan acorde al proceso de transición energética mediante el autoconsumo. Además, se llevará a cabo un seguimiento al autoconsumo en España de acuerdo con el Real Decreto 244/2019.
- Financiación blanda. Fomenta la inversión privada permitiendo un retorno de financiación en función a los ahorros que se logre al disminuir la factura por el pago de electricidad, esto gracias a la generación de energía el consumidor.
- Gestión por parte de empresas especializadas en el sector energético o modelo de servicios energéticos. Mediante el capital privado de empresas como por ejemplo comercializadoras, siendo estas las que financian el sistema de auto sumó al ciudadano, realizando un acuerdo de venta de energía en condiciones favorables para ambas partes.
- Medidas de fomento desde ámbito local (municipal, autonómico, insular). Apostando por la simplificación de trámites locales, incorporando procedimientos de simple notificación. Que estos permitan la implementación del autoconsumo.

Para dar cumplimiento a la medida 1.4 del PNIEC, que enmarca la creación de una Estrategia Nacional de Autoconsumo, el gobierno de España elabora la Hoja de Ruta del Autoconsumo. Este documento contempla claramente los objetivos y las acciones para el cumplimiento de dicho documento. Su principal motivación es la identificación de retos y oportunidades en el sector, de esa manera se establecen medidas adecuadas para el

cumplimiento y garantizar el aprovechamiento del sector. En la Hoja de Ruta, se destacan los siguientes objetivos (HOJA RUTA, 2021):

- Analizar de qué manera cada grupo de consumidores como ser hogares, negocios o industrias, puedan aprovechar el recurso solar mediante la generación de su propia energía e identificar qué medida se acomoda a sus necesidades.
- Definir estrategias para impulsar el autoconsumo renovable. Creando planes donde sitúen al consumidor en el centro del sistema energético, y activar el autoconsumo como herramienta para disminuir la pobreza energética.
- Desarrollar instrumentos para que el autoconsumo sea utilizado de manera compartida entre diferentes usuarios.
- Promover el uso del autoconsumo en los sectores importantes de la sociedad como ser áreas industriales, servicios y sector público.
- Impulsar la implementación del autoconsumo para generar fuentes de empleo y movimiento económico en la región donde se implemente. Y además lograr ahorro de costes energéticos de consumidores e industriales.

La Hoja de Ruta del Autoconsumo fija como objetivo alcanzar los 9 GW de potencia instalada en autoconsumo hasta el 2030 bajo el cumplimiento de las medidas descritas en dicho documento. Si el escenario se pone favorable la Hoja de Ruta establece que la potencia puede incrementar hasta los 14 GW instalados de autoconsumo hasta el 2030, esto será gracias al efecto multiplicador de todas las medidas adoptadas que impulsen la movilización adicional del conjunto de agentes, desde la sociedad civil hacia las renovables (HOJA RUTA, 2021).

Mediante la consulta pública del borrador de actualización del PNIEC 2023-2030, el impulso del autoconsumo se constituye como una de las principales claves en esta actualización del PNIEC, para lo cual se fija un objetivo de 19 GW de autoconsumo instalado para 2030.

Ahora considerando el total de la potencia fotovoltaica en autoconsumo y generación distribuida, en España según la PNIEC 2021-2030 uno de los objetivos es alcanzar a una capacidad de potencia de 37 GW, sin embargo, según el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030 se tiene un aumento de 76 GW proyectados. Al 2023 se cuenta cerca de 26 GW de potencia instalada. En la Figura 2, se observa la evolución de la potencia

fotovoltaica instalada en España. Dejando en la interpretación que en España existirá un crecimiento de fuentes laborales en el área de sistemas Fotovoltaicos.

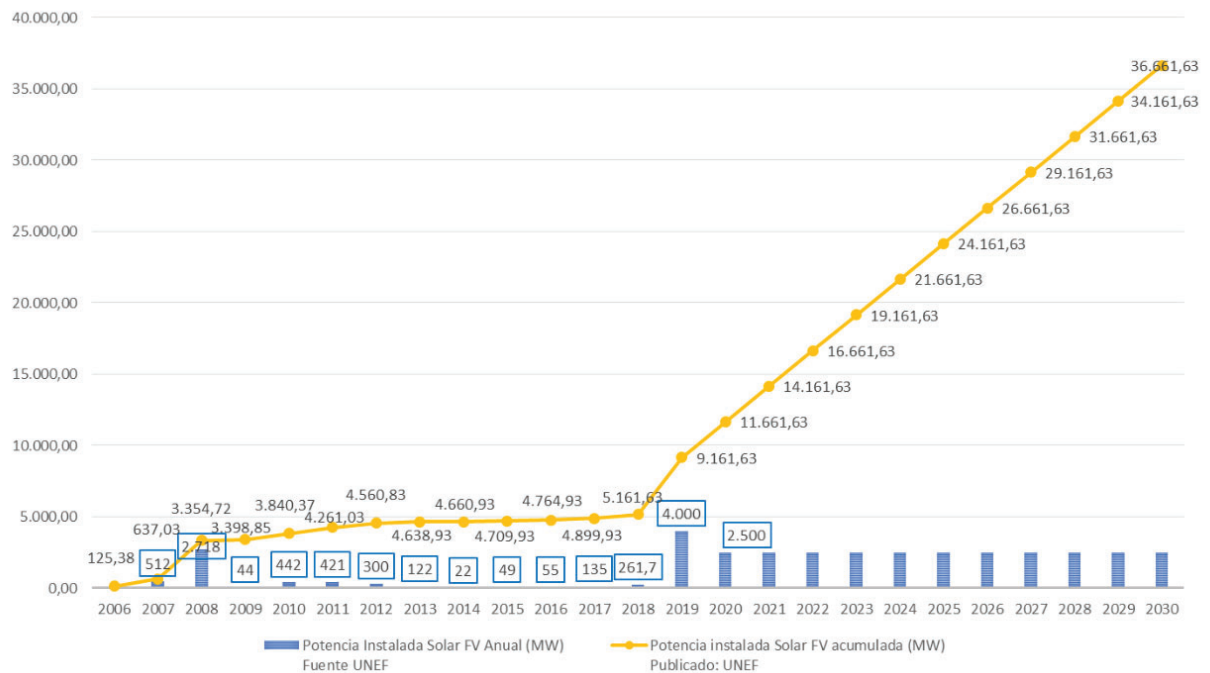


Figura 2. Potencia fotovoltaica instalada en España y perspectivas  
Fuente: (UNEF, 2019)

## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 Conceptos básicos de la tecnología fotovoltaica

#### 2.1.1 Energía solar

Mediante la energía solar un recurso renovable podemos aprovechar la energía proveniente del Sol para la generación de energía eléctrica o calor. En este sentido convertir una energía primaria a una energía secundaria. Se trata de una energía limpia e ilimitada que aprovecha las radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol y que llegan a la Tierra.

Esta radiación puede ser utilizada principalmente mediante 2 metodologías:

- Extracción de la energía en forma de temperatura. Al igual que ocurre con el viento y muchos movimientos de aguas marinas, ocasionados por el calentamiento de partículas por la radiación solar; se puede utilizar la energía solar en forma de temperatura. Esto se lleva a cabo en muchos tipos de tecnologías, las más conocidas son: paneles térmicos, colectores tipo fresnel, cilindros parabólicos, de torre central o discos Stirling.



- Extracción de la energía mediante efecto fotoeléctrico. Este método es utilizado por los módulos fotovoltaicos, siendo un medio para la generación de electricidad. Dicha metodología será abordada en este proyecto.

En la Figura 3, se muestra el mapa solar de Irradiación global media diaria sobre plano horizontal en España. Se ve como determinadas zonas del sur y este del país como las islas Canarias tiene un valor superior a 5 kWh/m<sup>2</sup> día. Sin embargo, el litoral Cantábrico y Galicia apenas llegan a 3.6 kWh/m<sup>2</sup> día.

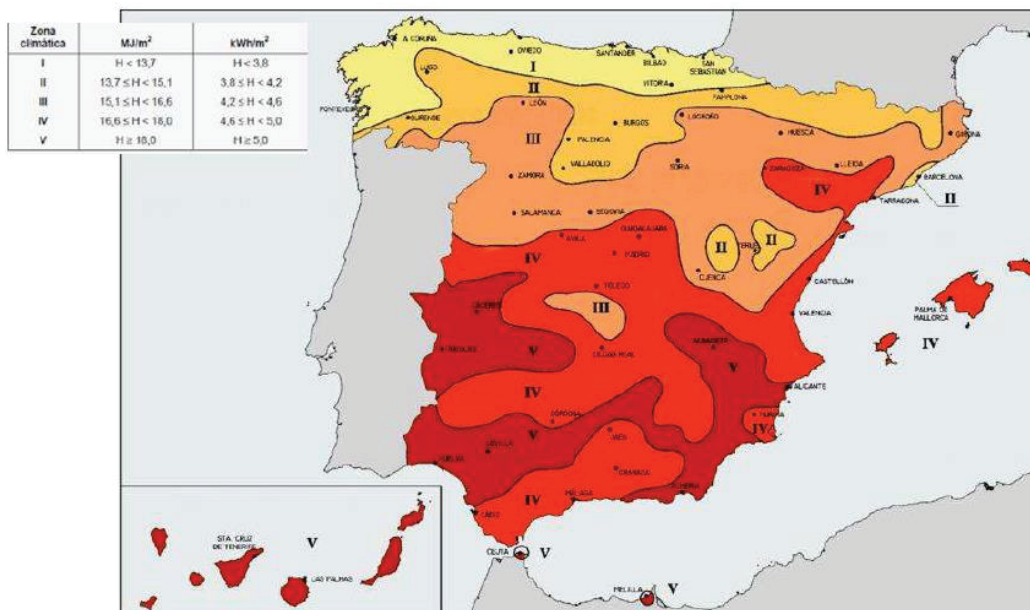


Figura 3. Mapa solar de Irradiación global media diaria España  
Fuente: (AEMET, 2024)

### 2.1.2 Medición de la radiación y base de datos de radiación

A continuación, se enumeran las principales bases de datos disponibles para consultar información sobre radiación. Hay una variedad de bases con distintos niveles de precisión y cobertura geográfica, por lo que es importante conocerlas para poder comparar los diferentes valores que proporcionan para un lugar en particular.

#### 2.1.2.1 Meteonorm

Es una Base de datos que permite simular la radiación solar en diferentes ubicaciones de los países del planeta tierra. Sistema basado en la interpolación de datos de estaciones meteorológicas terrestres próximas a la ubicación de la instalación en combinación con datos de satélite para obtener resultados más exactos. Los datos de radiación para la versión 8 cubren el periodo 2000- 2019 / 1996- 2015 (ver Figura 4)

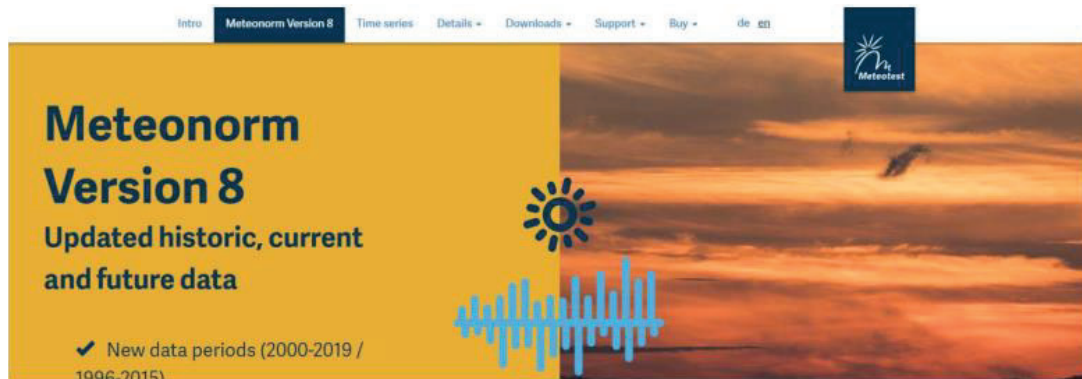


Figura 4. Página web de la base de datos de Meteonorm  
Fuente: (Meteonorm, 2024)

### 2.1.2.2 Photovoltaic geographical information system “PVGIS”

Base de datos desarrollada por el “hub científico” de la Comisión Europea es una plataforma de libre acceso que proporciona datos de radiación para Europa, África y el Sudoeste asiático (ver Figura 5). Utiliza las siguientes bases de datos alimentadas por satélites:

- CMSAF: 2007-2016
- SARA: 2005-2016
- NSRDB- NREL: 2005-2015
- COSMO&ERA5

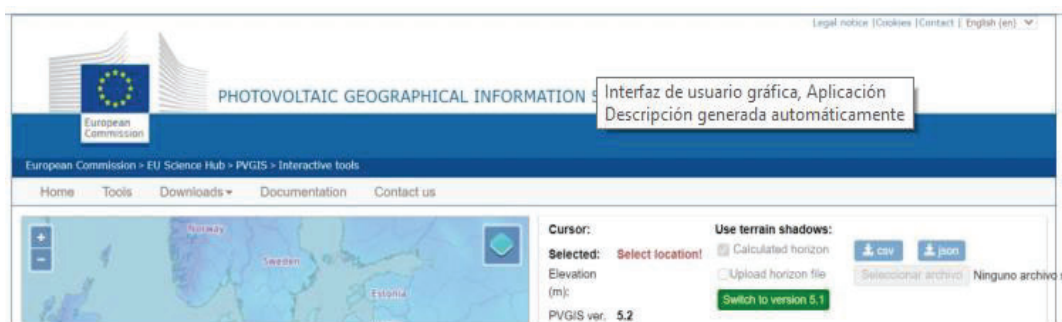


Figura 5. Página web de la base de datos PVGIS  
Fuente: (PVGIS, 2024)

### 2.1.2.3 Software PVsyst

PVsyst es un programa desarrollado por la Universidad de Ginebra. Es una herramienta ampliamente utilizada en el sector fotovoltaico para el diseño y cálculo energético de instalaciones solares fotovoltaicas para proyectos de gran escala como para autoconsumo



eléctrico residencial o industrial (STRU, 2023). En este proyecto este software será fundamental para el diseño de la planta fotovoltaica en la edificación Industrial.

El programa se localiza en la página de internet (ver Figura 6): <https://www.pvsyst.com/>. Existe la opción de una descarga gratuita por un periodo concreto con el objeto de poder probar el programa, así mismo existe otras opciones dando lugar a un tiempo prolongado de uso del software, como este caso será utilizado la licencia estudiantil.

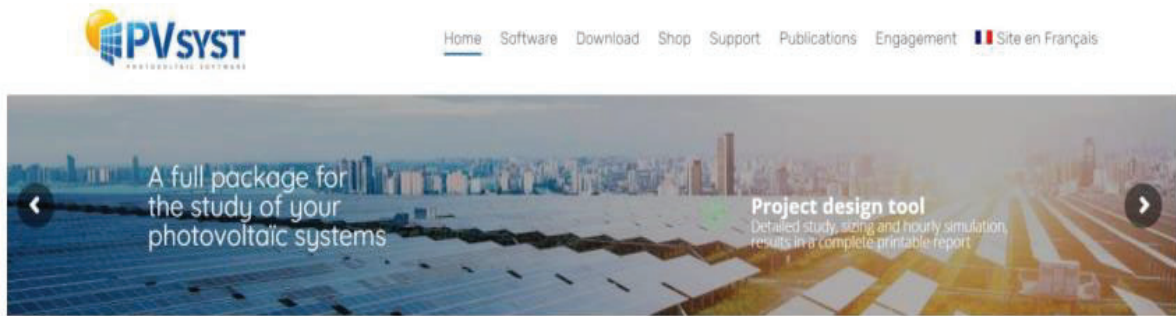


Figura 6. Página de internet en donde se localiza el programa PVsyst  
Fuente: (PVSYST, 2024)

#### 2.1.2.4 PVwatt calculator, NREL

PVWatts es una herramienta de software desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables “NREL” de Estados Unidos. Está diseñada para estimar la producción de energía solar fotovoltaica y calcular la radiación solar incidente en un emplazamiento específico (ver Figura 7).



Figura 7. Base de datos de Radiación NREL  
Fuente: (PVWatts, 2024)

### 2.1.3 Sistema eléctrico español

España se destaca por ser uno de los países que mayor proporción de energía renovable incorpora a su sistema eléctrico. A pesar de la escasas interconexión de la península ibérica con el resto de Europa (menos interconectada con Inglaterra), lo que deja a España prácticamente aislado eléctricamente e impide equilibrar las diferencias entre oferta y demanda mediante ajustes de otros sistemas eléctricos (Figura 8), es una de las regiones con mejores recursos renovables. Sin embargo, España se ha permitido un notable despliegue de energías alternativas, como la eólica y la fotovoltaica.



Figura 8. Interconexiones de España al 2022

Fuente: (IEA, 2022)

En la Tabla 1, se muestra la potencia eléctrica instalada en España para los distintos tipos de tecnologías al 31 de diciembre de 2023. Se destaca especialmente la energía eólica, con 30,8 GW de potencia instalada, lo que representa un 24,8% del total. Junto con la energía solar, son las tecnologías predominantes en el sistema eléctrico español. La energía solar cuenta con una potencia de 27,9 GW, de los cuales 25,55 GW corresponden a tecnología fotovoltaica, representando un 20,4% del total. Cabe mencionar que la potencia de ciclo combinado sigue teniendo una participación significativa, con 26,2 GW, lo que equivale a un 20,9% del total. (INF REE, 2024)

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Nacional	
	MW	%23/22	MW	%23/22	MW	%23/22
Hidráulica	17.096	0,0	2	0,0	17.097	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	30.162	2,1	648	7,6	30.810	2,2
Solar fotovoltaica	24.982	28,0	568	28,5	25.549	28,0
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables	1.087	0,0	10	64,2	1.097	0,3
Residuos renovables	132	0,0	38	0,0	170	0,0
<b>Renovables</b>	<b>75.763</b>	<b>8,7</b>	<b>1.277</b>	<b>16,0</b>	<b>77.039</b>	<b>8,8</b>
Turbinación bombeo	3.331	0,0	-	-	3.331	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	3.223	0,0	241	-	3.464	0,0
Fuel + Gas	8	0,0	2.400	0,0	2.408	0,0
Ciclo combinado	24.562	0,0	1.688	-	26.250	0,0
Cogeneración	5.534	-0,1	50	-	5.583	-0,1
Residuos no renovables	387	0,0	38	0,0	426	0,0
<b>No Renovables</b>	<b>44.163</b>	<b>-0,0</b>	<b>4.418</b>	<b>0,0</b>	<b>48.580</b>	<b>-0,0</b>
<b>Total</b>	<b>119.925</b>	<b>5,3</b>	<b>5.694</b>	<b>3,2</b>	<b>125.620</b>	<b>5,2</b>

Tabla 1. Potencia Instalada en España por tecnología al 2023  
Fuente: (INF REE, 2024)

En las siguientes Figuras 9 y 10 se muestran los datos de cobertura de la demanda energética por tecnología. Según se expone, la tecnología eólica es la primera en aportar en generación con un 23,5%, seguida por las centrales nucleares, pese a tener menos potencia instalada que otras tecnologías, la tecnología nuclear tiene un aporte al sistema de un 20,3%. Por su parte, la tecnología fotovoltaica cubre el 14% del total de la demanda energética del país en un año.

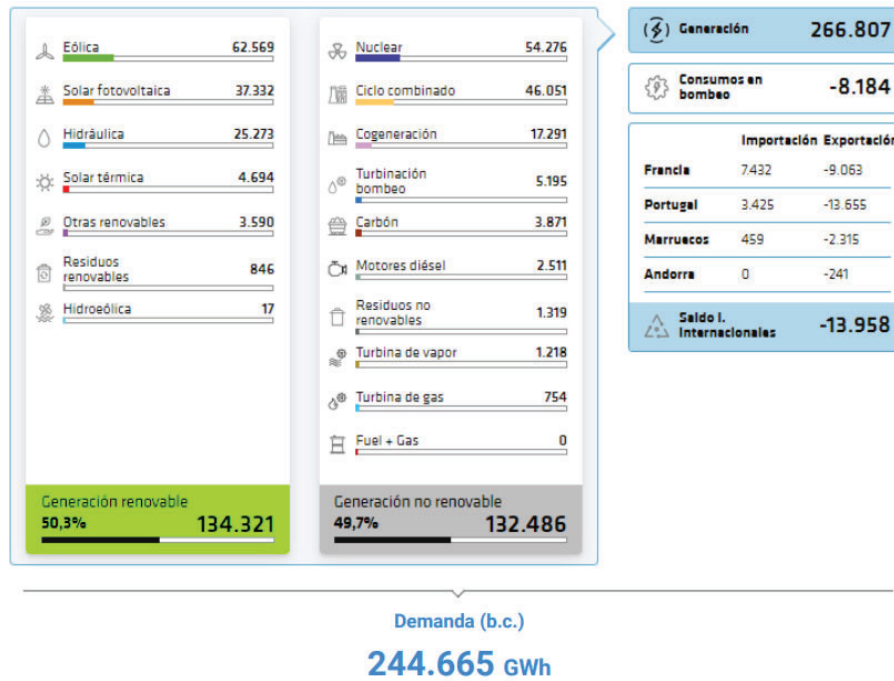


Figura 9. Balance Eléctrico (GWh) Sistema eléctrico de España  
Fuente: (INF REE, 2024).

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS (GWh) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

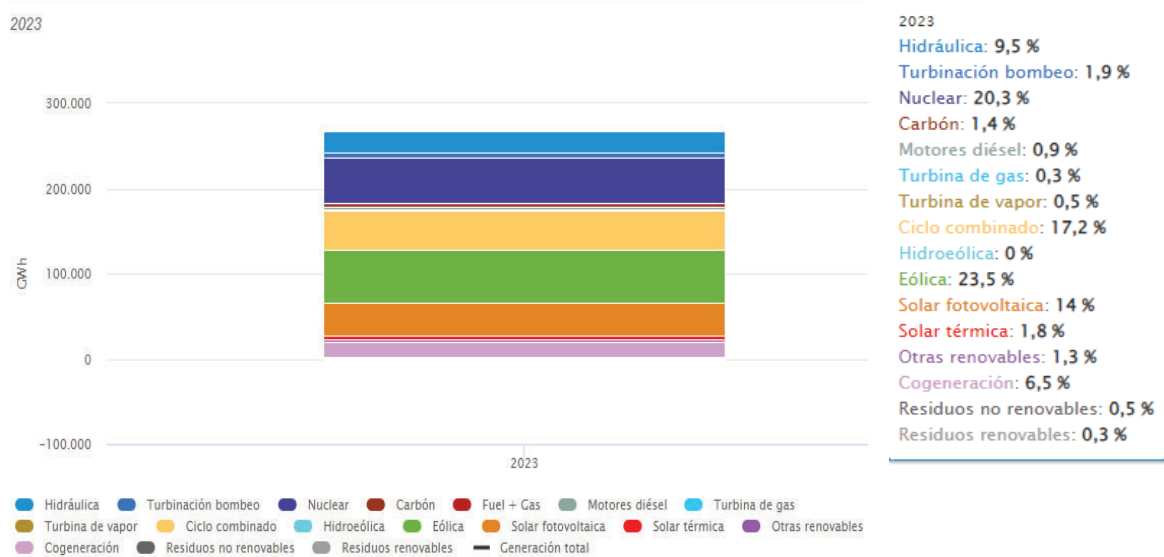


Figura 10. Estructura de la generación por tecnología (GWh), % de aporte al sistema  
Fuente: (INF REE, 2024)

En comparación con el 2022, la capacidad de potencia del mix de generación en España se ha incrementado un 5,2%, finalizando para el año 2023 con una potencia total de 125.620,00 MW. En este sentido la potencia instalada renovable en el mix del sistema eléctrico nacional se ha incrementado en un valor de 6,3 MW, lo que ha permitido que el valor de la potencia de fuentes de generación renovable llegue a un 61,3 % del total de la potencia instalada. (INF REE, 2024).

Todos estos datos detallan la situación actual en España, en que la tecnología solar fotovoltaica tiene una implicación importante, considerando los datos extraídos del tratado de Paris y distintos informes europeos, se espera que la tecnología fotovoltaica alcance a tener un crecimiento aún más.

#### **2.1.4 Autoconsumo fotovoltaico.**

##### **2.1.4.1 ¿Qué es el autoconsumo eléctrico? Beneficios**

La utilización de las energías renovables para generar electricidad es una tendencia en crecimiento a nivel mundial y en especial va en aumento en España. Pero no solo a gran escala mediante grandes empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, sino que incluye a la pequeña escala mediante el consumidor. El autoconsumo, cambia el esquema tradicional generación de electricidad en centrales que se distribuye hasta el consumidor principal, otorga al consumidor la posibilidad de generar su propia energía de manera residencial y en las edificaciones industriales, en este caso de los PYMES más propiamente relacionado a este proyecto. Las ventajas principales son una mayor autonomía y una reducción de los costes.

El autoconsumo es un esquema de generación basado en la producción eléctrica en el mismo punto de consumo, o en un punto muy cercano. El autoconsumo permite al usuario consumidor favorecer la transición energética renovable en el marco de la lucha contra el cambio climático mientras ahorran en su factura eléctrica. (APPA, 2024)

Entre los beneficios del autoconsumo, se destacan los siguientes:

- Empodera a los consumidores, emancipándoles de su dependencia con las grandes eléctricas.
- Permite ahorrar en la factura de la electricidad.

- Contribuye en la lucha contra el cambio climático, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Alineados al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC2021-2030
- Minimiza las pérdidas en transporte y distribución de la electricidad.
- Genera empleo local, estable y cualificado.
- Aumenta la eficiencia energética de las edificaciones.

#### 2.1.4.2 Sistema de autoconsumo fotovoltaico

De manera general un sistema de autoconsumo fotovoltaico de conexión a red con almacenamiento, está formado por (ver Figura 11):

- Módulos fotovoltaicos: Paneles fotovoltaicos: un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) agrupadas en paneles que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos
- Regulador: controla la generación eléctrica y el estado de las baterías para prevenir su sobrecarga y descarga, y para alargar su vida útil.
- Acumulador: un sistema de almacenamiento de energía a través de baterías que solo es necesario si se quiere acumular energía para aprovecharla en las horas de menor radiación solar.
- Inversor: un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua generada por el panel fotovoltaico en corriente alterna

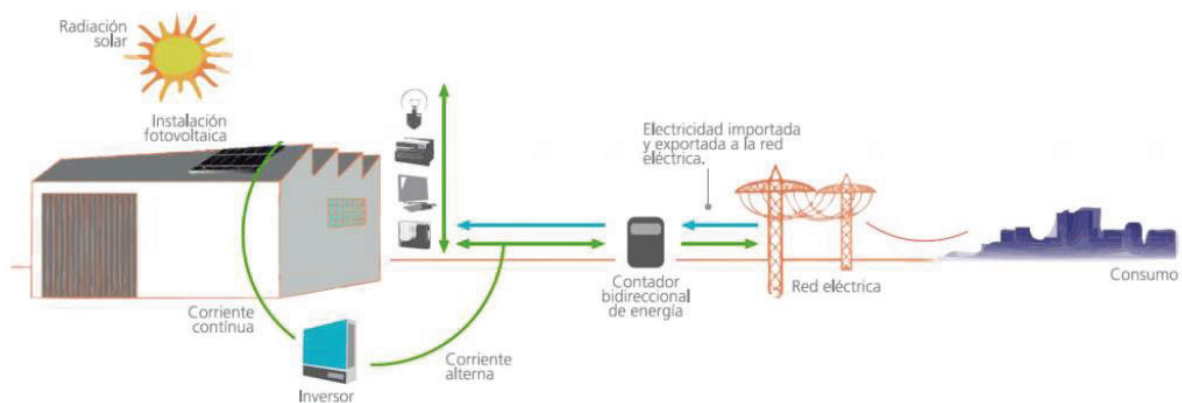


Figura 11. Principales equipos de un autoconsumo fotovoltaico conectado a red.  
Fuente: (STRU, 2023)

### 2.1.4.3 Situación del autoconsumo en España

Según el informe anual de la Asociación de Productores de Energía Renovables (APPA), en el año 2023 se instalaron en España 1.943 MW de autoconsumo (Figura 12), de los cuales 27 % correspondió a instalaciones residenciales (527 MW) y el 73% restante (1.416 MW) fueron instalaciones Industriales. 2023 representa el primer año en el que se produce una contracción de la potencia anual instalada en la serie histórica, más relacionada con el crecimiento desmesurado que se experimentó en 2022 que con un cambio de tendencia. Si bien la potencia anual se redujo un 27% respecto al año precedente, esta fue un 69% superior a la instalada en 2021 (APPA, 2024).

En total, la potencia instalada de autoconsumo en España a finales del 2023 es de 7.154 MW, habiendo superado la potencia de la energía nuclear. Únicamente comparado por la diferencia de potencia siendo que a nivel de generación no pueden compararse ambas fuentes energéticas.

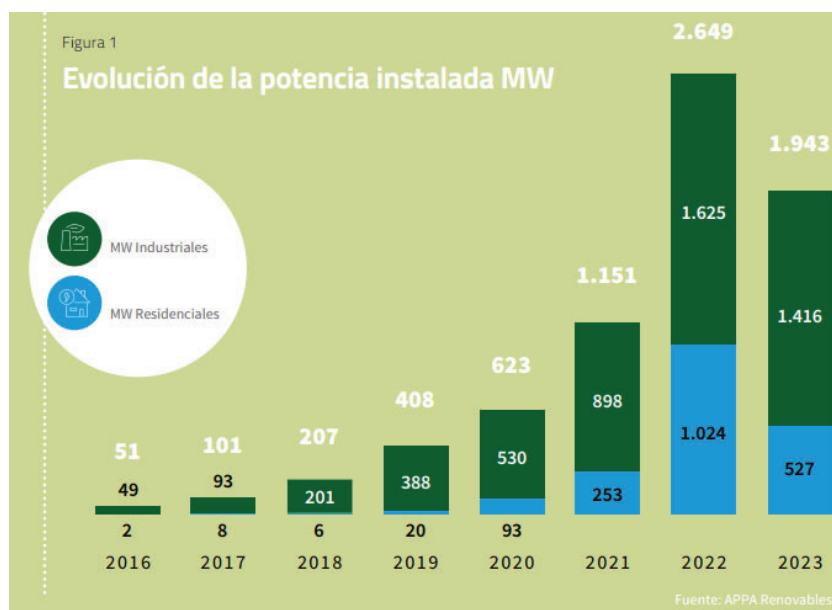


Figura 12. Evolución del autoconsumo en España  
Fuente: (APPA, 2024)

En relación con el número de instalaciones, en 2023, en España se realizaron 111.795 instalaciones residenciales y 15.509 instalaciones del tipo industrial (Figura 13)

La inversión realizada en autoconsumo durante 2023 ascendió a 1.862 millones de euros, correspondiendo 792 millones de euros a la inversión realizada por particulares en instalaciones residenciales, 1.070 millones en instalaciones industriales.



La instalación tipo residencial representativa del año 2023 es una instalación media equivalente a una potencia de 4,7 kW, sin almacenamiento, con una inversión media de 7.085 € por cada instalación. En el caso de las instalaciones industriales, la potencia media fue de 91,3 kW con una inversión media de 69.022 € por instalación. Es importante resaltar que, si bien el dato de potencia media puede ser ilustrativo de la realidad nacional en el caso del autoconsumo residencial, en el caso de las instalaciones industriales existe mucha dispersión, desde pequeñas instalaciones de 15 kW a instalaciones de varios megavatios.

El análisis del tipo de instalaciones nos permite ver que, en el caso de las instalaciones residenciales, no ha habido apenas variación en su tamaño, adecuándose las instalaciones a los consumos típicos de un hogar. Sin embargo, el tamaño medio de los proyectos industriales ha aumentado de forma significativa, pasando de los 70 kW de 2022 a más de 90 kW en 2023 (+30%), lo que muestra una tendencia creciente de las empresas españolas de asegurar su consumo energético y reducir sus costes asociados (APPA, 2024)

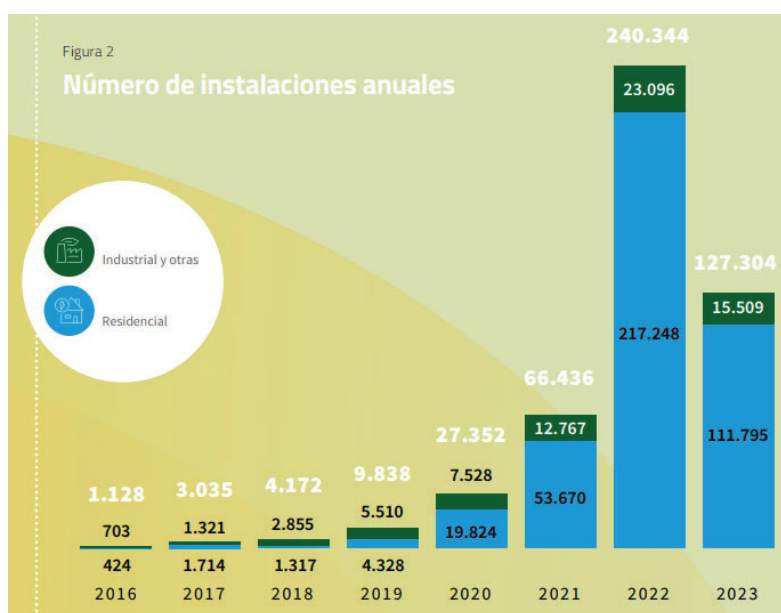


Figura 13. Evolución del Número de Instalaciones de Autoconsumo en España  
Fuente: (APPA, 2024)

En 2023, el autoconsumo generó en España 7.262 GWh (Figura 14), cifra de producción eléctrica que equivale al 3 % de la demanda eléctrica nacional (Figura 15), aumentando 1.2 puntos porcentuales respecto a la generación equivalente del 1.8% experimentada en 2022.



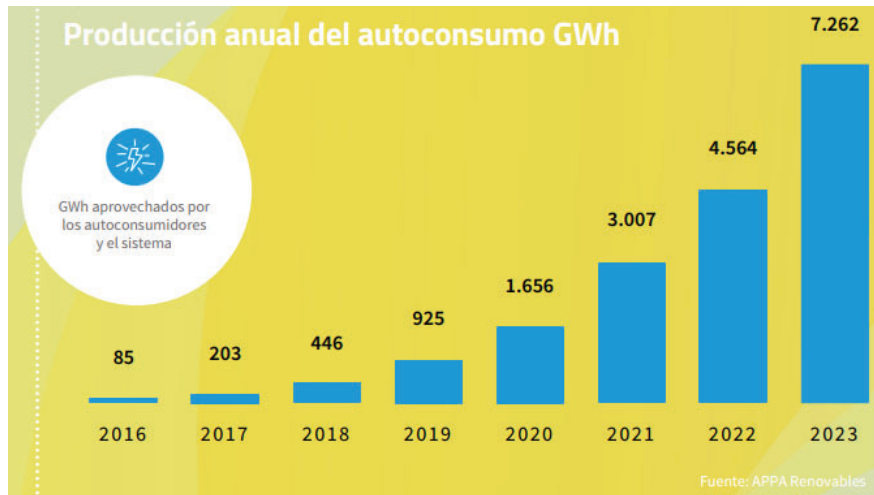


Figura 14. Evolución de la producción de electricidad procedente del autoconsumo  
Fuente: (APPA, 2024)

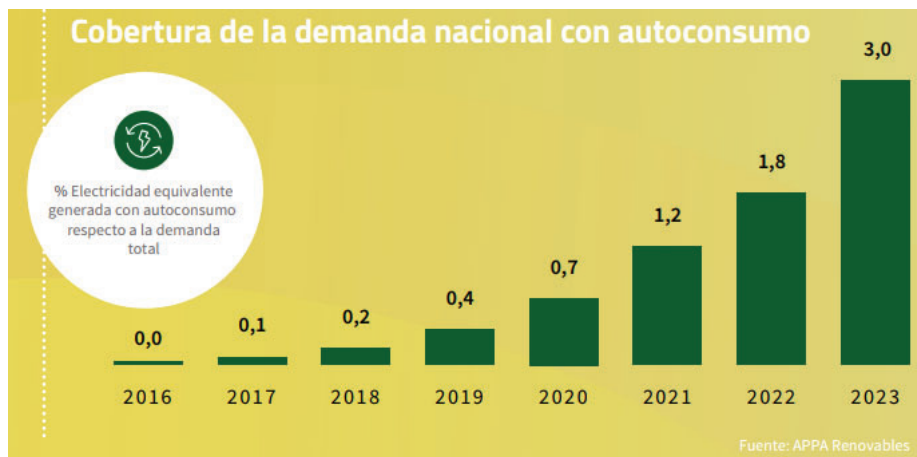


Figura 15. Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica con instalaciones de autoconsumo  
Fuente: (APPA, 2024)

Los 7.262 GWh producidos mediante autoconsumo permiten evitar 1,48 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (Figura 16), siendo la primera vez en la serie histórica que se supera, y ampliamente la cifra de millón de toneladas.

