



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo
eléctrico en el sector residencial

Autor: Sofía Esteban Carrillo

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico en el sector
residencial

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Sofía Esteban Carrillo

Fecha: 08/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 08/07/2025

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que han hecho posible la realización de este Trabajo de Fin de Grado.

En primer lugar, a mi tutora **Dña. Consolación Alonso Alonso**, por su constante tutela y disposición a lo largo del proyecto, así como por proporcionarme material básico que ha resultado fundamental para instruirme en la materia y desarrollar este trabajo con rigor.

A mi equipo de **Engineers Without Borders (EWB)**, en especial a David Fort y a Kaitlyn Rosenberg, por haberme dado la oportunidad de formar parte del equipo y por su inestimable ayuda para obtener y organizar la información necesaria.

Asimismo, a **Foday Suma**, contratista de FSL Power, por brindarme la oportunidad de conocer en mayor profundidad el trasfondo legal y social de la energía solar en Sierra Leona, así como por facilitarme información técnica relevante sobre el edificio objeto de estudio.

A todos ellos, gracias por su confianza, su tiempo y su generosidad.

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Autor: Esteban Carrillo, Sofía

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La presente memoria desarrolla el diseño de una instalación solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías para abastecer de energía eléctrica a Goshen Academy, una escuela ubicada en un entorno rural de Sierra Leona sin acceso estable a la red eléctrica. Los resultados confirman que la solución podrá cubrir la demanda del centro con una producción renovable, además de provocar un impacto positivo sobre la comunidad local.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, Autoconsumo, Sierra Leona, Acceso a la energía, Ingeniería solidaria.

1. Introducción

El acceso a una fuente de energía fiable y sostenible continúa siendo uno de los retos prioritarios en numerosas regiones del África subsahariana. Sierra Leona es uno de estos contextos, con tasas de electrificación especialmente bajas en las áreas rurales. En este escenario, la electrificación mediante sistemas fotovoltaicos autónomos con almacenamiento constituye una solución eficaz y escalable para garantizar el suministro eléctrico básico.

2. Definición del proyecto

El proyecto tiene como objetivo el diseño detallado de una instalación solar fotovoltaica con baterías para autoconsumo eléctrico en Goshen Academy, a las afueras de Freetown. El centro, que actualmente no dispone de conexión eléctrica, requiere un sistema capaz de cubrir las necesidades energéticas asociadas a la iluminación, el uso de ordenadores y pequeños equipos auxiliares. Para lograr este propósito, se han planteado los siguientes objetivos específicos:

- Dimensionar la instalación mediante el uso combinado de cálculos analíticos y simulación con PVsyst.
- Seleccionar los componentes con disponibilidad contrastada en la región.
- Evaluar la producción anual de energía y la cobertura de la demanda prevista.
- Estimar el impacto económico y ambiental de la solución propuesta.

La propuesta se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, en especial el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), el ODS 4 (educación de calidad), el ODS 13 (acción por el clima), el ODS 8 (trabajo decente y crecimiento económico) y el ODS 9 (industria, innovación e infraestructura).

3. Descripción del sistema

La instalación diseñada consta de los siguientes elementos principales:

- **Generador fotovoltaico:** 8 módulos de silicio cristalino de 535 Wp, con una potencia pico total de 4,28 kWp.
- **Inversor monofásico de 3,6 kW.**
- **Baterías de ion-litio** con capacidad de almacenamiento de 20,8 kWh.

La orientación e inclinación de los módulos se ha adaptado a las condiciones de la cubierta existente, con una inclinación de 15° y orientación sureste.

En relación con el recurso solar disponible en el emplazamiento, según los datos anuales de la base Meteonorm, la radiación global horizontal (GHI) asciende a 1863 kWh/m²/año, mientras que la radiación difusa (DHI) es de 1002 kWh/m²/año. La temperatura ambiente media anual se sitúa en 27,3 °C, con una velocidad media del viento de 3,6 m/s.

4. Resultados

- **Producción media anual estimada:** 5299 kWh.
- **Performance Ratio (PR) en el primer año:** 72,6%.
- **Inversión inicial:** 10665 USD.
- **Rentabilidad económica:** inversión recuperable en 8,48 años, con TIR del 12%.
- **Reducción estimada de emisiones de CO₂:** aproximadamente 4770 kg/año y 143080,32 kg en 30 años.

5. Conclusiones

El diseño propuesto confirma la viabilidad técnica y económica de la instalación, demostrando que una combinación de dimensionamiento analítico y simulación avanzada permite definir una solución fiable, escalable y adaptada a las restricciones locales. La propuesta no solo contribuirá a reducir la dependencia de combustibles fósiles, sino que supondrá un beneficio inmenso para el colegio, dotándolo por primera vez de acceso continuado a la electricidad y facilitando el uso de herramientas educativas básicas.

DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR INSTALLATION FOR SELF-CONSUMPTION IN THE RESIDENTIAL SECTOR

Author: Esteban Carrillo, Sofía

Director: Alonso Alonso, Consolación

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This report develops the design of a photovoltaic solar installation with battery storage to supply electricity to Goshen Academy, a school located in a rural area of Sierra Leone without stable access to the electrical grid. The results confirm that the solution will be able to cover the school's demand with renewable production, while also generating a positive impact on the local community.

Keywords: Photovoltaic solar energy, Self-consumption, Sierra Leone, Energy access, Humanitarian engineering.

1. Introduction

Access to a reliable and sustainable energy source continues to be one of the main challenges in many regions of Sub-Saharan Africa. Sierra Leone is one of these contexts, with particularly low electrification rates in rural areas. In this scenario, electrification through stand-alone photovoltaic systems with storage represents an effective and scalable solution to guarantee basic electricity supply.

2. Project Definition

The aim of this project is the detailed design of a photovoltaic solar installation with batteries for self-consumption at Goshen Academy, on the outskirts of Freetown. The school, which currently does not have any electrical connection, requires a system capable of meeting energy needs related to lighting, the use of computers, and small auxiliary equipment. To achieve this goal, the following specific objectives were established:

- Dimension the installation by combining analytical calculations and PVsyst simulation.
- Select components with proven availability in the region.
- Evaluate the estimated annual energy production and demand coverage.
- Assess the economic and environmental impact of the proposed solution.

The proposal is aligned with the Sustainable Development Goals, especially SDG 7 (affordable and clean energy), SDG 4 (quality education), SDG 13 (climate action), SDG 8 (decent work and economic growth), and SDG 9 (industry, innovation, and infrastructure).

3. System description

The designed installation consists of the following main elements:

- **Photovoltaic generator:** 8 crystalline silicon modules of 535 Wp each, with a total peak power of 4.28 kWp.
- **Single-phase inverter:** 3.6 kW.
- **Lithium-ion batteries:** Storage capacity of 20.8 kWh.

The orientation and tilt of the modules were adapted to the conditions of the existing roof, with a tilt of 15° and southeast orientation.

Regarding the available solar resource at the site, according to annual data from the Meteonorm database, the global horizontal irradiation (GHI) reaches 1863 kWh/m²/year, while the diffuse irradiation (DHI) is 1002 kWh/m²/year. The average annual ambient temperature is 27.3 °C, with an average wind speed of 3.6 m/s.

4. Results

- **Estimated average annual production:** 5299 kWh.
- **Performance Ratio (PR) in the first year:** 72,6%.
- **Initial investment:** 10665 USD.
- **Economic profitability:** investment recoverable in 8.48 years, with an Internal Rate of Return (IRR) of 12%.
- **Estimated reduction in CO₂ emissions:** approximately 4770 kg/year and 143080,32 kg in 30 years.

5. Conclusions

The proposed design confirms the technical and economic feasibility of the installation, demonstrating that combining analytical sizing with advanced simulation makes it possible to define a reliable, scalable solution adapted to local constraints. The proposal will not only help reduce dependence on fossil fuels but will also bring enormous benefits to the school by providing it for the first time with continuous access to electricity and enabling the use of essential educational tools.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	17
1.1. Introducción a la energía solar fotovoltaica	17
1.2. Introducción al autoconsumo	23
1.3. Introducción al proyecto	27
1.4. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	28
1.5. Motivación	30
Capítulo 2. Estado de la cuestión	32
2.1. Situación eléctrica en Sierra Leona	32
2.2. Contexto social y acceso a la energía	32
2.3. Revisión de proyectos similares	34
Capítulo 3. Definición del trabajo.....	35
3.1. Objetivos del proyecto.....	35
3.2. Metodología	35
3.3. Recursos a emplear.....	42
Capítulo 4. Descripción de las tecnologías	46
4.1. Conceptos básicos	46
4.2. Paneles fotovoltaicos.....	50
4.2.1. Efecto fotovoltaico y principio de funcionamiento.....	51
4.2.1.1. Fundamentos físicos del funcionamiento fotovoltaico	51
4.2.1.2. Unión PN	52
4.2.1.3. Efecto fotovoltaico en células solares	53
4.2.1.4. Principio de funcionamiento de las células solares fotovoltaicas	53
4.2.1.5. Circuito equivalente de la célula solar fotovoltaica real	56
4.2.2. Comparativa de tecnologías	60
4.2.2.1. Clasificación general	60
4.2.2.2. Clasificación según materiales	60
4.2.2.3. Clasificación según estructura de célula	61
4.2.3. Selección de modelo comercial y análisis de características técnicas	62
4.3. Inversores	63
4.3.1. Función y principio de funcionamiento	63
4.3.2. Selección de modelo comercial y análisis de características técnicas	64
4.4. Baterías.....	65

4.4.1. Función y principio de funcionamiento	66
4.4.2. Selección de modelo comercial y análisis de características técnicas	67
4.5. Estructura de soporte	68
Capítulo 5. Sistema desarrollado	70
5.1. Análisis del sistema	70
5.1.1. Descripción del edificio	70
5.1.2. Análisis del consumo eléctrico.....	72
5.1.3. Estudio del recurso solar	73
5.2. Diseño de la instalación.....	78
5.2.1. Diseño mediante métodos analíticos	78
5.2.2. Diseño con PVsyst	80
5.2.3. Dimensionado de conductores	90
5.2.3.1. Dimensionado de conductores en corriente continua	90
5.2.3.2. Dimensionado de conductores en corriente alterna.....	94
Capítulo 6. Análisis de resultados	97
6.1. Evaluación del rendimiento.....	97
6.2. Producción en el futuro	97
6.3. Contaminación evitada.....	100
Capítulo 7. Estimación económica	102
7.1. Costes del sistema	102
7.2. Estudio de rentabilidad y viabilidad económica.....	103
Capítulo 8. Conclusiones.....	109
Capítulo 9. Bibliografía.....	111
 ANEXO I. Ficha técnica módulos solares	 115
ANEXO II. Ficha técnica inversor.....	117
ANEXO III. Ficha técnica baterías	119
ANEXO IV. Detalles análisis analítico	123
ANEXO V. Pérdidas detalladas en PVsyst	127
ANEXO VI. Informe de situación PVsyst.....	129
ANEXO VII. Diagrama unifilar	138
ANEXO VIII. Ficha técnica conductores DC	139
ANEXO IX. Métodos de instalación e instalaciones “tipo”.....	142
ANEXO X. Tabla intensidades admisibles	150

ANEXO XI. Ficha técnica conductores AC	151
ANEXO XII. Producción hasta año 30.....	155
ANEXO XIII. Contaminación evitada hasta año 30	156
ANEXO XIV. Cálculo flujos de caja con ahorro anual variable	157

Índice de figuras

Figura 1. Generación renovable mundial por tecnología 2023–2030 (IEA) [2]	18
Figura 2. LCOE medio ponderado 2010-2021 (IRENA) [5].....	19
Figura 3. Matriz renovable de Sierra Leona en 2019 [24]	21
Figura 4. Matriz renovable de Sierra Leona en 2024 [24]	21
Figura 5. Distribución del potencial solar [17].....	22
Figura 6. Evolución autoconsumo VS plantas de gran escala [4]	24
Figura 7. Almacenamiento instalado en África 2017-2024 [6]	25
Figura 8. Objetivos de desarrollo sostenible	29
Figura 9. Inversión en energías renovables por regiones 2013-2022 [8]	33
Figura 10. Esquema altura solar	47
Figura 11. Tipos de radiación	48
Figura 12. Unión PN [28]	52
Figura 13. Curva I-V célula solar fotovoltaica	54
Figura 14. Circuito equivalente ideal célula solar fotovoltaica	55
Figura 15. Curva I-V célula solar fotovoltaica explicada [29]	55
Figura 16. Circuito equivalente célula solar fotovoltaica real [30]	57
Figura 17. Curva I-V de dos células en serie [31]	58
Figura 18. Curva I-V de dos células en paralelo [31].....	59
Figura 19. Curva I-V combinación celdas en serie y en paralelo [31]	59
Figura 20. Terrenos Goshen Academy [26]	70
Figura 21. Fotografía equipo EWB a Goshen Academy [27]	71
Figura 22. Vista superior Goshen Academy en Google Earth	74
Figura 23. Tendencias bases de datos.....	75
Figura 24. Desviaciones mensuales y anual de las bases de datos	76
Figura 25. Pestaña Orientación PVsyst	81
Figura 26. Pestaña Autoconsumo PVsyst.....	82
Figura 27. Pestaña Horizonte PVsyst	83
Figura 28. Pestana Sombreados cercanos PVsyst	84
Figura 29. Pestaña Sistema PVsyst	85

Figura 30. Pestaña Almacenamiento PVsyst.....	86
Figura 31. Resultados PVsyst con parámetros dimensionamiento analítico	87
Figura 32. Resultados PVsyst con aumento capacidad de almacenamiento	88
Figura 34. Energía en kWh/año con OyM.....	99

Índice de tablas

Tabla 1. Cronograma planificación proyecto	42
Tabla 2. Resumen consumo Goshen Academy	73
Tabla 3. Datos recurso solar Meteonorm [38]	77
Tabla 4. Datos técnicos equipos	78
Tabla 5. Resultados dimensionamiento análisis analítico	79
Tabla 6. Cálculo corriente máxima de la instalación en corriente continua.....	91
Tabla 7. Cálculo conductividad conductores en corriente continua.....	93
Tabla 8. Cálculo corriente máxima de la instalación en corriente alterna.....	94
Tabla 9. Cálculo conductividad conductores en corriente alterna.....	96
Tabla 10. Energía generada por el sistema en diferentes años	98
Tabla 11. Cálculo factor de emisión de CO ₂	100
Tabla 12. Precio equipos	102
Tabla 13. Radiación global por inclinaciones en kWh/m ² /día	123
Tabla 14. Tabla cocientes Consumo/Radiación	124

Lista de acrónimos

- **EWB** (*Engineers Without Borders*): Ingenieros Sin Fronteras.
- **NC State** (*North Carolina State University*): Universidad Estatal de Carolina del Norte.
- **CO₂** (*Carbon Dioxide*): Dióxido de carbono.
- **ODS** (*Objetivos de Desarrollo Sostenible*): Objetivos de Naciones Unidas.
- **AC** (*Alternating Current*): Corriente alterna.
- **DC** (*Direct Current*): Corriente continua.
- **LCOE** (*Levelized Cost of Electricity*): Coste medio ponderado de la electricidad.
- **IEA** (*International Energy Agency*): Agencia Internacional de la Energía.
- **IRENA** (*International Renewable Energy Agency*): Agencia Internacional de Energías Renovables.
- **AFSIA** (*Africa Solar Industry Association*): Asociación de la Industria Solar Africana.
- **SLEWRC** (*Sierra Leone Electricity and Water Regulatory Commission*): Comisión Reguladora de Electricidad y Agua de Sierra Leona.
- **RREP** (*Renewable Rural Energy Project*): Proyecto de Energía Renovable Rural.
- **EWRC** (*Electricity and Water Regulatory Commission*): Comisión Reguladora de Electricidad y Agua de Sierra Leona.
- **WAPP** (*West Africa Power Pool*): Red eléctrica regional de África Occidental.
- **IPPs** (*Independent Power Producers*): Productores independientes de energía.
- **PPA** (*Power Purchase Agreement*): Acuerdo de compra de energía.
- **GHI** (*Global Horizontal Irradiance*): Irradiancia global horizontal.
- **DHI** (*Diffuse Horizontal Irradiance*): Irradiancia difusa horizontal.
- **BNI** (*Beam Normal Irradiance*): Irradiancia directa.
- **DNI** (*Direct Normal Irradiance*): Irradiancia normal.
- **GTI** (*Global Tilted Irradiance*): Irradiancia global sobre superficie inclinada.
- **BHI** (*Beam Horizontal Irradiance*): Irradiancia directa horizontal.
- **HSP** (*Horas Solares Pico*): Número de horas equivalentes a 1.000 W/m² de irradiancia.
- **AM** (*Air Mass*): Masa de aire.

- **CEM** (*Condiciones Estándar de Medida*): Condiciones estándar de medición de paneles solares.
- **MPPT** (*Maximum Power Point Tracker*): Seguidor del punto de máxima potencia.
- **LCD** (*Liquid Crystal Display*): Pantalla de cristal líquido.
- **PR** (*Performance Ratio*): Relación de rendimiento de la planta fotovoltaica.
- **PVGIS** (*Photovoltaic Geographical Information System*): Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica.
- **NASA-SSE** (*NASA Surface Meteorology and Solar Energy*): Base de datos de meteorología y energía solar de la NASA.
- **NREL** (*National Renewable Energy Laboratory*): Laboratorio Nacional de Energías Renovables (EE. UU.).
- **NREAP** (*National Renewable Energy Action Plan*): Plan Nacional de Acción en Energías Renovables.
- **EN** (*European Norm*): Norma Europea.
- **IEC** (*International Electrotechnical Commission*): Comisión Electrotécnica Internacional.
- **NEC** (*National Electrical Code*): Código Eléctrico Nacional.
- **XLPE** (*Cross-Linked Polyethylene*): Polietileno reticulado (material aislante de cables eléctricos).
- **EDSA** (*Electricity Distribution and Supply Authority*): Autoridad de Distribución y Suministro Eléctrico de Sierra Leona.
- **GST** (*Goods and Services Tax*): Impuesto sobre bienes y servicios.
- **USD** (*United States Dollar*): Dólar estadounidense.
- **SLL** (*Sierra Leonean Leone*): Moneda de Sierra Leona.
- **OyM** (*Operación y Mantenimiento*): Operación y mantenimiento de la instalación.
- **VAN** (*Valor Actual Neto*): Indicador de rentabilidad económica.
- **TIR** (*Tasa Interna de Retorno*): Indicador de rentabilidad económica.
- **CAN** (*Controller Area Network*): Red de área de controladores (protocolo de comunicación).

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La sociedad en la que vivimos hoy en día depende en gran medida del uso de energía, consecuencia directa de la Revolución Industrial, donde el desarrollo comenzó a basarse en el consumo de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural. Esta dependencia ha generado emisiones masivas de CO₂, principal gas responsable del efecto invernadero. Este fenómeno ocurre cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera y llega a la Tierra, pero parte de esa energía no puede volver a salir debido a la acumulación de gases como el CO₂, provocando así un aumento de la temperatura media del planeta. Este incremento está estrechamente relacionado con fenómenos meteorológicos extremos, pérdida de biodiversidad, desertificación, desplazamientos de población y graves consecuencias económicas, sociales y ambientales.

Ante esta situación, en la Cumbre de la Tierra organizada por las Naciones Unidas, y celebrada en París en 2015, se estableció como objetivo limitar el aumento de la temperatura media global a 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales antes del año 2100. El periodo hasta 2050 se define como etapa de transición energética, en la que se busca alcanzar un escenario de emisiones netas cero, es decir, que las emisiones de CO₂ generadas se compensen con el uso creciente de tecnologías renovables como la solar fotovoltaica o la eólica.

Aunque los compromisos adquiridos no son de obligado cumplimiento, suponen un marco común para avanzar hacia un desarrollo sostenible. Además, el creciente revuelo social en torno a esta cuestión está impulsando a empresas e instituciones a demostrar que sus emisiones de CO₂ se compensan mediante inversiones en energías renovables.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene a partir de la radiación solar y se transforma directamente en energía eléctrica, sin necesidad de procesos intermedios de conversión. Esta transformación se lleva a cabo mediante generadores fotovoltaicos, formados por módulos que agrupan numerosas células solares, también conocidas como

células fotovoltaicas, que constituyen la unidad básica de captación y conversión de energía [1]. Esta tecnología presenta ciertas ventajas frente a la energía eólica, como una estimación más sencilla y rápida del recurso disponible, lo que facilita la planificación y dimensionamiento de las instalaciones. No obstante, a diferencia del viento, que puede estar presente a lo largo de todo el día, la energía solar únicamente puede aprovecharse durante las horas de luz solar, lo que limita su disponibilidad continua y requiere considerar soluciones complementarias como el almacenamiento energético en baterías, que hoy en día tiene un coste muy elevado.

Entre 2023 y 2030, se espera que la generación de electricidad a partir de fuentes renovables experimente un crecimiento significativo, impulsado principalmente por la energía solar fotovoltaica. Esta tecnología no solo lidera en términos de nueva capacidad instalada, sino también en volumen de generación eléctrica, superando a la eólica y a la hidráulica antes del final de la década. La generación fotovoltaica casi se triplicará en este periodo, convirtiéndose en la principal fuente renovable del sistema eléctrico mundial [2].