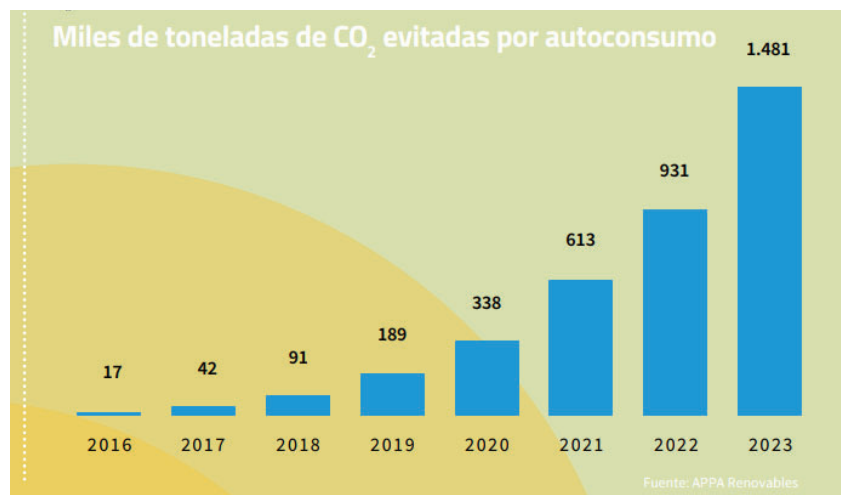


Figura 16. Evolución de la contaminación evitada de CO<sub>2</sub> por implantación de autoconsumo  
Fuente: (APPA, 2024)

#### 2.1.4.4 Marco regulatorio del autoconsumo en España

La hoja de Ruta del autoconsumo en España (expuesto en el apartado 1.5) recoge las actuaciones a realizar para facilitar la integración del Autoconsumo en nuestra sociedad e integración al sistema eléctrico español. Actualmente se tiene la consulta pública del borrador de actualización del PNIEC 2023-2030.

El Espala el autoconsumo está regulado mediante el “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica” (Figura 17).



### I. DISPOSICIONES GENERALES

#### MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

**5089** *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*

Figura 17. Real Decreto 244/2019  
Fuente: (RD 244, 2019)

Este Real Decreto enmarca el reglamento de los tipos de autoconsumo posibles y las condiciones técnicas y administrativas que debe cumplir las instalaciones. Al mismo tiempo, reglamenta el régimen económico al que se pueden acoger las instalaciones. De esta manera resumimos y a continuación presentamos los principales aspectos contemplados en el decreto:

Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

- a) **Autoconsumo sin excedentes:** Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte en la que se dispone de un sistema de antivertido, esto quiere decir que el elemento de antivertido no permitirá la inyección de energía eléctrica excedentaria hacia la red de distribución o en casos particulares a la red de transporte.
- b) **Autoconsumo con excedentes:** Instalaciones que cubren un porcentaje de la demanda de energía mediante el autoconsumo, y el excedente de energía puede inyectar en las líneas red o línea de distribución y transporte.

Dentro de este grupo las instalaciones con excedentes podrán ser:

**b.1) Autoconsumo con excedentes acogida a compensación:**

Se refiere a la opción cuando los usuarios que cuentan con sistema de autoconsumo fotovoltaico, generan energía eléctrica más de lo que su demanda requiere para su consumo diario. En esta situación los usuarios pueden optar voluntariamente a un mecanismo de compensación por la inyección de energía por los excedentes del dicho sistema de autoconsumo. (RD 244, 2019)

Para ello es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- i. La fuente de energía primaria debe ser de energía renovable, en este caso energía solar.
- ii. La potencia total de las instalaciones no debe ser superior a 100 kW
- iii. Si fuese necesario realizar un contrato para el suministro de servicios auxiliares de producción, el usuario debe firmar un único contrato con una empresa comercializadora. Este contrato debe cubrir la demanda de los servicios auxiliares de producción, tal como establece el artículo 9,2 del decreto real 244/2019
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

### b.2) Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación:

Es una opción que el usuario tiene en el cual la energía excedentaria no será sujeta a compensación cuando no cumplan con alguno de los requisitos de la modalidad con excedentes acogida a compensación o que de manera voluntaria opten por esta opción.

En la Figura 18, se muestra explicación gráfica referido al autoconsumo según RD 244/2019.

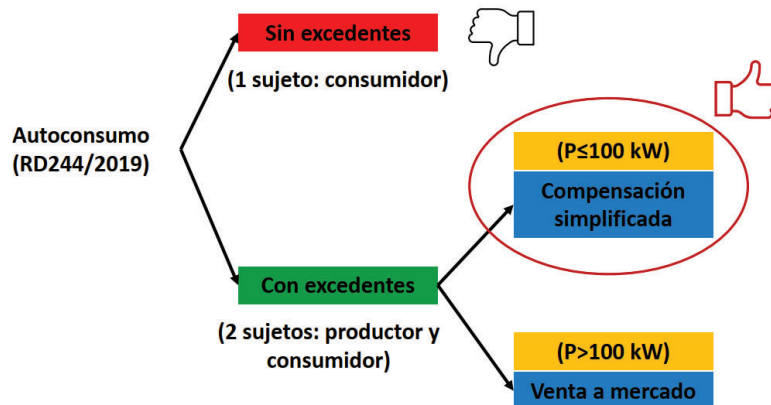


Figura 18. Condicionantes normativos autoconsumo RD 244/2019  
Fuente: (Olivieri, 2024)

Es importante destacar de manera resumida otros aspectos importantes que contempla la norma, y son las siguientes:

- Para los sistemas de autoconsumo fotovoltaico, la potencia instalada será la potencia máxima que ofrece el Inversor
- Es permitido la implementación de sistemas de almacenamiento en las instalaciones de autoconsumo.
- Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación del sistema de autoconsumo sean diferentes.
- Simplifica la tramitación:
  - o Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes o las instalaciones de autoconsumo con excedentes de hasta 15kW no necesitan permisos de acceso y conexión a la red eléctrica.
  - o Para las instalaciones de potencia  $P \leq 100\text{kW}$  conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.

- El monto de la compensación no podrá superar el valor mensual de la energía horaria consumida.
- Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. La energía excedente inyectado a red deben ser vendidos en el mercado.

### **2.1.5 Almacenamiento energético en España**

Los sistemas de almacenamiento de energía en España son un elemento clave en la lucha contra el cambio climático, porque nos ayudan a abordar el reto de la transición energética. Se trata de sistemas que permiten flexibilizar la producción de energía renovable, y por lo tanto nos ayudan a garantizar su integración en el sistema eléctrico español.

Como se ha mencionado actualmente se tiene publicado el borrador de la PNIEC 2023, que, apuesta por el almacenamiento energético, que es una versión actualizada en función a los eventos realizados hasta la fecha en comparación con la versión PNIEC 2021. En esta versión actualizada se detallan los datos más interesantes y novedosos (Generación, 2023):

- Se propone acciones para una reducción drástica de dependencia del extranjero, siendo que el 49 % de la energía primaria debe ser provisto por fuentes locales frente a un 27% que se mencionaba en la PINEC 2021.
- En cuanto al mix energético, se pone como objetivo para el 2030 las energías renovables aporten el 81% de la generación, en comparación al 74% que la versión anterior del PNIEC.
- El autoconsumo toma un papel protagónico gracias a los cambios normativos que han facilitado la implementación del mismo. El nuevo objetivo propone alcanzar los 19 GW en autoconsumo para el 2030.
- Para poder integrar el aumento de energías renovables en el sistema eléctrico, el PNIEC pone como apuesta incrementar el almacenamiento energético hasta los 22 GW según la tecnología que se pueda aplicar en el territorio español.

### **2.1.5.1 Sistemas de almacenamiento, clasificación**

Almacenar la energía eléctrica puede ser un desafío, pero, en la actualidad, existen diferentes tecnologías que nos permiten hacerlo. A continuación, explicamos cuáles son los sistemas de almacenamiento que nos pueden ayudar a alcanzar una producción, distribución y consumo energético libres de emisiones (ECOLÓGICA, 2021).

Entre los más importantes según forma de almacenamiento de energía:

- Almacenamiento mecánico: Bombeo hidráulico, Aire comprimido y Volante de inercia.
- Almacenamiento térmico: Calor sensible y latente.
- Almacenamiento eléctrico: Supercondensadores.
- Almacenamiento químico: Hidrogeno.
- Almacenamiento electroquímico: Baterías convencionales.

#### **El bombeo hidroeléctrico**

El bombeo hidroeléctrico actualmente es el método más eficiente para almacenar grandes cantidades de energía. Además de ser económico es una tecnología importante que contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico español. Es una tecnología que puede generar grandes cantidades de energía en un tiempo de respuesta rápida, y no crea ningún tipo de gases de efecto invernadero.

#### **Aire comprimido**

Esta tecnología consiste en el cual la energía eléctrica es transformada en forma de almacenamiento de aire comprimido a alta presión y extrae mediante turbinas. Tecnología que actualmente se encuentra en desarrollo. Es un sistema de almacenamiento mecánico equiparable en capacidad al del bombeo hidroeléctrico.

#### **Volantes de inercia**

Los volantes de inercia son un almacenamiento mecánico que permite conservar la energía eléctrica en forma cinética a partir de un disco metálico.

### **Almacenamiento térmico**

Esta tecnología de almacenamiento más utilizada en aplicaciones de escala residencial e industrial. Consiste en acumular la energía en materiales en la que se pueda retener la energía en forma de calor y posteriormente liberarla de manera controlada.

Los métodos abarcan una variedad de técnicas de aplicación desde la refrigeración en forma de almacenar mediante la acumulación de hielo, hasta la exposición de temperaturas extremas. Esta tecnología actualmente ya esta es etapa comercial, y esta pensado para almacenar energía a gran escala.

### **Supercondensador**

Esta tecnología corresponde a la utilización de electrónica de potencia, que permiten almacenar grandes cantidades de energía en periodos cortos de tiempo. Y puedes ser estos cargados en cuestión de segundos, lo que le vuelve en un elemento importante ante las necesidades para cubrir los periodos de puntas de potencia en el sistema eléctrico. Actualmente esta tecnología se encuentra en etapa comercial.

### **Hidrogeno**

Es importante mencionar que el hidrogeno no corresponde a una fuente de energía primaria, más al contrario en un vector energético. Esto significa que para producir hidrogeno se debe utilizar energía externa, ya que el hidrogeno es un componente que no se encuentra en la naturaleza en su forma pura. Una vez que se ha generado el hidrogeno, este puede almacenar esa energía en sus enlaces químicos, para que posteriormente puedan ser liberado cuanto esa energía sea requerida, ya sea en forma de electricidad o en calor. Esta tecnología actualmente se encuentra en proceso de desarrollo.

### **Baterías**

Las baterías son un dispositivo que almacena energía en compuestos químicos capaces de generar carga eléctrica. Las principales ventajas de este dispositivo son su rapidez de respuesta; su facilidad de instalación y escalabilidad, y los múltiples beneficios que pueden aportar a los activos renovables a los que vayan asociadas. (Iberdrola, 2024)

En la Figura 19, se puede observar que el uso de baterías abarca un rango de tiempo de descarga de minutos a horas. Esto indica que las baterías son aplicables en el almacenamiento de energía a corto y mediano plazo. En este caso de estudio en

autoconsumo fotovoltaico la tecnología de las baterías convencionales más apropiadas para el almacenamiento (minutos a horas) son las baterías de ion-litio.

En la Figura 20, al analizar únicamente las baterías convencionales dentro del almacenamiento electroquímico, observamos que su capacidad de almacenamiento se encuentra en un rango que va desde poco más de 1 kWh hasta 10 MWh. Actualmente, esta tecnología es madura y está comercialmente disponible.

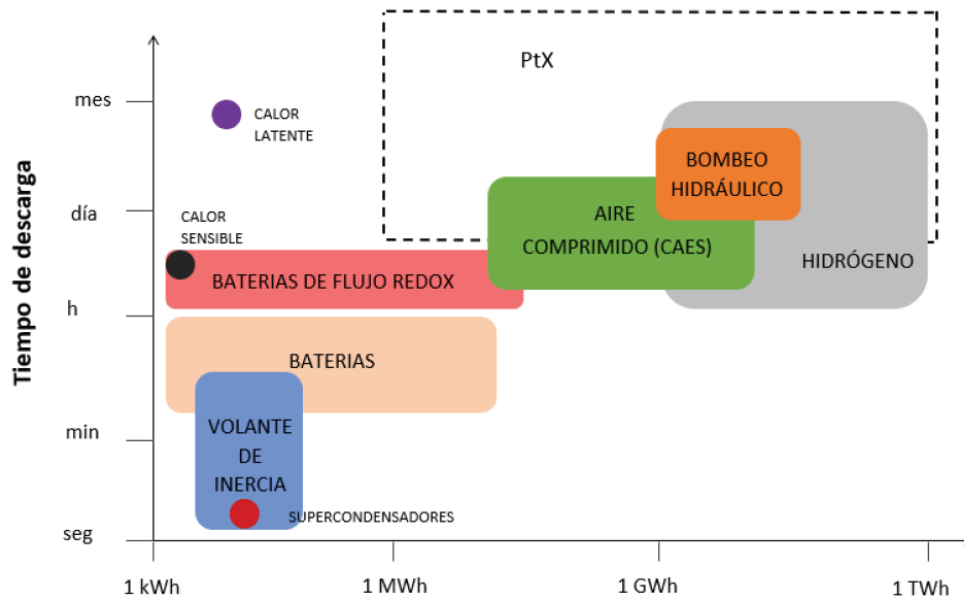


Figura 19. Capacidad vs tiempo de descarga tecnologías de almacenamiento  
Fuente: (Rodríguez, 2024)

	Tecnología	Capacidad de almacenamiento	Eficiencia del ciclo	Madurez
Mecánico	Aire comprimido (CAES)	10 MWh - 10 GWh	>70%	En desarrollo
	Volante de inercia	5 kWh - 10 kWh	85%	En desarrollo
	Bombeo hidráulico	1-100 GWh	70-80%	Comercial
Térmico	Calor sensible	10 kWh - 50 kWh	50 -90 %	Comercial
	Calor latente	50 kWh - 150 kWh	75 - 90%	Comercial
Electroquímico	Baterías	< 10 MWh	60-80%	Comercial
	Baterías de flujo redox	< 15 MWh	85%	En desarrollo
Eléctrico	Supercondensadores	1 kWh - 5 kWh	90%	Comercial
Química	PtX	1 MWh - 1 TWh	30 -60 %	En desarrollo
	Hidrógeno	1 GWh - 1 TWh	40 -60 %	En desarrollo

Figura 20. Capacidad de almacenamiento y eficiencia en tecnologías de almacenamiento  
Fuente: (Rodríguez, 2024)



## 2.2 Elementos de un sistema de autoconsumo fotovoltaico.

### 2.2.1 Introducción a las instalaciones fotovoltaicas

Una instalación fotovoltaica se basa principalmente en los módulos fotovoltaicos (paneles solares, generador FV), que están compuestos por un conjunto de células solares. Estas células transforman la energía solar en energía eléctrica. Los módulos fotovoltaicos son la fuente principal de energía para todo el sistema.

Otro componente importante en el sistema es el inversor, el cual tiene la responsabilidad de convertir la corriente continua, que es la naturaleza de la energía generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna a 50 Hz, la frecuencia eléctrica requerida en la red eléctrica de España. Así, la energía generada puede ser utilizada de manera efectiva en la edificación industrial.

En la Figura 21 se puede observar los elementos principales que componen una instalación fotovoltaica de un sistema de autoconsumo fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento.

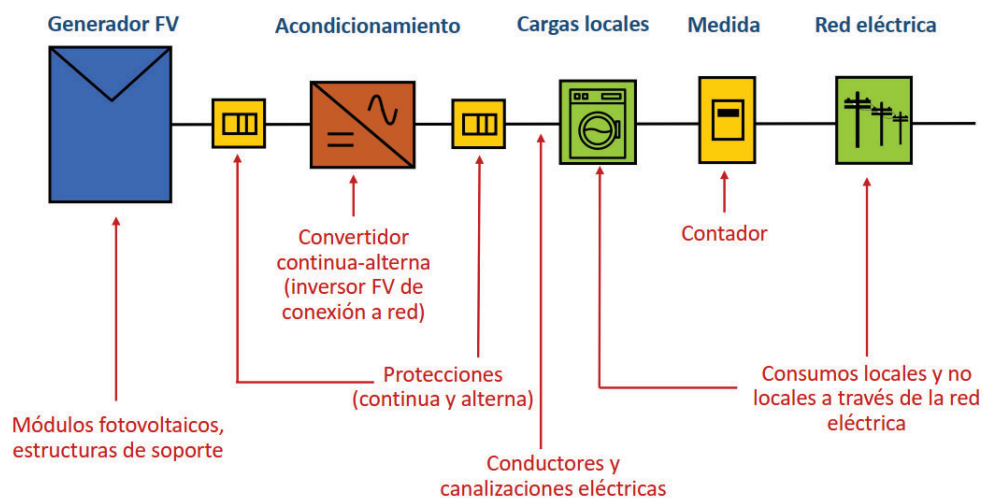


Figura 21. Instalación Fotovoltaica sin Almacenamiento  
Fuente: (Olivieri, 2024)

En la figura 22, se puede observar los elementos principales componen una instalación fotovoltaica de autoconsumo con almacenamiento conectado a red.

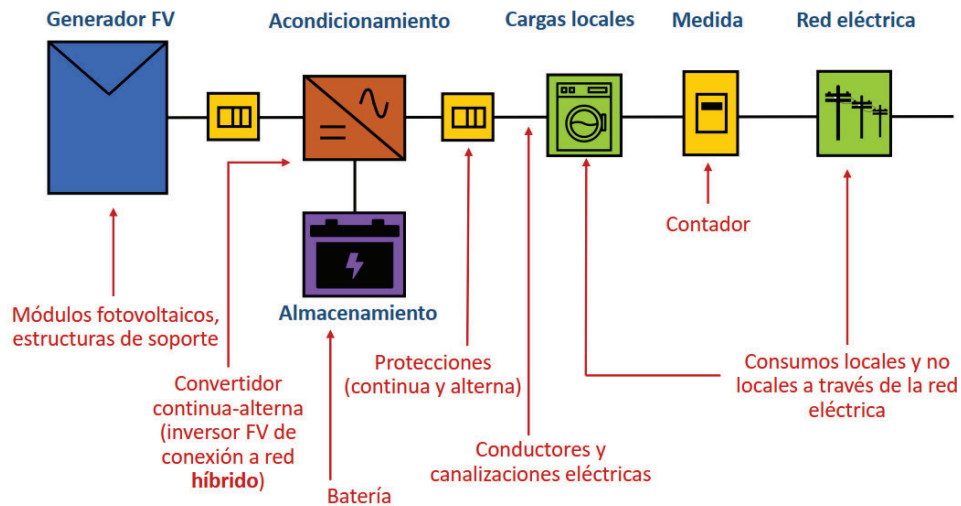


Figura 22. Instalación Fotovoltaica con Almacenamiento  
Fuente: (Olivieri, 2024)

Una instalación fotovoltaica incluye de igual manera un sistema de montaje de estructural, que permite instalar los módulos en una posición adecuada para recibir la máxima cantidad de luz solar. Este sistema puede ser una estructura fija o un sistema con seguidor solar que permite a los módulos seguir el movimiento del sol a lo largo del día.

En cuanto al funcionamiento de una instalación fotovoltaica, este consiste en los siguientes pasos:

1. Los módulos fotovoltaicos captan la radiación solar mediante las células fotovoltaicas, que utilizan el efecto fotovoltaico para transformar la energía luminosa en energía eléctrica en forma de corriente continua (DC)
2. La corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos es conducida hacia el inversor, un dispositivo electrónico que tiene la función de convertir esta corriente continua (DC) en corriente alterna (AC). Esta conversión es necesaria porque la mayoría de los sistemas eléctricos industriales y residenciales operan con corriente alterna, que puede ser sincronizada con la frecuencia estándar de 50 Hz.
3. Una vez convertida en corriente alterna, la energía eléctrica puede ser utilizada de dos maneras: puede ser consumida de manera inmediata por las cargas conectadas al sistema o, si la producción de energía excede el consumo, puede ser inyectada en la red eléctrica. Este proceso de inyección permite que el exceso de energía sea distribuido a otros usuarios o almacenado, dependiendo del diseño del sistema y las regulaciones locales.

### 2.2.2 Tecnología solar fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica.

Según los aspectos constructivos con los que se fabriquen el material de las células, los módulos fotovoltaicos se clasifican en dos tipos: Silicio Cristalino y Capa delgada, según lo muestra la Figura 23.



Figura 23. Tecnologías fotovoltaicas comerciales  
Fuente: (Olivieri, 2024)

#### Silicio Cristalino:

- Monocristalino. Estas células están fabricadas con un solo cristal de silicio. Algo que las caracteriza, es que tienen esquinas semi redondeadas y un color uniforme. Están hechas de silicio con mayor pureza y calidad, lo que le permite aprovechar mejor la energía (CRES, 2021). Presentan mayor rendimiento, presentan una eficiencia entre un 18 % y un 20 % de media, mayor vida útil, mayor eficiencia con baja luminosidad y aprovechan mejor el espacio. Por otro lado, los procedimientos de fabricación necesarios son más costosos e implican un precio final del modula más alto. Según estas características este tipo de células son más utilizadas en situaciones donde el espacio es limitado y se necesita un tipo de material con mejores rendimientos.

- Policristalino. Están formadas por cristales de silicio que se someten a menos procesos de filtrado donde no eliminan todas sus impurezas. Al ser fundido y enfriado de manera artificial, se provoca la formación de varios cristales y estas le dan un aspecto azulado con tonalidades entre negras y verdes. (CRES, 2021). Este material tiene una calidad menor que las células monocristalinas, extrae menor energía de la radiación solar y por lo tanto tienen un rendimiento más limitado poseen una eficiencia media de entre el 16 % y el 17,5 %. Por otro lado, la fabricación es más sencilla y económica que los monocristalinos, por lo que hace a este tipo de células más competitivas económicamente. Generalmente los módulos de material policristalino se utilizan en grandes centrales, en las que el espacio no es tan limitante.

### Capa delgada.

- Los paneles de capa fina o delgada, tiene una eficiencia entre el 7% y 13% y se clasifican según el material: silicio amorfo, telurio de cadmio, cobre, galio, indio y selenio, o células fotovoltaicas orgánicas. Surgieron como alternativa ante una posible escasez de silicio y tiene menores costos de producción. Aunque requieren más espacio que los paneles monocristalinos o policristalinos para generar la misma cantidad de energía, su precio es bajo. Sin embargo, la reducción de precios de los paneles cristalinos ha reducido su cuota de mercado.

En la Figura 24 se observa que, en términos globales, la producción de energía fotovoltaica en GWp para el año 2021 se distribuye de la siguiente manera: tecnología monocristalina 84,2%, tecnología policristalina 10,5% y tecnología capa delgada un 5,3%.

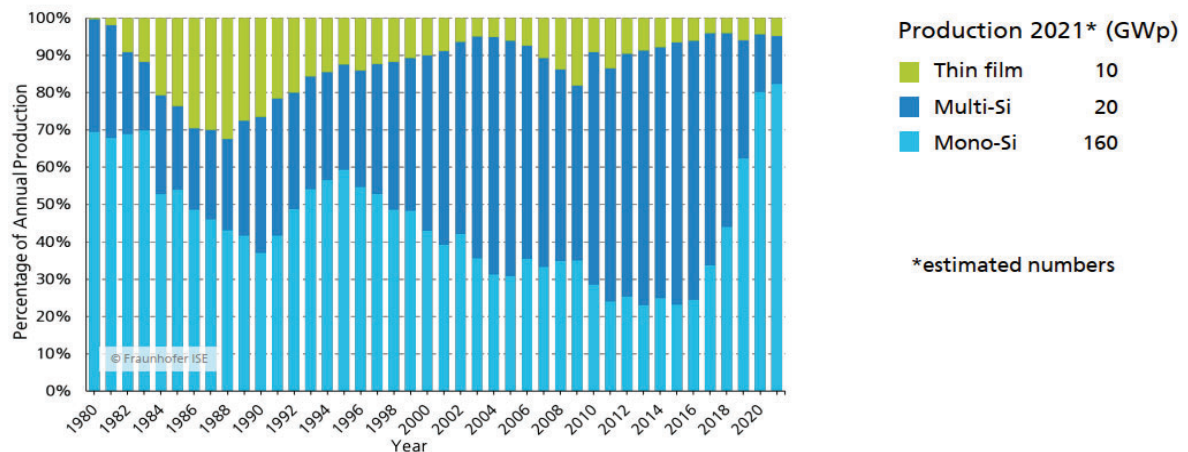
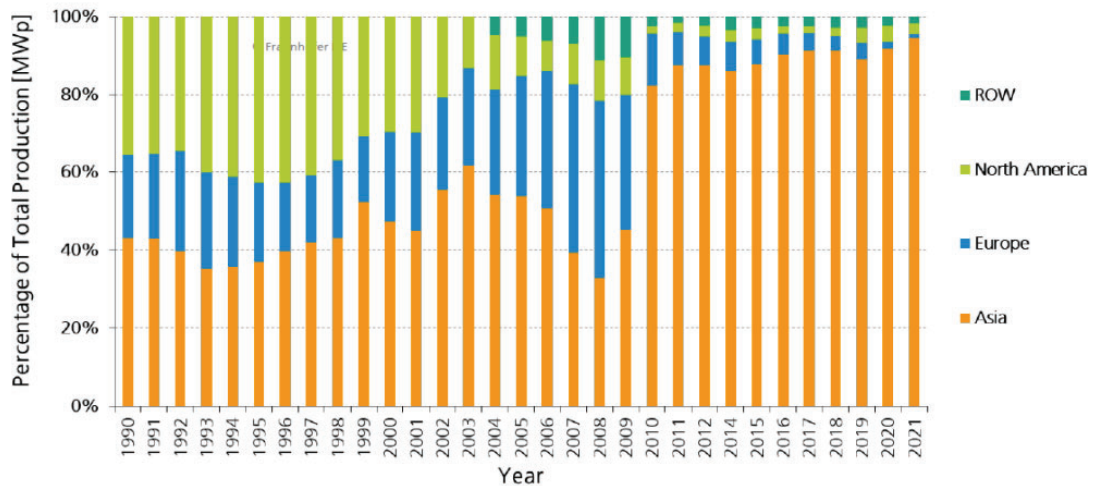


Figura 24. Porcentaje Global anual de producción Fotovoltaica  
Fuente: (Fraunhofer, 2023)

El coste de los sistemas fotovoltaicos ha disminuido en la última década ha reducido un 85 % (Seel, 2018). El precio bajo de los paneles solares está dominado por el monopolio asiático, por este motivo, la Unión Europea está estudiando planes para crear una mega factoría de paneles solares en Europa para evitar gastos en transporte y posibles problemas de interrupciones en la cadena de suministros, como los que se produjeron debido a la pandemia del COVID-19. (Solar D. , 2023)

Aproximadamente el 82% de los módulos fotovoltaicos a nivel mundial se produjeron en Asia en el año 2010 (Figura 25). Esto aumentó a aproximadamente el 94% de la producción global total en el año 2021 según la IEA.



Data: Up to 2004 Strategies Unlimited; 2005 to 2009: Navigant Consulting; 2010 to 2019: IHS Markit; since 2020 IEA PVPS. Graph: PSE 2022. Date of data: 26-April 2022

Figura 25. Producción de módulos fotovoltaicos por región 1990-2021, porcentaje del total de MWp producidos a nivel Global.  
Fuente: (Fraunhofer, 2023)

### 2.2.3 Inversor

Los inversores son dispositivos que convierten la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Funciona como elemento de interfaz entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica.

El inversor debe ajustarse al voltaje y frecuencia de la red local al cual este conectada. Para lograr dichas exigencias la onda de salida de corriente debe ser lo más cercana posible a una forma senoidal, de esta manera se disminuye la inyección de armónicos a la red (ver Figura 26).

De acuerdo a la variación de potencia disponible que ofrece el generador fotovoltaico con en función a la irradiancia y la temperatura, el inversor debe extraer en lo posible la

máxima potencia de generación, para lo cual los inversores modernos están incorporados un equipo denominado “seguidor del punto de máxima potencia” ( Maximum Power Point Tracker-MPPT), este es un dispositivo electrónico que varía cada determinado tiempo( de uno a varios minutos) la tensión de entrada al inversor de forma que el producto de la tensión y la corriente de salida del generador fotovoltaico sea el valor máximo.

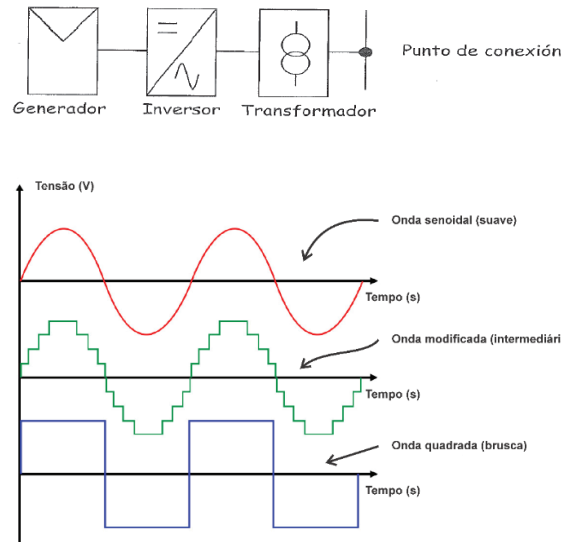


Figura 26. Onda senoidal modificada salida del inversor  
Fuente: (Júnior, 2022)

En la Figura 27, se puede mostrar imágenes de inversores de acuerdo a la potencia nominal.

Inversores monofásicos (P≤3 kW)

Inversores trifásicos (3 - >1000 kW)



Microinversores:  
“módulo AC”



Figura 27. Ejemplo de tamaño de inversores de acuerdo a la potencia  
Fuente: (Olivieri, 2024)

Las características técnicas importantes del inversor son las siguientes:

**Potencia nominal:** Potencia Máxima de salida en alterna. Desde un punto de vista legal define la potencia de la instalación independientemente de la potencia pico instalada del generador fotovoltaico. La potencia del inversor suele ser menor que la potencia del generador fotovoltaico este valor oscila entre un 5 y un 20% por debajo por término medio.

**Voltaje máximo de entrada:** La tensión máxima del generador fotovoltaico al inversor, es la de circuito abierto (Voc) a la mínima temperatura ambiente prevista.

**Voltaje mínimo de entrada:** La tensión mínima se produce cuando los módulos están muy calientes y el punto de máxima potencia “PMP” desciende. El inversor debe ser capaz de trabajar en estas condiciones.

**Tipo de conexión:** Monofásica (hasta 5 kW) o trifásica.

**Intensidad máxima:** el inversor debe tener la capacidad de manejar la corriente máxima que puede generar el conjunto de módulos fotovoltaicos. Esta corriente máxima se alcanza cuando los módulos se someten a condiciones extremas, como ser una temperatura de 70 °C en las células y una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Además, esta corriente máxima se alcanza mediante la configuración del generador fotovoltaico, ya sea conectando los módulos en serie, en paralelo o en una combinación de ambos. Depende de la configuración puede aumentar la corriente o el voltaje para de esa manera optimizar el rendimiento del sistema fotovoltaico.

#### 2.2.4 Protecciones eléctricas

El sistema de protecciones de una instalación fotovoltaica, según se establece en el RD 1663/2000, es una parte crucial que garantiza la seguridad y la correcta operación de la instalación. De acuerdo con el Artículo 11 de este decreto, los siguientes aspectos deben tenerse en cuenta (RD 1663, 2000)

- La instalación debe contar con un interruptor general manual, específicamente un interruptor magnetotérmico con una capacidad de corte de cortocircuito superior a la sugerida por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor debe estar siempre accesible a la empresa distribuidora para realizar desconexiones manuales si es necesario



- Es obligatorio el uso de un interruptor automático diferencial para proteger a las personas en caso de una derivación en cualquier elemento de la parte continua de la instalación.
- Se debe contar con un interruptor automático de la interconexión que permita la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento
- La interconexión debe tener protección para la frecuencia máxima y mínima (51 y 49 Hz respectivamente) y máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente)
- Estas protecciones pueden ser precintadas por la empresa distribuidora, luego de las verificaciones que se mencionan en los artículos 6 y 7.
- La reconexión del sistema de conmutación y por consecuencia, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automática una vez la empresa distribuidora restablezca la tensión de red.
- Las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia pueden integrarse en el equipo inversor. Si se cumple con estas condiciones, solo será necesario tener el interruptor general manual y el interruptor automático diferencial. En este caso, se utilizará un contactor que se rearma automáticamente una vez se restablecen las condiciones normales de suministro de la red, y el estado del contactor debe señalizarse claramente en un lugar visible en el equipo.

De manera resumida, todas estas medidas de protección están diseñadas para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, respetando las regulaciones actuales. En la Figura 28 se muestra un ejemplo de cuadro eléctrico normalizado.



Figura 28. Cuadro eléctrico para un sistema de autoconsumo fotovoltaico  
Fuente: (Solar F. E., 2024)

### 2.2.5 Contador bidireccional

El contador bidireccional en un sistema de autoconsumo, es un dispositivo electrónico que mide el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, tanto la que el usuario consume de la red local como la que inyecta a la red local mediante la generación eléctrica de los módulos fotovoltaicos.

El contador es importante en el sistema de autoconsumo, ya que registra los kWh de energía consumida de la red eléctrica y cuanta energía es inyectada a causa de los excedentes energéticos de generación. De esta manera el contador electrónico bidireccional es un elemento importante si el usuario opta por el mecanismo de compensación simplificada enmarcado en el RD 244/2019 (Haro, 2024).

En este caso de estudio, se cuenta con excedentes energéticos y sujetos a compensación y además la potencia de los inversores llega a 75 kW y esta no supera los 100 kW enmarcados en el RD 244/2019.

### 2.2.6 Estructura de soporte

Los soportes para placas solares son un elemento esencial de las instalaciones fotovoltaicas. Su objetivo es garantizar una correcta inclinación de los módulos y fijarlos, de tal forma, que permanezcan intactos sobre un anclaje seguro (SolarMente, 2023). Además, esta importancia radica en que las estructuras de soporte deben garantizar las condiciones para lograr la máxima eficiencia en la captación de la radiación solar.

Los módulos fotovoltaicos se instalan sobre estructuras estables, rígidas y durables que soporten la fuerza del viento, lluvia, nieve y otras condiciones adversas.

La estructura soporte del panel y el sistema de sujeción o anclaje son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación.

La estructura se construye con materiales resistentes a la corrosión empleándose normalmente aluminio anodizado y acero galvanizado en caliente. Los módulos se fijan a ella con tornillos de aluminio anodizado o acero inoxidable (STRU, 2023)

Las estructuras pueden ser de dos tipos:

**Fijas:** se utilizan normalmente con módulos planos a ángulos fijos, determinados por la latitud del lugar y las necesidades de generación. Pueden ser para tejado, pared, suelo, poste o para integración arquitectónica (Ver Figura 29).

**Móviles:** con seguimiento solar a 1 eje o a 2 ejes. Incrementan la captación de radiación solar y por tanto la generación de energía. Necesitan mayor mantenimiento, mayor superficie y consumen energía eléctrica (ver Figura 30).

Uno de los principales enemigos no es el peso sino la fuerza del viento. Dado su elevado coste se comprende la necesidad de cuidar que la estructura soporte y sujeción sea lo suficientemente segura y sólida, aún a riesgo de parecer muy robusta. De cualquier manera, la estructura deberá resistir vientos de cómo mínimo 150 km/h.



Figura 29. Estructura soporte en tejado y en superficie plana  
Fuente: (STRU, 2023)

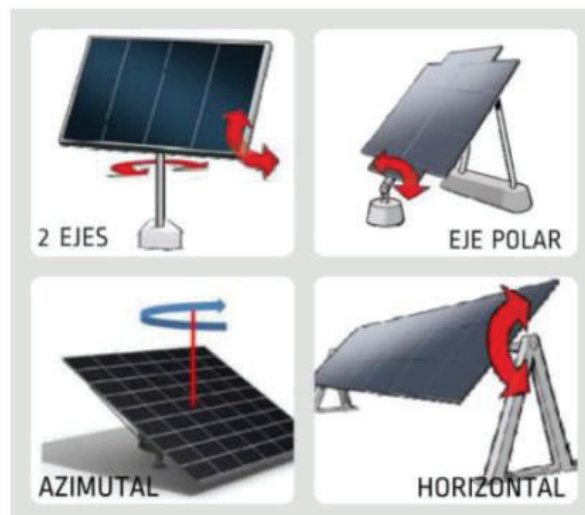


Figura 30. Estructura soporte móviles, seguidores solares  
Fuente: (STRU, 2023)

**Estructura inclinada para cubiertas:** Es de tipo fijo, en la Figura 31, se muestra un ejemplo de catálogo de estructura inclinada incluyendo la definición de sus principales componentes. Y este tipo será empleado en este caso de estudio



Figura 31. Características de una estructura inclinada para cubierta  
Fuente: (STRU, 2023)

**Estructura inclinada sobre cimentaciones superficiales de hormigón:** Es de tipo fijo, en la Figura 32, se muestra la tipología de una estructura fabricada en hormigón. Esta tipología conocida también como estructura lastrada.