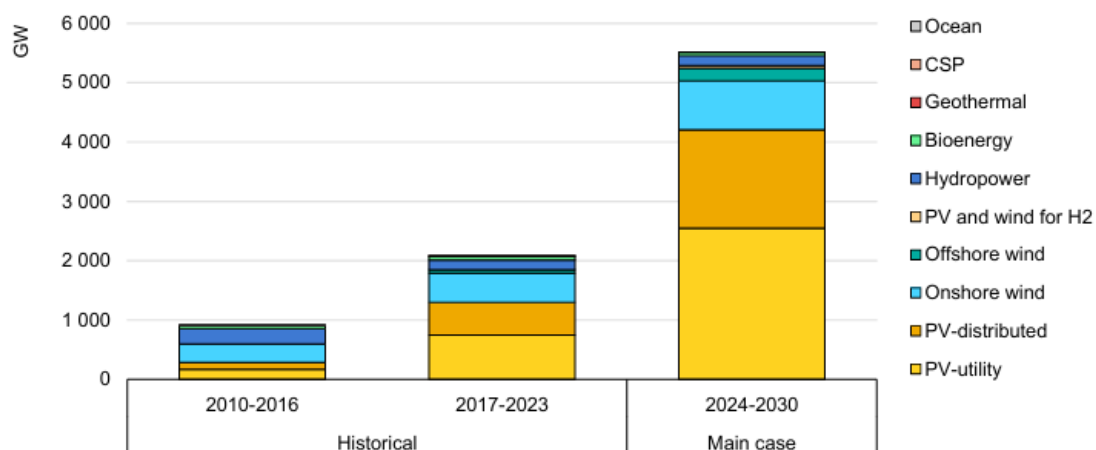


Figura 1. Generación renovable mundial por tecnología 2023–2030 (IEA) [2]

Esta evolución responde a factores como la relativa rapidez en los trámites de autorización y la amplia aceptación social. Otro motivo de este crecimiento es la notable reducción del coste nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés), especialmente en proyectos a gran escala. Entre 2010 y 2021, el LCOE medio ponderado a nivel se redujo en un 88 %,

pasando de 0,417 USD/kWh a 0,048 USD/kWh. Solo en 2021, la caída interanual fue del 13 %, lo que refleja una mejora continua en eficiencia tecnológica, reducción de costes de fabricación.

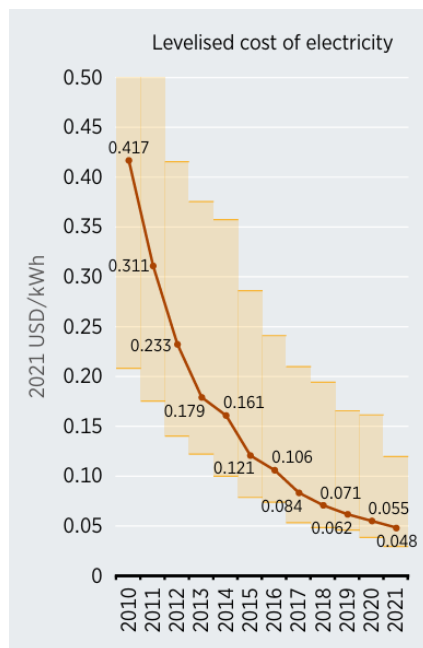


Figura 2. LCOE medio ponderado 2010-2021 (IRENA) [5]

El avance de la energía solar refleja una tendencia clara hacia la electrificación descarbonizada, con una mayor penetración de tecnologías limpias, especialmente en regiones con recursos solares abundantes y políticas de apoyo definidas.

Este crecimiento global está liderado principalmente por China. En 2024 instaló más de 277 GW de nueva capacidad solar, lo que representa un récord histórico. La capacidad fotovoltaica total acumulada alcanzó los 885,7 GWac de potencia útil disponible para la red, lo que supone un incremento interanual del 45,2 %. En julio de 2024, el país logró anticipar en 6,5 años el cumplimiento de su compromiso de alcanzar una capacidad total de 1200 GWac combinados de solar y eólica para 2030. En cuanto al peso de la energía solar en el mix eléctrico, la fotovoltaica representaba en 2024 el 27 % del total de capacidad instalada, frente al 21 % en 2023, una tendencia claramente ascendente que refleja la prioridad de esta tecnología en la estrategia energética nacional. Además, China

mantiene una posición de liderazgo en innovación y desarrollo tecnológico en energía fotovoltaica, concentrando el 91 % de las instalaciones manufactureras en operación a nivel mundial [3].

Después de China, la Unión Europea se posiciona como el segundo mayor mercado mundial en energía solar fotovoltaica, con una capacidad acumulada que alcanzó los 374 GWp en 2024. No obstante, la industria europea se ha enfrentado a importantes desafíos, especialmente por la fuerte bajada de precios de los paneles importados, que ha impactado negativamente en la competitividad de los fabricantes locales. Con el objetivo de garantizar que la transición energética vaya de la mano del desarrollo industrial europeo, la Comisión Europea firmó en abril de 2024 el *European Solar Charter*, una iniciativa que establece una serie de medidas inmediatas y voluntarias para apoyar la industria fotovoltaica del continente. La Unión Europea mantiene una trayectoria sólida hacia su objetivo: 600 GWac (aproximadamente 720 GWp) de capacidad instalada en 2030 [3].

Sierra Leona está emergiendo como un mercado con un potencial significativo para la energía solar fotovoltaica, impulsado por la necesidad de aumentar el acceso a la electricidad y diversificar su matriz energética. A finales de 2023, la capacidad solar acumulada en Sierra Leona alcanzó los 9 MW, según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) [20]. Proyectos clave como la primera planta solar de 5 MW en Yamandu, que tiene una segunda fase planificada para alcanzar los 25 MW, y el Solar Park Freetown de 6 MW, demuestran el crecimiento de la capacidad instaladas [18, 22]. Además, se está desarrollando el proyecto Planet Solar PV, que contempla 50 MW distribuidos en cuatro ubicaciones [19].

Una muestra clara del crecimiento del sector fotovoltaico se refleja en la evolución de la capacidad instalada por tecnología renovable. En 2019, la energía solar representaba solo el 4,6% de la capacidad renovable instalada, frente al 61,4% de la hidroeléctrica y el 34,1% de los biocombustibles sólidos. Sin embargo, en 2024, la proporción solar aumentó significativamente hasta el 17,7% reduciendo la participación hidroeléctrica al 52,9%, mientras los biocombustibles sólidos bajaron ligeramente al 29,4% [24]. Estas cifras muestran una diversificación progresiva de la matriz renovable del país, que se caracteriza por el crecimiento de la energía solar fotovoltaica:

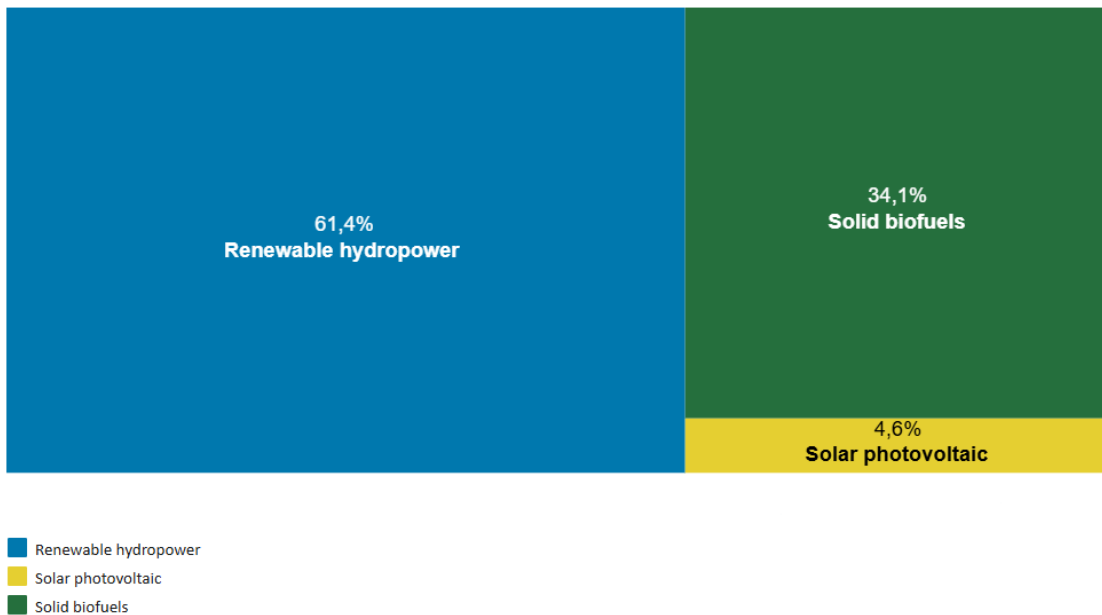


Figura 3. Matriz renovable de Sierra Leona en 2019 [24]

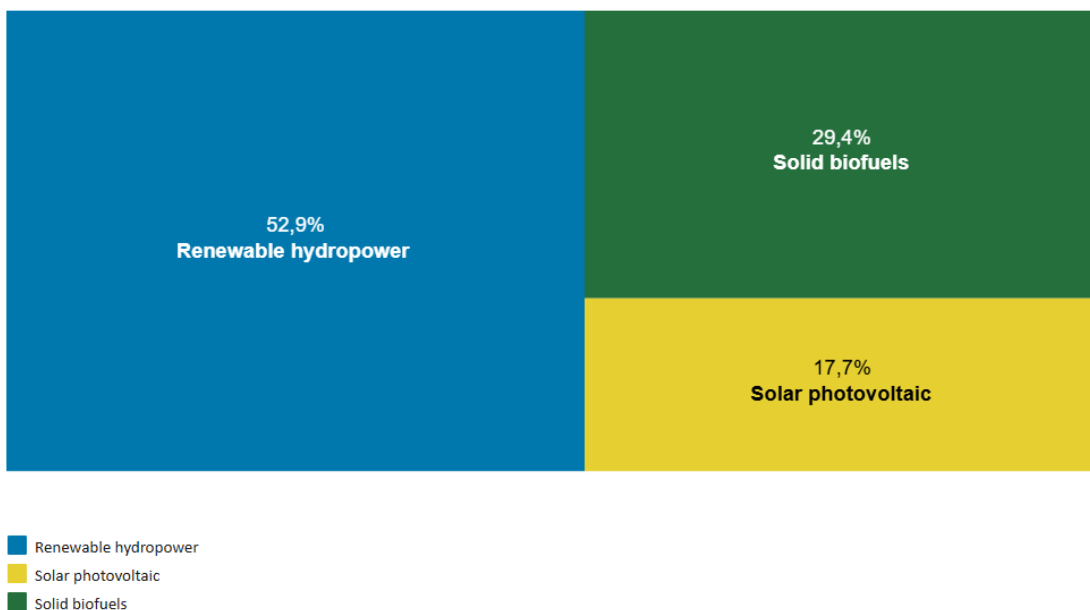


Figura 4. Matriz renovable de Sierra Leona en 2024 [24]

Dentro de las innovaciones tecnológicas presentes en la energía solar fotovoltaica de Sierra Leona, cabe destacar la importancia de las soluciones descentralizadas y las mini-redes solares, ya que son fundamentales para las comunidades rurales. La extensión de la

red principal únicamente será la solución implementada en hogares cercanos a la red [17, 21]. El gobierno de Sierra Leona ha establecido objetivos ambiciosos para aumentar el acceso a la electricidad al 82% para 2030. La Política de Energía Renovable de 2016 y el Plan Nacional de Acción de Energía Renovable (NREAP) guían estos esfuerzos, fomentando la inversión privada en soluciones de energía renovable [17].

Desde el punto de vista económico e industrial, Sierra Leona ofrece oportunidades de inversión en el sector solar [23]. El potencial anual promedio de generación fotovoltaica se estima entre 1387 y 1607 kWh/kWp [25]. Esta cifra se complementa con la distribución del potencial solar del país, donde aproximadamente el 90% de la superficie terrestre de Sierra Leona presenta un potencial de generación anual por unidad de capacidad fotovoltaica instalada entre 14 y 16 MWh/kWp. Esto contrasta notablemente con la distribución global, donde el potencial se encuentra más disperso en rangos inferiores, destacando el alto y concentrado potencial solar de Sierra Leona:

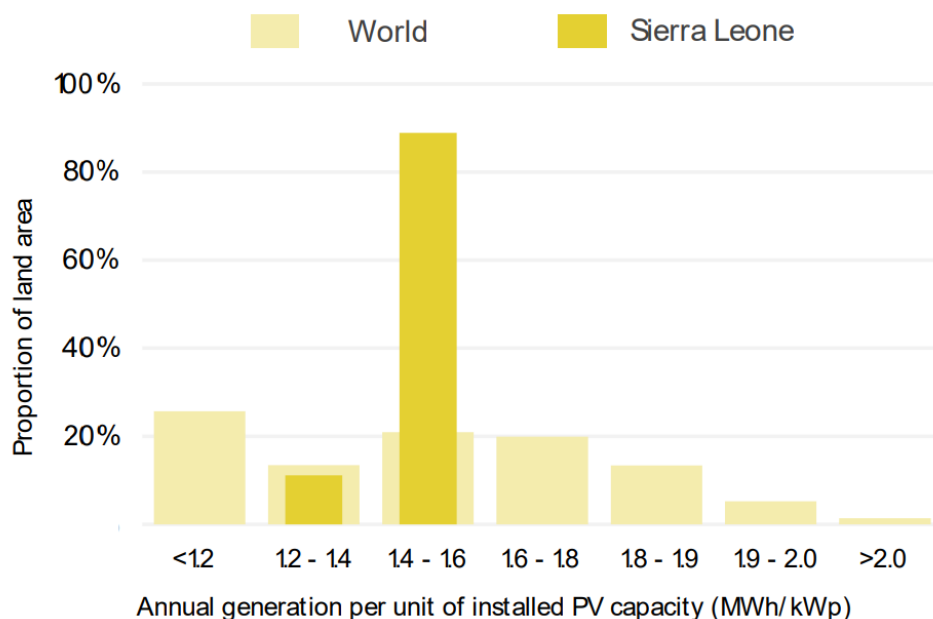


Figura 5. Distribución del potencial solar [17]

Se han implantado mecanismos de financiación, como el modelo de financiación basado en resultados para desarrolladores de mini-redes, con un apoyo de 20 millones de euros de la Unión Europea [4, 5]. Estos esfuerzos reflejan un compromiso creciente con el

desarrollo de la energía solar fotovoltaica como un pilar clave para el futuro energético del país.

1.2. INTRODUCCIÓN AL AUTOCONSUMO

El autoconsumo consiste en instalar placas solares en tu hogar, empresa o incluso en los edificios municipales, para que puedas producir tu propia energía limpia. Esta modalidad aporta múltiples beneficios clave: reduce la factura eléctrica, disminuye la dependencia energética exterior, y evita emisiones contaminantes, contribuyendo a la mejora ambiental y a la lucha contra el cambio climático. Además, fomenta la creación de empleo local y cualificado, e impulsa la innovación tecnológica. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, mejora su eficiencia al reducir pérdidas y minimizar la necesidad de nuevas infraestructuras. También promueve la participación ciudadana en la transición energética, fortaleciendo su aceptación social y acelerando su implementación [7].

La participación del autoconsumo sobre tejado ha ido creciendo de forma continua desde 2018, a medida que nuevos países abren sus mercados y la reducción de costes hace que esta opción sea más accesible para inversores residenciales y comerciales. Entre los países con volúmenes y cuotas de mercado destacables (superiores a 2,5 GW) se encuentran China, Brasil, Alemania, Polonia y Australia [4].

La siguiente tabla elaborada por la IEA, muestra de manera clara y comparativa esta evolución, en relación con las plantas solares de gran escala:

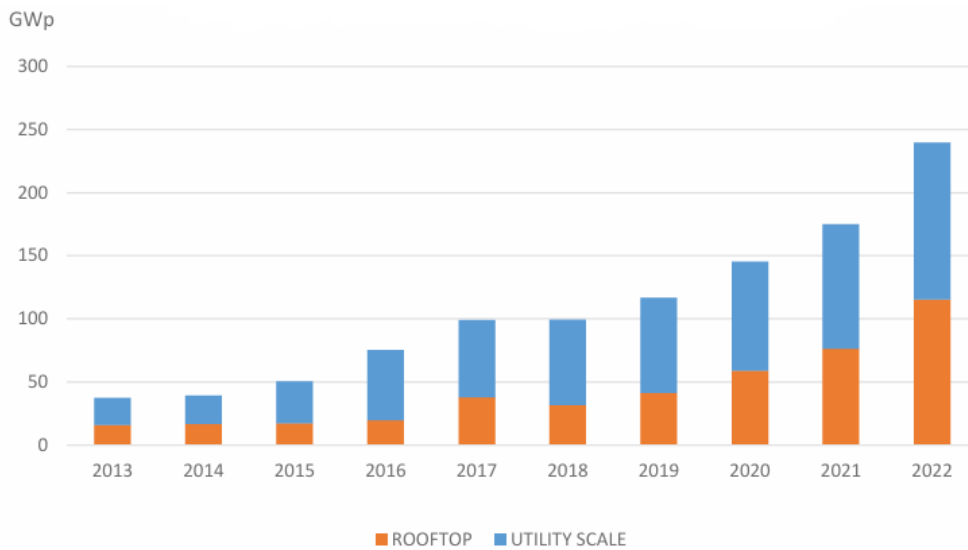


Figura 6. Evolución autoconsumo VS plantas de gran escala [4]

En Sierra Leona, el autoconsumo energético forma parte de una estrategia más amplia orientada a mejorar el acceso a la electricidad y a diversificar la matriz energética nacional, apostando especialmente por fuentes renovables. No existe una cifra exacta de los MWh de autoconsumo instalados. Sin embargo, contamos con datos relevantes que pueden dar una idea aproximada.

En primer lugar, la capacidad total instalada de generación de electricidad en Sierra Leona en marzo de 2019 era de 113 MW, compuesta por 75 MW de energía hidroeléctrica, 4 MW de energía solar y 34 MW de otras fuentes [15]. El autoconsumo sería una fracción de la capacidad solar.

Por otro lado, se ha reportado un proyecto de electrificación de atención médica que ha desplegado microrredes solares con una capacidad instalada total de 4 MWp de energía solar [16]. Aunque no es una cifra de autoconsumo nacional, las microrredes a menudo implican un grado de autoconsumo para las instalaciones a las que sirven.

Además, según el informe *Africa Solar Outlook 2025* publicado por la Africa Solar Industry Association (AFSIA), la capacidad anual de almacenamiento de energía en

África se mantuvo en torno a los 50 MWh hasta 2022, se triplicó en 2023 hasta superar los 150 MWh, y alcanzó los 1500 MWh en 2024, impulsada por proyectos a gran escala y la expansión del acceso energético descentralizado [6]. Aunque esto es almacenamiento de energía y no directamente generación de autoconsumo, el almacenamiento es un componente clave para optimizar el autoconsumo.

African Storage Installed (MWh)

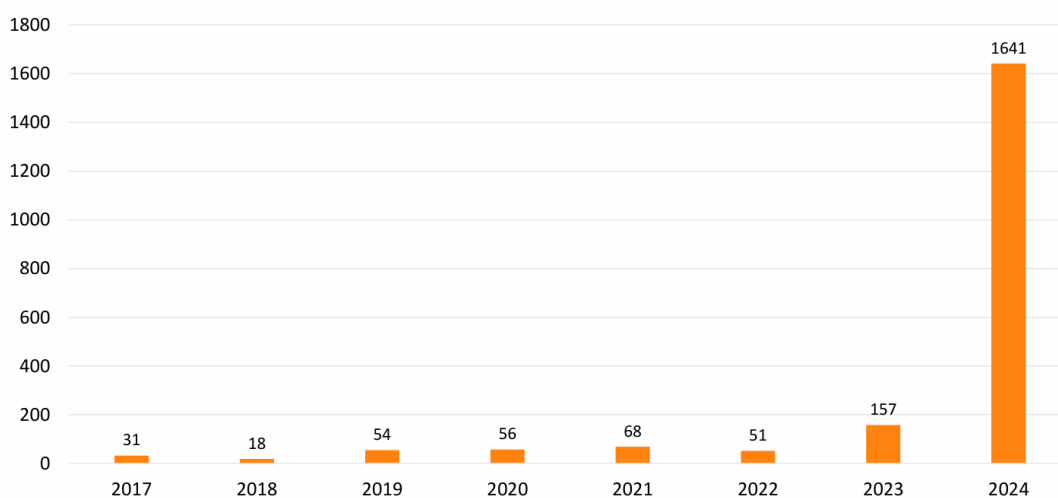


Figura 7. Almacenamiento instalado en África 2017-2024 [6]

El futuro del autoconsumo en Sierra Leona se centra en crear un entorno propicio para la inversión privada en soluciones de energía renovable, especialmente para áreas remotas y fuera de la red. El gobierno de Sierra Leona se compromete a proporcionar el marco y la garantía financiera para la implementación de estas iniciativas. La Política de Energía Renovable de 2016 destaca la necesidad de impulsar la energía hidroeléctrica, la bioenergía, la solar y la eólica como fuentes de energía, tanto para soluciones conectadas a la red como para las que no lo están [12]. Además, se ha trabajado en la revisión de códigos de red para la integración de energías renovables, lo que sugiere un esfuerzo por facilitar la conexión de sistemas de generación distribuida, incluyendo potencialmente el autoconsumo, a la red existente. La Comisión Reguladora de Electricidad y Agua de Sierra Leona (SLEWRC) ha participado activamente en la revisión de aplicaciones de

tarifas para operadores privados en el marco del Proyecto de Energía Renovable Rural (RREP), lo que indica un apoyo a la generación distribuida [14].

Las regulaciones para el autoconsumo en Sierra Leona se enmarcan en un esfuerzo más amplio por establecer un marco legal y regulatorio robusto para el sector energético, con un énfasis creciente en las energías renovables. La Política de Energía Renovable de 2016 [12] es el documento fundamental que busca integrar las energías renovables en la economía del país y servir como hoja de ruta para el desarrollo sostenible de los recursos energéticos, tanto para soluciones conectadas a la red como para las que no lo están. Esta política mandata la adopción oportuna de regulaciones y normas clave para impulsar el desarrollo de las energías renovables.