Figura 32. Características de una estructura sobre cimentación superficial sobre cubierta  
Fuente: (STRU, 2023)

### **2.3 Necesidad de la realización del proyecto.**

En el contexto actual de España bajo los lineamientos e impulsados por las estrategias de descarbonización que lo exponen PNIEC 2021 y la Hoja de Ruta del Autoconsumo.

A pesar que España cuenta con un mix energético significativo en cuanto a energías renovables, no obstante, aún existe un porcentaje de dependencia de energía derivado de recursos no renovables.

Actualmente el uso de la tecnología fotovoltaica llegó un estado favorable en precios y en el desarrollo tecnológico que asocia al resto de elementos eléctricos y electrónicos que conforman un sistema de autoconsumo.

En primer lugar, se debe tomar en cuenta que cualquier empresa, ya sea grande o pequeña, busca mejoras en producción y en ahorros, en este sentido este proyecto proporciona las herramientas y los métodos para que el usuario en este caso las PIMEs tengan opciones y criterios a la hora de decidir qué tipo de sistema de autoconsumo fotovoltaico debe seleccionar ya sea considerando almacenamiento o desestimando la misma.

Este proyecto se enmarca en la realización de un estudio de cálculo y diseño de un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento dirigido a una edificación industrial en Madrid-España. Posteriormente se da propuestas de estrategias para favorecer a la reducción de la huella de carbono de acuerdo a los resultados y análisis técnico económico que se hade realizar.



### 3. METODOLOGÍA

Este Trabajo de Fin de Master se enfoca en el análisis y diseño de un sistema de autoconsumo industrial, considerando el diseño sin almacenamiento y posteriormente considerando almacenamiento de energía en una edificación industrial. Los pasos metodológicos que conllevan este trabajo incluyen los siguientes aspectos:

#### 3.1 Descripción de la empresa y edificio.

Este Trabajo de Fin de Master abordará una PYME (Pequeña y mediana empresa) ficticia, con características auténticas y comunes en el sector español. Los criterios de diseño y análisis se podrán aplicar en otros casos de estudio.

La empresa objeto de estudio es una organización dedicada a la venta, instalación y mantenimiento de servicios de Calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC), sistemas de agua caliente (ACS).

La actividad de la empresa se desarrolla en una nave industrial ubicada en Madrid. Esta instalación funciona como un Almacén logístico, destinado a la recepción de mercancías, almacenamiento y gestión de inventarios. Además, alberga tareas administrativas de la empresa. Las coordenadas geográficas que se consideran son las siguientes: Latitud 40,3397, Longitud -3,8094, altura metros sobre el nivel del mar 690 metros.

En la parte superior de la nave industrial, se cuenta con un área de 946,00 m<sup>2</sup> de dimensiones de 22 m x 43 m, como se aprecia en la Figura 33 y 34.

Se considera una cubierta plana y resistente mecánicamente donde permite realizar una instalación de estructuras con anclajes mecánicos.



Figura 33. Vista isométrica del edificio.  
Fuente: (Earth, 2024).

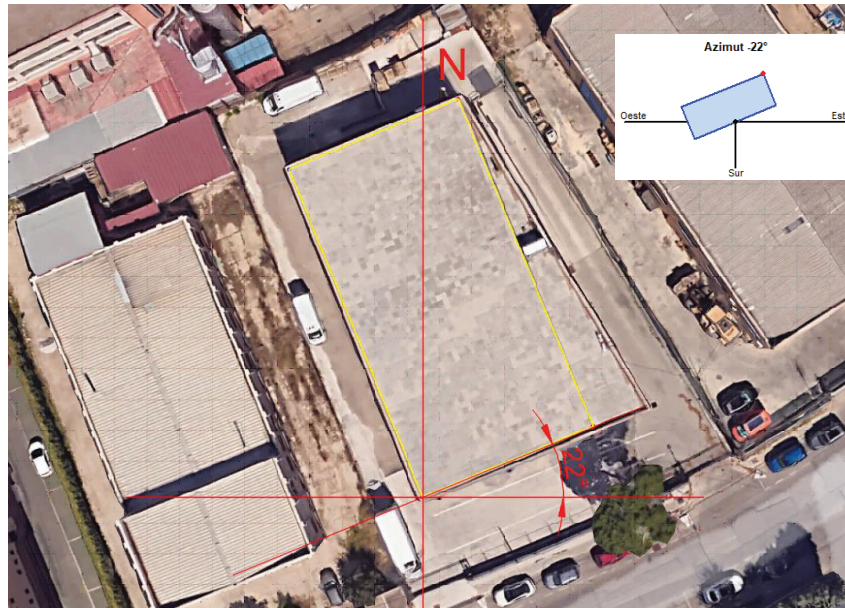


Figura 34. Vista de planta del edificio.  
Fuente: (Earth, 2024).

### 3.2 Criterios de cálculo, diseño y análisis de datos

#### Caracterización del Consumo Energético

Para la caracterización del consumo energético requerido por la instalación se ha utilizado un archivo CSV que cuenta con el registro de consumo horario de la instalación industrial a lo largo de un año, lo que permitió definir el perfil de consumo de la edificación, y esta se asimila al perfil de una empresa de servicios. A partir de estos datos se ha obtenido el valor total de la demanda energética, lo que ha facilitado el dimensionado del sistema de autoconsumo.

#### Análisis del Recurso Solar

Se realizó un análisis del recurso solar disponible en la ubicación de la edificación, considerando el ángulo de azimut de la edificación y variando los ángulos de inclinación de los módulos fotovoltaicos (10°, 20°, 35°). Se ha interpretado mediante el cálculo que, para un ángulo de azimut de -22°, la variación en la irradiación anual entre los diferentes ángulos de inclinación de los módulos no superaba el 1.5%. Esto nos da a entender que los módulos pueden ir instalados con el mismo ángulo de azimut que presenta la superficie horizontal de la cubierta en la edificación. En tal sentido este análisis fue fundamental para seleccionar la mejor configuración de los módulos.



### **Dimensionamiento del Generador Fotovoltaico**

Se llevó a cabo un precálculo de la potencia pico del generador fotovoltaico con base en la energía total requerida (extraída del archivo CSV) y un rendimiento del sistema fotovoltaico estimado en un 75% (PR). Con estos datos y considerando la irradiación anual para los distintos ángulos de inclinación, se calcularon tres posibles potencias pico. Se seleccionó la opción más baja que cubría la demanda energética.

### **Selección de Módulos Fotovoltaicos y Disposición**

En función de las características de la edificación industrial y la superficie disponible en la cubierta, se optó por módulos fotovoltaicos de elevada eficiencia para maximizar el aprovechamiento la superficie disponible. Se ha definido distancia óptima entre los módulos para evitar sombras que pudieran afectar el rendimiento del sistema.

### **Diseño del Sistema de Autoconsumo sin Almacenamiento**

Mediante el uso del software PVsyst, realizando varias iteraciones de acuerdo a datos iniciales obtenidos en este proyecto, en tal sentido se diseña un sistema de autoconsumo sin almacenamiento adecuado para este caso de estudio, determinando la potencia del generador fotovoltaico y seleccionando dos inversores para asegurar la disponibilidad y confiabilidad del sistema, además en el diseño se realiza un análisis de pérdidas detalladas que afectan al rendimiento característico del sistema “PR”, en estas pérdidas se incluye las térmicas, óhmicas, debidas a la suciedad, al envejecimiento de los módulos y la sombra, a través de simulaciones detalladas. Siendo el diseño de autoconsumo sin almacenamiento como base fundamental para la complementación de almacenamiento energético.

### **Diseño del Sistema de Autoconsumo con Almacenamiento**

Se diseña un sistema de autoconsumo con almacenamiento basado en baterías de ion litio. Se ha determinado un autoconsumo con un promedio kWh/día, valores horarios definidos desde el archivo CSV. Para lo cual se ha considerado diferentes capacidades nominales de almacenamiento que cubran este autoconsumo promedio con un 100%, 50%, 25% y 12,5% de lo requerido ( $C_n=1$ ,  $C_n=0.5$ ,  $C_n=0.25$  y  $C_n=0.125$ ), utilizando el software PVsyst se realiza las simulaciones del rendimiento del sistema en cada caso.

### **Análisis técnico del Autoconsumo**

Los resultados obtenidos de los informes de software PVsyst permitieron determinar la tasa de autoconsumo y autosuficiencia para los escenarios con y sin almacenamiento en las diferentes capacidades nominales de almacenamiento.

### **Análisis Económico**

Se realizó un análisis económico detallado para ambos sistemas (con y sin almacenamiento), utilizando como referencia la tarifa industrial 3.0TD y considerando la variación del precio horario de la electricidad, es importante mencionar que un aporte en este Trabajo de fin de Master es la aplicación del cálculo económico en función de la variación horaria según la tarifa industrial. En el análisis económico se incluyeron los costes de cada elemento del sistema fotovoltaico, obtenidos como referencia de proyectos industriales en ejecución. Los resultados incluyeron el coste total de la inversión, el ahorro económico anual y el periodo de retorno (payback period) para cada escenario.

### **Propuestas para la Reducción de la Huella de Carbono**

Uno de los aportes de este trabajo de Fin de Master destaca en el análisis del comportamiento de la implementación de almacenamiento según los resultados obtenidos en base al cálculo y diseño del sistema de autoconsumo realizada en la edificación industrial. De la cual posteriormente se dará propuestas de estrategias para optimizar el tamaño de almacenamiento, el ajuste del perfil de consumo, la mejora de la eficiencia de la edificación industrial, y considerar la aplicación de contratos PPA.

Esta metodología asegura un análisis integral del autoconsumo industrial con y sin almacenamiento, combinando aspectos técnicos, económicos y medioambientales de esa manera ofrecer soluciones que sean viables y sostenibles para la PYME ubicadas en el territorio español

## 4. ELEMENTOS FINALES DEL SISTEMA DE LA INSTALACIÓN

La selección de elementos es crucial para el desempeño global del sistema de almacenamiento, ya que influyen en la capacidad de generación, en la vida útil de sistema y en aspectos de seguridad de la instalación. Se dispondrán de las hojas técnicas de cada elemento seleccionado. A su vez los elementos como ser el módulo fotovoltaico, inversores y baterías ion litio los datos técnicos también estarán en la base de datos del software PVsyst que será la herramienta de diseño y simulación de este caso de estudio.

Las fichas técnicas de todos los componentes se pueden consultar en los anexos de este documento.

### 4.1 Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos propuestos serán de silicio monocristalino, de la marca Canadian Solar, modelo CS6W-550MS. A continuación, se detallan las principales características:

#### Características generales

Parámetro	Nominal
Dimensiones	2261×1134×30mm
Espesor del cristal	3,2 mm
Tipo de célula	Silicio monocristalino
Nº de células	144 [2 x (12 x 6) ]
Cable de conexión	Cable solar de 4mm <sup>2</sup> , y 410mm (+) y 290mm (-) de longitud.
Peso	27,6 kg
Rango de temperatura	-40 °C, +85 °C
Grado de protección caja conexiones	IP68
Marco	Aluminio anodizado

Tabla 2. Características generales de los módulos fotovoltaicos CS6W-550MS

Fuente: (Solar C. , 2022)

#### Características eléctricas:

Las características de cada módulo, en condiciones estándar de prueba 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM 1.5, son las siguientes:

Parámetro	Nominal
Potencia Nominal	550 Wp
Tensión con potencia máxima de salida $U_{mpp}$	41,70 V
Intensidad con máxima potencia de salida $I_{mpp}$	13,20 A
Tensión en vacío $U_{oc}$	49,60 V
Intensidad de cortocircuito $I_{oc}$	14,00 A
Tensión máxima	1500/1000 V DC
Eficiencia	21,50 %
Tolerancia de salida (potencia)	0 ~ + 10 W

Tabla 3. Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos CS6W-550MS  
Fuente: (Solar C. , 2022)

Los módulos cumplirán las normativas IEC 61215, IEC 61730, Marcado CE, IEC 61701:2020 contra la corrosión en módulo fotovoltaico y estarán cualificados por una entidad u organismo reconocido.

Los módulos fotovoltaicos tendrán que incorporar el marcado CE, según la Directiva 2014/35/UE de Parlamento Europeo y de Consejo, de 26 de febrero de 2014.

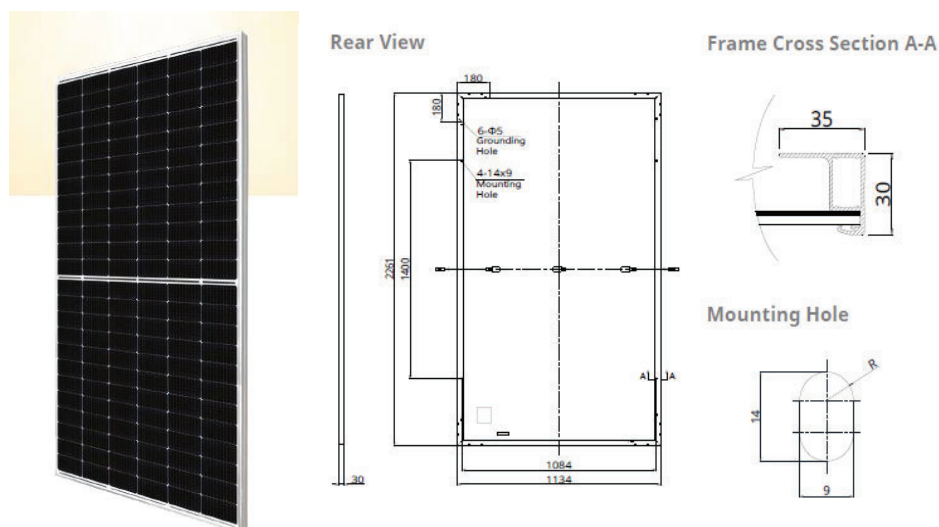


Figura 35. Detalle y dimensiones del módulo fotovoltaico CS6W-550MS  
Fuente: (Solar C. , 2022)

## 4.2 Inversores

Realizan la conversión de la corriente continua proporcionada por el sistema de paneles en energía alterna con frecuencia de 50 Hz para autoconsumo.

Los inversores serán trifásicos y deberán incorporar los elementos necesarios para la detección de defecto a tierra, las protecciones de tensión y frecuencia, y la función de

desconexión-conexión automática en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, de forma que se evite el funcionamiento en isla de la instalación.

El número de strings y número de módulos por strings a conectar a cada inversor se realizará de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, de manera que se procurará que los puntos de operación y rendimientos sean óptimos y acordes en cualquier caso a las recomendaciones y límites que fije el fabricante para el inversor en cuestión.

Los inversores seleccionados, es marca Huawei, modelo SUN2000-50KTL-M3 y SUN2000-25KTL-M5, con una potencia nominal de 50 kW y 25 kW.

Las principales características del inversor son las siguientes:

Parámetro	Nominal
Inversor 1, Marca Huawei	SUN2000-50KTL-M3
Máxima eficiencia	98,5%
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	30 A
Intensidad máxima por entrada	20 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación	200 V – 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas por MPPT	2
Cantidad de MPPTs	4
Potencia nominal activa CA	50 kW
Max. Potencia aparente CA	55 kVA
Tensión nominal de salida	400 Vac, 3W + N + PE
Frecuencia	50/60 Hz
Intensidad nominal de salida	72,2 A
Max. Intensidad de salida	79,8 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ..... 0,8 inductivo
Max. Distorsión armónica total	<= 3%
Dimensiones (ancho x prof. x alto)	640 x 530 x 270 mm
Peso	49 kg
Enfriamiento	Convección natural
Rango Tª operación	-25 ~ +60 °C
Humedad relativa	0 % RH ~ 100 % RH
Conectores CC	Amphenol HH4
Conector CA	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 5,5 W

Tabla 4. Características técnicas de Inversor SUN2000-50KTL-M3.

Fuente: (HUAWEI, 2024)

Parámetro	Nominal
Inversor 2, Marca Huawei	SUN2000-25KTL-M5
Máxima eficiencia	98,7%
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	20 A
Intensidad de cortocircuito máxima	27 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación	200 V – 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas por MPPT	2
Cantidad de MPPTs	4
Potencia nominal activa CA	30 kW
Max. Potencia aparente CA	33 kVA
Tensión nominal de salida	400 Vac, 3W + N + PE
Frecuencia	50/60 Hz
Intensidad nominal de salida	43,3 A
Max. Intensidad de salida	47,9 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ..... 0,8 inductivo
Max. Distorsión armónica total	<= 3%
Dimensiones (ancho x prof. x alto)	640 x 530 x 270 mm
Peso	43 kg
Enfriamiento	Convección natural
Rango Tª operación	-25 ~ +60 °C
Humedad relativa	0 % RH ~ 100 % RH
Conectores CC	Estándar del sector, MC4.
Conector CA	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 5,5 W

Tabla 5. Características técnicas de Inversor SUN2000-25KTL-M5.

Fuente: (HUAWEI, 2024)



Figura 36. Detalle frontal del inversor.

Fuente: (HUAWEI, 2024)

### 4.3 Contador bidireccional

El contador bidireccional seleccionado para esta instalación es el Landis+Gyr E650, modelo ZxD400AT/CT. Su papel es registrar tanto la energía que se consume de la red como la que se inyecta en ella, por lo que es un elemento indispensable en cualquier instalación de energía fotovoltaica

Este modelo tiene un amplio rango de tensión de funcionamiento, oscilando desde 3 x 58/100 V hasta 3 x 220/380 V. En relación con su comportamiento operativo, es cabe destacar que este contador puede resistir interrupciones en la tensión sin perder los datos almacenados, y es capaz de retomar su funcionamiento poco después de que se restablezca la tensión.

Parámetro	Nominal
Contador bidireccional, Marca Landys + Gyr	ZxD400AT/CT
Voltaje nominal $U_n$	3 x 58/100 V 3 x 220/380 V
Rango de voltaje	80 -115%
Frecuencia	50-60 HZ $\pm 2\%$
Corriente nominal $I_n$	5A
Máxima corriente $I_{max}$	200% $I_n$

Tabla 6. Características técnicas Contador ZxD400AT/CT

Fuente: (Landys+Gyr, 2010)



Figura 37. Detalle frontal del contador

Fuente: (Landys+Gyr, 2010)

### 4.4 Estructura de soporte

Como sistema de soporte para los módulos fotovoltaicos se ha optado por una estructura inclinada para cubiertas planas, losa de hormigón, correas metálicas y subestructura. Este es un sistema modular que ofrece una inclinación fija de unos 35°. La estructura portante para los módulos fotovoltaicos, estará fabricada de aluminio y acero y utilizará tornillería



INOX 304. Para sujeción de la estructura se disponen de manera optimizada, anclaje mediante pernos de expansión. También dispone de cortavientos para evitar que se mueva la estructura por la acción del viento.

Los paneles solares mantendrán una orientación e inclinación fija y se sujetarán atornillados a la estructura prevista.



Figura 38. Detalle de la estructura portante para los módulos fotovoltaicos.  
Fuente: (SUNFER, 2023)

## **5. DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOCONSUMO FOTVOLTAICO**

La instalación de autoconsumo tendrá una potencia máxima inferior a los 100kWn, y se maximizará la potencia a instalar en función de las características del emplazamiento.

Con estas premisas, se ha dimensionado la instalación en la que existen características para tener en cuenta:

- Se ha optado por inversores de última generación de mayor potencia lo cual abarata la instalación y los gastos posteriores de mantenimiento. Para esta instalación se optará por utilizar dos inversores. Esta elección tiene como fundamento la redundancia del sistema, es decir, en caso de fallo de uno de los inversores, el otro seguirá en funcionamiento, asegurando la continuidad de la generación de energía
- Se ha optado por módulos fotovoltaicos de última generación de eficiencia adecuada que abarata la instalación y los gastos posteriores de mantenimiento.
- El ángulo de azimut del edificio es -22, y se ha elegido la misma orientación para los módulos fotovoltaicos. De esta manera, los módulos se instalarán paralelos a los muros laterales de la edificación, optimizando la superficie disponible.

- Otro aspecto considerado en el diseño ha sido la afección por sombras. Se ha planificado la instalación de los módulos en el área de la cubierta donde para este caso de estudio se encuentra relativamente libre de sombra, tanto de otros edificios como de elementos estructurales del propio edificio.

### 5.1 Consumo energético de la edificación industrial.

Para el estudio de demanda y las simulaciones energéticas del edificio, se dispone con un archivo CSV que contiene los consumos horarios a lo largo de un año. En la Figura 39 se presenta la curva de consumo durante las 24 horas del día para todo el periodo anual del edificio industrial, mientras que en la Figura 40 muestra el consumo mensual a lo largo del mismo año. Por su parte, la Tabla 7 detalla el consumo mensual y consumo total computado durante el periodo del mismo año.

En la Figura 39 muestra que el perfil de consumo de la edificación industrial se asemeja al perfil de consumo de una empresa de servicios. Esto se debe a que la instalación funciona como una Almacén logístico, y realizan trabajos administrativos. Se puede observar que presenta dos periodos de punta uno por la mañana (9:00 am - 1:00pm) y otro por horas de la tarde (3:00 pm – 7:00 pm). Así mismo se observa que los meses de mayor consumo se encuentran entre los meses de enero a mayo y de septiembre a diciembre, siendo los meses de menor consumo los de junio, julio y agosto.



Figura 39. Curva de consumo diario  
Fuente: Elaboración propia [fichero CSV]

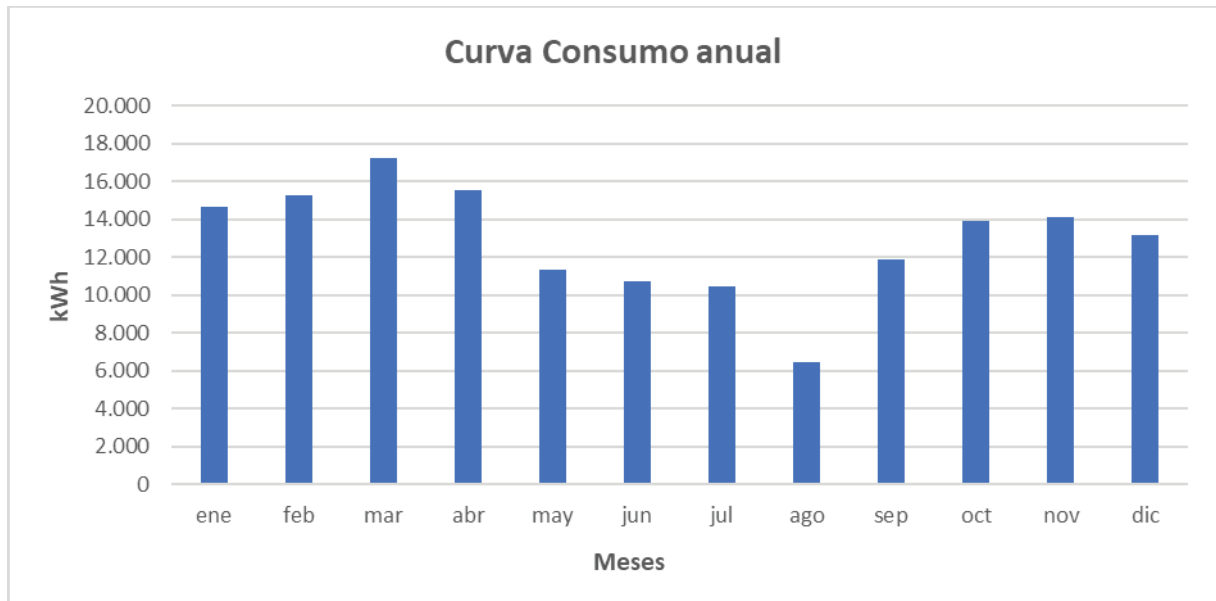


Figura 40. Curva de consumo mensual  
Fuente: Elaboración propia [fichero CSV de consumos]

Meses	Suma de Consumo [kWh]
Enero	14.669,50
Febrero	15.296,80
Marzo	17.223,20
Abril	15.570,90
Mayo	11.343,50
Junio	10.746,40
Julio	10.496,30
Agosto	6.463,80
Septiembre	11.896,00
Octubre	13.889,80
Noviembre	14.125,90
Diciembre	13.154,90
<b>Total, general</b>	<b>154.877,00</b>

Tabla 7. Demanda de consumo mensual  
Fuente: Elaboración propia [fichero CSV de consumos]

## 5.2 Análisis del recurso solar

La instalación fotovoltaica se planifica sobre la cubierta plana del edificio, donde se colocará la estructura de soporte fija que soportará los módulos fotovoltaicos. Se analizará la inclinación de los módulos para determinar el ángulo óptimo, considerando las opciones de 10°, 20° y 35° (Figura 42). Estos módulos estarán orientados hacia el sur, con un ángulo de azimut de -22,0°, coincidiendo con la orientación de la edificación mostrada en la Figura 41.



Figura 41. Orientación de placas fotovoltaicas con azimut  $-22^\circ$   
Fuente: (Earth, 2024)

Utilizando la base de datos PVGIS, analizamos el recurso solar y procedemos a comparar la irradiación anual con valores de ángulo de azimut de  $0^\circ$  y  $-22^\circ$ , en función de la inclinación de los módulos fotovoltaicos a  $10^\circ$ ,  $20^\circ$  y  $35^\circ$  (Figura 30).

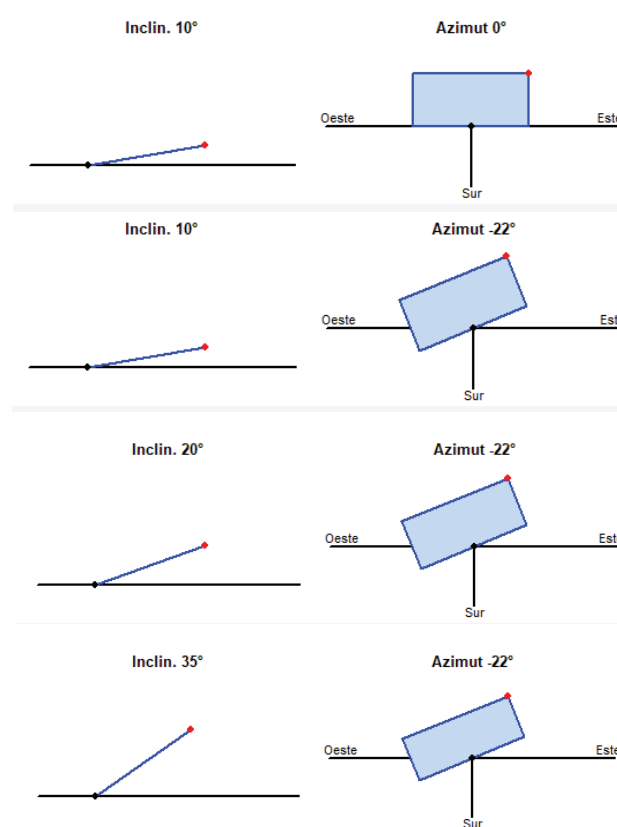


Figura 42. Selección de inclinación de placas fotovoltaicas  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Una vez obtenidos los valores de la base de datos PVGIS, se presenta la Tabla 8, en la cual se puede observar que la variación porcentual de la irradiación anual en el plano es aproximadamente del 1%, considerando un ángulo de azimut ( $\alpha$ ) de  $-22^\circ$  y las diferentes inclinaciones ( $\beta$ ) de los módulos fotovoltaicos. En tal sentido, concluimos que, por temas de diseño y considerando el montaje de los módulos fotovoltaicos, no habrá una pérdida considerable de irradiación anual en el plano.

Datos	Análisis 1		Análisis 2		Análisis 2	
Angulo de inclinación $\beta$ ( $^\circ$ )	10		20		35	
Azimut $\alpha$ ( $^\circ$ )	0	-22	0	-22	0	-22
Irradiación anual en el plano PVGIS [kWh/m <sup>2</sup> ]	1945,07	1934,67	2048,97	2029,16	2113	20,47
% de Variación PVGIS	0,53%		0,97%		1,07%	

Tabla 8. Comparación de Irradiación anual en el plano de la Edificación Industrial  
Fuente: Elaboración propia [Base de datos PVGIS]

Este criterio también es válido, como se puede observar en una Carta de Irradiación correspondiente a Madrid, latitud  $40,45^\circ$ . Esta representación gráfica cuantifica el potencial solar de distintas superficies en relación con el máximo de una localidad. En la Figura 43 al realizar la intersección entre ángulo de azimut ( $\alpha$ )  $-22^\circ$  e inclinación ( $\beta$ )  $35^\circ$ , se muestra que el porcentaje de Irradiación es cercano al 100%.

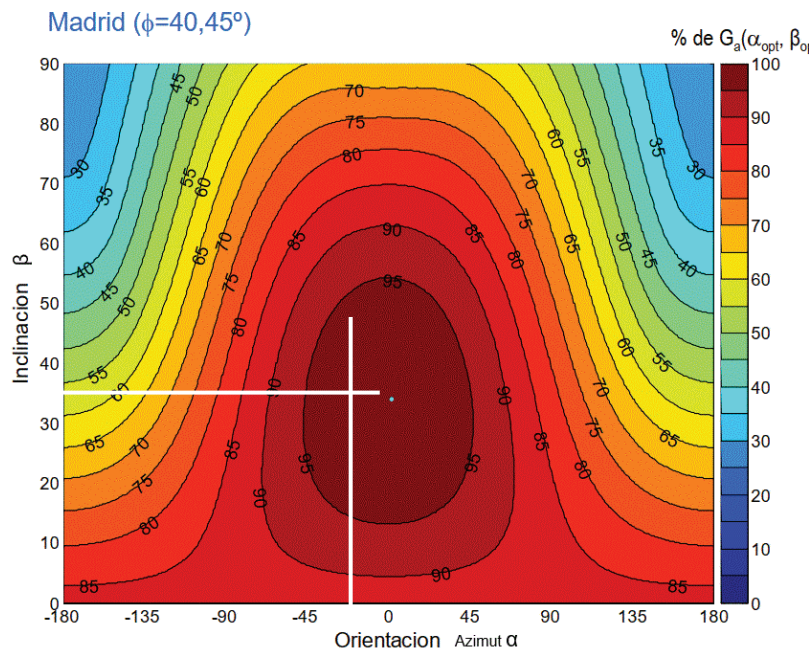


Figura 43. Carta de Irradiación, representación porcentual  
Fuente: (Olivieri, 2024)



### 5.3 Cálculo del generado fotovoltaico

#### 5.3.1 Precálculo de la potencia pico del generador fotovoltaico

Se sabe que la demanda anual de la edificación es de 154.877,00 kWh (Tabla 7), por lo tanto, ajustamos el sistema fotovoltaico en respecto a la demanda, y se calculara teóricamente el tamaño o la potencia del generador fotovoltaico necesario para cubrir esta demanda.

Inicialmente, se considera un rendimiento característico del sistema de  $PR=0.75$  asumiendo que este valor incluye las perdidas por temperatura, suciedad, conversión DC/AC, etc. Por otro lado, la irradiación anual  $Y_R$  se obtiene de la Tabla 9.

Con estos valores se procede al cálculo de la Potencia nominal del generador fotovoltaico, mediante la siguiente formula.

$$P_{pG} = \frac{E_{FV,objetivo}}{Y_R(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

$P_{pG}$ : Potencia nominal/pico del generador fotovoltaico (kWp)

$E_{FV,objetivo}$ : Energía Fotovoltaica objetivo, Demanda anual (kWh)

$Y_R$ : Irradiación anual, respecto de angulo de azimut " $\alpha$ " inclinacion del módulo " $\beta$ " ( $kWh/m^2$ )

$PR$ : Rendimiento carateristico ( 0.75 – 0.8)

$$P_{pG} = \frac{E_{FV,objetivo}}{Y_R(-22^\circ, 35^\circ) \cdot PR} = \frac{154.877 \text{ kWh}}{2.090,47 \frac{kWh}{m^2} \cdot 0,75} = 98,78 \text{ kWp}$$

Energía Fotovoltaica objetivo EFV [kWh]	Azimut $\alpha$ (°)	Rendimiento Característico YR	Inclinación de módulos $\beta$ (°)	Irradiación Anual YR [kWh/m2]	PpG [kWp]
154.877,00	-22,00	0,75	10,00	1.934,67	106,74
			20,00	2.029,16	101,77
			35,00	2.090,47	98,78

Tabla 9. Potencia pico del generador fotovoltaico en función de ( $\alpha, \beta$ )  
Fuente: Elaboración propia [Base de datos PVGIS]

Al analizar la Tabla 9, se observa que, en este caso de estudio, la irradiación anual se maximiza al configurar los módulos con un ángulo de azimut de  $-22^\circ$  y un ángulo de inclinación de  $35^\circ$ . Esta optimización permite reducir la potencia pico requerida del generador fotovoltaico para satisfacer la demanda anual de consumo energético.

### 5.3.2 Selección del módulo fotovoltaico

Para seleccionar el módulo fotovoltaico, se considera el área disponible en la edificación, ya que se cuenta con una superficie limitada, lo que se convierte en un parámetro importante. En la Figura 44 se muestra la superficie disponible para la instalación del generador fotovoltaico.

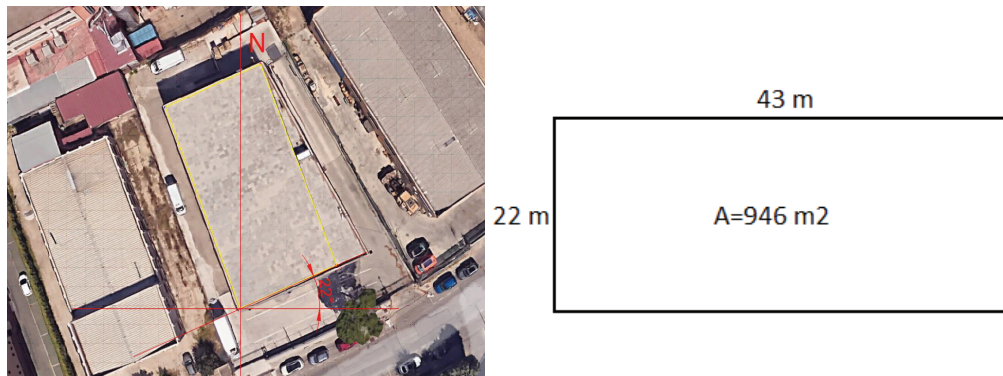


Figura 44. Superficie disponible en el edificio  
Fuente: (Earth, 2024)+Elaboración propia

Teniendo en cuenta el valor de la potencia pico de generación obtenido en la Tabla 9 y la superficie disponible del edificio de  $A = 946 \text{ m}^2$  (Figura 44), que es una superficie limitada, se lleva a cabo un análisis del criterio de superficie en función de la eficiencia del módulo fotovoltaico. En la Tabla 10 se presentan los modelos, la potencia nominal y la eficiencia correspondiente de los módulos fotovoltaicos disponibles para seleccionar.

Marca	SUNPOWER	CanadianSolar	AUSTRALIAN SOLAR	GLOBO BRAZIL
Código	SPR-MAX3-400	CS6W-550MS	CSUN305-72P	GBR320p
Tipo	Monocristalino	Monocristalino	Policristalino	Policristalino
Eficiencia (%)	22,60%	21,50%	15,75%	14,00%
P (W)	400	550	305	320

Tabla 10. Tipos y valores de eficiencia de módulos fotovoltaicos comerciales  
Fuente: Elaboración propia

Mediante la fórmula de Superficie de captación de generación fotovoltaica, que tiene en cuenta la potencia nominal del generador fotovoltaico y la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, se determina la superficie de captación de generación fotovoltaica para las distintas marcas de módulos disponibles en el mercado. (Tabla 11)

El valor de la Irradiancia bajo condiciones de prueba es  $G_{STC} = 1 \text{ (kW/m}^2\text{)}$



A continuación, se presenta el cálculo de la superficie de captación para una irradiación anual YR (-22°,35°) considerando la eficiencia del módulo fotovoltaico CanadianSolar CS6W-550MS.

$$A_G = \frac{P_{pG}}{\eta \cdot G_{STC}}$$

$A_G$ : Superficie de captación del generador fotovoltaico ( $m^2$ )

$P_{pG}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico (kWp)

$G_{STC}$ : Irradiancia bajo condiciones estándar de prueba ( $kW/m^2$ )

$\eta$ : Rendimiento del modulo fotovoltaico

$$A_G = \frac{98,78 \text{ (kWp)}}{21,50 \% \cdot 1 \text{ (kW/m}^2\text{)}} = 459,44 \text{ m}^2$$

		SPR-MAX3-400	CS6W-550MS	CSUN305-72P	GBR320p
		22,60%	21,50%	15,75%	14,00%
YR (kWh/m <sup>2</sup> )	PpG (kWp)	Superficie de captación (m <sup>2</sup> )			
YR (-22°,10°)	106,74	472,30	496,47	677,71	762,43
YR (-22°,20°)	101,77	450,31	473,35	646,16	726,93
YR (-22°,35°)	98,78	437,08	459,44	627,17	705,57

Tabla 11. Superficie de captación del generador fotovoltaico  
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 11 se demuestra que a menor eficiencia del módulo fotovoltaico la superficie de captación es mayor. En tal sentido para este caso de estudio se selecciona el módulo fotovoltaico de la marca CanadianSolar código CS6W-550MS, que presenta una eficiencia superior al 20%.

### Características generales

Parámetro	Nominal
Dimensiones	2261×1134×30mm
Espesor del cristal	3,2 mm
Tipo de célula	Silicio monocristalino
N.º de células	144 [2 x (12 x 6)]
Cable de conexión	Cable solar de 4mm <sup>2</sup> , y 410mm (+) y 290mm (-) de longitud.
Peso	27,6 kg
Rango de temperatura	-40 °C, +85 °C

Parámetro	Nominal
Grado de protección caja conexiones	IP68
Marco	Aluminio anodizado

Tabla 12. Características generales módulo CS6W-550MS  
Fuente: (Solar C. , 2022)

**Características eléctricas:**

Las características de cada módulo, en condiciones estándar de prueba 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM 1.5, son las siguientes:

Parámetro	Nominal
Potencia Nominal	550 Wp
Tensión con potencia máxima de salida $U_{mpp}$	41,70 V
Intensidad con máxima potencia de salida $I_{mpp}$	13,20 A
Tensión en vacío $U_{oc}$	49,60 V
Intensidad de cortocircuito $I_{oc}$	14,00 A
Tensión máxima	1500/1000 V DC
Eficiencia	21,50 %
Tolerancia de salida (potencia)	0 ~ + 10 W

Tabla 13. Características eléctricas módulo CS6W-550MS  
Fuente: (Solar C. , 2022)

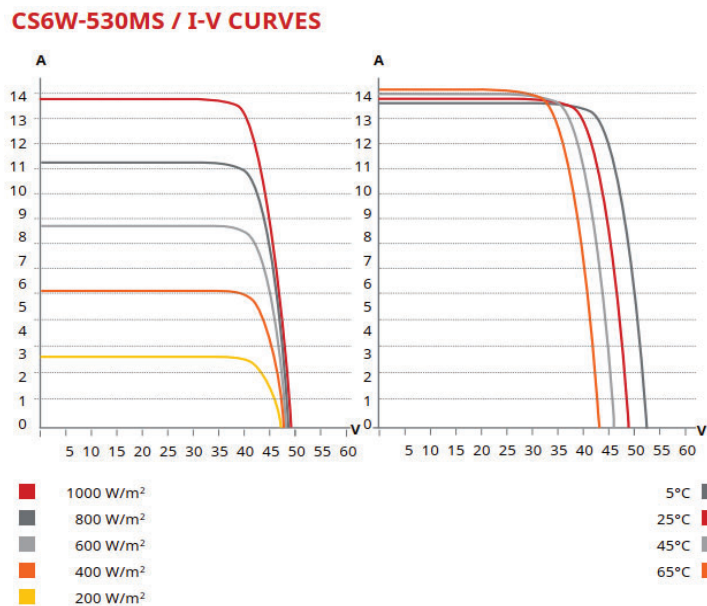


Figura 45. Curva corriente - voltaje, función Nivel de irradiancia y de temperatura  
Fuente: (Solar C. , 2022)

### 5.3.3 Cuantificación del número de paneles fotovoltaicos.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico CS6W-550MS, se procede a determinar la distancia óptima entre los módulos para evitar sobras entre ellos y planificar tanto la simulación como la instalación en función la superficie disponible del edificio (ver Figura 44), a continuación, se presentan las dimensiones del módulo seleccionado (ver Figura 46).

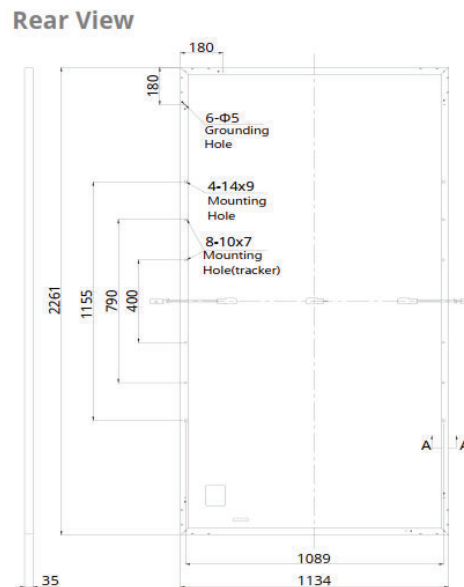


Figura 46. Dimensiones externas de módulo fotovoltaico CS6W-550MS  
Fuente: (Solar C. , 2022)

En la Figura 47, muestra una configuración típica de módulos fotovoltaicos instalados en un área orientada hacia el sur (en el hemisferio norte, esto es común para maximizar la captación de energía solar). Este gráfico ilustra la importancia de la disposición y el espaciamiento de los paneles solares en una instalación fotovoltaica para maximizar la eficiencia energética y minimizar las sombras entre los módulos. El ángulo de inclinación, la orientación, y la distancia entre filas de paneles deben ser cuidadosamente calculados para optimizar la captación solar a lo largo del día y las estaciones.

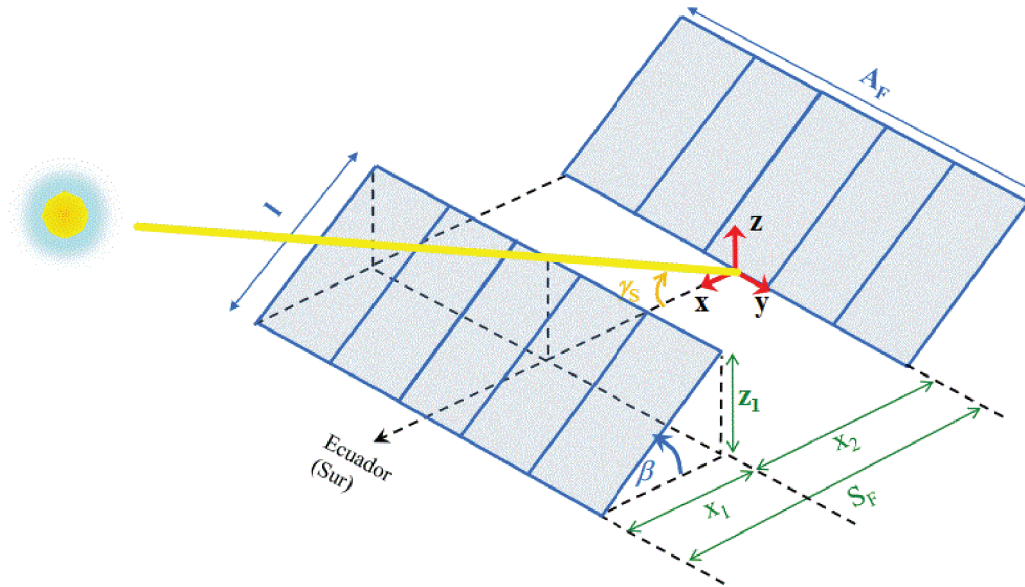


Figura 47. Configuración de módulos orientados hacia el sur, distancias óptimas  
Fuente: (Olivieri, 2024)

Las variables presentes en la Figura 47 son las siguientes:

$$x_1 = l \cdot \cos \beta \text{ (m)}$$

$$\gamma_S = 90^\circ - \text{latitud} - \text{declinación}$$

$$x_2 = \frac{z_1}{\tan \gamma_S} \text{ (m)}$$

$$z_1 = l \cdot \sin \beta \text{ (m)}$$

$$S_F = x_1 + x_2 \text{ (m)}$$

La latitud de la edificación es  $40,3397^\circ$ , y la declinación en Madrid es de  $23,45^\circ$  y el ángulo de elevación solar  $\gamma_S$  con un valor de  $26,21^\circ$ . Con estas condiciones y considerando las dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado, se realizan los cálculos necesarios para determinar la distancia entre filas o el paso entre módulos  $S_F$ . (ver Tabla 14)

Dimensiones CS6W-550MS	
Largo l (m)	1,134
Ancho A'f (m)	2,261
P (W)	550
Inclinación de módulos $\beta$ (°)	35
Coordenadas Geográficas	
Latitud (°)	40,3397
Declinación (°)	23,45

YS Elevación (°)	26,2103
<b>Parámetros geométricos</b>	
x1 (m)	0,93
z1 (m)	0,65
x2 (m)	1,32
SF (m)	2,25

Tabla 14. Resultados para obtener la distancia entre módulos  
Fuente: Elaboración propia

Al realizar la delineación en la superficie disponible del edificio, se distribuye los módulos en una matriz tentativa de 19 filas y 9 columnas, logrando un total de 171 módulos fotovoltaicos (ver Figura 48), cada módulo tiene una potencia de 550 W, por lo tanto, la Potencia nominal del generador fotovoltaico instalado es equivalente a 94.050,00 kWp, Este valor es teóricamente cercano a la Potencia pico del generador fotovoltaico calculada para un ángulo de azimut  $\alpha = -22^\circ$  y un ángulo de inclinación  $\beta = 35^\circ$ , que es de 98,74 kWp, según la Tabla 9. Es importante mencionar que la cantidad optima de módulos se determinara en función a la simulación realizada en el software PVsyst.

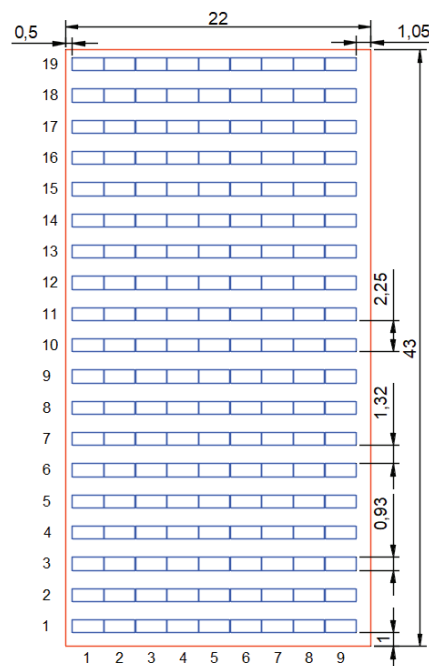


Figura 48. Distribución de módulos fotovoltaicos sobre superficie disponible  
Fuente: Elaboración propia

Se sabe que la superficie del edificio es limitada y que la demanda anual es de 154,877.00 kWh/año. Tras realizar cálculos sobre la distancia entre módulos y determinar la Potencia nominal de generador en función de la distribución de estos, y comparando resultados con las herramientas PVGIS y PVWATT, se puede prever que, a primera vista, la selección de inclinación de módulos con un ángulo  $\beta = 35^\circ$  es la adecuada, En este caso,

los valores de Generación fotovoltaica se aproximan a la Demanda del edificio (ver Tabla 15).

Azimut $\alpha$ (°)	-22,00
Angulo de inclinación $\beta$ (°)	35,00
Numero de módulos	171,00
Potencia nominal de módulo (W)	550,00
Potencia nominal del Generador (kWp)	94,05
Irradiación anual en el plano PVGIS [kWh/m <sup>2</sup> ]	2.090,47
Energía Fotovoltaica EFV PVGIS (kWh)	152.363,10
Irradiación anual en el plano PVWatts [kWh/m <sup>2</sup> ]	1.777,55
Energía Fotovoltaica EFV PVWatts (kWh)	128,842,00

Tabla 15. Comparación de generación de Energía fotovoltaica PVGIS y PVWatts.  
Fuente: Elaboración propia

### 5.3.4 Número máximo y mínimo de módulos en serie

Para este proyecto, se considera la disposición de inversores de la marca HUAWEI, específicamente los modelos SUN2000-30/36/40KTL-M3 y SUN2000-50KTL-M3. Para calcular este parámetro, se han tomado en cuenta los datos proporcionados en la hoja técnica de estos inversores.

A bajas temperaturas, el valor de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico aumenta. La situación más peligrosa puede acontecer en un día muy frío de invierno en el cual se produzca una desconexión del inversor (por un fallo de red, por ejemplo), pues a la entrada de éste se podría presentar una tensión que si sobrepasa el valor máximo que el equipo puede soportar, podría dañarlo. Se ha considerado la temperatura más baja registrada desde el año 2000, que según el histórico ha sido de -2,5 °C. En este caso el máximo número de módulos en serie que admite el inversor viene dado por:

$$N^{\circ} \text{ Serie Max} = \frac{V_{Inv(\text{max.})}}{V_{MOD,OC(-2,5^{\circ}C)}}$$

$V_{Inv(\text{max.})}$ : Voltaje máximo del inversor (V)

$V_{MOD,OC(-2,5^{\circ}C)}$ : Voltaje del módulo fotovoltaico a circuito abierto a - 2.5°C

Por otro lado, a altas temperaturas, los valores tanto de la tensión de circuito abierto como de la tensión correspondiente al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico disminuyen. Módulo

Si ésta última desciende por debajo del límite inferior del margen de tensión para el cual el inversor busca el punto de máxima potencia ( $V_{Inv,minMPPT}$ ), éste no es capaz de extraer del generador toda la potencia posible e incluso puede ocurrir que el inversor se detenga.

Un criterio muy difundido supone considerar que la temperatura de célula pudiese aumentar hasta 60 °C, en cuyo caso y para evitar que se produzca la situación descrita más arriba se ha de garantizar un mínimo número de módulos en serie dado por:

$$N^{\circ}Serie \text{ Min} = \frac{V_{Inv,minMPPT}}{V_{MOD,M(60^{\circ}C)}}$$

$V_{Inv,minMPPT}$ : Voltaje mínimo para punto de máxima potencia (V)

$V_{MOD,M(60^{\circ}C)}$ : Voltaje del módulo fotovoltaico a 60°C

Para realizar el cálculo del nº de módulos en serie debemos tener en cuenta los datos proporcionados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos a emplear (CS6W-550MS).

De la hoja de características del fabricante, se obtiene el valor del coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con respecto a la temperatura, que en nuestro caso es Coeficiente  $V_{OC} = -0,26\%/^{\circ}C$

Por lo tanto, podemos calcular los valores de  $V_{MOD,OC(-2,5^{\circ}C)}$  y  $V_{MOD,M(60^{\circ}C)}$  utilizando las siguientes ecuaciones, lo que nos permitirá determinar las condiciones óptimas de funcionamiento.

El Voltaje del módulo fotovoltaico en Circuito abierto  $V_{MOD,OC}$  a -2,5 °C viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_{MOD,OC(-2,5^{\circ}C)} = V_{OC} \cdot \left[ 1 + \left[ (T_i - 25) \cdot \frac{Coeficiente \ V_{OC}}{100} \right] \right]$$

$V_{OC}$ : Voltaje del módulo en circuito abierto

Coeficiente  $V_{OC}$ : Coeficiente térmico de Voltaje en circuito abierto.

$T_i$ : Temperatura Ambiente en invierno (-2,5°C)

El valor de  $V_{OC}$  y del Coeficiente  $V_{OC}$  viene dado en la hoja de características técnicas del módulo fotovoltaico.



$$V_{OC(-2,5^{\circ}C)} = 49,6 V \cdot \left[ 1 + \left[ (-2,5 - 25) \cdot \frac{(-0,26\%)}{100} \right] \right] = 53,15 V$$

El Voltaje de Circuito abierto  $V_{MOD,M}$  a  $60^{\circ} C$  viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_{MOD,OC(60^{\circ}C)} = 49,6 V \cdot \left[ 1 + \left[ (60 - 25) \cdot \frac{(-0,26\%)}{100} \right] \right] = 45,087 V$$

Por lo tanto, el número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie será de:

$$N^{\circ} Serie Max = \frac{V_{Inv(max)}}{V_{MOD,OC(-2,5^{\circ}C)}} = \frac{1100 V}{53,15} \approx 20,70 \text{ módulos}$$

De manera similar, el número mínimo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie es:

$$N^{\circ} Serie Min = \frac{V_{Inv,minMPPT}}{V_{MOD,M(60^{\circ}C)}} = \frac{200 V}{45,087} = 4,44 \text{ módulos}$$

#### 5.4 Simulación del sistema de autoconsumo en PVsyst, sin almacenamiento

Para comenzar a ingresar valores en el software PVsyst, partimos de la recopilación de los parámetros principales del sistema de autoconsumo estudiado en los apartados anteriores. Estos parámetros se detallan en la Tabla 16.

PARAMETROS INICIALES PARA INGRESO EN PVsyst	
PARAMETRO	VALORES DISEÑO/CARACTERISTICA
<b>Edificación</b>	
Demanda energética anual	154.877,00 kWh
Latitud	40,3397°
Longitud	-3,8094°
Superficie de cubierta plana disponible	946,00 m <sup>2</sup>
Altura de edificación	7,00 m
Anulo azimut de la cubierta plana ( $\alpha$ )	-22°
<b>Módulo fotovoltaico</b>	
Marca Canadian Solar	CS6W-550MS
Tipo de célula	Silicio monocristalino
Potencia nominal del módulo	550 Wp
Tamaño de los paneles	2,261 x 1,134 m
Angulo azimut ( $\alpha$ )	-22°
Inclinación ( $\beta$ )	35°
<b>Generador Fotovoltaico primera aproximación</b>	
Número de módulos	171 unidades
Número de módulos por fila	9
Número de filas	19
Paso o distancia entre filas (SF)	2,25 m
Potencia nominal de Generador fotovoltaico	94,05 kWp

PARAMETROS INICIALES PARA INGRESO EN PVsyst	
PARAMETRO	VALORES DISEÑO/CARACTERISTICA
<b>Inversores</b>	
Número de inversores	2
Inversor 1, Marca Huawei	SUN2000-50KTL-M3
Inversor 2, Marca Huawei	SUN2000 12/15/17/20/25KTL-M5
Número máximo de módulos fotovoltaicos en serie	20,70 unidades
Número mínimo de módulos fotovoltaicos en serie	4,44 unidades

Tabla 16. parámetros iniciales principales para ingreso en PVsyst.

Fuente: Elaboración propia

### 5.4.1 Definición de la instalación

El software PVsyst ofrece varias opciones para simular de proyectos fotovoltaicos, ya sea conectados a la red, independientes o de bombeo. Para el caso de estudio, se utilizará la opción de conectado a la red como muestra la Figura 49.

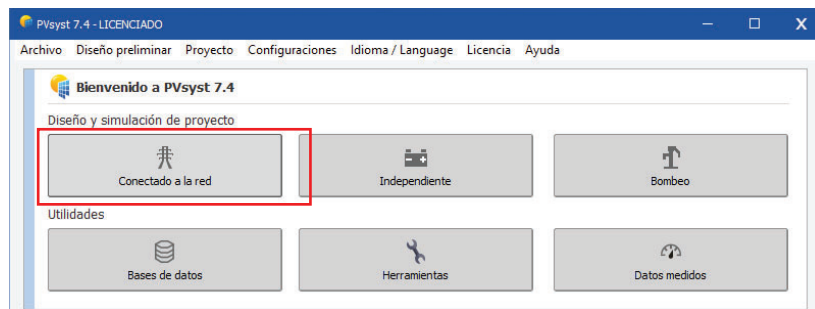


Figura 49. Selección de método de simulación

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Los parámetros geográficos para el edificio en el caso de estudio se determinan ingresando las coordenadas del emplazamiento (ver Figura 50). A continuación, se importan los datos desde la base de datos meteorológica PVGIS TMY, obteniendo valores mensuales de Irradiación horizontal global, Irradiación difusa horizontal, Temperatura y Velocidad del Viento (ver Figura 51).

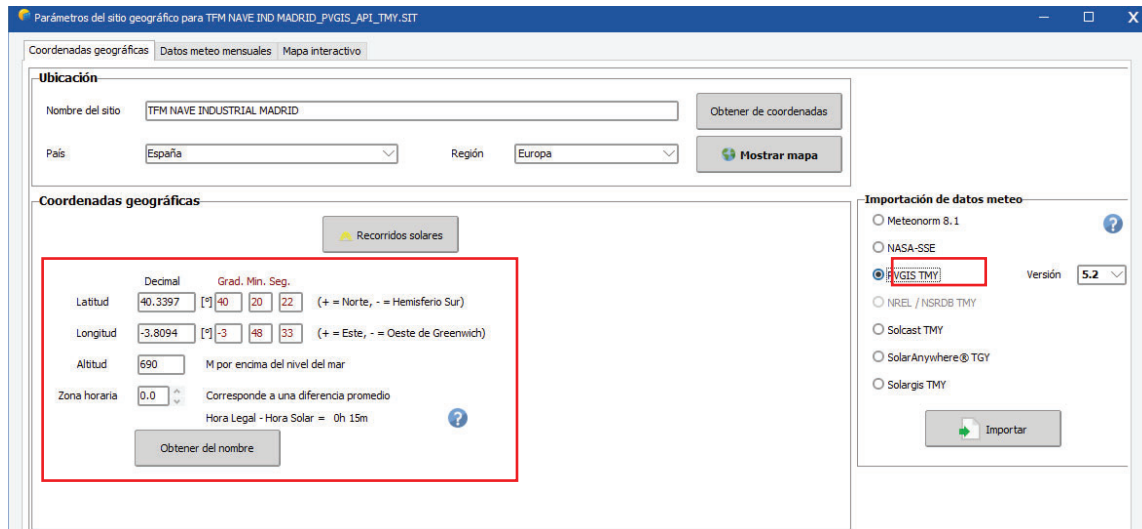


Figura 50. Parámetros del sitio geográfico para emplazamiento  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

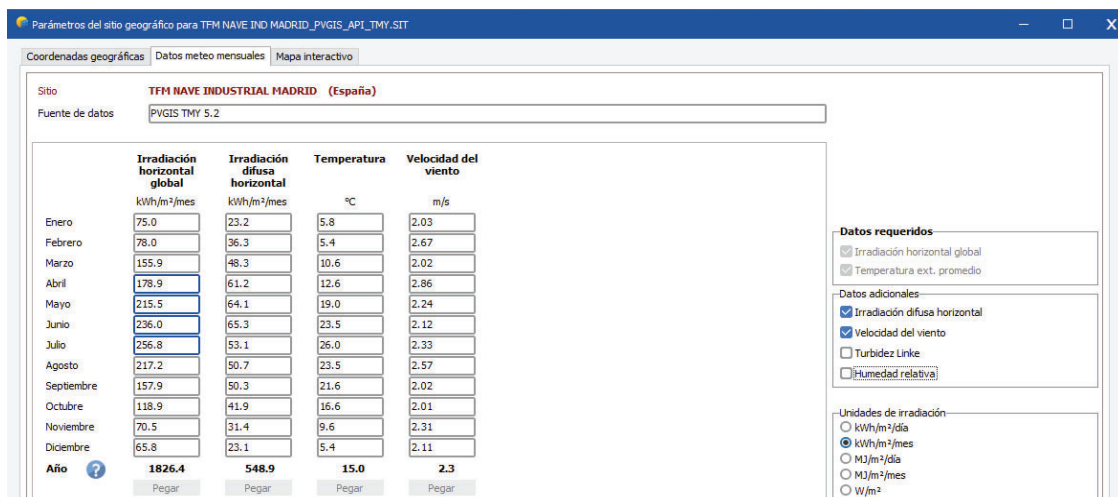


Figura 51. Datos meteo mensuales  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

El programa permite obtener un MAPA INTERACTIVO, se puede localizar el emplazamiento de estudio (ver Figura 52).

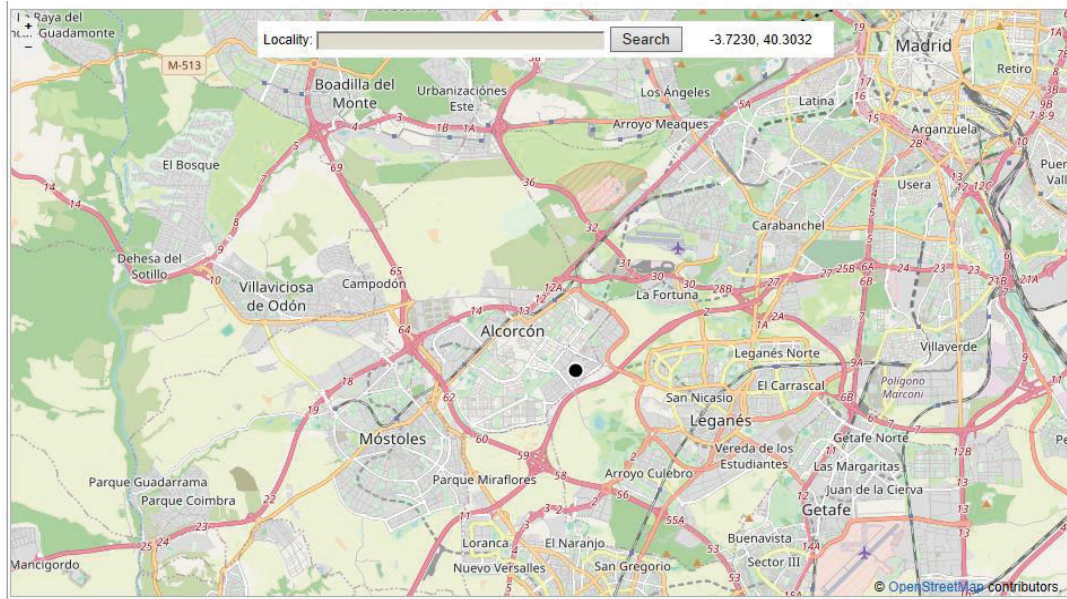


Figura 52. Mapa interactivo de la edificación  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Una vez de haber definido el emplazamiento como los datos meteorológicos, se procede a ingresar los parámetros principales y características opcionales, para posteriormente realizar las simulaciones correspondientes de esa manera se determinará el tamaño óptimo del generador fotovoltaico (ver Figura 53)

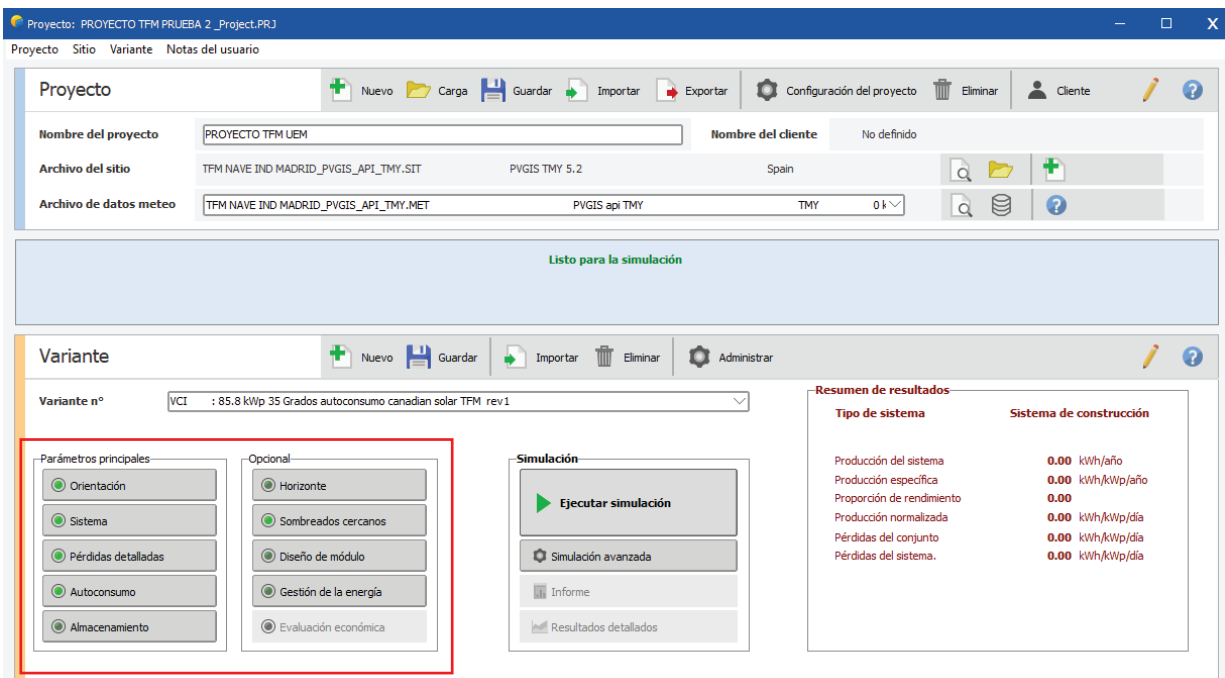


Figura 53. Ventana principal de ingreso de variantes en PVsyst  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En este caso de estudio, dado que la edificación cuenta con una cubierta plana, se opta por el tipo de campo de plano inclinado fijo. Se ingresan los valores de los módulos del

generador fotovoltaicos: el ángulo de azimut es de  $-22^\circ$  y el ángulo de inclinación de los módulos es de  $35^\circ$ . Como se ilustra en la Figura 54, la pérdida respecto a la orientación óptima (azimut de  $0^\circ$ ) es del  $-1.5\%$ , un resultado que concuerda estrechamente con el cálculo realizado en el apartado 3.3.

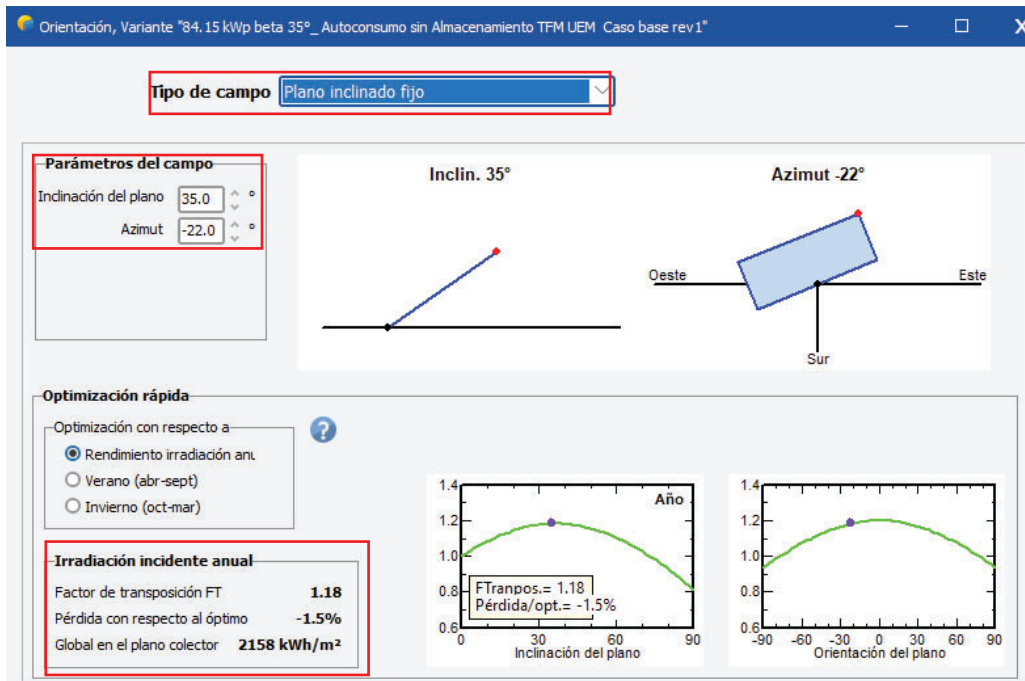


Figura 54. Ventana principal de ingreso de variantes en PVsyst  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Se ha determinado como criterio esencial el uso de dos inversores, lo que implica la creación de dos subconjuntos de generadores que formarán parte de un generador fotovoltaico principal.

Para optimizar el diseño del sistema fotovoltaico, se realizaron varias iteraciones en PVsyst con el objetivo de encontrar la configuración óptima a este caso de estudio. Este análisis consideró la distribución y cantidad de módulos, así como la capacidad de los inversores. Como resultado, se definió un diseño con dos subconjuntos: el primero con una potencia de 56,10 kWp y 102 módulos, y el segundo con una potencia de 28,05 kWp y 51 módulos, sumando un total de 153 módulos con una potencia total de 84,15 kWp. Con esta capacidad, el sistema podrá generar energía equivalente a la demanda anual de la edificación.

En la Figura 55, subconjunto 1, se muestra la selección del panel fotovoltaico de la marca CSI Solar, modelo CS6W-550MS, y del inversor de la marca Huawei Technologies, modelo SUN2000-50KTL-M3. La distribución de los paneles se ha configurado en 17



módulos en serie y 6 cadenas, lo que permite alcanzar una potencia planeada de 56,1 kWp.

La disposición de los módulos fotovoltaicos se realizó considerando el número de entradas de seguimiento de puntos de máxima potencia.

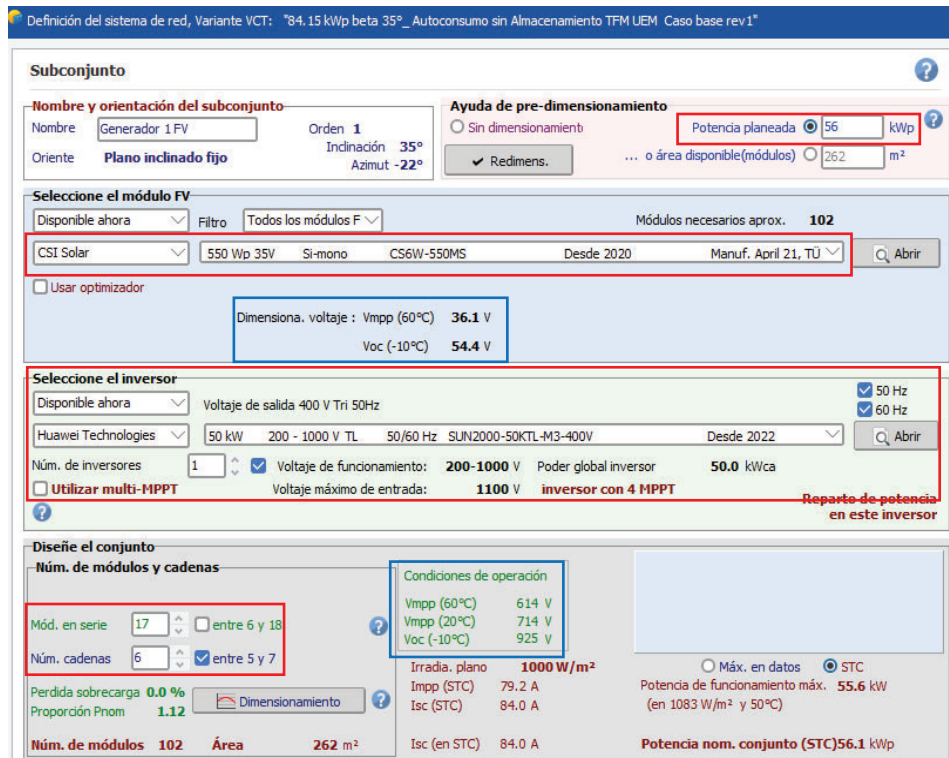


Figura 55. Selección de módulos, inversor y distribución de paneles subconjunto 1  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En la Figura 56, subconjunto 2, se muestra la selección del panel fotovoltaico de la marca CSI Solar, modelo CS6W-550MS, y del inversor de la marca Huawei Technologies, modelo SUN2000-25KTL-M3. La distribución de los paneles se ha configurado en 17 módulos en serie y 4 cadenas, lo que permite alcanzar una potencia planeada de 28,05 kWp.

La disposición de los módulos fotovoltaicos se realizó considerando el número de entradas de seguimiento de puntos de máxima potencia.

Figura 56. Selección de módulos, inversor y distribución de paneles subconjunto 2  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En las Figuras 55 y 56, dentro los recuadros azules, se observa que los valores de voltaje en corriente continua (CC) de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, bajo condiciones de temperatura de 60°C y -10°C, se encuentran dentro los límites de voltaje permitidos según la hoja técnica de cada inversor: siendo estos límites un voltaje mínimo de 200VCC y un voltaje máximo de 1.000 VCC.

#### 5.4.2 Pérdidas detalladas

La definición de pérdidas detalladas es una etapa crucial en la modelización con el programa PVsyst. En esta fase, es fundamental especificar las diversas pérdidas que influyen en el cálculo del PR (Performance Ratio). A continuación, se diferencian las siguientes pérdidas que habrá que definir:

- Parámetro térmico.
- Pérdidas óhmicas.
- Calidad del módulo-LID-Desajuste.
- Pérdidas de suciedad.
- Pérdidas IAM.
- Auxiliares.
- Envejecimiento.



- Disponibilidad.
- Corrección espectral.