La SLEWRC se encarga de regular los servicios de electricidad y agua. En diciembre de 2020, promulgó 13 regulaciones clave que buscan mejorar la calidad del suministro y fomentar el cumplimiento en el sector eléctrico. Estas regulaciones abarcan aspectos como licencias, tarifas y códigos de red. Específicamente relevante para el autoconsumo, se ha realizado un progreso significativo en la revisión del Código de Red Eléctrica Provisional, incorporando capítulos adicionales sobre un subcódigo de distribución y un subcódigo de integración de la red renovable. Esto es fundamental para la conexión y operación de sistemas de autoconsumo y generación distribuida a la red existente. Además, la SLEWRC ha otorgado licencias a diversos operadores del sector eléctrico, incluyendo instalaciones de generación de energía cautiva (captive power generation facilities) y operadores de mini-redes, lo que demuestra un reconocimiento y regulación de estas formas de generación distribuida. También se ha iniciado un estudio sobre la energía cautiva (Captive Power study) para inventariar las instalaciones, evaluar el marco regulatorio existente y establecer una base de datos, lo que indica un esfuerzo continuo para formalizar y optimizar la regulación del autoconsumo [14].

1.3. INTRODUCCIÓN AL PROYECTO

El acceso a una fuente de energía eléctrica fiable y sostenible continúa siendo un desafío en muchas regiones del África subsahariana, donde las deficiencias en las infraestructuras energéticas dificultan el desarrollo educativo, sanitario y económico. Sierra Leona es uno de estos países, donde, a pesar de disponer de la red eléctrica nacional, el suministro es irregular e insuficiente. En este contexto, la electrificación mediante sistemas fotovoltaicos autónomos representa una solución técnica, económica y ambientalmente viable.

Durante mi estancia de intercambio en North Carolina State University, he tenido la oportunidad de formar parte activa del capítulo estudiantil de Engineers Without Borders, colaborando en el diseño y la futura implementación de un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías en la escuela Goshen Academy, situada en Rokel, a las afueras de Freetown, capital de Sierra Leona. Este proyecto tiene como objetivo dotar a la escuela de una fuente de energía estable y renovable que permita el funcionamiento de iluminación, ordenadores y pequeños electrodomésticos, mejorando así las condiciones de enseñanza para más de 100 alumnos y personal docente. Actualmente, el colegio no está conectado a la red eléctrica nacional, aunque existen planes próximos para su conexión, lo que ha sido tenido en cuenta en las decisiones de diseño del sistema.

La información sobre el marco regulatorio vigente aplicable a la instalación propuesta ha sido obtenida directamente a través de una consulta al contratista responsable de la instalación del sistema fotovoltaico en la Goshen Academy, actualmente en ejecución. Según indica, en Sierra Leona no existen tarifas de inyección, esquemas de compensación neta ni regulaciones claras sobre la exportación de energía, debido a que apenas existen soluciones conectadas a red. En su experiencia, ha desarrollado dos sistemas de gran escala, uno de 300 kWp y otro de 77 kWp. Ambos estaban conectados a la red, y únicamente fue necesario notificar a la Electricity and Water Regulatory Commission (EWRC) y abonar una pequeña tasa de aproximadamente 300 dólares por instalación. Aunque estos sistemas vierten la energía excedente a la red durante los picos de producción, no reciben ninguna compensación por ello, a pesar de que sí pagan por la

electricidad importada desde la red. Esto se debe a la ausencia de normativas relacionadas con net metering, acuerdos de compraventa de energía PPA (Power Purchase Agreement) o mecanismos como las Smart Export Guarantees. Cabe destacar que estas limitaciones no afectan únicamente a pequeñas instalaciones como la de Goshen Academy, sino que también aplican a proyectos más grandes. El gobierno ha autorizado cinco emplazamientos de hasta 5 MW y existen otros productores privados (IPPs) con sistemas de hasta 6 MW, que únicamente operan bajo licencias puntuales y contratos PPA firmados directamente con el gobierno. Este panorama normativo es fundamental para comprender las restricciones y limitaciones a tener en cuenta en el diseño e implementación de sistemas de autoconsumo en el país.

1.4. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este Trabajo de Fin de Grado se alinea de forma clara y directa con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, contribuyendo tanto desde una perspectiva técnica como social. La Agenda cuenta con 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, que establecen que la erradicación de la pobreza debe ir de la mano de estrategias que fomenten el crecimiento económico y aborden una serie de necesidades sociales como la educación, la sanidad, la protección social y las perspectivas de empleo, al tiempo que se combate el cambio climático y se protege el medio ambiente.

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Figura 8. Objetivos de desarrollo sostenible

En este contexto global, este proyecto es una aportación real a ese enfoque amplio del desarrollo, ya que pone en práctica los principios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible y muestra cómo la ingeniería puede mejorar de forma directa las condiciones de vida de las comunidades más vulnerables.

En primer lugar, responde al **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**, cuyo propósito es garantizar el acceso universal a servicios energéticos seguros, sostenibles y modernos. A través del diseño de una instalación solar fotovoltaica en una escuela de Sierra Leona, se promueve una solución concreta para suministrar energía renovable en un contexto donde la red eléctrica nacional es inestable.

El trabajo también impacta directamente el **ODS 4: Educación de calidad**, al mejorar las condiciones físicas del entorno escolar. Disponer de electricidad permite extender el horario escolar, utilizar ordenadores, proyectores y ventiladores, y ofrecer una experiencia educativa más completa. Esto es especialmente importante en zonas rurales, donde las carencias infraestructurales limitan significativamente el acceso a una educación digna.

El proyecto contribuye al **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico**, al fomentar la creación de empleo local, cualificado y sostenible en torno al diseño, instalación y mantenimiento de infraestructuras fotovoltaicas.

Por otro lado, al sustituir energías contaminantes por energía solar limpia, este trabajo contribuye al **ODS 13: Acción por el clima**, ayudando a reducir las emisiones contaminantes y a que las comunidades estén mejor preparadas frente al cambio climático.

Por último, el diseño y dimensionamiento de una instalación solar adaptada a un entorno rural también se alinea con el **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**, al promover una infraestructura energética moderna, sostenible y adecuada para contextos con recursos limitados [11].

1.5. MOTIVACIÓN

La idea para este Trabajo de Fin de Grado surge de una experiencia transformadora que he vivido durante mi estancia de intercambio en NC State University, donde he tenido la oportunidad de formar parte del capítulo estudiantil de Engineers Without Borders.

A lo largo del año, he aprendido mucho sobre el diseño y la planificación de una instalación solar fotovoltaica. Esta vivencia me ha permitido también conocer de cerca la realidad de muchas comunidades que, a pesar de estar conectadas teóricamente a la red eléctrica nacional, sufren apagones constantes y no pueden cubrir necesidades básicas como la iluminación, el uso de ordenadores o la conservación de alimentos.

Uno de los aspectos que más me ha motivado a implicarme en este Trabajo de Fin de Grado ha sido la actitud de mis compañeros del equipo. Su compromiso, su entusiasmo y sus ganas de aportar algo positivo han sido contagiosos. He aprendido muchísimo de su forma de trabajar, de su dedicación y de los amplios conocimientos técnicos que han aportado al proyecto. Poder contribuir, desde la ingeniería, a mejorar las condiciones educativas de más de 100 alumnos ha sido para mí una gran fuente de inspiración.

Además, esta experiencia ha reforzado enormemente mi vocación por la ingeniería, ya que me ha hecho ver que los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera pueden tener un impacto social tangible.

Por todo esto, he decidido centrar mi Trabajo de Fin de Grado en profundizar en esta experiencia, aplicando todo lo aprendido en estos cuatro años estudiando, para desarrollar una solución técnica, adaptada a contextos reales.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1. SITUACIÓN ELÉCTRICA EN SIERRA LEONA

La situación eléctrica en Sierra Leona se caracteriza por una alta dependencia de la biomasa tradicional, principalmente leña y carbón vegetal, que representa más del 80% del consumo energético total. Los productos derivados del petróleo constituyen la siguiente fuente de energía más importante, con aproximadamente un 13%, mientras que la electricidad generada por la red cubre el resto. Históricamente, la energía hidroeléctrica ha sido la principal fuente de generación de electricidad conectada a la red, con la central hidroeléctrica de Bumbuna contribuyendo aproximadamente el 85% de la energía total generada conectada a la red en el país [12].

El gobierno de Sierra Leona ha establecido objetivos ambiciosos para aumentar el acceso a la electricidad del 13% en 2013 al 82% para 2030, y duplicar el nivel de energía renovable. Para lograr esto, se están explorando diversas tecnologías. Además de la hidroeléctrica, el país posee un vasto potencial en recursos de energía renovable como la solar, eólica y bioenergía (biomasa) [12]. Se están implementando soluciones energéticas descentralizadas, como mini-redes y sistemas híbridos, especialmente en áreas rurales remotas donde el despliegue de la red principal no es económicamente viable [13].

El país también está trabajando en la interconexión regional a través de proyectos como la línea de transmisión de 225KV Conakry, Liberia, Sierra Leona y Guinea, como parte del West Africa Power Pool (WAPP), lo que permitirá un mercado estratégico de energía y un uso eficiente de los recursos renovables [12].

2.2. CONTEXTO SOCIAL Y ACCESO A LA ENERGÍA

La región del África subsahariana, donde se encuentra Sierra Leona, se enfrenta a un momento crucial marcado por retos complejos como el cambio climático, la pobreza energética y la desigualdad social, pero también por oportunidades vinculadas al

desarrollo sostenible y a la transformación de los sistemas energéticos. A pesar de que el continente apenas representa el 2,7 % de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, más del 83.3 % de la población mundial sin acceso a electricidad vive en esta región [8]. Esta situación es especialmente crítica en las zonas rurales, donde solo el 33,9 % de la población tiene acceso a electricidad, frente al 83 % en áreas urbanas [10]. Además, la pandemia de la COVID-19 hizo retroceder varios años de progreso lento pero constante en materia de electrificación. El número de personas sin acceso a electricidad alcanzó su punto máximo en 2022, como consecuencia de la crisis energética desencadenada por la guerra en Ucrania [9].

Sin embargo, transformar este potencial en resultados reales presenta desafíos importantes. La región ha recibido históricamente solo el 1,5 % de la inversión global en energías renovables, concentrándose en unos pocos países con marcos regulatorios más desarrollados.

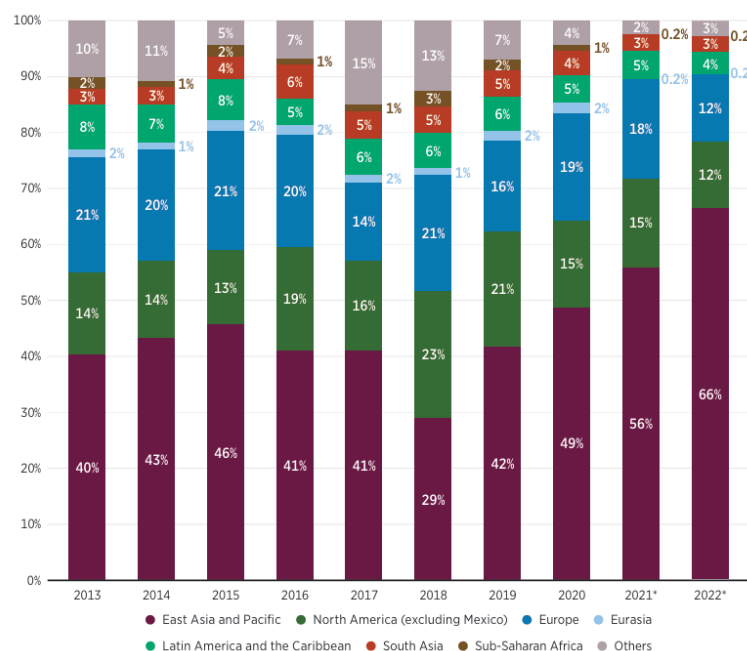


Figura 9. Inversión en energías renovables por regiones 2013-2022 [8]

Esto se debe en gran parte a la percepción de riesgo por parte de los inversores privados, que tienden a priorizar entornos estables y retornos financieros rápidos. Aunque muchas

instituciones internacionales y países donantes han adoptado estrategias centradas en crear marcos regulatorios atractivos para la inversión, se ha advertido que estos entornos también pueden generar riesgos para las comunidades locales, especialmente en zonas rurales con alta dependencia del uso del suelo y escasa representación en la toma de decisiones.