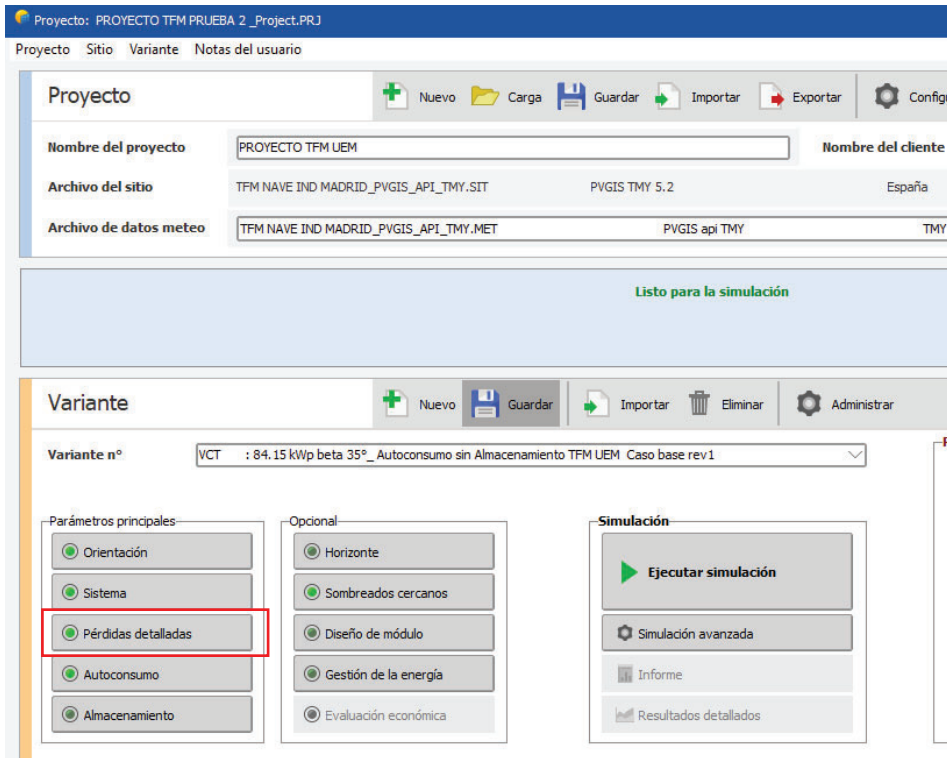


Figura 57. Elección de pérdidas detalladas  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En la siguiente Tabla 17, se detalla los valores referenciales de las principales pérdidas detalladas en un sistema de autoconsumo.

PÉRDIDAS ENERGÍA	(%)
1. Sombreado horizonte lejano	(0-2)
2. Sombreado cercano	(0 - 2)
3. Angulares	(0 - 2)
4. Temperatura	(5 - 10)
5. Suciedad del panel	(2 - 5)
6. Irradiancia (espectrales)	(0 - 2)
7. Ganancia por comportamiento del panel	(0,3-0,5)
8. Degradación inducida por la luz (LID)	1,5
9. Desacople o mismatch	2
10. Eléctricas	(2 - 3)
11. Inversor (eficiencia, saturación, etc.)	(1,5 -3,5)
12. Degradación del panel	0,5
13. Autoconsumo	(0,3 - 0,5)
14. Disponibilidad de Oym	(2 - 5)

Tabla 17. Valores referenciales de pérdidas  
Fuente: (STRU, 2023)

### Perdidas Térmicas:

Según lo indicado por PVsyst, el factor de perdidas térmicas se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$U = U_C + U_V \cdot \text{Velocidad de viento}$$

El comportamiento térmico de la instalación fotovoltaica influye significativamente en sus capacidades eléctricas, en función del equilibrio entre la temperatura ambiente y el calentamiento de los módulos.

De acuerdo con la definición de la ecuación, el valor  $U_C$  puede considerarse equivalente al factor de transferencia de calor, un parámetro comúnmente utilizado en física para caracterizar ventanas y muros. Este valor depende del método de montaje de los módulos en la instalación.

PVsyst establece su definición según el tipo de montaje utilizado, teniendo en cuenta que la capacidad calorífica del aire es muy baja. Esto implica que el aire debajo de los módulos solares alcanza rápidamente la temperatura de estos, lo que impide un intercambio significativo de calor.

En cuanto al factor del viento  $U_V$ , su definición precisa es complicada debido a que la velocidad del viento medida a 10 metros de altura no representa con exactitud las condiciones reales en la instalación. Por esta razón, no se pueden obtener mediciones fiables para el estudio.

PVsyst indica que en su software los valores por defecto son los siguientes:

Sistemas independientes (estructura abierta), es decir, con circulación de aire alrededor de los módulos.

$$U_C = 29 \frac{W}{m^2k} \quad U_C = 0 \frac{\frac{W}{m^2k}}{m/s}$$

Para cupulas, para estructuras a una altura aproximadamente 40 a 70 cm sobre el suelo.

$$U_C = 27 \frac{W}{m^2k} \quad U_C = 0 \frac{\frac{W}{m^2k}}{m/s}$$

Sistemas con parte trasera totalmente aislado, es decir, sin intercambio de calor en la parte trasera, solo contribución de un lado al intercambio de calor por convección.

$$U_C = 15 \frac{W}{m^2k} \quad U_C = 0 \frac{\frac{W}{m^2k}}{m/s}$$

Sistemas intermedios, es decir, con un conducto de aire por debajo de los módulos. Este valor es conservador por PVsyst para cualquier proyecto nuevo.

$$U_C = 20 \frac{W}{m^2k} \qquad U_C = 0 \frac{\frac{W}{m^2k}}{m/s}$$

Para el caso de estudio para el sistema fotovoltaico tomaremos valores conservadores, tomando como elección la opción “Semi-integrado con conducto de aire atrás” (ver Figura 58)

**Los parámetros térmicos se definen para todo el sistema**

Envejecimiento	Indisponibilidad	Corrección espectral
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste
		Pérdida de suciedad
		Pérdidas IAM
		Auxiliares

Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar: ¡el programa da la equivalencia!

**Factor de pérdidas térmicas del campo** ?

Factor de pérdida térmica **U = U<sub>c</sub> + U<sub>v</sub> \* Vel. viento**

Factor de pérdida constante U<sub>c</sub>  W/m<sup>2</sup>K

Factor de pérdida del viento U<sub>v</sub>  W/m<sup>2</sup>K m/s

**Valor predeterminado según montaje**

Módulos montados "libres" con circulación de aire

Cúpulas

Semi-integrado con conducto de aire detrás

Integración con respaldo totalmente aislado

**Factor TNCO equivalente** ?

TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.

No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto !

Figura 58. Factor de pérdidas térmicas del campo  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

### Perdidas Óhmicas:

Se registran los valores de las pérdidas en corriente continua (1,5 % bajo las condiciones estándar de prueba “STC”) y las pérdidas entre el inversor y el punto de inyección a la red (del orden de 0,1-1 % en condiciones STC). El resto de las pérdidas no aplica en el caso de un sistema de autoconsumo que se conecta a la red de baja tensión. (ver Figura 59 y 60)

Figura 59. Pérdidas óhmicas Generador subconjunto 1  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Figura 60. Pérdidas óhmicas Generador subconjunto 2  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

**Calidad de módulo:**

La calidad del módulo se considera como una pérdida negativa, lo que en la práctica puede representar una ganancia. Esto se debe a que los fabricantes garantizan el funcionamiento del módulo durante toda la vida útil de la instalación, que suele ser de

unos 20 años en promedio. Además, garantizan una degradación o pérdida de potencia a lo largo del tiempo, que generalmente es del 20 % después de 20 años de operación. Para cumplir con esta garantía, los fabricantes suelen proporcionar una potencia adicional a la especificada al momento de la compra. Por lo tanto, un valor conservador para la ganancia del módulo se sitúa en el rango de -0,4 % a -0,3 %.

#### **LID-Degradación inducida por la luz:**

El LID, “Light Induced Degradation” (Degradación inducida por la luz), es la pérdida de potencia en los módulos fotovoltaicos que ocurre tras las primeras exposiciones a la luz solar. Esta degradación está relacionada con la calidad de fabricación de las obleas de los módulos y puede provocar una disminución tanto en la eficiencia como en el rendimiento de los módulos.

Este valor lo extraemos de la hoja técnica, donde el valor es de 1%

#### **Perdidas por desajuste de módulo:**

Cuando se conectan varios módulos fotovoltaicos en serie para formar circuitos, cadenas o strings, las características de ese circuito en serie están determinadas por el panel de peor rendimiento; es decir, la intensidad de corriente en el circuito será la del panel con menor capacidad. Un valor conservador para la pérdida por desajuste del módulo se sitúa en torno al 2%.

En la Figura 61, se observa el ingreso de datos de los valores de calidad de módulo, pérdidas LID-Degradación inducida por la luz y por desajuste de módulo, estos valores serán los mismos en cada subconjunto de generador (Generador 1FV y Generador 2FV).

Parámetros detallados de pérdidas del campo FV

subconjunto en cuestión: Generador 1 FV

Aplicar a todos los subconjuntos

Parámetro térmico | Pérdidas óhmicas | Calidad del módulo | Pérdidas de suciedad | Pérdidas IAM | Auxiliares | Envejecimiento | Indisponibilidad

**Calidad del módulo** defecto ?

Pérdida de eficiencia módulo: -0.4 %

Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.

(valor negativo indica exceso de rendimiento)

**Pérdidas de desajuste de módulo** defecto ?

Pérdida de potencia en MPP: 2.00 %

Computación detallada

**LID - Degradación Inducida por Luz** defecto ?

Factor de pérdidas LID: 1.0 %

Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación

**Desajuste de voltaje de las cadenas** defecto ?

Pérdida de potencia en MPP: 0.00 %

Estudio detallado

Figura 61. Calidad de módulo, pérdidas desajuste de módulo y pérdida LID  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

### Perdida por suciedad:

La acumulación en los módulos solares causa unas pérdidas significativas que afectan tanto a la potencia como a su rendimiento. El software índice que para las zonas con lluvias frecuentes y siendo residenciales el valor de esta pérdida es muy bajo, siendo menor del 1%, que, en caso de la existencia de aves en el entorno, sus desechos llegarían a tener un impacto de hasta el 2%. (PVsyst, 2024). Para este caso de estudio se considera un 2% de pérdida por suciedad. (ver Figura 62)

Parámetros detallados de pérdidas del campo FV

Los parámetros de pérdidas de suciedad se definen en este apartado

Parámetro térmico | Pérdidas óhmicas | Calidad del módulo - LID - Desajuste | Pérdida de suciedad

**Factor de pérdida de suciedad anual** Defecto ?

Factor de pérdida anual: 2.0 %

Defina val. mensuales

Figura 62. Factor de pérdida de suciedad anual  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)



### Perdidas angulares (IAM):

El efecto de incidencia (el término designado es IAM, por "Incidence Angle Modifier") corresponde a la disminución de la irradiancia que realmente alcanza la superficie de las células fotovoltaicas, en comparación con la irradiancia bajo incidencia normal. Esta disminución se debe principalmente a las reflexiones en la cubierta de vidrio, que aumentan con el ángulo de incidencia. (PVsyst, 2024).

Por defecto, PVsyst reconoce y lee el archivo interno del modelo y la marca del módulo fotovoltaico dentro de la base de datos del software. Sin embargo, para este caso de estudio, desactivamos la lectura predeterminada y seleccionamos el modelo Fresnel revestimiento AR (anti-reflectivo), (ver Figura 63). Solo se aceptaría el modelo que contiene el archivo interno del módulo, siempre y cuando el fabricante proporcione un documento de un tercero que certifique que las pérdidas IAM son las definidas en dicho archivo interno de modulo.

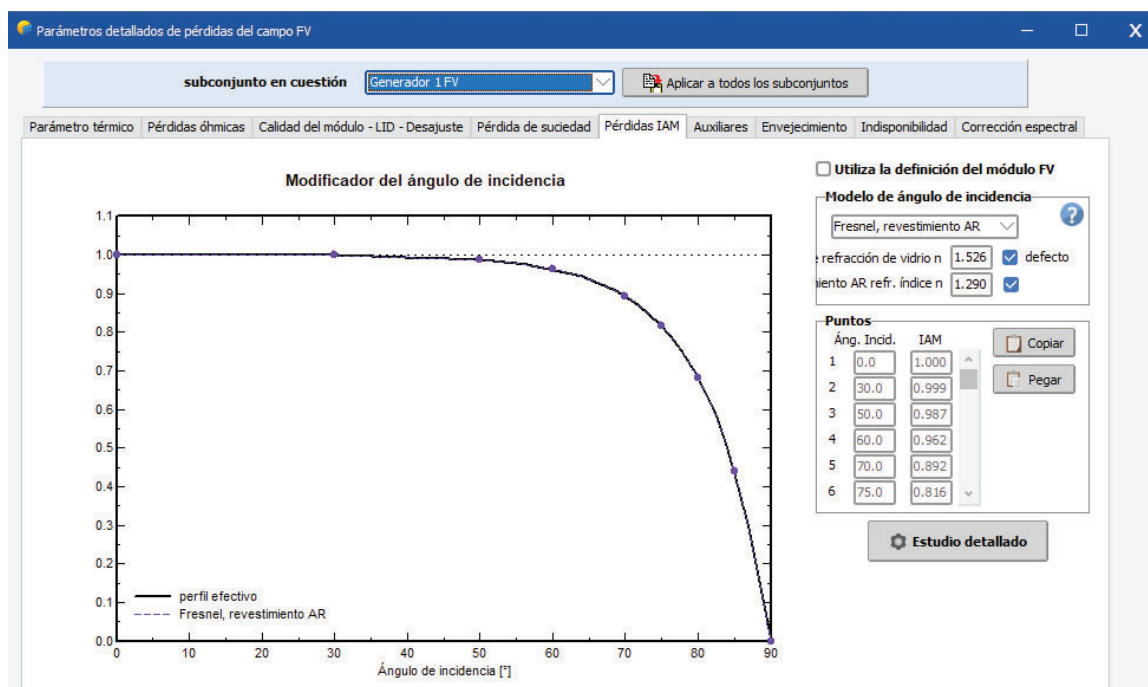


Figura 63. Factor de pérdida angulares IAM  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

### Perdidas auxiliares:

En Auxiliares, se cumplimenta Proporción a la potencia de salida del inversor (5 W/kW), este valor está dentro de un rango conservador entre el 0,3 y 0,5 % (ver Figura 64)



Sismicas  
  Calidad del módulo - LID - Desajuste  
  Pérdida de suciedad  
  Pérdidas IAM  
  Auxiliares  
  Envejecimiento

**Pérdidas de energía auxiliares** ?

Consumo auxiliares definidos

**Auxiliares durante el funcionamiento (día)**

Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc.)	0.00	kW
... desde el umbral de potencia de salida del inversor	0.0	kW
Proporcional a la potencia de salida del inversor	5.0	W/kW
... desde el umbral de potencia de salida del inversor	0.0	kW

**Pérdidas nocturnas de auxiliares**

Consumo de auxiliares nocturnos excluyendo pérdida nocturna del inversor :	0.00	kW
---	------	----

La energía auxiliar puede ser ventiladores, aire acondicionado, monitoreo u otro accesorio electrónico, iluminación, o cualquier otra energía que deba sustraerse de la energía vendida a la red.

Figura 64. Factor de pérdida autoconsumo en alimentación auxiliar  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Envejecimiento:

En la Figura 65, hace referencia a las perdidas potencia por degradación interanual del panel solar. En esta sección se hace el cálculo para el año de vida del módulo fotovoltaico de interés. Para la simulación:

- Simulación para el año: Elegimos para empezar el año 1
- Factor de degradación promedio: 0,45% este valor lo proporciona el fabricante del módulo.
- Dispersión Imp RMS=0 y Dispersión Vmp RMS=0

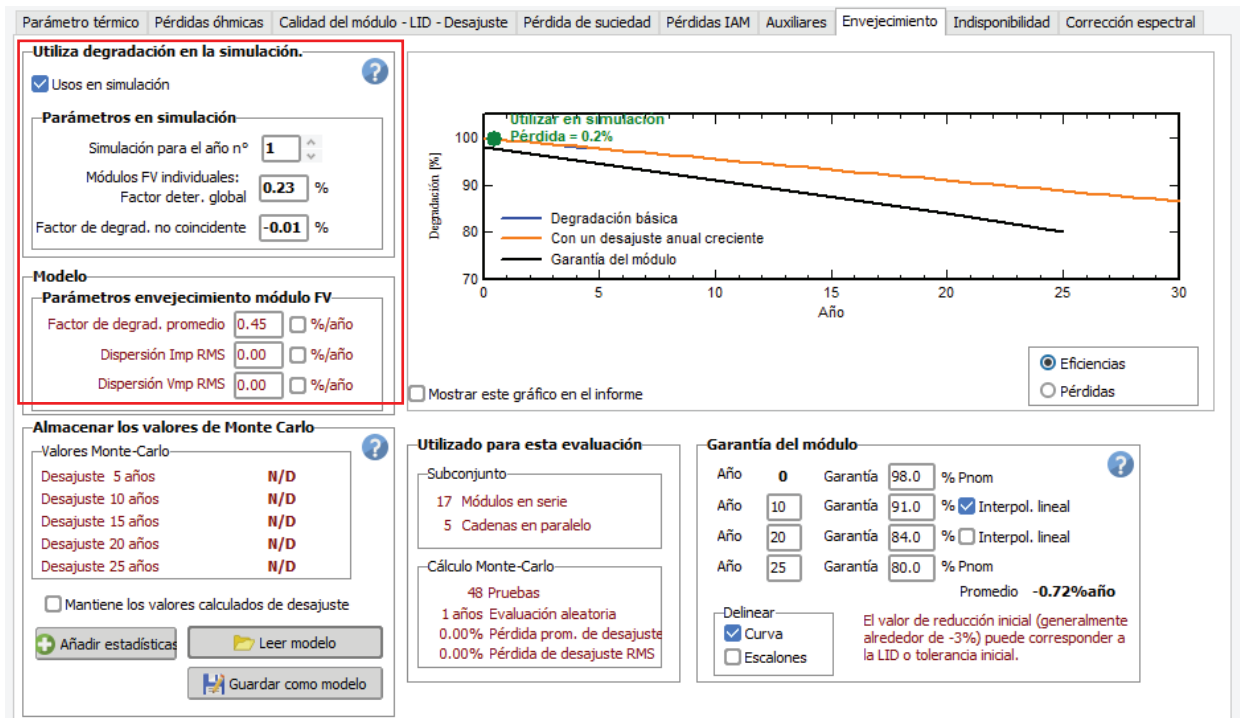


Figura 65. Factor de envejecimiento interanual  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

### Indisponibilidad / perdidas de operación y mantenimiento (OM):

El sistema fotovoltaico estará sometido a labores de operación y mantenimiento, así mismo los equipos pueden estar indisponibles por avería o por una inspección. Un valor conservador para este factor es considerar un 2 % y definimos tres periodos para cubrir el factor de Indisponibilidad de operación y mantenimiento (ver Figura 66).

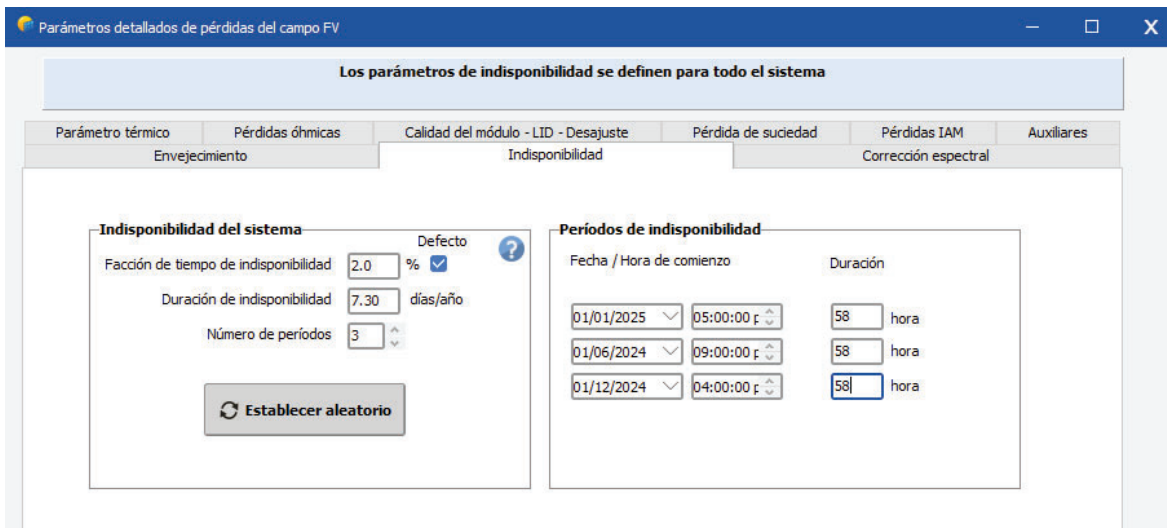


Figura 66. Factor de perdidas por indisponibilidad / Operación y mantenimiento  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

### 5.4.3 Autoconsumo

En esta sección se introduce el perfil de consumo de energía de la edificación. Desde la pantalla principal, se selecciona la opción de Autoconsumo (ver Figura 67)

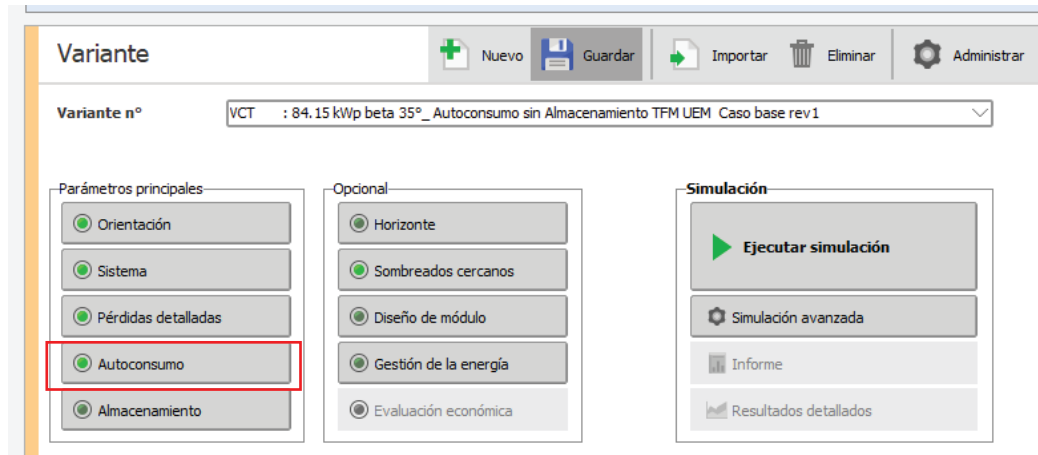


Figura 67. Selección de la opción AUTOCONSUMO  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Para este caso de estudio, se dispone con un archivo CSV, que detalla el consumo horario de la edificación, en cual se carga en la simulación de PVsyst (ver figura 68)

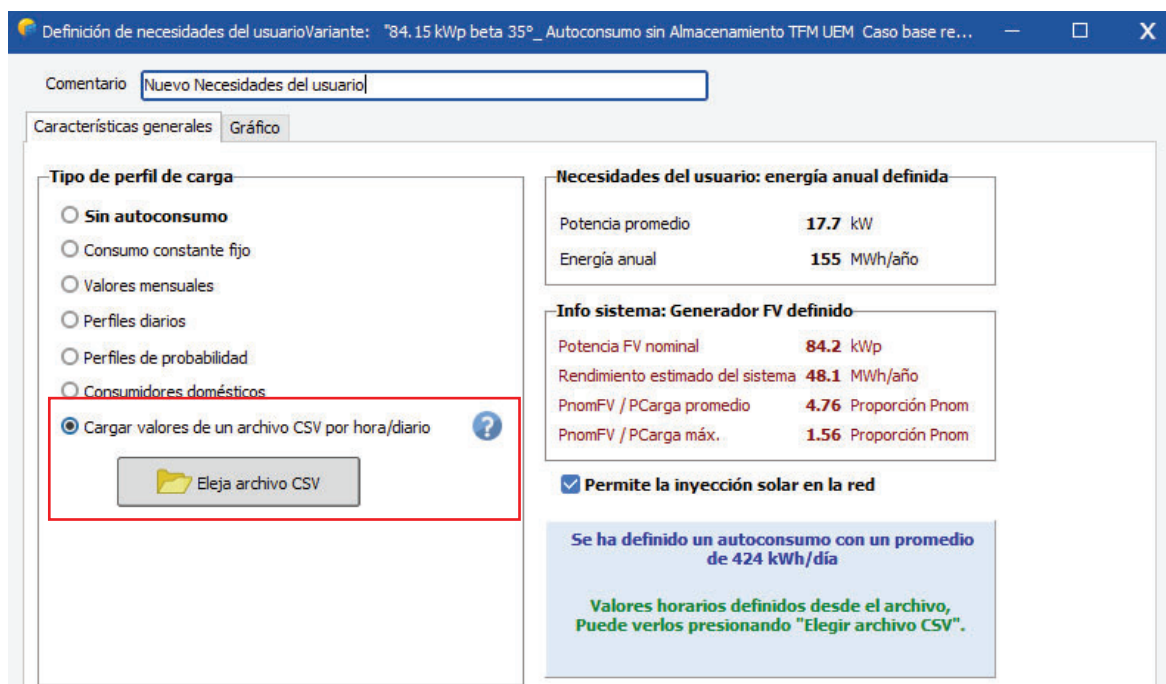


Figura 68. Selección de la opción AUTOCONSUMO  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Una vez cargado el archivo CSV, el software permite visualizar el consumo de energía kWh por horas, días y meses. En la siguiente imagen se muestra el consumo mensual de la edificación (ver Figura 69)

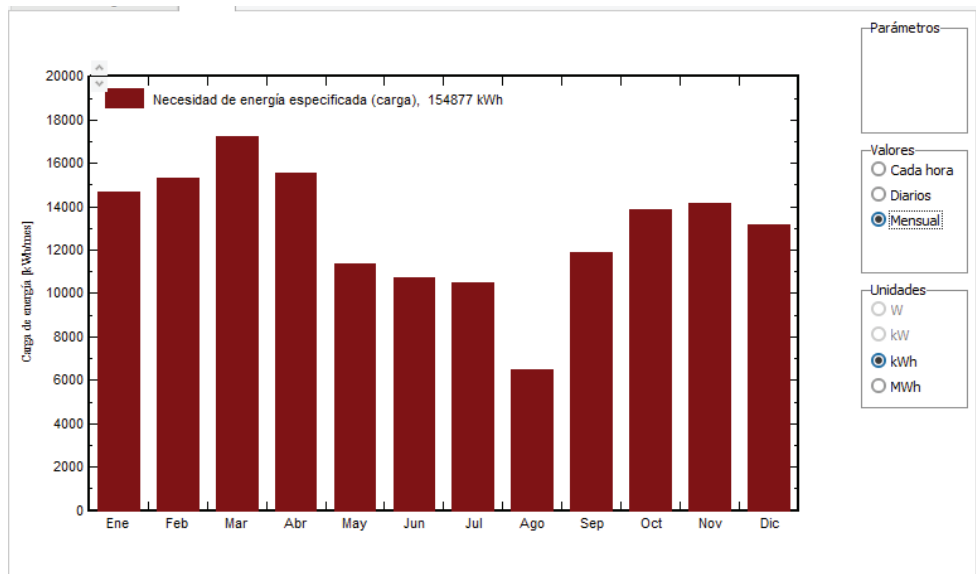


Figura 69. Gráfico demanda mensual de energía de la edificación (kWh)  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

#### 5.4.4 Perdidas por sombras

En la Figura 70, se muestra la pantalla principal donde se selecciona para cada caso la pérdida por Horizonte y Sombreados cercanos.

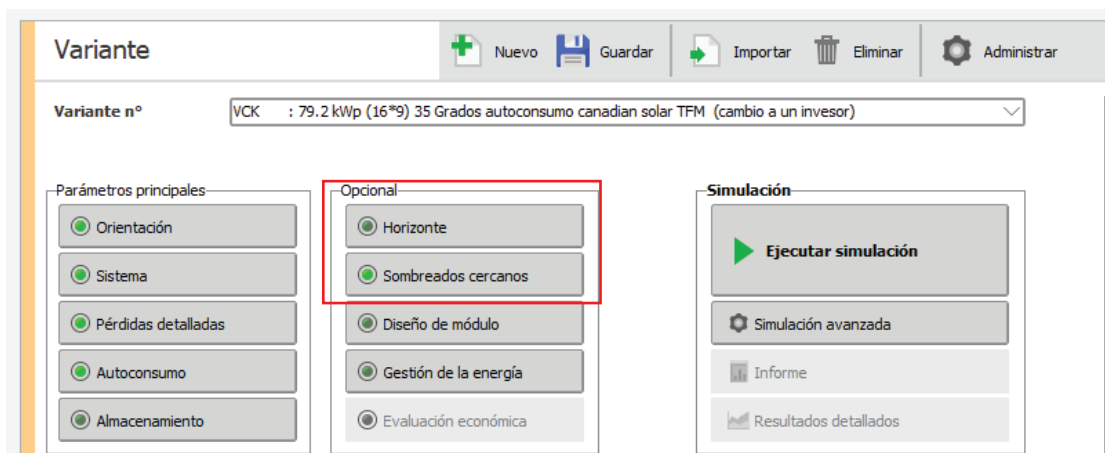


Figura 70. Selección de la opción Horizonte y Sombreados cercanos  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

##### 5.4.4.1 Perdidas por sombra del horizonte

Estas pérdidas causadas por la disminución de radiación debida a las sombras proyectadas sobre los módulos por la orografía. Se cuantifica utilizando el diagrama de recorrido de las trayectorias de la base de datos de PVGIS, en la Figura 71 se representa el diagrama de trayectorias solares durante las 24 horas del día para determinados días del año en función de la altura solar y el azimut. Se observa que en las horas 6:00, 17:00 y 19:00 horas habrá sobras lejanas sobre la instalación.

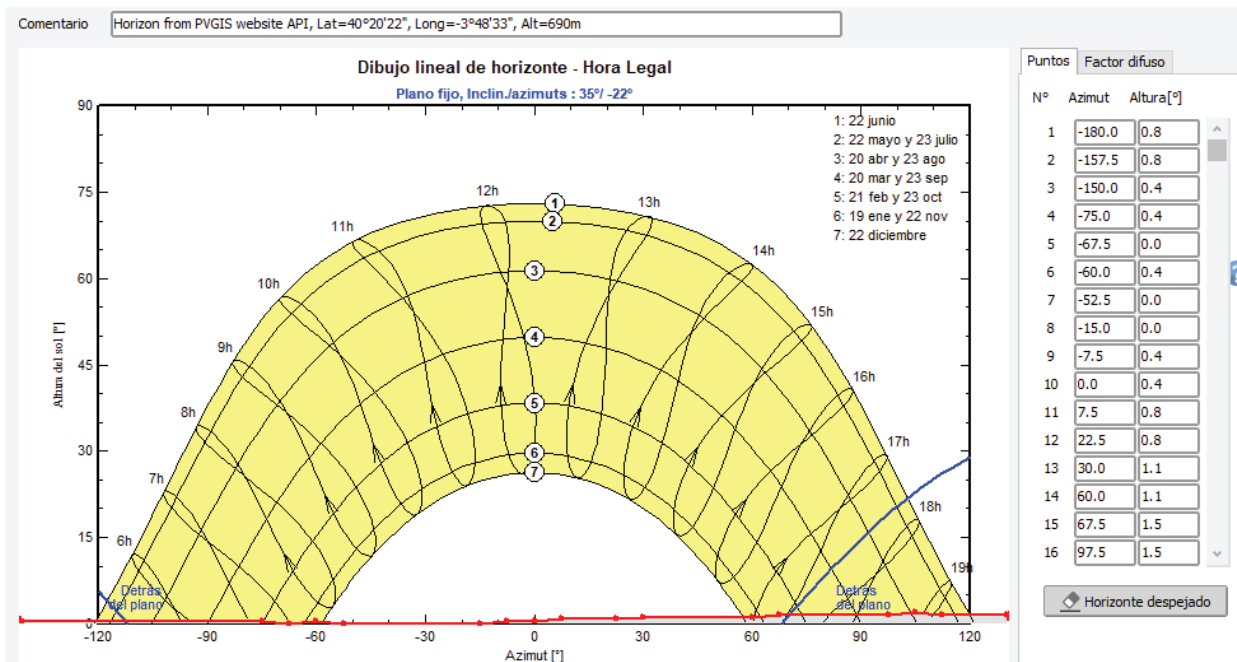


Figura 71. Proyección de sombra de las trayectorias solares sobre la orografía.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

#### 5.4.4.2 Pérdidas por sombreados cercanos

Las pérdidas por sombreados cercanos cuantifican la reducción en la producción de energía causada por las sombras que proyectan los diferentes elementos de la instalación sobre los módulos fotovoltaicos. Para calcular estas sombras, el programa requiere un dibujo en planta de la instalación solar fotovoltaica (construcción/perspectiva).

En la construcción del dibujo se utilizan los parámetros de dimensiones obtenidos de la hoja de especificaciones del módulo fotovoltaico, que también se encuentran en el archivo interno del modelo y la marca del módulo.

En cuanto a la disposición y distancias para el modelado y distribución de los módulos del sistema fotovoltaico, los valores se obtienen de los puntos estudiados previamente: el punto 5.3.3 (Cuantificación del módulo) y el punto 5.4.1 (Definición de la instalación).

En este contexto, se dibuja el sistema fotovoltaico con 17 filas, cada una con 9 módulos fotovoltaicos siendo esta la cantidad de módulos que se ha definido en este proyecto, distribuidos en dos subconjuntos de generadores (17x6 y 17x3).

En la Figura 72 se presenta la vista isométrica del sistema fotovoltaico, mientras que en la Figura 73 se muestra la vista de planta, donde se puede observar que los módulos tienen un ángulo de azimut de  $-22^\circ$  y una inclinación de  $35^\circ$ .

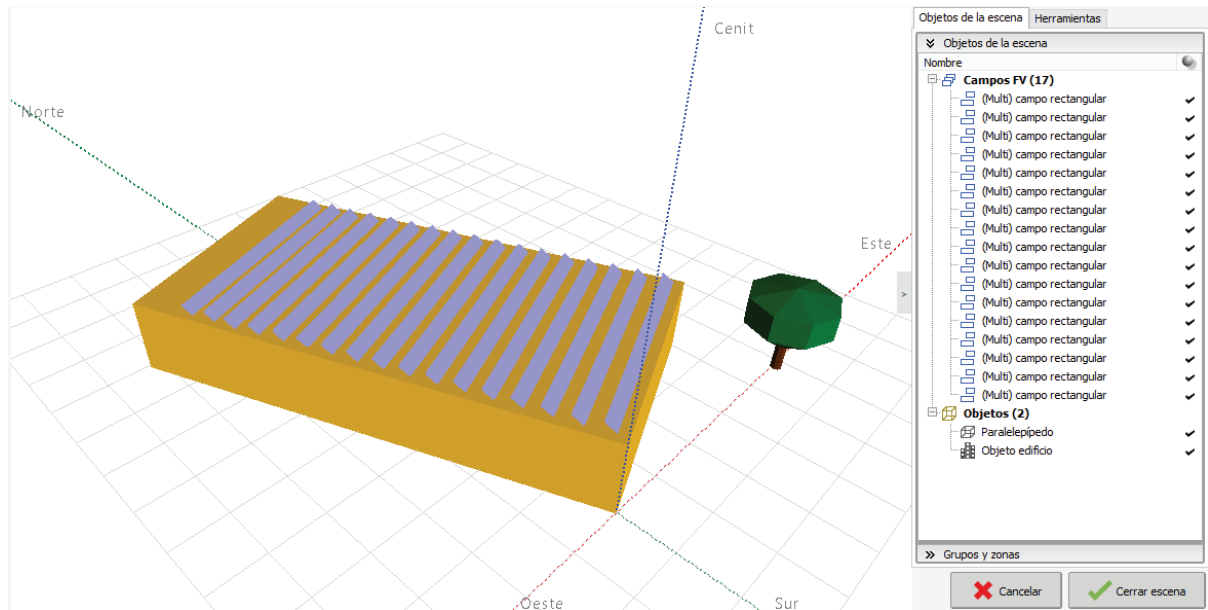


Figura 72. Construcción de escena de sombreado, vista isométrica.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

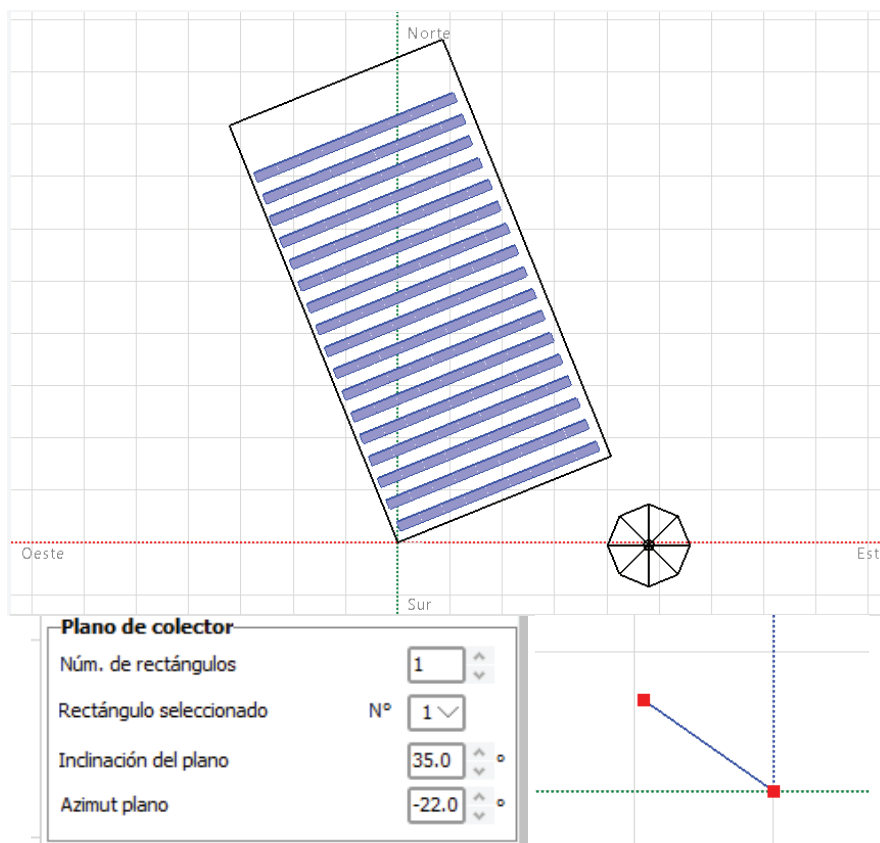


Figura 73. Construcción de escena de sombreado, vista superior y ángulo de inclinación.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

### 5.4.5 Distribución de módulos y cadenas en el sistema fotovoltaico

En la Figura 74 se muestra la distribución de los módulos de todo el sistema, donde se ha asignado cada módulo a la cadena eléctrica correspondiente según las definiciones del sistema. Esta distribución facilita la parametrización del cableado eléctrico durante el diseño de detalle.