2.3. REVISIÓN DE PROYECTOS SIMILARES

Existen antecedentes que permiten contextualizar el proyecto de electrificación solar en Goshen Academy, siendo el más próximo el desarrollado previamente por el mismo capítulo de Engineers Without Borders (EWB) de NC State en Dele School, también en Freetown.

En este caso, se implementó un sistema solar con baterías para suplir la dependencia de la red eléctrica nacional, que era muy inestable, y de un generador diésel costoso e inseguro, además de un sistema de agua potable. La experiencia adquirida permitió establecer buenas prácticas, como la elección de African Energy como proveedor por su almacén en Freetown y la importancia de establecer responsabilidades claras con el contratista sobre el transporte de materiales.

También podemos destacar el proyecto del capítulo de la Universidad de Marquette en Guatemala, que diseñó un sistema fotovoltaico conectado a red para un orfanato. El proyecto de Virginia Tech en Uganda, que integró paneles solares en un laboratorio con conexión a red y baterías de plomo-ácido también guarda cierta similitud. Aunque estos proyectos se desarrollaron en contextos distintos, compartieron procesos similares de dimensionamiento de carga y planificación logística, aportando lecciones sobre seguridad durante la instalación y preparación para el transporte de equipos.

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL PROYECTO

3.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo general de este proyecto es diseñar una instalación solar fotovoltaica que proporcione una solución sostenible y eficiente para el suministro eléctrico de la Goshen Academy en Sierra Leona, contribuyendo al acceso a la energía en un entorno rural y al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Para alcanzar este propósito, se han definido una serie de objetivos específicos que guían el desarrollo técnico y metodológico del proyecto:

1. Garantizar una fuente de energía estable que permita el funcionamiento continuo de la iluminación, los ordenadores y otros equipos educativos.
2. Reducir la dependencia de una red eléctrica nacional, caracterizada por su inestabilidad y cortes frecuentes, mediante una solución de generación renovable autónoma.
3. Dimensionar adecuadamente el sistema fotovoltaico según las necesidades reales del centro educativo, teniendo en cuenta distintos perfiles de consumo y estacionalidad.
4. Diseñar la instalación fotovoltaica utilizando PVsyst, un software especializado que considera el recurso solar disponible, las condiciones de radiación en el emplazamiento y la configuración técnica más eficiente y viable.
5. Realizar un análisis económico y de viabilidad, que evalúe la rentabilidad del sistema.
6. Valorar el impacto social y ambiental del proyecto, identificando cómo contribuye al desarrollo local y a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, en especial los ODS 4, 7, 8, 9 y 13.

3.2. METODOLOGÍA

Este Trabajo de Fin de Grado se estructura en torno a una metodología dividida en fases, que integra el análisis, dimensionamiento, diseño y evaluación de una instalación solar

fotovoltaica con almacenamiento para autoconsumo eléctrico en el centro educativo Goshen Academy, en Sierra Leona.

La estrategia de desarrollo del proyecto se basa en una combinación de conocimientos técnicos adquiridos durante la formación universitaria, el aprendizaje práctico derivado de la participación en el proyecto de Engineers Without Borders (EWB) en dicho centro y la formación específica impartida por la tutora del Trabajo de Fin de Grado, Consolación Alonso Alonso, centrada en energía solar fotovoltaica. Esta base multidisciplinar ha permitido abordar el diseño del sistema de forma rigurosa, técnica y adaptada al contexto real.

A continuación, se describen las fases principales que conforman la metodología aplicada en el proyecto.

Fase 1. Selección del emplazamiento y planificación inicial

El primer paso consistió en la selección de un emplazamiento real con el que se contase con información detallada sobre cargas y consumos eléctricos. Para ello, se eligió la escuela Goshen Academy, donde previamente se había trabajado en un proyecto de electrificación con el capítulo de EWB en NC State. Gracias a esta colaboración, se disponía de una tabla detallada de equipos, usos y horarios de funcionamiento recopilada mediante encuestas a profesorado y alumnado.

Tras la selección del emplazamiento, se elaboró el Anexo B, un documento de planificación técnica y conceptual previa que incluyó una introducción al proyecto, los objetivos generales, y una primera definición de la metodología y estructura del trabajo.

Fase 2. Formación complementaria e investigación contextual

Antes de abordar el diseño técnico del sistema, se llevó a cabo una fase de formación y revisión documental que permitió aterrizar en el enfoque definitivo del proyecto. Esta etapa incluyó la visualización de sesiones formativas impartidas por Consolación Alonso Alonso, estructuradas en los siguientes bloques temáticos:

Tema 0: Estadística de la energía solar fotovoltaica (a nivel mundial y en España)

Tema 1: La energía del Sol

Tema 2: Bases de datos de radiación y su uso práctico

Tema 3: Efecto fotovoltaico

Tema 4: La célula solar y el panel fotovoltaico

Tema 5: Tecnologías fotovoltaicas

Tema 6: Seguidores, inversores y transformadores

Tema 7: PR (Performance Ratio) y cálculo simplificado

Tema adicional: Uso del software PVsyst para simulaciones fotovoltaicas

Esta última parte de la formación, centrada en PVsyst, fue especialmente relevante, ya que permitió familiarizarse con el entorno del programa, sus funcionalidades y parámetros clave, lo cual resultó esencial para las fases posteriores de simulación y validación del sistema.

Paralelamente, se realizó una investigación documental sobre el contexto energético y social de Sierra Leona, abordando los siguientes aspectos:

- Situación y evolución de la energía solar fotovoltaica a nivel global y en Sierra Leona.
- Estado actual del autoconsumo a nivel global y en Sierra Leona.
- Condiciones tecnológicas y sociales del entorno local.
- Marco normativo y regulaciones vigentes aplicables a sistemas de autoconsumo en Sierra Leona.

Esta fase inicial fue clave para orientar adecuadamente el diseño y la planificación de las siguientes fases.

Fase 3. Evaluación técnica del edificio

La tercera fase se centró en la descripción técnica del edificio principal, incluyendo una evaluación de su estado estructural y características físicas. Toda esta información se obtuvo a partir de documentos gráficos, planos, fotografías e informes técnicos generados durante la visita realizada por EWB, y es clave para la correcta integración de los componentes del sistema.

Fase 4. Análisis del consumo eléctrico

A falta de facturas eléctricas del centro, se llevó a cabo una estimación horaria, diaria y mensual del consumo energético de todos los edificios del colegio. Para ello, se elaboró una tabla de cargas y horas de consumo, teniendo en cuenta posibles variaciones estacionales. Este análisis fue fundamental para determinar los diferentes escenarios de carga que se han tenido en cuenta para el diseño de la instalación.

Fase 5. Estudio del recurso solar

Esta fase incluyó un análisis comparativo de distintas bases de datos climáticas para seleccionar la más adecuada como referencia para el diseño. Se consultaron Meteonorm, PVGIS (ERA5), Meteosat TMY, NASA-SSE y NREL-NSRDB. PVsyst permite importar directamente estas bases de datos, pero se realizó este análisis con el objetivo de seleccionar conscientemente la mejor opción para el emplazamiento. Además, se elaboró una tabla de radiación global en kWh/m²/día en función del ángulo de inclinación de los módulos, utilizada en el dimensionamiento analítico.

Fase 6. Selección de componentes y recopilación de documentación técnica

En esta fase se procedió a la selección de los componentes del sistema: paneles fotovoltaicos, inversor y baterías. A diferencia de un diseño completamente libre, la selección estuvo condicionada por la oferta del proveedor que se utilizará para la implementación real del sistema: African Energy. Esta empresa ha sido utilizada con éxito en anteriores proyectos del equipo de Engineers Without Borders (EWB). Por tanto, se optó por seleccionar los componentes dentro del catálogo ofrecido por este proveedor,

asegurando la compatibilidad técnica, la disponibilidad en la región y la viabilidad logística del suministro.

Una vez seleccionados los modelos, se recopilaron las correspondientes fichas técnicas o datasheets de los paneles solares, el inversor y las baterías, que se utilizarían posteriormente tanto en la simulación con PVsyst como en el diseño mediante métodos analíticos.

Fase 7. Diseño de la instalación mediante métodos analíticos

Dado que en la actualidad el edificio no está conectado a la red eléctrica y que la instalación prevista será completamente autónoma, se realizó en primer lugar un dimensionamiento analítico detallado, adaptado a la situación real del centro. Este enfoque permite considerar que las cargas funcionan en corriente alterna (AC) y que el inversor es un componente esencial del sistema.

Para ello, se aplicó el criterio del mes crítico, determinando el periodo más desfavorable del año en términos de irradiación solar. Además, se utilizaron dos metodologías: el método de potencia pico y el método de amperios-hora. Estos cálculos proporcionaron las primeras estimaciones de potencia, capacidad de baterías y número de módulos necesarios para garantizar el suministro continuo.

Fase 8. Diseño de la instalación mediante PVsyst

Tras el análisis analítico, se procedió a realizar una simulación del sistema mediante el software profesional PVsyst, con el objetivo de evaluar y optimizar el comportamiento energético de la instalación. Aunque PVsyst no permite modelar directamente un sistema aislado con inversor que suministre corriente alterna, su uso resulta muy útil para obtener información detallada sobre el rendimiento global de la planta.

En este caso, el software se utilizó principalmente para:

- Comprobar el dimensionamiento de los componentes y su adecuación a los perfiles de consumo.

- Estimar la producción anual y el comportamiento de la planta en el futuro.
- Estudiar las pérdidas eléctricas y térmicas, y el flujo de energía mediante el diagrama de Sankey.
- Evaluar el uso del almacenamiento baterías a lo largo del año.
- Obtener indicadores de rendimiento como el Performance Ratio.

Para realizar la simulación, el sistema se configuró como conectado a red debido a las limitaciones del programa, pero se ha tenido en cuenta que tanto la exportación como la importación de energía tienen que ser nulas, de manera que los resultados se aproximaran al funcionamiento real de un sistema aislado.

Fase 9. Análisis de resultados

Una vez completados los diseños mediante métodos analíticos y con PVsyst, se procedió a una fase de análisis de resultados. Esta etapa tuvo como objetivo evaluar el rendimiento energético del sistema propuesto y comprobar la coherencia entre los cálculos realizados por simulación y los cálculos manuales.

En primer lugar, se realizó una evaluación del rendimiento del sistema mediante el cálculo del Performance Ratio (PR). Este parámetro, fundamental en el análisis de sistemas fotovoltaicos, se calculó tanto con el software PVsyst.

Posteriormente, se estimó la producción total de la planta a 30 años. El software PVsyst permite simular el rendimiento del sistema para cualquier año concreto, por lo que se han realizado simulaciones en los años 7, 14, 21 y 28 de operación. Con los datos de energía generada obtenidos en cada uno de esos años, se construyó un modelo de regresión que permite observar la tendencia de producción de la planta con el paso del tiempo.

Por último, se hizo una estimación de la contaminación que evitará la planta en los próximos años, con el ratio de CO₂ emitido por cada kW de energía generada de combustibles fósiles.

Fase 10. Estimación económica del sistema

En el Capítulo 7, se aborda la evaluación económica del sistema fotovoltaico diseñado. Esta fase se centra en el estudio de la viabilidad y rentabilidad económica del proyecto, considerando los principales costes asociados.

Para evaluar la rentabilidad del sistema, se han calculado el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), con el objetivo de determinar si la instalación resulta económicamente viable. En este análisis se han considerado factores relevantes, como la inversión inicial requerida y la inflación prevista, que podría incrementar el coste de la electricidad suministrada por la red a lo largo de los años.

Fase 11. Conclusiones y propuestas de mejora

La última fase del proyecto, recogida en el Capítulo 8, corresponde a las conclusiones y la reflexión crítica sobre los resultados obtenidos.

Se presentan las principales conclusiones técnicas del proyecto, destacando la viabilidad de la solución propuesta, las ventajas del uso combinado de herramientas como PVsyst y el método analítico, y el valor de adaptar el diseño a la realidad socioeconómica del entorno. Además, se identifican posibles líneas de mejora y futuras ampliaciones del sistema. Se concluye el trabajo con una valoración global del aprendizaje adquirido a lo largo del proceso.

Fase 12. Revisión final y optimización de la memoria

En esta fase se procedió a revisar detenidamente el contenido del documento con el apoyo de la tutora, con el objetivo de incorporar los últimos retoques, corregir detalles y mejorar la calidad general del trabajo.

Además de depurar la redacción y actualizar algunos apartados técnicos, se añadieron secciones adicionales que aportan un valor añadido al proyecto, como el dimensionado de los conductores y el diseño de un esquema unifilar que representa de forma visual el sistema completo. Con estas mejoras, se buscó que la memoria reflejara de manera clara

y rigurosa todo el proceso de desarrollo, logrando así el mejor resultado posible antes de su entrega definitiva.

A continuación, se presenta el cronograma de trabajo seguido durante el desarrollo del proyecto:

FASE	NOMBRE DE LA FASE	PERÍODO ESTIMADO
1	Selección del emplazamiento y planificación inicial	21-30 mayo 2025
2	Formación complementaria e investigación contextual	1-9 junio 2025
3	Evaluación técnica del edificio	9-10 junio 2025
4	Análisis del consumo eléctrico	10-13 junio 2025
5	Estudio del recurso solar	10-13 junio 2025
6	Selección de componentes y recopilación de documentación técnica	13-16 junio 2025
7	Diseño mediante métodos analíticos	16-24 junio 2025
8	Diseño mediante PVsyst	16-24 junio 2025
9	Análisis de resultados	24-29 junio 2025
10	Estimación económica del sistema	24-29 junio 2025
11	Conclusiones y líneas futuras	1 julio 2025
12	Revisión final y optimización de la memoria	1-7 julio 2025

Tabla 1. Cronograma planificación proyecto

3.3. RECURSOS A EMPLEAR

Para el desarrollo del Trabajo de Fin de Grado, se han empleado diversas herramientas y recursos técnicos que permiten aplicar la metodología definida y alcanzar los objetivos del proyecto. A continuación, se describen los principales medios utilizados y su disponibilidad:

1. Software PVsyst:

PVsyst es una herramienta de simulación fotovoltaica ampliamente reconocida. Ha sido utilizada para modelar el sistema completo (paneles, inversor, baterías), calcular la potencia pico nominal del sistema y analizar su comportamiento frente a diferentes escenarios de carga y variaciones operativas. El conocimiento para su uso ha sido adquirido a través de un curso impartido por la directora de este Trabajo de Fin de Grado, Consolación Alonso Alonso.

2. Google Earth:

Google Earth ha sido una herramienta clave, ya que ha permitido determinar con precisión las coordenadas geográficas del emplazamiento de Goshen Academy. Esta información ha resultado esencial para la obtención de datos climáticos fiables en las distintas bases consultadas.

3. Bases de datos meteorológicas (Meteonorm, PVGIS, NREL, NASA):

Se han empleado distintas fuentes para obtener los datos climáticos necesarios para las simulaciones. Las bases Meteonorm, PVGIS, NREL y NASA han proporcionado información sobre radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento. PVGIS, en particular, ha sido utilizada también para elaborar una tabla de radiación global en kWh/m²/día en función del ángulo de inclinación de los módulos, que se utilizará en el dimensionamiento mediante métodos analíticos del sistema.

4. Microsoft Excel:

Excel ha sido una herramienta fundamental para el procesamiento y análisis de datos a lo largo del proyecto. Se ha utilizado para calcular el consumo eléctrico estimado del colegio, mediante la integración de las potencias de los equipos y el tiempo de uso mensual y diario. Asimismo, ha servido como herramienta de apoyo para organizar y visualizar datos climáticos extraídos de las bases mencionadas y para representar gráficamente los resultados. También se ha empleado para construir escenarios de carga y verificar cálculos intermedios del dimensionado eléctrico.

5. Tablas de consumo energético del centro educativo:

Como parte del proyecto llevado a cabo en la Goshen Academy junto a Engineers Without Borders (EWB USA), se ha tenido acceso a tablas detalladas de consumo energético. Estas tablas incluyen los distintos equipos eléctricos del centro y las horas diarias de uso estimadas. La información fue obtenida por EWB mediante entrevistas a estudiantes y personal docente del centro.

6. Fichas técnicas de componentes:

Se han recopilado y utilizado fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos, inversores y baterías considerados para el diseño del sistema. Estos documentos han sido esenciales para introducir parámetros técnicos reales en las simulaciones realizadas con PVsyst, al igual que para el análisis analítico. El precio de los equipos ha sido obtenido mediante el proveedor de los mismos, African Energy, empresa con sede en Estados Unidos que actúa como distribuidor mayorista de equipos solares y sistemas de respaldo energético (como inversores, baterías, y kits solares), así como de soluciones de bombeo solar de agua, destinadas exclusivamente al continente africano.

7. Documentación sobre el emplazamiento:

Para definir correctamente las condiciones del sistema en campo, se ha utilizado documentación gráfica y técnica relativa al edificio donde se ubicará la instalación. Entre estos materiales se incluyen planos de distribución del colegio, estudios previos sobre la estructura y orientación del edificio, inclinación del tejado y fotografías del entorno y la infraestructura existente, tomadas durante la visita del equipo de EWB en fases anteriores del proyecto.

8. Normativa y marcos regulatorios energéticos en Sierra Leona:

Para garantizar la viabilidad técnica y legal del sistema propuesto, se ha investigado el marco normativo vigente en Sierra Leona sobre autoconsumo fotovoltaico, conexión a red, y el uso de sistemas híbridos con almacenamiento. Se han consultado

documentos oficiales del Ministerio de Energía de Sierra Leona. Además, se ha consultado al contratista del proyecto desarrollado por EWB por regulaciones, ya que tiene experiencia y conocimiento en esta materia.

Capítulo 4. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

El presente capítulo describe y analiza en detalle el sistema diseñado, que corresponde a una planta fotovoltaica de autoconsumo aislado. Este tipo de instalación permite generar electricidad a partir de la radiación solar de manera totalmente independiente de la red eléctrica convencional, garantizando un suministro continuo mediante el uso de baterías de almacenamiento.

En esencia, un sistema aislado de autoconsumo está compuesto por un generador fotovoltaico formado por módulos solares, un inversor que convierte la corriente continua en corriente alterna apta para el consumo, y un conjunto de baterías que almacenan la energía para su utilización durante la noche o en periodos de baja irradiación, y las estructuras que soportan los paneles. Este enfoque resulta especialmente adecuado en entornos rurales o remotos donde no existe acceso a la red eléctrica, permitiendo cubrir las necesidades energéticas básicas de forma autónoma y sostenible.

4.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Para comprender correctamente cómo funciona una planta fotovoltaica de autoconsumo aislado y el comportamiento de la radiación solar sobre los paneles, además de para poder entender la información de las fichas técnicas de los equipos, es necesario conocer una serie de conceptos.

Altura solar, masa solar y azimut:

La **altura solar (h)** es el ángulo que forman los rayos solares con respecto a la superficie horizontal. Su ángulo complementario se llama **ángulo cenital (α)**, como se muestra en la siguiente figura:

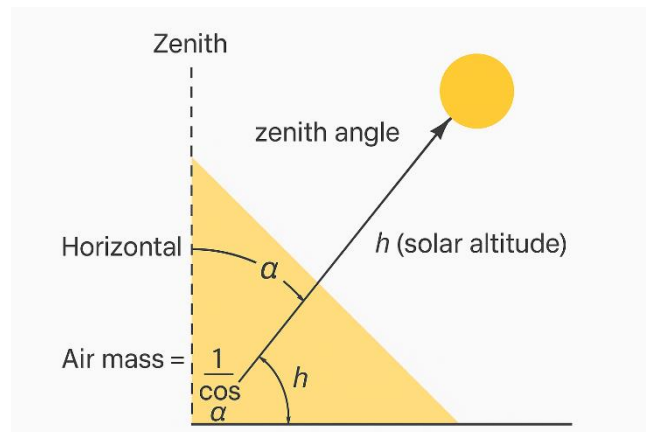


Figura 10. Esquema altura solar

Cuando el sol alcanza su posición más alta en el cielo, denominada zenit, el ángulo cenital α es igual a 0° , lo que implica que los rayos solares inciden con un ángulo de 90° respecto al horizonte. En ese momento, la distancia del sol al observador es mínima y se considera que la **masa de aire (AM)** es igual a 1. La masa de aire se define como la relación entre la trayectoria que siguen los rayos solares hasta llegar a la superficie terrestre y la trayectoria mínima cuando el sol está en el cenit, y se expresa como:

$$AM = 1 \frac{1}{\cos \alpha}$$

La fuente de luz utilizada en las condiciones estándar de medida (CEM) corresponde a una masa de aire AM 1,5, que equivale a un ángulo cenital de 48° . En estas condiciones, la intensidad de radiación global que recibe una superficie de 1 m^2 a 25°C es de 1000 W/m^2 .

Por último, el **azimut solar** es el ángulo de giro del sol proyectado sobre un plano horizontal, tomando como referencia el sur. Este ángulo es positivo durante la mañana (cuando el sol está al este) y negativo por la tarde (cuando el sol está al oeste).