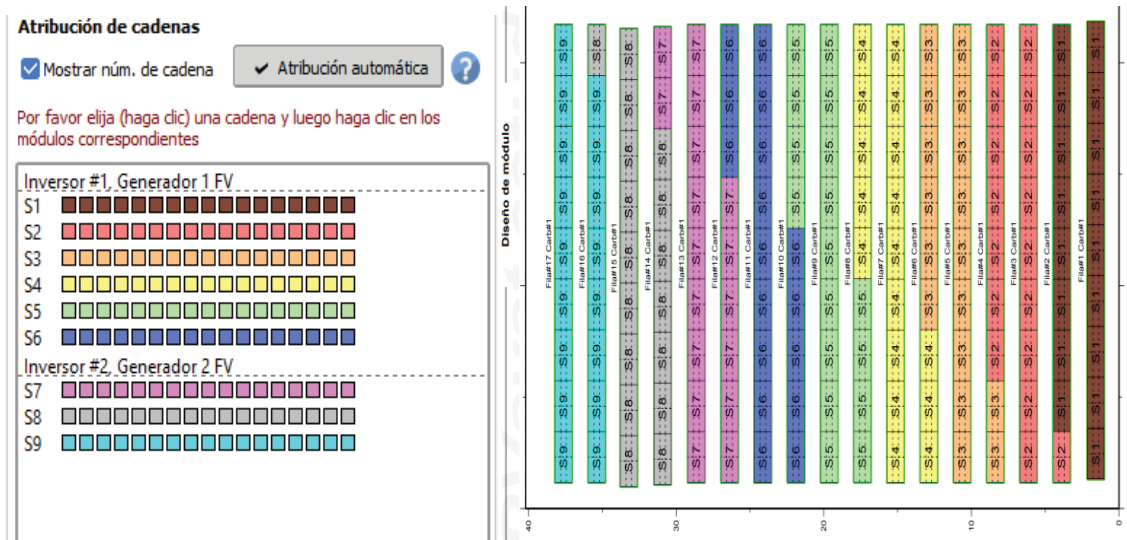


Figura 74. Distribución de módulos por cadenas eléctricas

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En Figura 75 se muestra el diagrama unifilar que se detalla la instalación de los dos Inversores con sus respectivas potencias.

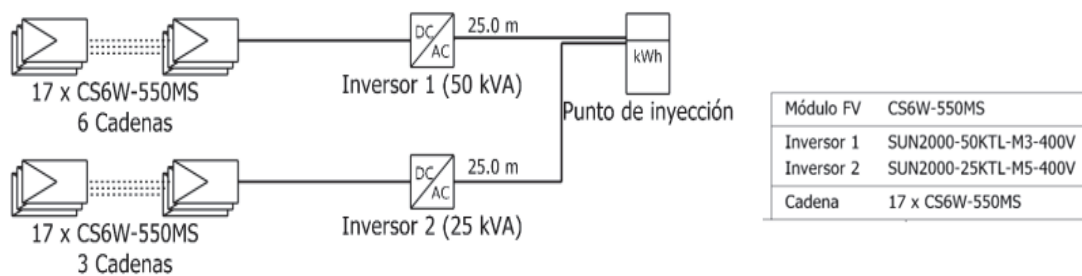


Figura 75. Diagrama unifilar por cadenas eléctricas

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)



### 5.4.6 Desarrollo de los resultados obtenidos en simulación PVsyst de sistema de autoconsumo sin almacenamiento

Para este caso de estudio PVsyst presenta un informe de simulación del sistema fotovoltaico conectado a red (ver Figura 76). El informe completo se encuentra en los Anexos.



Figura 76. Informe de simulación, proyecto año 1 sin almacenamiento  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En el informe presenta tres resúmenes importantes: el del proyecto, el del sistema fotovoltaico y resumen de resultados (ver Figura 77)

Resumen del proyecto			
<b>Sitio geográfico</b> TFM NAVE IND MADRID España	<b>Situación</b> Latitud 40.34 °N Longitud -3.81 °W Altitud 690 m Zona horaria UTC	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20	
<b>Datos meteo</b> TFM NAVE IND MADRID PVGIS api TMY			

Resumen del sistema			
<b>Sistema conectado a la red</b> Simulación para el año n° 1	<b>Sistema de construcción</b>		
<b>Orientación campo FV</b> Plano fijo Inclinación/Azimut 35 / -22 °	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales : Rápido (tabla)		<b>Necesidades del usuario</b> Ext. definida como archivo consumos kerly.csv
<b>Información del sistema</b> <b>Generador FV</b> Núm. de módulos 153 unidades Pnom total 84.2 kWp	<b>Inversores</b> Núm. de unidades 2 unidades Pnom total 75.0 kWca Proporción Pnom 1.122		

Resumen de resultados			
Energía producida 141385 kWh/año	Producción específica 1680 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 78.66 %	
Energía usada 154877 kWh/año		Fracción solar (SF) 46.92 %	

Figura 77. Resumen del proyecto, sistema fotovoltaico y de los resultados.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Asimismo, el informe detalla las características de los dos subconjuntos de generación fotovoltaica (ver Figura 78)

Características del generador FV			
<b>Conjunto #1 - Generador 1 FV</b>			
<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	CS6W-550MS	Modelo	SUN2000-50KTL-M3-400V
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	50.0 kWca
Número de módulos FV	102 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	56.1 kWp	Potencia total	50.0 kWca
Módulos	6 cadena x 17 En serie	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Potencia máx. (=>35°C)	55.0 kWca
Pmpp	51.4 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.12
U mpp	639 V	Reparto de potencia en este inversor	
I mpp	80 A		
<b>Conjunto #2 - Generador 2 FV</b>			
<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	CS6W-550MS	Modelo	SUN2000-25KTL-M5-400V
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	25.0 kWca
Número de módulos FV	51 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	28.05 kWp	Potencia total	25.0 kWca
Módulos	3 cadena x 17 En serie	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Potencia máx. (=>30°C)	27.5 kWca
Pmpp	25.70 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.12
U mpp	639 V	Reparto de potencia en este inversor	
I mpp	40 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	84 kWp	Potencia total	75 kWca
Total	153 módulos	Potencia máx.	82.5 kWca
Área del módulo	392 m <sup>2</sup>	Número de inversores	2 unidades
		Proporción Pnom	1.12

Figura 78. Características de los dos subconjuntos, generadores FV.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En la siguiente Tabla 18, se detalla un cuadro resumen de características del sistema de autoconsumo sin almacenamiento, luego de realizar la simulación correspondiente.

Cuadro resumen de características del sistema fotovoltaico	
Parámetro	Valores diseño
<b>Edificación</b>	
Superficie de cubierta disponible	946,00 m <sup>2</sup>
Superficie ocupada FV	755,22 m <sup>2</sup>
Superficie de los módulos	392 m <sup>2</sup>
Orientación de la cubierta plana, ángulo de azimut	-22°
Demanda energética anual	154.877,00 kWh
<b>Modulo fotovoltaico</b>	
Marca Canadian Solar	CS6W-550MS
Tipo de célula	Silicio monocristalino
Potencia nominal del módulo	550 Wp
Tamaño de los paneles	2,261 x 1,134 m
Angulo azimut ( $\alpha$ )	-22°
Inclinación ( $\beta$ )	35°

Cuadro resumen de características del sistema fotovoltaico	
Parámetro	Valores diseño
<b>Inversores</b>	
Inversor 1, Marca Huawei	SUN2000-50KTL-M3-400V
Potencia nominal de inversor 1	50 kWn
Inversor 2, Marca Huawei	SUN2000 25KTL-M5-400V
Potencia nominal de inversor 1	25 kWn
<b>Generador Fotovoltaico</b>	
Número de módulos	153 unidades
Número de módulos por fila	9
Número de filas	17
Paso o distancia entre filas (SF)	2,25 m
Potencia pico del Generador fotovoltaico	84,02 kWp
Potencia nominal de inversores	75 kWn
Proporción de potencia nominal	1,12
Número de inversores	2

Tabla 18. Cuadro resumen de Sistema autoconsumo sin almacenamiento año 1  
Fuente: Elaboración propia

La producción de energía eléctrica para el año 1 es de 141.385,00 kWh/año con una producción específica (u horas equivalentes) 1680 kWh/kWp/año y un rendimiento característico PR de 78,66 %. (ver Figura 79)

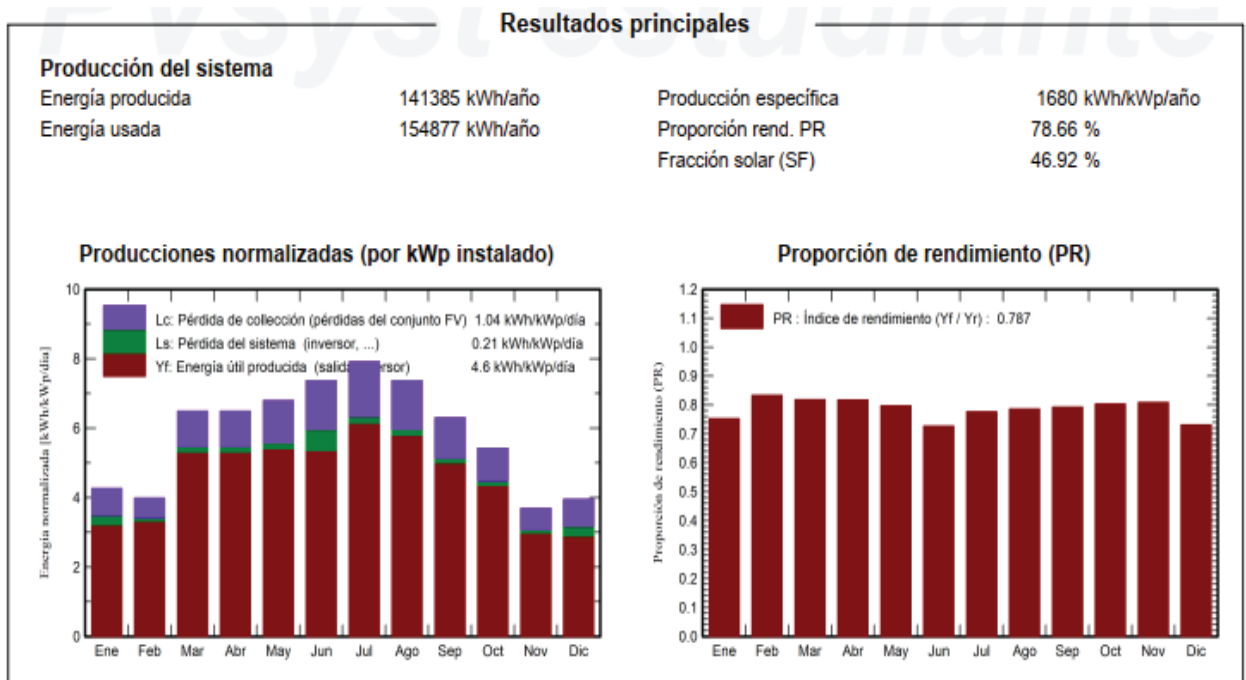


Figura 79. Producción del sistema de autoconsumo sin almacenamiento año 1.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

El informe también incluye una tabla titulada “Balances y resultados principales”, de la cual extraeremos valores para analizar la tasa de autoconsumo y la tasa de autosuficiencia (ver Figura 80).

**Balances y resultados principales**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_User</b> kWh	<b>E_Solar</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EFrGrid</b> kWh
<b>Enero</b>	75.0	23.16	5.79	132.3	115.5	9119	14669	5249	3139	9420
<b>Febrero</b>	78.0	36.27	5.36	111.6	101.4	8081	15297	5271	2564	10025
<b>Marzo</b>	155.9	48.30	10.58	201.2	187.7	14293	17223	8434	5432	8789
<b>Abril</b>	178.9	61.18	12.56	194.8	182.1	13819	15571	7607	5801	7964
<b>Mayo</b>	215.5	64.09	18.98	210.6	196.6	14543	11343	6198	7922	5146
<b>Junio</b>	236.0	65.25	23.54	221.0	206.4	15045	10746	6012	7514	4735
<b>Julio</b>	256.8	53.13	25.97	245.4	230.1	16528	10496	6681	9366	3815
<b>Agosto</b>	217.2	50.67	23.54	228.6	214.7	15577	6464	3816	11307	2648
<b>Septiembre</b>	157.9	50.31	21.63	189.2	177.3	12998	11896	6417	6205	5479
<b>Octubre</b>	118.9	41.93	16.63	168.1	155.3	11709	13890	6839	4532	7051
<b>Noviembre</b>	70.5	31.43	9.55	110.8	98.8	7774	14126	5244	2298	8882
<b>Diciembre</b>	65.8	23.09	5.37	122.4	103.4	8274	13155	4906	2632	8249
<b>Año</b>	1826.5	548.81	15.02	2136.0	1969.3	147759	154877	72674	68711	82203

**Leyendas**

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

Figura 80. Balance y resultados principales Sistema autoconsumo sin almacenamiento año 1  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

El informe presenta un diagrama de pérdidas en el que se detallan todos los valores considerados en los puntos anteriores. En el diagrama, se observa que los mayores porcentajes de pérdidas corresponden a los sombreados cercanos y a las pérdidas debidas a la temperatura de los módulos fotovoltaicos. También se muestra la energía despachada al usuario y la reinyectada a la red (ver Figura 81)

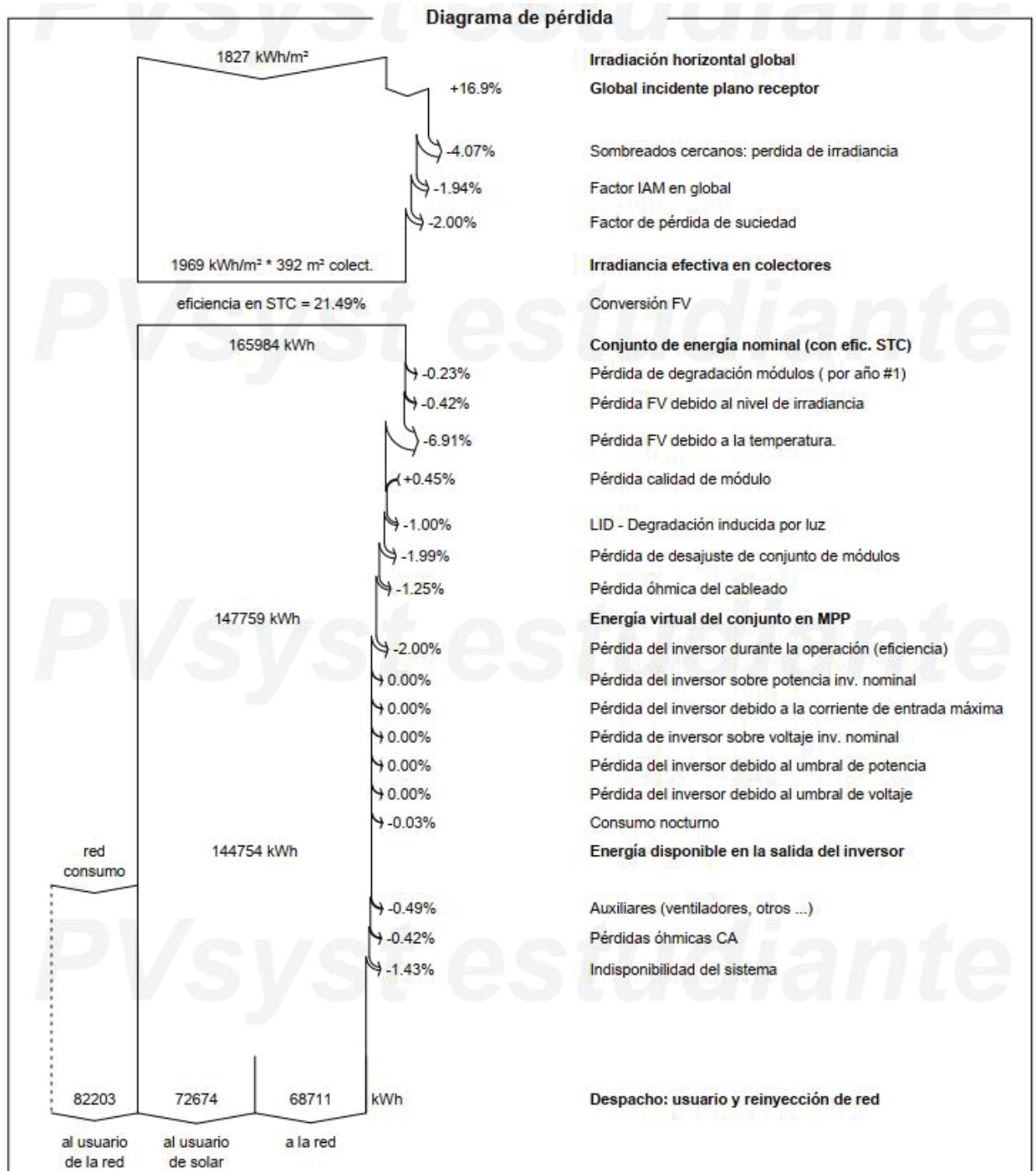


Figura 81. Diagrama de pérdidas del sistema de autoconsumo sin almacenamiento año 1.  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Antes continuar la interpretación de los valores de la simulación. Recordamos que la tasa de autoconsumo indica el porcentaje de la energía generada por el sistema fotovoltaico que es consumida directamente en el lugar de instalación mientras que la tasa de autosuficiencia se refiere al porcentaje del consumo total del lugar que es cubierto por la energía generada por el sistema fotovoltaico ubicada en el mismo sitio. Las fórmulas correspondientes se detallan en la Figura 82.



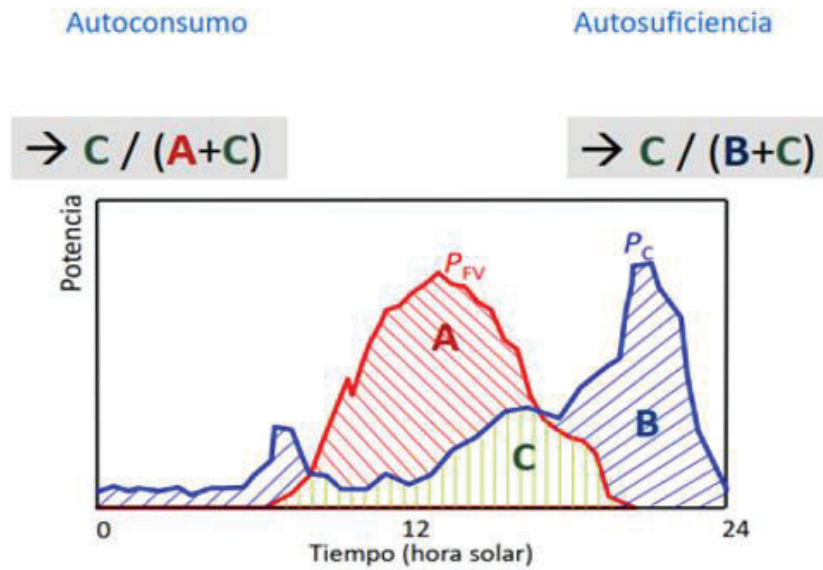


Figura 82. Formulas e imagen descriptiva de tasa de autoconsumo y autosuficiencia  
Fuente: (Olivieri, 2024)

En la Tabla 19, con los valores obtenidos en la simulación en PVsyst determinamos los porcentajes de la Tasa de autoconsumo y Autosuficiencia.

En este caso, la tasa de autoconsumo es del 51.40%, lo que significa que aproximadamente la mitad de la energía generada por los módulos solares (72,674 kWh del total de 147,759 kWh) se consume directamente en el sitio de instalación. De esta manera, se puede concluir que, si bien el sistema fotovoltaico está bien balanceado con respecto al consumo local, existe alrededor del 48.60% de excedente de energía generada que no se consume de manera directa y puede ser inyectado a la red de distribución o en todo caso esta energía ser almacenada.

En relación con la tasa de autosuficiencia, se calcula en un 46,92% que es casi la mitad de todo el consumo anual del sitio, el sistema fotovoltaico proporciona 72,674 kWh de los 154,877kWh requeridos, y este cálculo sugiere que el sistema fotovoltaico cubre una parte importante de la demanda anual de la edificación, sin embargo, necesita recurrir a la red eléctrica usando 82,203 kWh para cubrir el resto del consumo.

Parámetro	Valores
Angulo de inclinación de los módulos	B=35°
Angulo de azimut	$\alpha=-22^\circ$
Consumo anual [kWh]	154,877.00
Potencia pico del generador [kWp]	84,02
Potencia nominal total de los inversores [kWp]	75,00
Energía efectiva a la salida del conjunto Earray [kWh]	147,759.00
[C] Energía del sol / autoconsumo, E_solar [kWh]	72,674.00
[A] Energía inyectada a la red, E_Grid [kWh]	68,711.00
[B] Energía de la red, EFrGrid [kWh]	82,203.00
Tasa de autoconsumo	51,40%
Tasa de autosuficiencia	46,92%

Tabla 19. Balance-resultados principales, tasa de autoconsumo y autosuficiencia.

Fuente: Elaboración propia

### 5.5 Simulación del sistema de autoconsumo en PVsyst, con almacenamiento

Para realizar un análisis técnico del sistema de autoconsumo con almacenamiento en el generador fotovoltaico del caso de estudio, de potencia pico 84.2 kWp y un consumo promedio diario de 424 kWh/día (ver Figura 83), se han considerado diferentes capacidades de almacenamiento basadas en la capacidad nominal de descarga a 10 horas (C10) proporcionada por el fabricante.

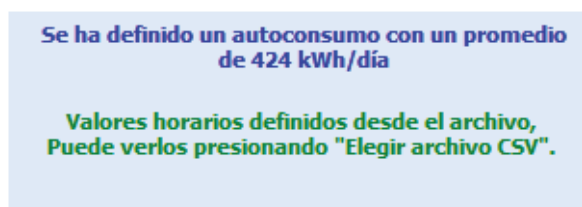


Figura 83. Autoconsumo promedio kWh/día, archivo CSV

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

La capacidad nominal a 10 horas de descarga (C10) indica la cantidad de energía que una batería puede suministrar de manera continua durante un periodo de 10 horas antes de agotarse su almacenamiento de energía. Este parámetro es importante de comprender para la evaluación de la capacidad de almacenamiento. En este análisis, consideramos varios escenarios que relaciona la capacidad de almacenamiento con el consumo promedio diario, aplicamos diferentes fracciones del consumo diario para determinar la capacidad de almacenamiento, y posteriormente se realiza la simulación en PVsyst.

- $C_n = 1$ : La capacidad normalizada es 1, lo que significa que el sistema de almacenamiento puede cubrir el 100 % del consumo diario 424 kWh.



- $C_n = 1/2$ : La capacidad normalizada es 0,5; lo que significa que el sistema de almacenamiento puede cubrir el 50 % del consumo diario 212 kWh.
- $C_n = 1/4$ : La capacidad normalizada es 0,25; lo que significa que el sistema de almacenamiento puede cubrir el 25 % del consumo diario 106 kWh.
- $C_n = 1/8$ : La capacidad normalizada es 0,125; lo que significa que el sistema de almacenamiento puede cubrir el 12,5 % del consumo diario 53 kWh.

En la Tabla 20, se muestra la capacidad de almacenamiento normalizado y los valores de energía almacenada en primera aproximación para la selección de baterías en PVsyst.

Capacidad normalizada $C_n$		Energía almacenada (kWh/día)
$C_n=0$	0,00	0,00
$C_n=1/8$	0,125	53,00
$C_n=1/4$	0,25	106,00
$C_n=1/2$	0,50	212,00
$C_n=1$	1,00	424,00

Tabla 20. Valores de Capacidad normalizada para almacenamiento de energía.  
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 84, se muestra la pantalla principal donde se selecciona para cada caso el almacenamiento de energía.

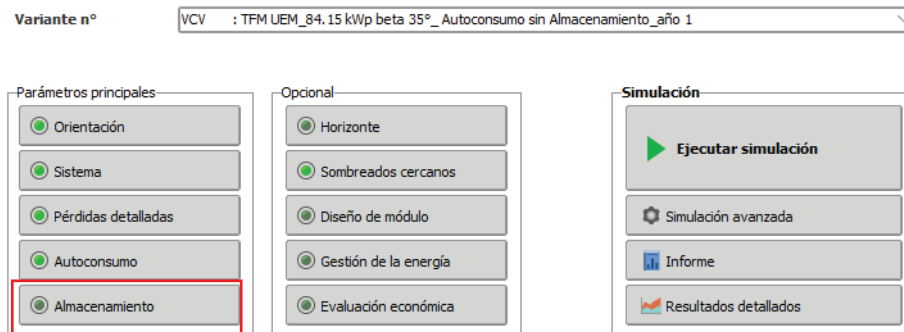


Figura 84. Selección de la opción Horizonte y Sombreados cercanos  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Para una capacidad normalizada  $C_n=1$ , seleccionamos las baterías ion litio de la marca BYD, En esta configuración, se pueden observar 10 estantes conectados en serie y 2 filas en paralelo, lo que permite almacenar una cantidad de energía equivalente a 426 kWh por día. Además, se presentan los tiempos de carga y descarga del conjunto de baterías (ver Figura 85). El mismo proceso se repite para las distintas capacidades normalizadas descritas en la Tabla 20

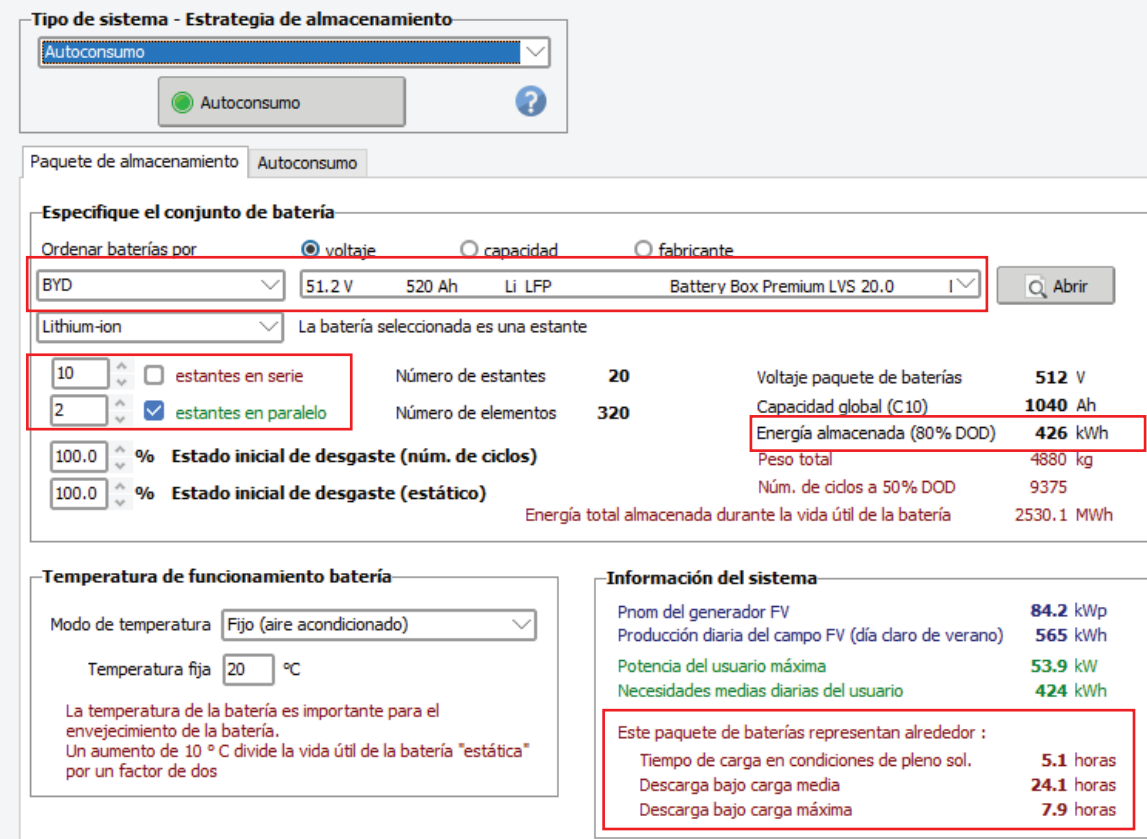


Figura 85. Sistema conectado a red con gestión de almacenamiento Cn=1

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

En la Tabla 21, se describen las baterías seleccionadas en PVsyst donde se indican la marca, modelo, cantidad de baterías y la energía almacenada del sistema kWh/día.

CAPACIDAD NORMALIZADA	MARCA DE BATERIA	TECNOLOIGA	MODELO DE BATERIA	ESTANTES DE BATERIAS EN SERIE	ESTANTES DE BATERIAS EN PARALELO	NÚMERO TOTAL DE ESTANTES DE BATERIAS	ENERGIA ALMACENADA (kWh/día)
Cn= 1	BYD	Lithium-ion, LFP	Battery Box Premium LVS 20.0	10	2	20	426
Cn= 0,5 (1/2)	BYD	Lithium-ion, LFP	Battery Box Premium LVS 20.0	5	2	10	213
Cn= 0,25 (1/4)	BYD	Lithium-ion, LFP	Battery Box Premium LVS 20.0	5	1	5	106
Cn= 0,125 (1/8)	BYD	Lithium-ion, LFP	Battery Box Premium LVS 16.0	3	1	3	51,1

Tabla 21. Datos de selección de las baterías respecto a la capacidad normalizada.

Fuente: Elaboración propia

### 5.5.1 Desarrollo de los resultados obtenidos en simulación PVsyst de sistema de autoconsumo con almacenamiento

Se ha realizado las simulaciones correspondientes para cada variante en función de la capacidad normalizada, el informe completo de cada variante se encuentran el Anexo X.

Los parámetros constantes de las simulaciones son las siguientes:

Consumo anual 154.877,00 kWh

Potencia pico del generador fotovoltaico 84,02 kWp

Potencia nominal de la suma de los dos inversores 75 kWn

Para la variante con  $C_n = 1$ , que corresponde a un almacenamiento equivalente a 424 kWh/día, los resultados más destacados de las simulaciones son los siguientes: producción del sistema (ver Figura 86), balance / resultados principales (ver Figura 88), y diagrama de pérdidas (ver Figura 87).

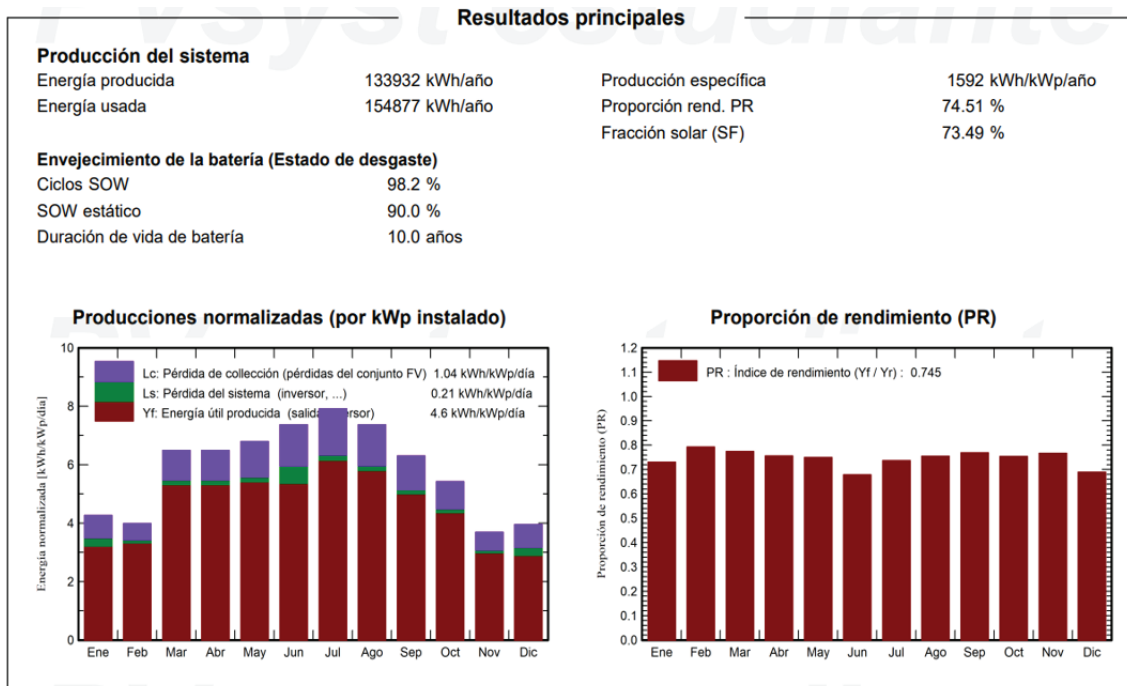


Figura 86. Producción del sistema de autoconsumo año 1, almacenamiento  $C_n=1$   
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

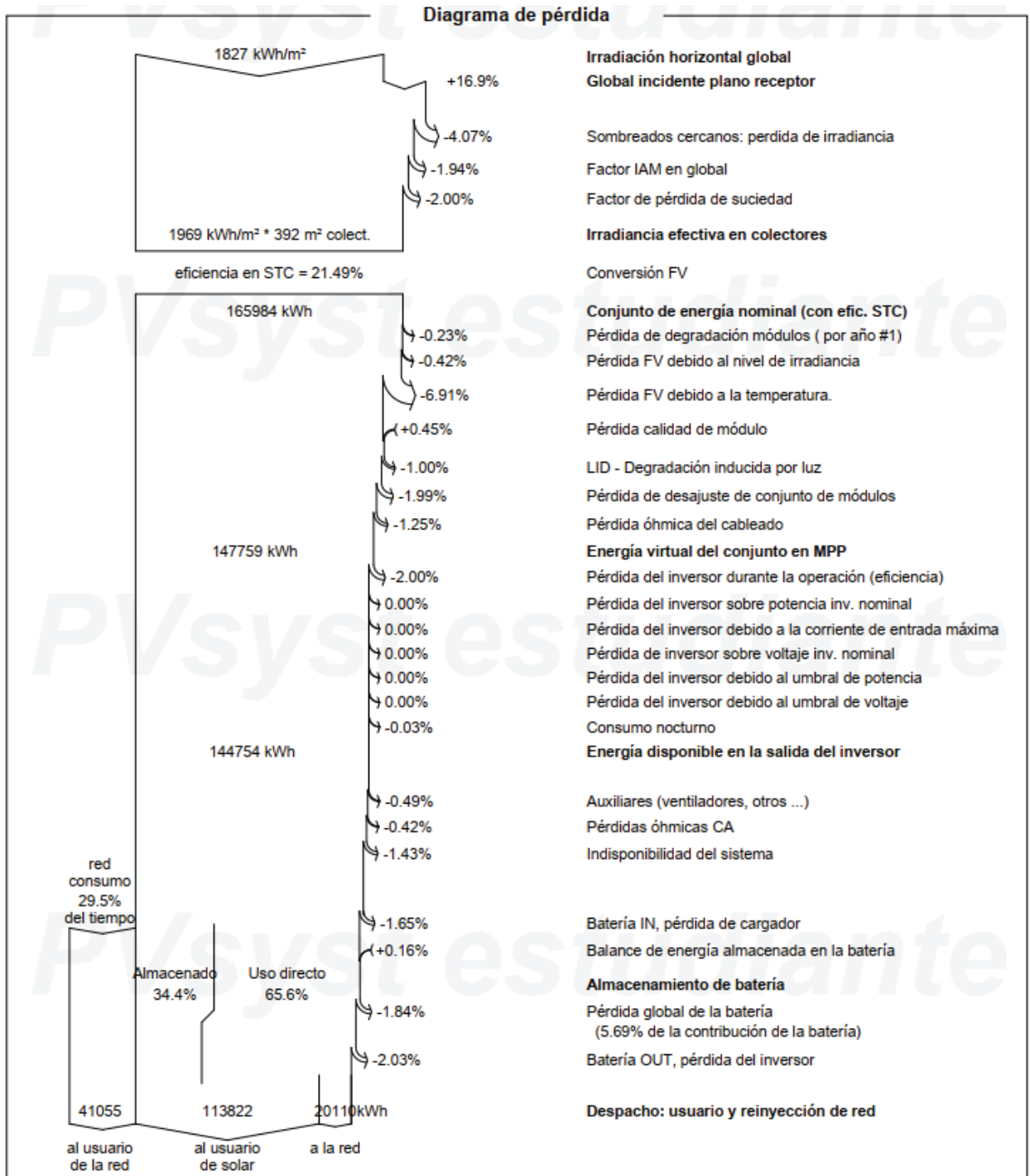


Figura 87. Diagrama de pérdidas del sistema de autoconsumo año 1, almacenamiento Cn=1  
Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	75.0	23.16	5.79	132.3	115.5	9119	14669	8135	0	6534
Febrero	78.0	36.27	5.36	111.6	101.4	8081	15297	7452	0	7845
Marzo	155.9	48.30	10.58	201.2	187.7	14293	17223	12953	162	4270
Abril	178.9	61.18	12.56	194.8	182.1	13819	15571	12022	377	3548
Mayo	215.5	64.09	18.98	210.6	196.6	14543	11343	11083	2198	260
Junio	236.0	65.25	23.54	221.0	206.4	15045	10746	10110	2517	636
Julio	256.8	53.13	25.97	245.4	230.1	16528	10496	10496	4732	0
Agosto	217.2	50.67	23.54	228.6	214.7	15577	6464	6464	8060	0
Septiembre	157.9	50.31	21.63	189.2	177.3	12998	11896	10377	1871	1519
Octubre	118.9	41.93	16.63	168.1	155.3	11709	13890	10478	193	3412
Noviembre	70.5	31.43	9.55	110.8	98.8	7774	14126	7150	0	6976
Diciembre	65.8	23.09	5.37	122.4	103.4	8274	13155	7101	0	6054
Año	1826.5	548.81	15.02	2136.0	1969.3	147759	154877	113822	20110	41055

**Legendas**

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

Figura 88. Balance y resultados principales sistema de autoconsumo año 1, almacenamiento Cn=1

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Al realizar las simulaciones para las diferentes variantes de capacidad normalizada (Cn) y extraer los valores del balance y resultados principales, obtenemos la Tabla 22, en la cual se analizan la tasa de autoconsumo y la autosuficiencia. Cabe destacar que, para un sistema de autoconsumo sin almacenamiento, en la tabla se considera Cn = 0.

- Potencia pico del generador fotovoltaico 84,02 [kWp]
- Potencia nominal total de los inversores 75 [kWp]
- Consumo anual de la edificación 154.877,00 [kWh]

Parámetro	Valores				
	0	1/8	1/4	1/2	1
Capacidad de almacenamiento Cn	0	1/8	1/4	1/2	1
Energía Almacenada [kWh/día]	0,00	51,50	106,00	213,00	426,00
Energía efectiva a la salida del conjunto Earray [kWh]	147.759,00	147.759,00	147.759,00	147.759,00	147.759,00
[C] Energía del sol/autoconsumo, E solar [kWh]	72.674,00	87.046,00	99.109,00	109.309,00	113.822,00
[A] Energía inyectada a la red, E Grid [kWh]	68.711,00	51.726,00	37.196,00	25.151,00	20.110,00
[B] Energía de la red, EFrGrid [kWh]	82.203,00	67.831,00	55.768,00	45.568,00	41.055,00
Tasa de autoconsumo	51,40%	62,73%	72,71%	81,29%	84,98%
Tasa de autosuficiencia	46,92%	56,20%	63,99%	70,58%	73,49%

Tabla 22. Resultados obtenidos de las variantes del sistema de autoconsumo con y sin almacenamiento.

Elaboración propia

De la Tabla 22, generamos dos graficas: Tasa de autoconsumo vs Cn y Tasa de autosuficiencia. (ver Figura 89).

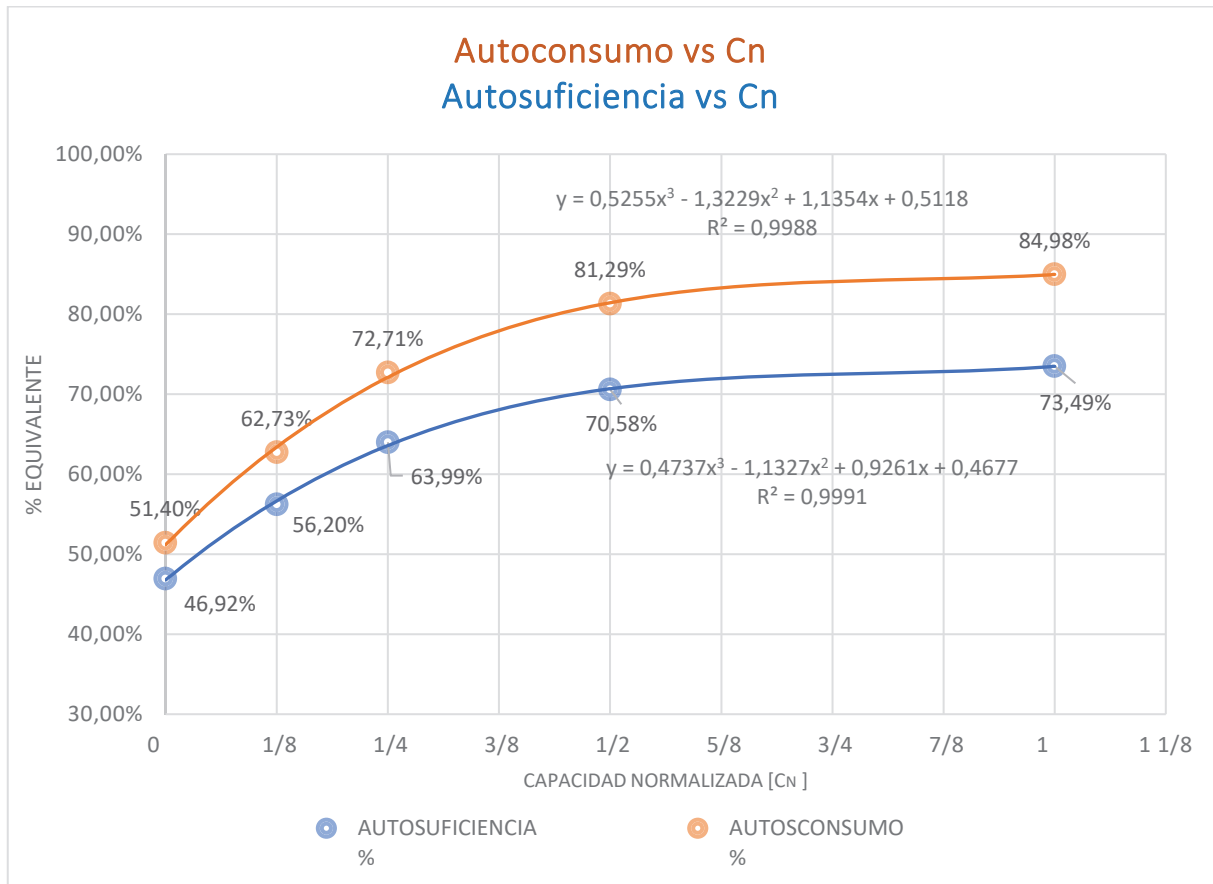


Figura 89. Grafica de Autoconsumo y Autosuficiencia vs Capacidad nominal de almacenamiento [Cn]  
Fuente: Elaboración propia, (Software PVsyst 7.4, 2024)

De acuerdo con el consumo diario introducido en PVsyst para este caso de estudio, interpretamos que, para un sistema de almacenamiento con una capacidad normalizada de  $C_n=1/2$  (213 kWh/día), la tasa de autoconsumo y autosuficiencia tiende a mantenerse constante a medida que la capacidad normalizada aumenta.

Además, al analizar la Tabla 22, se observa que, aunque la capacidad de almacenamiento se incremente, aún se sigue consumiendo energía de la red del distribuidor.

Técnicamente, se concluye que un almacenamiento con una capacidad normalizada entre  $C_n=1/4$  y  $C_n=1/2$  es viable, ya que permite reducir el consumo anual de energía de la red en aproximadamente un 44,5 % (45.568,00 kWh).

Sin embargo, es necesario realizar un análisis económico para determinar la viabilidad de implementar almacenamiento mediante baterías, para este caso de estudio.

## **6. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Se estudiará los costes asociados con la implementación y mantenimiento del proyecto, así como los ingresos previstos a lo largo de su vida útil.

El objetivo de este análisis es determinar la viabilidad económica del proyecto, lo que conlleva a analizar todos los gastos, comenzando desde los costes de inversión inicial, gastos operativos y de mantenimiento a lo largo de su vida útil. También, se proyectarán los ingresos futuros derivados de la generación de energía. Se abordarán distintos escenarios, el primero en un sistema fotovoltaico sin almacenamiento y los posteriores análisis con sistema de almacenamiento.

### **6.1 Inversión inicial.**

En este apartado, abordamos el coste total de la implementación del proyecto sistema de autoconsumo fotovoltaico. Primero consideramos el escenario sin almacenamiento, y luego abordamos los casos con almacenamiento en distintas capacidades normalizadas.

Tomamos como base los precios referenciales del mercado, según la experiencia recabada de proyectos se describen cada ítem que engloba un proyecto fotovoltaico industrial, así mismo considerando las dimensiones de la cubierta a estudiar. Se tiene los siguientes precios referenciales (ver Tabla 23)



Concepto	Detalle	Coste unitario	Unidades	Coste Total	%
Modulo Fotovoltaico	Suministro e instalación de panel fotovoltaico de células de silicio monocristalino, con una potencia de 550Wp, modelo HiKu6 Mono PERC CS6W-550MS, de Canadian solar	206,42 €	153	31.582,26 €	42,09%
Inversores	Huawei SUN2000-50KTL-M3-400V	4.010,00 €	1	4.010,00 €	5,34%
	Suministro e instalación de Inversor Huawei SUN2000 25KTL-M5-400V	2.172,00 €	1	2.172,00 €	2,89%
Contador bidireccional	Suministro e instalación de Contador Landis+Gyr E650	583,46 €	1	486,22 €	0,65%
Estructura soporte	Suministro e instalación de Estructura para cubierta Plana 12V de 3 módulo	243,90 €	51	12.438,90 €	16,58%
Cuadro eléctrico CC	Suministro e instalación de Cuadro eléctrico protecciones CC	447,78 €	2	895,56 €	1,19%
Cuadro eléctrico CA	Suministro e instalación de Cuadro eléctrico protecciones CA	5.648,99 €	1	5.648,99 €	7,53%
Cable	XLPE Cable eléctrico multiconductor, Afumex Clase 1000 V (AS), 3G4,0mm <sup>2</sup>	2,64 €	1000	2.640,00 €	3,52%
	XLPE Cable eléctrico solar tipo PV H1Z2Z2-K, unipolar 10mm <sup>2</sup>	1,95 €	500	975,00 €	1,30%
	XLPE Cable eléctrico multiconductor, Afumex Clase 1000 V (AS), 3G25mm <sup>2</sup>	13,95 €	100	1.395,00 €	1,86%
Canaleta	Suministro e instalación de Bandeja, Rejilla 60x100 GC + tapa Longitud 3m	88,68 €	44	3.901,92 €	5,20%
Puesta a tierra	Material PAT + accesorio, Conductor de cobre desnudo, de 35 mm <sup>2</sup>	2,78 €	500	1.390,00 €	1,85%
Obra civil	Adecuaciones y reparaciones	1.500,00 €	1	1.500,00 €	2,00%
Tramites	Legalizaciones e inspecciones	500,00 €	1	500,00 €	0,67%
Estudios complementarios	Análisis, estudios y cálculos generales	2.500,00 €	1	2.500,00 €	3,33%
Varios	Gatos imprevistos	3.000,00 €	1	3.000,00 €	4,00%
Presupuesto ejecución de material				<b>75.035,85 €</b>	<b>100,00%</b>
Gastos generales 13%				9.754,66 €	
Beneficie industrial 6%				4.502,15 €	
Presupuesto base sin IVA				<b>89.292,66 €</b>	
21% IVA				18.751,46 €	
<b>Presupuesto base de Proyecto Final</b>				<b>108.044,12 €</b>	

Tabla 23. Precio inicial de referencia, sistema de autoconsumo sin almacenamiento.  
Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 23 se muestra que el sistema de autoconsumo fotovoltaico llegara a un precio de Ciento ocho mil cuarenta y cuatro euros con doce céntimos de euros (**108.044,12 €**).

En este caso de estudio la potencia pico en generador fotovoltaico es de 84,15 kWp, esto quiere decir que el precio de instalación es 1,28 euros por Watio instalado (1,28 €/Wp). Siendo un precio conservador y estando en un rango aceptable (ENERGY, 2022).

## 6.2 Ahorro estimado, sin almacenamiento.

El ahorro estimado de generación de energía del sistema fotovoltaico se puede calcular simplemente multiplicando la energía que se ha generado para autoconsumo por el precio promedio de kilovatio hora (€/kWh), un cálculo no preciso para considerar la energía de autoconsumo. Sin embargo, para este caso de estudio consideramos una potencia

contratada superior a los 15 kW, en tal caso la tarifa que tiene el consumidor es la 3.0 TD, que consta con seis periodos que no son constantes a lo largo del año.

### 6.2.1 Precios tarifa

En la Tabla 24 se muestra el código de colores correspondiente a los periodos tarifarios 3.0 TD, presentando todos los periodos tarifarios unificados en una sola matriz (ver Tabla 25)

<b>P1</b>	
<b>P2</b>	
<b>P3</b>	
<b>P4</b>	
<b>P5</b>	
<b>P6</b>	

Tabla 24. Periodos tarifa 3.0TD  
Fuente: Elaboración Propia

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 25. Periodo de energía y potencia, Tarifa 3.0TD  
Fuente: (Energigreen, 2024)

Es importante destacar que, durante todos los sábados, domingos y días festivos del año, la tarifa aplicable es la P6, independientemente de la franja horaria. Esto representa el 30 % de los días del año aproximadamente. Para el cálculo, se han utilizado los precios de la tarifa "Endesa temporada 3.0 TD" (ver Tabla 26)

Periodo	Precio energía €/kWh	Precio potencia €/kW/día	Precio potencia €/kW/día
P1		0,238 €	0,038 €
P2		0,222 €	0,032 €
P3		0,204 €	0,010 €
P4		0,191 €	0,010 €
P5		0,170 €	0,007 €
P6		0,179 €	0,005 €

Tabla 26. Precios de periodos Endesa tarifa temporada 3.0TD  
Fuente: (Villasur, 2024)

Se emplearán únicamente los precios del costo de energía, ya que la potencia contratada se asumirá que siga siendo el mismo que la edificación tenga contratado.

A continuación, en la Tabla 27, se muestra la distribución de los precios por kWh durante un día distribuido en los meses correspondientes:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
1H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
2H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
3H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
4H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
5H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
6H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
7H	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
8H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €
9H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
10H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
11H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
12H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
13H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
14H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €
15H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €
16H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €
17H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €
18H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
19H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
20H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
21H	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,204 €	0,238 €	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €
22H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €
23H	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,170 €	0,191 €	0,222 €	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €

Tabla 27. Distribución de precios de tarifa 3.0TD a lo largo del día para cada mes  
Fuente: (Villasur, 2024)

Una vez conocida la matriz de coste de kWh a lo largo de cada mes en función de las horas, a dicha matriz se realizará la multiplicación con la matriz de generación de energía de autoconsumo (en los informes de simulaciones de PVsyst la energía de autoconsumo esta descrita como energía del sol “E\_solar”).

### 6.2.2 Ahorro energético

Del software PVsyst, extraemos valores de generación de la energía de autoconsumo a lo largo de un año “E\_Solar”, considerando el primer caso del sistema sin almacenamiento (ver Tabla 28).

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5H	0	0	0	0	2	16	2	0	0	0	0	0
6H	0	0	0	134	215	215	235	152	31	0	0	0
7H	0	2	314	352	249	363	429	227	402	254	12	0
8H	246	344	684	627	490	467	532	373	641	620	398	238
9H	594	558	936	772	636	576	625	394	731	766	618	589
10H	806	723	1.094	847	669	577	628	393	778	857	704	661
11H	759	802	1.077	909	680	621	668	406	737	894	784	740
12H	744	718	993	936	704	635	681	394	721	883	798	718
13H	675	656	1.017	907	667	583	664	345	696	860	760	698
14H	568	543	823	700	560	565	654	283	583	752	608	598
15H	536	522	751	656	529	529	601	277	564	619	402	499
16H	320	332	577	532	477	496	563	275	402	304	159	168
17H	1	70	158	176	217	234	259	221	120	29	0	0
18H	0	0	9	58	97	102	108	78	15	0	0	0
19H	0	0	0	0	6	32	33	2	0	0	0	0
20H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total mes (kWh)</b>	<b>5.249,0</b>	<b>5.270,0</b>	<b>8.433,0</b>	<b>7.606,0</b>	<b>6.198,0</b>	<b>6.011,0</b>	<b>6.682,0</b>	<b>3.820,0</b>	<b>6.421,0</b>	<b>6.838,0</b>	<b>5.243,0</b>	<b>4.909,0</b>

Tabla 28. Distribución horaria de autoconsumo largo del día para cada mes, sin almacenamiento

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

Como se mencionó, un aproximado del 30 % de los días del año en Madrid corresponde a sábados, domingos y festivos. Aproximamos este porcentaje para simplificar el cálculo, sin embargo, está próximo de la realidad, en la Tabla 28 se reducirá al 70 % siendo el equivalente de generación de autoconsumo de días laborales, generando así la nueva Tabla 29.

Horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5H	0	0	0	0	1,4	11,2	1,4	0	0	0	0	0
6H	0	0	0	93,8	150,5	150,5	164,5	106,4	21,7	0	0	0
7H	0	1,4	219,8	246,4	174,3	254,1	300,3	158,9	281,4	177,8	8,4	0
8H	172,2	240,8	478,8	438,9	343	326,9	372,4	261,1	448,7	434	278,6	166,6
9H	415,8	390,6	655,2	540,4	445,2	403,2	437,5	275,8	511,7	536,2	432,6	412,3
10H	564,2	506,1	765,8	592,9	468,3	403,9	439,6	275,1	544,6	599,9	492,8	462,7
11H	531,3	561,4	753,9	636,3	476	434,7	467,6	284,2	515,9	625,8	548,8	518
12H	520,8	502,6	695,1	655,2	492,8	444,5	476,7	275,8	504,7	618,1	558,6	502,6
13H	472,5	459,2	711,9	634,9	466,9	408,1	464,8	241,5	487,2	602	532	488,6
14H	397,6	380,1	576,1	490	392	395,5	457,8	198,1	408,1	526,4	425,6	418,6
15H	375,2	365,4	525,7	459,2	370,3	370,3	420,7	193,9	394,8	433,3	281,4	349,3
16H	224,0	232,4	403,9	372,4	333,9	347,2	394,1	192,5	281,4	212,8	111,3	117,6
17H	0,7	49,0	110,6	123,2	151,9	163,8	181,3	154,7	84	20,3	0	0
18H	0	0	6,3	40,6	67,9	71,4	75,6	54,6	10,5	0	0	0
19H	0	0	0	0	4,2	22,4	23,1	1,4	0	0	0	0
20H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total días laborables (kWh)	3.674,3	3.689,0	5.903,1	5.324,2	4.338,6	4.207,7	4.677,4	2.674,0	4.494,7	4.786,6	3.670,1	3.436,3

Tabla 29. Distribución horaria de autoconsumo largo del día para cada mes, días laborables sin almacenamiento

Fuente: (Software PVsyst 7.4, 2024)

La Tabla 30 presenta un resumen de la energía generada mediante fotovoltaica durante los días laborables, sábados, domingos y festivos. Además, se incluyen los valores mensuales de la energía inyectada a la red (E\_Grid), los cuales fueron extraídos del informe generado por PVsyst (Balances y Resultados Principales, Figura 80).

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total, año
Gen. FV días Laborales [kWh]	3.674,3	3.689,0	5.903,1	5.324,2	4.338,6	4.207,7	4.677,4	2.674,0	4.494,7	4.786,6	3.670,1	3.436,3	50.876,0
Gen. FV: Sa, Dom, Fest [kWh]	1.574,7	1.581,0	2.529,9	2.281,8	1.859,4	1.803,3	2.004,6	1.146,0	1.926,3	2.051,4	1.572,9	1.472,7	21.804,0
Energía Inyectada a la red [kWh]	3.144,0	2.569,0	5.436,0	5.806,0	7.925,0	7.515,0	9.369,0	11.309,0	6.208,0	4.536,0	2.304,0	2.635,0	68.756,0

Tabla 30. Energía generada para autoconsumo (días laborales, festivos) y Energía inyectada a la red

Fuente: Elaboración propia

Para los días laborables, donde existe discriminación horaria, la energía generada se multiplica por el porcentaje correspondiente a cada franja horaria y, posteriormente, por el precio de la energía asociado a dicha franja. Esto permite obtener las siguientes cantidades para cada hora y cada mes. Es importante destacar que cada hora representa el promedio de su franja horaria a lo largo del mes.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total Año
0H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5H	0	0	0	0	0,3 €	2,00 €	0,25 €	0	0	0	0	0	3
6H	0	0	0	16,79 €	26,94 €	26,94 €	29,45 €	19,05 €	3,88 €	0	0	0	123,04 €
7H	0	0,25 €	39,34 €	44,11 €	31,20 €	45,48 €	53,75 €	28,44 €	50,37 €	31,83 €	1,50 €	0	326,28 €
8H	38,23 €	53,46 €	97,68 €	74,61 €	58,31 €	62,44 €	82,67 €	49,87 €	85,70 €	73,78 €	56,83 €	36,99 €	770,57 €
9H	98,96 €	92,96 €	145,45 €	103,22 €	85,03 €	82,25 €	104,13 €	56,26 €	104,39 €	102,41 €	96,04 €	98,13 €	1.169,23 €
10H	134,28 €	120,45 €	170,01 €	113,24 €	89,45 €	82,40 €	104,62 €	56,12 €	111,10 €	114,58 €	109,40 €	110,12 €	1.315,77 €
11H	126,45 €	133,61 €	167,37 €	121,53 €	90,92 €	88,68 €	111,29 €	57,98 €	105,24 €	119,53 €	121,83 €	123,28 €	1.367,71 €
12H	123,95 €	119,62 €	154,31 €	125,14 €	94,12 €	90,68 €	113,45 €	56,26 €	102,96 €	118,06 €	124,01 €	119,62 €	1.342,19 €
13H	112,46 €	109,29 €	158,04 €	121,27 €	89,18 €	83,25 €	110,62 €	49,27 €	99,39 €	114,98 €	118,10 €	116,29 €	1.282,13 €
14H	88,27 €	84,38 €	117,52 €	83,30 €	66,64 €	75,54 €	101,63 €	37,84 €	77,95 €	89,49 €	86,82 €	92,93 €	1.002,31 €
15H	83,29 €	81,12 €	107,24 €	78,06 €	62,95 €	70,73 €	93,40 €	37,03 €	75,41 €	73,66 €	57,41 €	77,54 €	897,85 €
16H	49,73 €	51,59 €	82,40 €	63,31 €	56,76 €	66,32 €	87,49 €	36,77 €	53,7 €	36,18 €	22,71 €	26,11 €	633,10 €
17H	0,16 €	10,88 €	22,56 €	20,94 €	25,82 €	31,29 €	40,25 €	29,55 €	16,0 €	3,45 €	0	0	200,94 €
18H	0	0	1,40 €	7,75 €	12,97 €	14,57 €	17,99 €	11,14 €	2,1 €	0	0	0	67,96 €
19H	0	0	0	0	0,80 €	4,57 €	5,5 €	0,29 €	0	0	0	0	11,16 €
20H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro días laborales	855,77 €	857,62 €	1.263,33 €	973,28 €	791,35 €	827,13 €	1.056,49 €	525,86 €	888,32 €	877,94 €	794,66 €	801,01 €	10.512,75 €

Tabla 31. Ahorro por autoconsumo en días laborales por cada hora por meses, sin almacenamiento

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, el ahorro por autoconsumo en días laborables asciende a 10.512,75 €. A este monto deben sumarse dos valores adicionales: el primero, correspondiente a los días festivos, en los que se aplica la tarifa P6 (ver Tabla 32); y el segundo, relacionado con la compensación por los excedentes inyectados a la red (de Figura 80), los cuales se compensan a un valor de 0,06 €/kWh (ver Tabla 33), según lo establecido por la empresa comercializadora Endesa.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total, año
Total Laborales	855,77 €	857,62 €	1.263,33 €	973,28 €	791,35 €	827,13 €	1.056,49 €	525,86 €	888,32 €	877,94 €	794,66 €	801,01 €	10.512,75 €
Total Sa, Dom, Fest	281,87 €	283,00 €	452,85 €	408,44 €	332,83 €	322,79 €	358,82 €	205,13 €	344,81 €	367,20 €	281,55 €	263,61 €	3.902,92 €
Total Autoconsumo	1.137,64 €	1.140,62 €	1.716,18 €	1.381,72 €	1.124,18 €	1.149,92 €	1.415,32 €	730,99 €	1.233,13 €	1.245,14 €	1.076,21 €	1.064,62 €	14.415,66 €

Tabla 32. Ahorro final por autoconsumo en días laborales y festivos. Sin almacenamiento

Fuente: Elaboración propia

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total, año
Total Autoconsumo	1.137,64 €	1.140,62 €	1.716,18 €	1.381,72 €	1.124,18 €	1.149,92 €	1.415,32 €	730,99 €	1.233,13 €	1.245,14 €	1.076,21 €	1.064,62 €	14.415,66 €
Total compensación	188,64 €	154,14 €	326,16 €	348,36 €	475,50 €	450,90 €	562,14 €	678,54 €	372,48 €	272,16 €	138,24 €	158,10 €	4.125,36 €
Total año "€"	3.601,56 €	3.575,99 €	5.474,69 €	4.493,53 €	3.848,03 €	3.900,66 €	4.808,09 €	2.871,52 €	4.071,86 €	4.007,59 €	3.366,86 €	3.351,96 €	18.541,02 €

Tabla 33. Ahorro final considerando autoconsumo y compensación. Sin almacenamiento

Fuente: Elaboración propia

El cálculo concluye que la producción de energía del sistema de autoconsumo genera un ahorro anual estimado de 14.415,66 €. Además, el ahorro previsto por la compensación de energía asciende a 4.125,36 €, obteniendo así un ahorro total anual estimado de 18.541,02 € gracias a la generación del sistema de autoconsumo, en este caso sin considerar aun el almacenamiento energético.

### **6.3 Gastos de funcionamiento**

Los gastos que se refieren al funcionamiento tienen una incidencia importante en la determinación de la rentabilidad del proyecto. Estos gastos son los costes operativos para que el sistema fotovoltaico pueda funcionar correctamente.

Entre ellos se cuenta con el gasto de operación y mantenimiento (O&M), considerado en las inspecciones periódicas del sistema en conjunto, limpieza de paneles, reparaciones de componentes como inversores o paneles y mano de obra en general. Para este caso de estudio se considera el 2% de la inversión inicial, lo que equivale a **2.160,88 €** al año.

Además, un gasto importante para el funcionamiento del sistema fotovoltaico es el Seguro contra daños materiales, que cubre daños por causas externas, daños accidentales y daños de instalación. Este seguro o póliza busca reparar o reemplazar los componentes dañados. Para este caso de estudio la póliza tiene un valor de **750,00 €** (Helvetia, s.f.).

El total de los gastos de funcionamiento del sistema fotovoltaico para el primer año será de **2.910,88 €**.

### **6.4 Rentabilidad**

En este apartado se analizarán los flujos de caja del proyecto, a través de los cuales se puede obtener un seguimiento del ingresos y egresos durante la vida útil del proyecto. Estos flujos nos proporcionan información respecto a la capacidad del proyecto para generar ingresos, cubrir los costes y los gastos de funcionamiento.

#### **6.4.1 Análisis de flujo de caja**

Para realizar el análisis de la inversión proyectando el flujo de caja del sistema de autoconsumo fotovoltaico para este caso sin almacenamiento, necesitaremos establecer argumentos e hipótesis, que son los siguientes:

- El horizonte de tiempo de la inversión será de 25 años.
- Inversión inicial del proyecto es de 108.044,12 € antes del primer año.



- Descenso de producción debió al envejecimiento del sistema, de acuerdo a la degradación a largo plazo de los módulos. Se ha considerado las recomendaciones del fabricante y las consideraciones del software PVsyst, se tomará un porcentaje de degradación promedio anual del 0.3 %
- Descenso de producción de energía de autoconsumo, y de la energía inyectada a red se de igual manera se considera una degradación promedio anual de 0,3 %
- La producción anual de energía de autoconsumo fue calculada a lo largo de este proyecto y se tiene un valor de 72.680,00 kWh (ver Tabla 30 y Figura 80).
- La producción anual de energía inyectada a red o excedente según simulación a lo largo de este proyecto tiene un valor de 68.756,00 kWh(ver Tabla 30 y Figura 80).
- Conociendo que el ahorro del primer año por la energía de autoconsumo es de 14.415,66 €, se obtiene un precio promedio de la energía generada y es de 0,1983 €/kWh. Este precio se estima que aumente a una tasa anual del 2,5%.
- En este caso de estudio se ha considerado el valor de precio de 0,06 €/kWh por compensación por inyección de la energía a red. Este precio se estima que aumente a una tasa anual del 2,5%
- Los gastos de funcionamiento para el primer año son de 2.910,88 €, se incrementarán según recomendación del índice de precios al consumidor “IPC”, y será de una tasa anual del 1,5 %.

A partir de estos argumentos e hipótesis, se calcula el flujo de caja durante el horizonte del proyecto, que abarca un periodo de 25 años (ver Tabla 34).

Año	Producción (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente (kWh)	Precio energía autoconsumo (kWh)	Precio energía excedente (kWh)	Inversion (€)	Ingresos (€)	Coste Funcionamiento (€)	Flujo Caja (€)	Flujo de caja acumulado (€)
1	141.436,00	72.680,00	68.756,00	0,198	0,060	108.044,12	18.541,02	2.910,88	-92.413,98	-92.413,98
2	141.011,69	72.461,96	68.549,73	0,203	0,062		18.921,96	2.954,54	15.967,42	-76.446,56
3	140.588,66	72.244,57	68.344,08	0,208	0,063		19.336,83	2.998,86	16.337,97	-60.108,59
4	140.166,89	72.027,84	68.139,05	0,213	0,065		19.760,79	3.043,84	16.716,94	-43.391,65
5	139.746,39	71.811,76	67.934,63	0,219	0,066		20.194,04	3.089,50	17.104,54	-26.287,11
6	139.327,15	71.596,32	67.730,83	0,224	0,068		20.636,80	3.135,84	17.500,95	-8.786,16
7	<b>138.909,17</b>	<b>71.381,53</b>	<b>67.527,64</b>	<b>0,230</b>	<b>0,070</b>		<b>21.089,26</b>	<b>3.182,88</b>	<b>17.906,38</b>	<b>9.120,22</b>
8	138.492,44	71.167,39	67.325,05	0,235	0,071		21.551,64	3.230,63	18.321,02	27.441,23
9	138.076,96	70.953,89	67.123,08	0,241	0,073		22.024,16	3.279,08	18.745,08	46.186,31
10	137.662,73	70.741,02	66.921,71	0,247	0,075		22.507,04	3.328,27	19.178,77	65.365,08
11	137.249,75	70.528,80	66.720,94	0,253	0,077		23.000,51	3.378,20	19.622,31	84.987,39
12	136.838,00	70.317,21	66.520,78	0,260	0,079		23.504,79	3.428,87	20.075,93	105.063,32
13	136.427,48	70.106,26	66.321,22	0,266	0,081		24.020,14	3.480,30	20.539,83	125.603,15
14	136.018,20	69.895,94	66.122,26	0,273	0,083		24.546,78	3.532,51	21.014,27	146.617,42
15	135.610,15	69.686,26	65.923,89	0,280	0,085		25.084,97	3.585,49	21.499,47	168.116,89
16	135.203,32	69.477,20	65.726,12	0,287	0,087		25.634,95	3.639,28	21.995,68	190.112,57
17	134.797,71	69.268,77	65.528,94	0,294	0,089		26.197,00	3.693,86	22.503,13	212.615,71
18	134.393,31	69.060,96	65.332,35	0,301	0,091		26.771,37	3.749,27	23.022,10	235.637,80
19	133.990,13	68.853,78	65.136,36	0,309	0,094		27.358,33	3.805,51	23.552,82	259.190,62
20	133.588,16	68.647,22	64.940,95	0,317	0,096		27.958,16	3.862,59	24.095,57	283.286,19
21	133.187,40	68.441,27	64.746,12	0,324	0,098		28.571,15	3.920,53	24.650,61	307.936,80
22	132.787,83	68.235,95	64.551,88	0,333	0,101		29.197,57	3.979,34	25.218,23	333.155,03
23	132.389,47	68.031,24	64.358,23	0,341	0,103		29.837,72	4.039,03	25.798,69	358.953,72
24	131.992,30	67.827,15	64.165,15	0,349	0,106		30.491,92	4.099,62	26.392,30	385.346,02
25	131.596,33	67.623,67	63.972,66	0,358	0,109		31.160,45	4.161,11	26.999,34	412.345,36

Tabla 34. Proyección de flujo de caja de horizonte 25 años. Sin almacenamiento  
Fuente: Elaboración propia

### 6.4.2 Periodo de retorno (Payback period)

Es una métrica financiera, que indica el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de caja que se ha generado por el proyecto.

La Figura 90 muestra un análisis de inversión a lo largo de 25 años, donde se observa el periodo de retorno es de aproximado el año 6,5, ya que es en ese momento cuando las pérdidas acumuladas se recuperan y la inversión comienza a generar ganancias positivas.

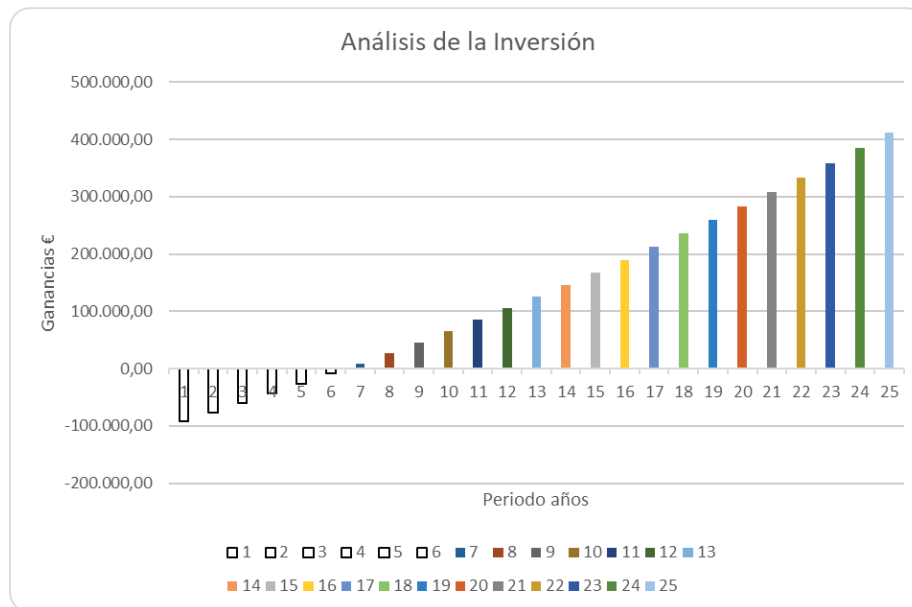


Figura 90. Proyección de los flujos de caja acumulados. Sin almacenamiento  
Fuente: Elaboración propia

### 6.5 Ahorro estimado, Rentabilidad en sistemas autoconsumo con almacenamiento

En este apartado se explica el análisis de la inversión inicial de los distintos escenarios de sistema de autoconsumo con almacenamiento.

A continuación, en las siguientes tablas se detalla los precios iniciales de cada escenario tomando como base el costo inicial del sistema de autoconsumo sin almacenamiento en cuanto al precio de presupuesto de ejecución del material.

En cuanto al precio de los estantes de baterías se ha definido de acuerdo a los precios actuales en el mercado, y las cantidades de los estantes de baterías juntamente con la marca y modelo fueron extraídos del apartado 5.5 ya estudiado.

Capacidad nominal de almacenamiento  $C_n=0.125$ , En la Tabla 35 se muestra que el precio base del proyecto final asciende a un monto de **132.649,13 €**. Así mismo para los gastos de funcionamiento se considera para O&M el 2% del precio inicial siendo un monto de

2.652,98 € y para simplificar el análisis el cálculo consideramos un seguro de **750,00 €** por lo tanto el gasto de funcionamiento asciende a un valor de **3.402,98 €**.

Concepto	Detalle	Coste unitario	Unidades	Coste Total	%
Sistema Global	Sistema autoconsumo fotovoltaico	75.035,85 €	1	75.035,85 €	81,45%
Almacenamiento	BYD Battery-Box Premium LVS 16,0 (16kWh) Por estantes cada uno	5.696,00 €	3	17.088,00 €	18,55%
Presupuesto ejecución de material				<b>92.123,85 €</b>	<b>100,00%</b>
Gastos generales 13%				11.976,10 €	
Beneficie industrial 6%				5.527,43 €	
Presupuesto base sin IVA				<b>109.627,38 €</b>	
21% IVA				23.021,75 €	
<b>Presupuesto base de Proyecto Final (Cn=0,125)</b>				<b>132.649,13 €</b>	

Tabla 35. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. Cn=0.125  
Fuente: Elaboración propia

Capacidad nominal de almacenamiento Cn=0,25. En la Tabla 36 se muestra que el precio base del proyecto final asciende a un monto de **158.116,64 €**. Así mismo para los gastos de funcionamiento se considera para O&M el 2% del precio inicial siendo un monto de 3.162,33 € y para simplificar el análisis el cálculo consideramos un seguro de **750,00 €** por lo tanto el gasto de funcionamiento asciende a un valor de **3.912,33 €**

Concepto	Detalle	Coste unitario	Unidades	Coste Total Cn=0,25	%
Sistema Global	Sistema autoconsumo fotovoltaico	75.035,85 €	1	75.035,85 €	68,33%
Almacenamiento	BYD Battery-Box Premium LVS 20,0 (20 kWh) Por estantes cada uno	6.955,00 €	5	34.775,00 €	31,67%
Presupuesto ejecución de material				<b>109.810,85 €</b>	<b>100,00%</b>
Gastos generales 13%				14.275,41 €	
Beneficie industrial 6%				6.588,65 €	
Presupuesto base sin IVA				<b>130.674,91 €</b>	
21% IVA				27.441,73 €	
<b>Presupuesto base de Proyecto Final (Cn=0,25)</b>				<b>158.116,64 €</b>	

Tabla 36. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. Cn=0,25  
Fuente: Elaboración propia

Capacidad nominal de almacenamiento Cn=0,5. En la Tabla 37 se muestra que el precio base del proyecto final asciende a un monto de **208.189,17 €**. Así mismo para los gastos de funcionamiento se considera para O&M el 2% del precio inicial siendo un monto de 4.163,78 € y para simplificar el análisis el cálculo consideramos un seguro de **750,00 €** por lo tanto el gasto de funcionamiento asciende a un valor de **4.913,78 €**.

Concepto	Detalle	Coste unitario	Unidades	Coste Total	%
Sistema Global	Sistema autoconsumo fotovoltaico	75.035,85 €	1	75.035,85 €	51,90%
Almacenamiento	BYD Battery-Box Premium LVS 20,0 (20 kWh) Por estantes cada uno	6.955,00 €	10	69.550,00 €	48,10%
Presupuesto ejecución de material				<b>144.585,85 €</b>	100,00%
Gastos generales 13%				18.796,16 €	
Beneficie industrial 6%				8.675,15 €	
Presupuesto base sin IVA				<b>172.057,16 €</b>	
21% IVA				36.132,00 €	
<b>Presupuesto base de Proyecto Final (Cn=0,5)</b>				<b>208.189,17 €</b>	

Tabla 37. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. Cn=0,5  
Fuente: Elaboración propia

Capacidad nominal de almacenamiento Cn=1. En la Tabla 38 se muestra que el precio base del proyecto final asciende a un monto de **308.334,21 €**. Así mismo para los gastos de funcionamiento se considera para O&M el 2% del precio inicial siendo un monto de 6.166,68 € y para simplificar el análisis el cálculo consideramos un seguro de **750,00 €** por lo tanto el gasto de funcionamiento asciende a un valor de **6.916,68 €**.

Concepto	Detalle	Coste unitario	Unidades	Coste Total	%
Sistema Global	Sistema autoconsumo fotovoltaico	75.035,85 €	1	75.035,85 €	35,04%
Almacenamiento	BYD Battery-Box Premium LVS 20,0 (20 kWh) Por estantes cada uno	6.955,00 €	20	139.100,00 €	64,96%
Presupuesto ejecución de material				<b>214.135,85 €</b>	100,00%
Gastos generales 13%				27.837,66 €	
Beneficie industrial 6%				12.848,15 €	
Presupuesto base sin IVA				<b>254.821,66 €</b>	
21% IVA				53.512,55 €	
<b>Presupuesto base de Proyecto Final (Cn=1)</b>				<b>308.334,21 €</b>	

Tabla 38. Precio inicial sistema de autoconsumo con almacenamiento. Cn=0,5  
Fuente: Elaboración propia

Para cada escenario de las distintas capacidades nominales se han aplicado los mismos criterios económicos que en el escenario del sistema sin almacenamiento. Las tablas que corresponden a cada escenario se encuentran en los anexos de este proyecto. Se ha analizado el ahorro energético en relación con la tarifa 3.0 TD, así como el flujo de caja y el período de retorno.

A continuación, mostramos en las siguientes figuras las gráficas de tiempo de retorno de cada escenario.

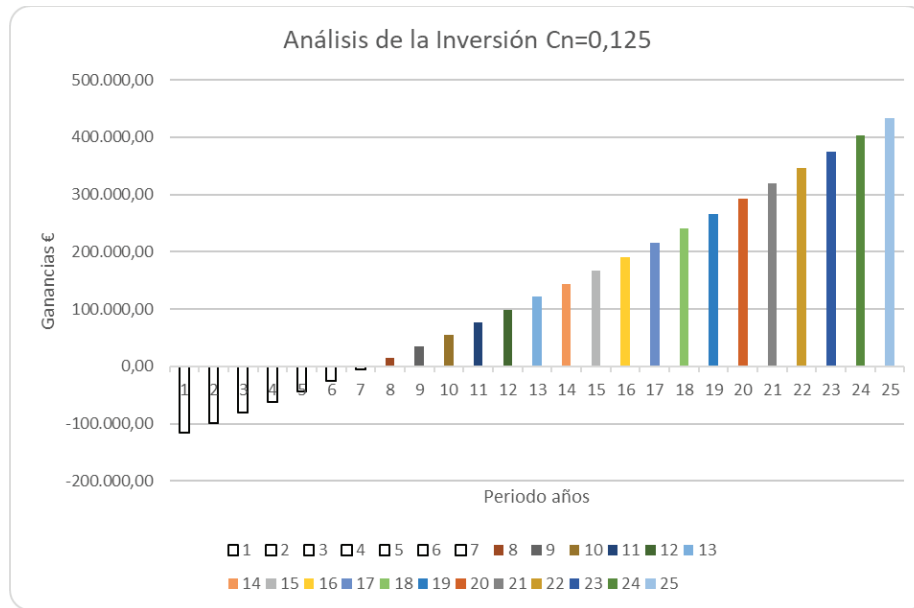


Figura 91. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento Cn=0,125  
Fuente: Elaboración propia

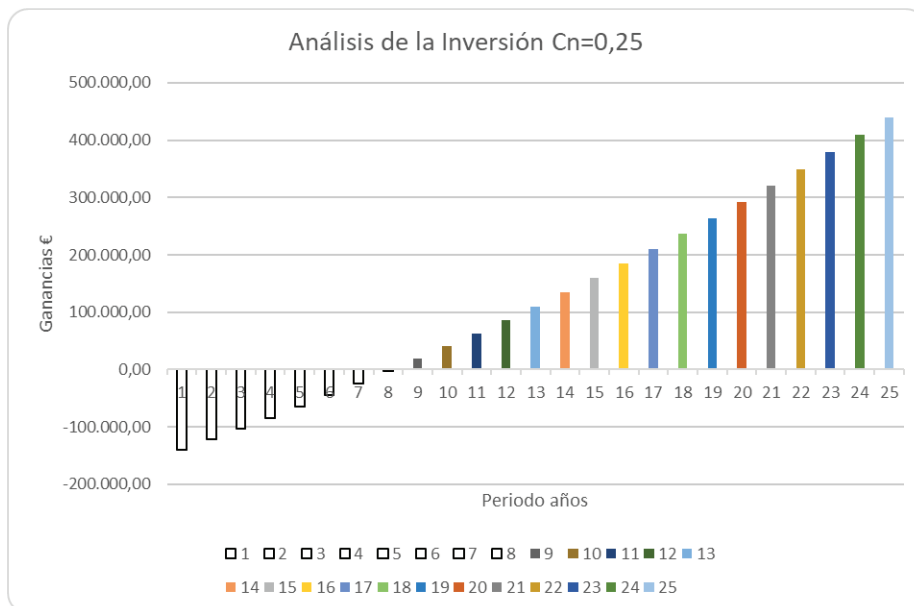


Figura 92. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento Cn=0,25  
Fuente: Elaboración propia

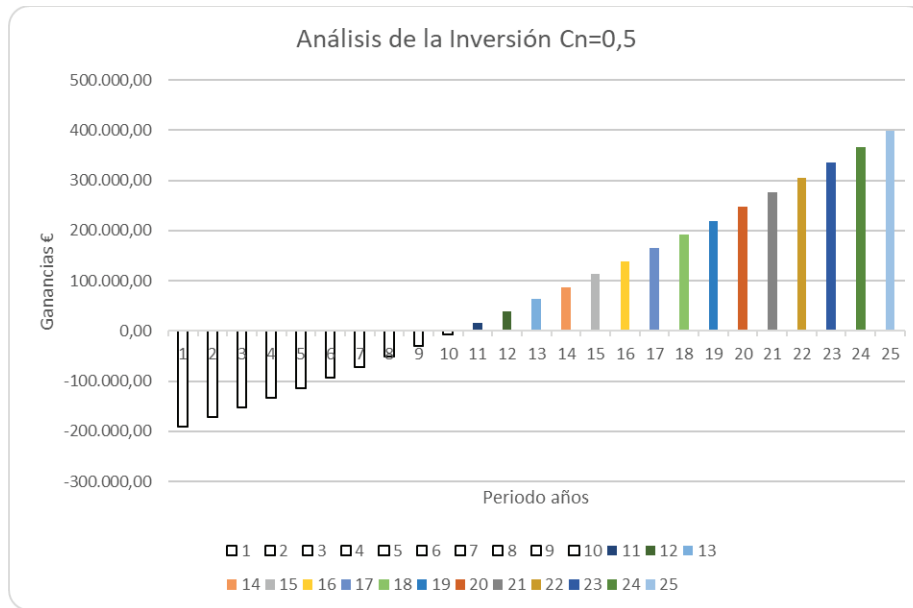


Figura 93. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento Cn=0,5  
Fuente: Elaboración propia

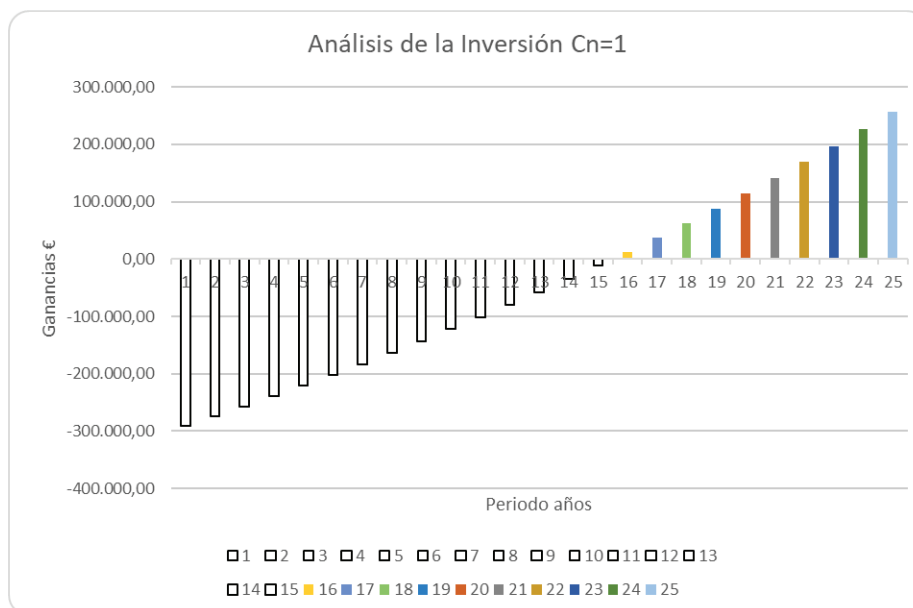


Figura 94. Proyección de los flujos de caja acumulados. Con almacenamiento Cn=1  
Fuente: Elaboración propia

A partir de los datos obtenidos en los informes generados por la simulación en el software PVsyst, se destacan los valores presentados en la Tabla 39. Es importante señalar que los informes detallados de cada escenario se encuentran en los anexos de este proyecto.

Parámetro	Valores				
Capacidad de almacenamiento Cn	0	1/8	1/4	1/2	1
Energía Almacenada [kWh/día]	0,00	51,50	106,00	213,00	426,00
Consumo anual [kWh]	154.877,00	154.877,00	154.877,00	154.877,00	154.877,00
Potencia pico del generador fotovoltaico [kWp]	84,02	84,02	84,02	84,02	84,02
Potencia nominal total de los inversores [kWp]	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
Energía efectiva a la salida del conjunto Earray [kWh]	147.759,00	147.759,00	147.759,00	147.759,00	147.759,00
[C] Energía del sol/autoconsumo, E <sub>solar</sub> [kWh]	72.674,00	87.046,00	99.109,00	109.309,00	113.822,00
[A] Energía inyectada a la red, E <sub>Grid</sub> [kWh]	68.711,00	51.726,00	37.196,00	25.151,00	20.110,00
[B] Energía de la red, E <sub>FrGrid</sub> [kWh]	82.203,00	67.831,00	55.768,00	45.568,00	41.055,00
Tasa de autoconsumo	51,40%	62,73%	72,71%	81,29%	84,98%
Tasa de autosuficiencia	46,92%	56,20%	63,99%	70,58%	73,49%
Inversión total [€]	108.044,12	132.649,13	158.116,64	208.189,17	308.334,21
Ahorro anual [€]	15.630,14	16.941,39	17.891,61	18.049,22	16.601,88
Periodo de retorno de inversión [años]	6,5	7,4	8,2	10,4	15,5

Tabla 39. Balance de rentabilidad económica con sistemas de autoconsumo.

Fuente: Elaboración propia

De manera resumida explicamos los parámetros:

**Tasa de autoconsumo (%):** Indica el porcentaje de la energía que se produce en el sistema fotovoltaico que es consumida directamente por la edificación industrial. Una tasa de autoconsumo alta significa que la mayor parte de la energía generada se utiliza en la propia instalación.

**Tasa de autosuficiencia (%):** Es el porcentaje de la energía total consumida que proviene de la energía generada por el sistema de autoconsumo fotovoltaico. Mide cuánto del consumo total es cubierto por el sistema fotovoltaico. Una tasa alta de autosuficiencia indica menor dependencia de la red eléctrica externa.

**Inversión total (€):** Este valor refleja el costo total de instalar el sistema de autoconsumo fotovoltaico. En este caso de estudios en los diferentes escenarios de estudio con y sin almacenamiento.

**Ahorro anual (€):** Se refiere al monto de dinero que se ahorra anualmente en costos de electricidad gracias al uso de la generación del sistema de autoconsumo fotovoltaico. Este ahorro depende de la energía generada por el sistema como de los costos de la electricidad que se evitan de acuerdo al tipo de tarifa de la edificación.

**Periodo de retorno de la inversión (años):** Es el tiempo que tardará en recuperarse la inversión inicial a través de los ahorros anuales generados por el sistema de autoconsumo fotovoltaico.

En este sentido para el tipo de perfil de consumo anual de la edificación industrial, analizamos los resultados obtenidos en la Tabla 39.



La rentabilidad económica en un sistema de autoconsumo fotovoltaico depende principalmente de los ahorros que se generan comparando con la inversión inicial del sistema fotovoltaico ya sea con o sin almacenamiento.

El periodo de retorno es un indicador importante en este análisis económico en este caso de estudio. En la Tabla se observa que el periodo más corto es de 6,5 años siendo este un sistema de autoconsumo sin almacenamiento. Mientras que el periodo de retorno va incrementando a medida que crece la capacidad de almacenamiento. Esto significa que en cuanto mayor sea la inversión para este caso de estudio mayor será el tiempo de retorno.

En la tabla se puede mostrar un estancamiento, esto quiere decir que, al aumentar el tamaño del almacenamiento, la inversión aumenta a causa del precio actual de las baterías, aunque el ahorro anual solo experimenta un leve incremento. Además, en este caso de estudio la tasa de autosuficiencia no crece significativamente con los sistemas de almacenamiento superiores a la capacidad de almacenamiento  $C_n=1/4$ , y por ende aún se sigue consumiendo energía de la red local. Este comportamiento es también en función del tipo de perfil de autoconsumo de la instalación Industrial, en este caso un perfil de consumo similar al de una empresa de servicios.

## **7. ESTRATEGIAS PARA REDUCIR LA HUELLA DE CARBONO.**

En este apartado, exploraremos las estrategias empleadas para reducir la huella de carbono, basándonos en los criterios de diseño y los resultados obtenidos durante el análisis del proyecto. Además, presentaremos propuestas de estrategias alineadas con el proyecto que también contribuyen a la reducción de la huella de carbono.

### **1. Optimización del tamaño del almacenamiento:**

**Estrategia:** Se debe ajustar la capacidad de almacenamiento del sistema de autoconsumo, para lograr un equilibrio entre la inversión total y el ahorro anual. Los escenarios con mayor capacidad de almacenamiento como ser del de capacidad nominal de  $C_n=1$ , tienen periodos de retorno más extensos en este caso de estudio hasta 15,5 años, mientras que los escenarios sin almacenamiento o con menor capacidad de almacenamiento ( $C_n=0$  o  $C_n=0,125$ ) presentan un periodo de retorno de menor tiempo.

**Recomendación económica:** considerando que se elige mantener el criterio de uso de almacenamiento, optar por un tamaño de almacenamiento intermedio, como ser los escenarios  $C_n=0,125$  (1/8) o en todo caso  $C_n=0,25$  (1/4), donde el periodo de retorno presenta un rango entre 7,4 y 8,2 años. Este balance permite permitirá aprovechar algunos beneficios del almacenamiento sin iniciar con una inversión excesivamente elevada, y aun se puede ver un ahorro anual significativo.

## **2. Ajuste del perfil de consumo hacia horas de mayor irradiación solar:**

**Estrategia:** Se propone cambiar el horario de las actividades u operaciones de la empresa para que pueda coincidir más con las horas de mayor generación eléctrica fotovoltaica entre las 11:00 am a 3:00 pm según la curva de consumo horario. De esta manera se aumentaría la tasa de autoconsumo, esta acción lograra que se reduzca aún más la necesidad de adquirir energía de la red local.

**Impacto económico:** Al incrementar la tasa de autoconsumo, se logra maximizar el uso de la energía generada por el sistema fotovoltaico, lo que permite generar mayores ahorros sin requerir una inversión mayor en cuanto al sistema de almacenamiento. Esta estrategia ayudaría de manera positiva a la rentabilidad sin aumentar el coste inicial.

## **3. Mejora de la eficiencia energética de la edificación industrial:**

**Estrategia:** Se propone implementar mejoras en la eficiencia energética, como el aislamiento térmico en las oficinas donde trabaja el personal de la empresa, la modernización de equipos. Esto disminuye la demanda total de energía, lo que permite reducir el tamaño del sistema de autoconsumo fotovoltaico y por ende el almacenamiento necesario. Cabe mencionar que no es obligatorio en una edificación industrial contar con un certificado energético, esto es respaldado por el RD 390/2021 en donde se excluyen a las edificaciones industriales (Quetzal, 2022)

**Impacto económico:** De este modo cuando se reduzca el consumo de energía eléctrica, Esto implicará que la inversión inicial sea menor ya que el tamaño del sistema autoconsumo será menor. Y por ende el periodo de retorno también reducirá. Se debe dar una considerar esta propuesta siempre y cuando el costo de las mejoras energéticas debe ser menor que el ahorro conseguido por la reducción del tamaño del sistema de autoconsumo.

#### **4. Propuesta de contrato PPA (Power Purchase Agreement):**

**Estrategia:** En el caso de que la PYME no decida realizar la inversión del sistema de autoconsumo, se propone realizar un contrato PPA en donde un tercero realizara la inversión económica de la instalación del sistema de autoconsumo y la PYME pagara la energía a una tarifa baja de la que ofrece la red. El detalle radica que actualmente en un PPA tradicional indica que al no tratarse de que sea propia la instalación, no se puede beneficiarse de la energía excedentaria, o lo que es lo mismo, no se podrá almacenar energía para utilizarla en momentos de no generación, ni tampoco compensar la energía excedentaria que sea vertido a la red. Sin embargo, el hecho que sea un sistema de autoconsumo en el escenario que se presente ya es una estrategia de reducir la huella de carbono, y en este sentido el optar con un PPA el usuario sale beneficiado al no realizar la inversión inicial. (SotySolar, 2023)

**Impacto económico:** Esta estrategia permite reducir la inversión inicial de la empresa y aprovechar el ahorro energético desde el primer día. Aunque el ahorro puede ser menor que en un sistema de autoconsumo total, el costo inicial prácticamente desaparece, lo que mejora la viabilidad económica del proyecto. Los PPA pueden tener una duración de entre 10 a 25 años, durante los cuales la empresa terciara se compromete suministrar energía al usuario, acordando el precio de la compra de electricidad y la cantidad de energía que se suministrara.

#### **5. Estrategia Combinada para el para disminuir el tiempo de retorno:**

Según los resultados obtenidos en este proyecto se puede optar por almacenamiento intermedio (entre  $C_n=0,125$  y  $C_n = 0,25$ ) para obtener un equilibrio entre inversión y ahorro.

Es importante lograr ajustar el perfil de consumo para aprovechar la energía solar generada en las horas pico, de esa manera se puede evitar una significativa inversión en almacenamiento y por lo tanto no se incurrirá en costos adicionales.

Si es posible en que la empresa puede mejorar la eficiencia energética de la edificación de esa manera se puede reducir el tamaño de la planta fotovoltaica y almacenamiento, minimizando así la inversión inicial.

Con las estrategias que se han mencionado, especialmente la combinación de almacenamiento intermedio, eficiencia energética y ajustes en el perfil de consumo, se

puede lograr un periodo de retorno más corto considerando en un rango de 7 a 8 años, manteniendo ahorros significativos y reduciendo la inversión inicial considerablemente.

En cuanto a la exploración de contratos PPA para reducir la inversión inicial, ya que elimina la necesidad de capital propio y permite ahorros desde el primer día. En este sentido la adopción de energía solar a través de un PPA demuestra un compromiso con la sostenibilidad.

## **8. CONCLUSIONES Y FUTURAS LINEAS DE TRABAJO.**

### **8.1 Conclusiones principales**

Durante el desarrollo de este proyecto, se ha realizado la evaluación técnica y económica de la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico en una edificación industrial, considerando el almacenamiento energético como una opción para enfrentar desafíos relacionados con la sostenibilidad, reducción de costes y por ende el aumento de una independencia energética. Podemos concluir que se ha logrado los objetivos propuestos al inicio del proyecto:

- Se ha realizado el análisis energético de la edificación industrial, mediante el uso del consumo horario que se dispuso en este proyecto. En cual se determina dos periodos de punta uno por la mañana (9:00 am - 1:00pm) y otro por horas de la tarde (3:00 pm – 7:00 pm). Así mismo se observa que los meses de mayor consumo se encuentran entre los meses de enero a mayo y de septiembre a diciembre, siendo los meses de menor consumo los de junio, julio y agosto, y se estima una demanda anual de 154.877 kWh y promedio diario de consumo de 424 kWh.
- Se ha definido los parámetros para determinar el tamaño del generador fotovoltaico, utilizando la base de datos PVGIS. Uno de los factores clave fue la superficie disponible en la cubierta del edificio y el rendimiento del módulo fotovoltaico. Se determinó que la variación anual de irradiancia debido al ángulo de azimut de  $-22^\circ$  es inferior al 1,5%. Por lo tanto, el generador fotovoltaico puede ser instalado con dicho ángulo de azimut sin afectar significativamente su rendimiento
- Tras haber definido en primera aproximación el tamaño del generador fotovoltaico, se ha realizado el diseño del sistema fotovoltaico mediante la

aplicación del software PVsyst, en la que en primera instancia se ha realizado las simulaciones para un sistema fotovoltaico sin almacenamiento, dando como resultado una potencia pico del generador de 84,2 kWp, una potencia total en inversores de 75 kW, una proporción de potencia de 1,122 y con una generación anual de 147.759 kWh, con una tasa de autoconsumo de 51,4% y una tasa de autosuficiencia de 46,92%. Esto quiere decir que en el sistema fotovoltaico existe excedentes energéticos y aun se continua con un porcentaje dependencia de la red eléctrica.

- Seguidamente se ha realizado el diseño del sistema de autoconsumo con almacenamiento mediante baterías ion-litio. Se toma diferentes escenarios de almacenamiento. Para el primero se toma como base el consumo promedio diario de 424 kWh este significaría una capacidad nominal de almacenamiento de  $C_n=1$ . Posteriormente se realiza el diseño de los distintos escenarios ( $C_n=0,5$ -  $C_n=0,25$  y  $C_n=0,125$ ).
- Se ha realizado un análisis del comportamiento energético tras incorporar almacenamiento en el sistema de autoconsumo fotovoltaico, evaluando la tasa de autoconsumo y la autosuficiencia. Los resultados muestran que, para este tipo de perfil de consumo energético en la edificación industrial objeto de estudio, se observa un estancamiento en la tasa de autosuficiencia. Con una capacidad nominal de almacenamiento  $C_n=0,5$  (1/2), la tasa de autosuficiencia es del 70,58%, y para  $C_n=1$ , alcanza el 73,49%. Esto indica que, desde un punto de vista técnico, aumentar  $C_n$  más allá de 0,5 no es favorable, ya que la diferencia porcentual es mínima y, por ende, se sigue dependiendo de la red eléctrica local.

En cuanto a valores de  $C_n=0,125$  y  $0,25$  se puede observar que hubo una considerable mejora en la tasa de autosuficiencia que esta en el los valores de 56,20 % a 63,99%.

- Se ha realizado un estudio económico para cada escenario, evaluando el periodo de retorno en función de la inversión inicial. El análisis comenzó con el sistema de autoconsumo sin almacenamiento y continuó con distintos niveles de capacidad nominal de almacenamiento. Para el sistema fotovoltaico sin almacenamiento, se obtuvo un periodo de retorno de 6,5 años, un valor realista en el mercado actual. En los escenarios con almacenamiento, los periodos de retorno

fueron de 7,4 años para  $C_n=0,125$ , 8,2 años para  $C_n=0,25$ , 10,4 años para  $C_n=0,5$  y 15,5 años para  $C_n=1$ .

- De acuerdo al análisis técnico y económico del diseño del sistema de autoconsumo sin y con almacenamiento, se ha presentado estrategias teóricas que puedan ayudar a reducir la huella de carbono en este proyecto. Estrategias como ser la optimización del tamaño del sistema de almacenamiento, el ajuste del perfil de consumo horario hacia horas donde se cuenta con mayor radiación solar, propuesta de mejora de eficiencia energética de la edificación, y analizar el caso de implementación de PPA. Estas estrategias que buscan minimizar la inversión inicial y reducir el tiempo de retorno (Payback period). La aplicación de estas estrategias podría generar beneficios económicos y medioambientales significativos, de esa manera se contribuye a la reducción de la huella de carbono aplicables a este caso de estudio.

- El proyecto realizado se alinea con los Objetivo de Desarrollo Sostenible en los siguientes puntos mencionados en este caso de estudio:

ODS 7. Energía asequible y no contaminante: El proyecto está centrado en la implementación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico, que promueve el uso de una energía primaria renovable. De esta manera se contribuye a la provisión de energía limpia y asequible al disminuir la dependencia de la red que esta puede estar alimentada por fuentes convencionales. También el uso de las baterías de ion litio para almacenamiento ayuda a gestionar la energía generada la cual promueve a que la autosuficiencia sea mayor.

ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles: La energía fotovoltaica no emite gases de efecto que contaminen el aire a la hora de generación de electricidad. Al no generar contaminación, este proyecto apoya el desarrollo de ciudades más ecológicas y saludables.

ODS 12. Producción y consumo responsables: El proyecto se alinea con este objetivo al proponer estrategias para optimizar el consumo energético mediante la apuesta de utilizar almacenamiento. La evaluación del perfil de consumo, la búsqueda de optimizar el almacenamiento y autoconsumo fomentan a manejar de manera responsable la producción y consumo energético.

ODS 13. Acción por el clima: Este proyecto tiene un impacto directo en la mejora y acción por el clima al contribuir en la disminución de emisiones de carbono mediante el uso de la energía solar. Además, el análisis de autosuficiencia energética y las propuestas de mejora en la eficiencia energética ayudan a reducir las emisiones asociadas al consumo energético.

### **8.2 Futuras líneas de investigación:**

Como futuras líneas de investigación sugerimos las siguientes:

- Evaluar el comportamiento de las líneas de media y baja tensión. La integración de un gran número de Sistemas de autoconsumo fotovoltaico puede generar problemas técnicos en la red de distribución de energía eléctrica, como transferencias excesivas e incontrolables y problemas de calidad energética. En ese sentido se propone como una línea de investigación futura.
- Evaluaciones detalladas de Modelos de Contratos de Compra de Energía (PPA) y políticas de incentivo. De esta manera investigar la viabilidad y el impacto al implementar estos contratos, así mismo investigar la aplicación de PPA para sistemas de almacenamiento, ya que actualmente las empresas que ofrecen este servicio aún se encuentran en una fase temprana.
- Analizar y evaluar la mejora del suministro de energía durante las horas sin disponibilidad de energía solar mediante la integración de mini aerogeneradores. De esta forma, la instalación fotovoltaica se convertiría en una instalación híbrida."



## 9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- AEMET. (2024). Obtenido de [https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas\\_radiacion\\_solar](https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar)
- Agency, I. E. (2023). *Trends in Photovoltaic Applications*. INFORME IEA PVPS T1-43:2023.
- APPA, A. R. (2024). *APPA Autoconsumo*. Obtenido de Asociación de Empresas de Energías Renovables: <https://www.appa.es/appa-autoconsumo/que-es-el-autoconsumo/>
- CRES. (22 de DICIEMBRE de 2021). *CRES*. Obtenido de <https://cres.es/material-fabrica-placas-solares/>
- Earth, G. (2024). Obtenido de <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- ECOLÓGICA, M. P. (Febrero de 2021). *ESTRATEGIAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO*. Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento\\_tcm30-522655.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf)
- ENDESA. (2024). *Energía solar: qué es, cómo funciona y sus ventajas*. Obtenido de <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-solar>
- Energigreen. (01 de Enero de 2024). *Tarifa 3.0TD*. Obtenido de <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>
- ENERGY, D. (12 de Julio de 2022). *¿Cuál es el precio de una instalación fotovoltaica de 100kw?* Obtenido de <https://besunenergy.com/precio-de-instalacion-fotovoltaica-de-100kw/>
- Fraunhofer, I. f. (2023). *PHOTOVOLTAICS REPORT*. 21 Febrero 2023.
- Generación, A. (4 de Agosto de 2023). *La apuesta del PNIEC 2023 por el almacenamiento energético*. Obtenido de <https://www.atalaya.eu/actualidad/blog/la-apuesta-del-pniec-2023-por-el-almacenamiento-energetico/>
- Haro, I. (04 de 07 de 2024). *El contador bidireccional con placas solares*. Obtenido de <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/contador-bidireccional>
- Helvetia, C. G. (s.f.). *Seguro para energía renovable*. Obtenido de <https://www.caser.es/seguros-empresas/danos-materiales/energias-renovables>
- HOJA RUTA, M. P. (DICIEMBRE de 2021). *HOJA DE RUTA DEL AUTOCONSUMO*. Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo\\_tcm30-534411.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf)
- HUAWEI. (2024). *SOPORTE TECNICO, SUN2000-50KTL-M3*. Obtenido de <https://solar.huawei.com/en/professionals/all-products/SUN2000-50KTL-M3/support>
- IBERDROLA. (2024). *IBERDROLA*. Obtenido de IBERDROLA PAGINA PRINCIPAL: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>
- Iberdrola, E. (2024). *Sostenibilidad*. Obtenido de El almacenamiento de energía en España: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia>
- IEA. (30 de JUNIO de 2022). *IEA50*. Obtenido de Política de Seguridad en España: <https://www.iea.org/articles/spain-electricity-security-policy>

- INF REE, R. E. (Marzo de 2024). *Informe del Sistema Eléctrico 2023*. Obtenido de [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE_2023.pdf)
- Júnior, B. S. (22 de Enero de 2022). Obtenido de <https://www.criandobits.com.br/o-que-e-um-no-break-e-como-escolher-o-melhor-para-voce/>
- Landys+Gyr. (06 de Abril de 2010). *Electricity Meters IEC/MID, Industrial+Commercial*. Obtenido de [https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2013/05/05.401-ZMD400AT\\_CT-ZFD400AT\\_CT-Technische-Daten.pdf](https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2013/05/05.401-ZMD400AT_CT-ZFD400AT_CT-Technische-Daten.pdf)
- Meteonorm. (2024). *Meteonorm versión 8. Datos históricos, actuales y futuros actualizados*. Obtenido de <https://meteonorm.com/en/meteonorm-version-8>
- MITECO, M. P. (JUNIO de 2023). *Consulta pública sobre el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-anteriores/detalle-participacion-publica-k-607.html>
- NACIONES, U. (2024). *NACIONES UNIDAS*. Obtenido de AGENDA COMUN: <https://www.un.org/es/common-agenda/sustainable-development-goals>
- Olivieri, L. (2024). UEM, Módulo IV: Generación Renovable II. *Máster Universitario en Transición Energética Renovable*. España, Madrid.
- PNIEC, M. p. (20 de enero de 2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)
- PVGIS. (2024). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. Obtenido de [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)
- PVSYST. (2024). *Un paquete completo para el estudio de sus sistemas fotovoltaicos*. Obtenido de <https://www.pvsyst.com/>
- PVsyst, 7. (agosto de 2024). PVsyst 7 help.
- PVWatts. (2024). *Calculadora PVWatts® de NREL*. Obtenido de <https://pvwatts.nrel.gov/>
- Quetzal. (25 de octubre de 2022). *¿Se necesitan certificados energéticos en naves industriales?* Obtenido de <https://www.quetzalingenieria.es/necesidad-certificados-energeticos-naves-industriales/>
- RD 1663, R. D. (29 de SEPTIEMBRE de 2000). *Agencia estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599>
- RD 244, M. d. (06 de ABRIL de 2019). *BOE, DECRETOS 244/2019*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>
- REE. (2024). *Una empresa de red*. Obtenido de red eléctrica: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- Rodríguez, D. F. (Febrero de 2024). UEM, Módulo V: Sistemas de almacenamiento energético. *Máster Universitario en Transición Energética Renovable*.
- Seel, B. M. (SEPTIEMBRE de 2018). *BERKELEY LAB*. Obtenido de <https://energyanalysis.lbl.gov/publications/utility-scale-solar-empirical-trends>
- Software PVsyst 7.4. (17 de 17 de 2024). PVSYST PHOTOVOLTAIC SOFTWARE.

- Solar, C. (Febrero de 2022). *HiKu6 Mono PERC, CS6W-530|535|540|545|550|555MS*. Obtenido de [https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/06/21135332/CS-Datasheet-HiKu6\\_CS6W-MS\\_v2.1\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/06/21135332/CS-Datasheet-HiKu6_CS6W-MS_v2.1_EN.pdf)
- Solar, D. (2023). Obtenido de <https://www.damiasolar.com/blog/la-evolucion-de-los-precios-de-los-paneles-solares-como-han-cambiado-en-los-ultimos-anos/>
- Solar, F. E. (2024). *Cuadro de protección para instalaciones solares*. Obtenido de <https://fusionenergiasolar.es/fotovoltaica/893-cuadro-modular-de-proteccion-para-instalaciones-fotovoltaicas-fv-4-string-4-4.html>
- SolarMente. (14 de 11 de 2023). *Tipos de soportes para placas solares*. Obtenido de <https://solarmente.es/blog/soportes-placas-solares>
- SotySolar. (18 de Septiembre de 2023). *Financiación para autoconsumo. ¿Qué es un ppa?* Obtenido de [https://sotysolar.es/blog/financiacion-empresas-ppa?utm\\_source=google&utm\\_medium=cpc&utm\\_campaign=search\\_dsa&gad\\_source=1&gclid=CjwKCAjw3P-2BhAEEiwA3yPhwLXP7ugSmvuLecGC6TwePP2ADywo\\_wi--3\\_YIYraSEoF\\_YAs9KPa6hoCxrIQAvD\\_BwE](https://sotysolar.es/blog/financiacion-empresas-ppa?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=search_dsa&gad_source=1&gclid=CjwKCAjw3P-2BhAEEiwA3yPhwLXP7ugSmvuLecGC6TwePP2ADywo_wi--3_YIYraSEoF_YAs9KPa6hoCxrIQAvD_BwE)
- STRU, S. (2023). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Curso Software de PHAROS.
- SUNFER, S. M. (2023). *Catálogo de estructuras*. Obtenido de <https://media.sunferenergy.com/productos/catalogo-general/espanol-catalogos-y-tarifas/1-catalogo/catalogo-sunfer-es.pdf>
- UNEF. (2019). *La columna de UNEF: 2019 año de la consolidación de la energía fotovoltaica*. Paul Zubrinich.
- UNIDAS, N. (25 de Septiembre de 2015). Obtenido de <https://news.un.org/es/story/2015/09/1340141>
- Villasur, S. (1 de Septiembre de 2024). *Roams / Energía*. Obtenido de ¿Qué es la tarifa 3.0TD?: <https://roams.es/energia/luz/tarifa-3-0-a/>