Irradiancia e irradiación:

A continuación, es importante comprender los conceptos de irradiancia e irradiación, fundamentales para el análisis del comportamiento de los sistemas solares.

La **irradiancia** o **intensidad radiante** se define como la energía que incide por unidad de superficie y por unidad de tiempo, y se expresa en W/m^2 . En otras palabras, equivale a la potencia radiante que llega a una superficie determinada.

La **irradiación**, por su parte, es el valor acumulado de la irradiancia en un periodo de tiempo dado, y representa la cantidad total de energía radiante que ha llegado a una superficie. Si se dispone de una gráfica de irradiancia a lo largo del tiempo, la irradiación se obtiene integrando dicha curva.

La irradiancia que recibe una superficie puede clasificarse en tres componentes: directa, difusa y reflejada (también conocida como albedo). La radiación solar global es la suma de estas tres componentes, aunque la reflejada suele despreciarse por su baja contribución. La siguiente figura ilustra estos conceptos de forma visual:

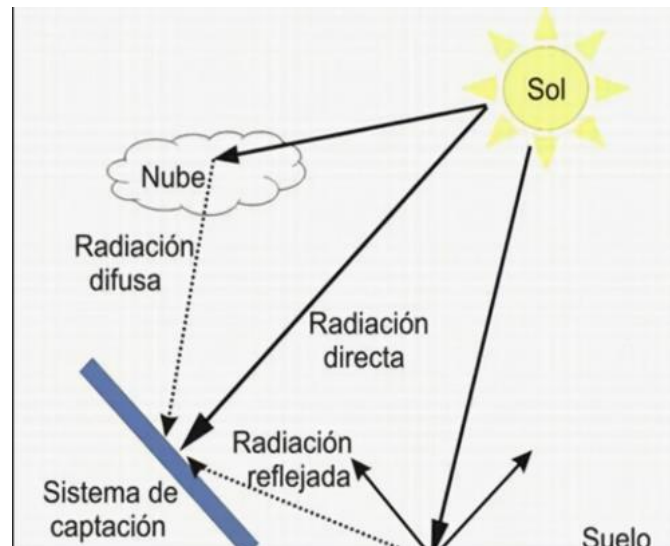


Figura 11. Tipos de radiación

La proporción de radiación directa y difusa que recibe una superficie depende en gran medida de las condiciones climáticas. En días nublados, la componente difusa será

predominante debido a la dispersión de la luz solar por las nubes. En cambio, en días soleados, predomina la radiación directa, ya que el cielo despejado permite el paso de los rayos solares sin obstáculos.

La intensidad de la radiación que intercepta una superficie inclinada, como un panel solar, depende del ángulo formado entre los rayos y dicha superficie: cuanto más perpendicular sea la incidencia, mayor será la intensidad captada. Matemáticamente, la intensidad directa sobre una superficie inclinada (I_D^i) se relaciona con la intensidad directa sobre una superficie horizontal (I_D) mediante la expresión:

$$I_D^i = I_D * \cos \alpha$$

Donde α es el ángulo de incidencia respecto a la normal. Para la radiación difusa, que llega de forma dispersa desde el cielo, se utiliza la expresión:

$$I_F^i = I_F * \frac{1 + \cos \alpha}{2}$$

I_F^i representa la intensidad difusa sobre superficie inclinada e I_F la correspondiente sobre superficie horizontal. Cuando los rayos solares inciden perpendicularmente (ángulo de incidencia igual a 0), se obtiene la máxima radiación sobre la superficie. Por este motivo, la orientación y la inclinación de los paneles solares son aspectos críticos en el diseño de una instalación fotovoltaica. Además, esta relación angular es la razón por la que las regiones situadas cerca del ecuador, donde el sol incide más verticalmente, reciben mayor energía solar que las zonas cercanas a los polos.

Para nombrar la irradiancia y la irradiación se utilizan las siguientes nomenclaturas:

GHI (*Global Horizontal Irradiance*): Se trata de la radiación global recibida por una superficie situada en el plano horizontal

DHI (*Diffuse Horizontal Irradiance*): Componente difusa de la irradiancia solar que llega desde el cielo, excluyendo la radiación directa del sol.

BHI (*Beam Horizontal Irradiance*): Componente directa de la irradiancia solar proyectada sobre una superficie horizontal.

GTI (*Global Tilted Irradiance*): Irradiancia solar total que incide sobre una superficie inclinada. Depende del ángulo de inclinación y orientación del plano.

BNI / DNI (*Beam Normal Irradiance / Direct Normal Irradiance*): Irradiancia solar directa medida sobre una superficie perpendicular (normal) a los rayos solares.

Hora solar pico:

Por último, es importante introducir el concepto de **hora solar pico (HSP)**, una unidad utilizada habitualmente en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. La hora solar pico se define como el número de horas en un día durante las cuales una irradiancia constante de 1000 W/m^2 debería incidir sobre una superficie para que la energía total resultante sea igual a la energía global efectivamente recibida a lo largo del día. Este valor permite simplificar el análisis de producción solar diaria, ya que traduce una irradiancia variable en una equivalencia estándar que facilita los cálculos energéticos y el diseño técnico de las instalaciones solares.

4.2. PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles solares fotovoltaicos constituyen el elemento esencial de los sistemas de generación eléctrica renovable, al permitir la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

En esta sección se describe en primer lugar el principio físico del efecto fotovoltaico, así como su funcionamiento a nivel de célula y de módulo. A continuación, se analizan las principales tecnologías disponibles en el mercado. Por último, se justifica la selección del modelo de panel fotovoltaico empleado en el diseño de este proyecto.

4.2.1. EFECTO FOTOVOLTAICO Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

4.2.1.1. FUNDAMENTOS FÍSICOS DEL FUNCIONAMIENTO FOTOVOLTAICO

Para explicar el funcionamiento de las placas solares fotovoltaicas, es necesario comprender primero algunos principios básicos de la física atómica.

Según el modelo de Bohr-Rutherford, un átomo es estable cuando su última órbita, denominada de valencia, está completa o contiene al menos ocho electrones. En este contexto, los átomos tienden a ganar o perder electrones para alcanzar dicha estabilidad. El silicio, elemento base de las células solares, tiene un número atómico de 14 y cuatro electrones en su capa de valencia, por lo que puede formar enlaces covalentes con otros átomos de silicio generando una estructura cristalina estable.

En los sólidos cristalinos, se definen dos bandas energéticas: la banda de valencia (energía baja) y la banda de conducción (energía alta), separadas por una energía de gap. Cuando un electrón en la banda de valencia recibe una energía externa igual o superior a ese gap (por ejemplo, energía solar), puede saltar a la banda de conducción, dejando un hueco atrás. El silicio tiene una energía de gap de 1,1 eV, lo que lo convierte en un semiconductor, ya que su valor está entre el de los conductores (gap nulo) y los aislantes (gap > 4 eV).

Existen dos tipos de semiconductores:

Semiconductores intrínsecos:

Son materiales puros, como el silicio, que poseen cuatro electrones en su capa de valencia (elementos del grupo IV de la tabla periódica). Forman enlaces covalentes estables al compartir electrones entre átomos iguales, generando una estructura cristalina uniforme. La radiación incidente produce muy poca ruptura de enlaces covalentes, por ser esta energía muy pequeña y no se supera la energía de gap.

Semiconductores extrínsecos:

Se obtienen al unir elementos del grupo IV con elementos de otros grupos para modificar su comportamiento eléctrico. Pueden ser de dos tipos:

- **Tipo N (donador):** Se unen con elementos del grupo V (como fósforo o arsénico). Con esta unión aparece un electrón libre en la última órbita, ya que estos elementos tienen cinco electrones en su capa de Valencia.
- **Tipo P (aceptador):** Se unen con elementos del grupo III (como boro o galio). Al tener solo tres electrones en su capa de valencia, dejan un hueco libre al formar enlaces con el silicio.

4.2.1.2. UNIÓN PN

Cuando se une un semiconductor tipo P con uno tipo N, se forma una unión PN, base de las células solares. Por la ley de difusión, los electrones del lado N tienden a ocupar los huecos del lado P y viceversa. La zona N queda cargada positivamente y la P negativamente generando una barrera de potencial. Esta región, donde se produce la recombinación, es clave para la generación de corriente cuando en el sistema está incidiendo por radiación solar. La siguiente figura ilustra de forma simplificada este proceso:

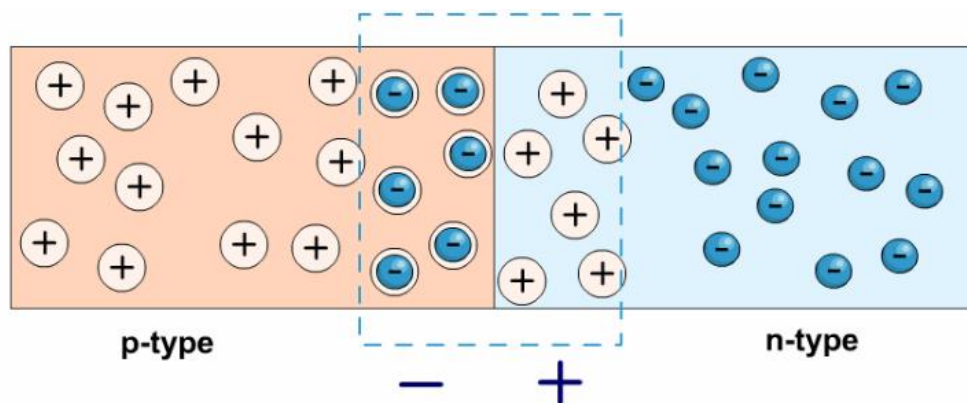


Figura 12. Unión PN [28]

4.2.1.3. EFECTO FOTOVOLTAICO EN CÉLULAS SOLARES

El efecto fotovoltaico es el fenómeno mediante el cual se produce la transformación directa de la radiación solar en electricidad, gracias a los semiconductores. Cuando la luz solar incide sobre estos materiales, su energía puede excitar a los electrones, provocando que se liberen y generen una fuerza electromotriz (diferencia de potencial) que origina un flujo de cargas eléctricas a lo largo del material, permitiendo así la realización de trabajo eléctrico.

Este proceso tiene lugar en la unión PN de una célula solar, donde se crea una zona de diferencia de potencial debido al intercambio de electrones y huecos entre las regiones tipo N (cargada positivamente) y tipo P (cargada negativamente). Esta diferencia de cargas genera un campo eléctrico, que reestablece el equilibrio.

Para que se produzca el efecto fotovoltaico, la energía de los fotones incidentes debe ser igual o superior a la energía de gap del semiconductor. En el caso del silicio, este valor es de 1,12 eV. Si los fotones tienen menos energía (es decir, una longitud de onda mayor a 1,1 μm), no son capaces de excitar los electrones y, por tanto, se pierden. En cambio, si los fotones tienen más energía, solo se aprovechan los 1,12 eV necesarios para que el electrón pase a la banda de conducción, perdiéndose el exceso de energía en forma de calor.

4.2.1.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo formado por materiales semiconductores capaces de producir electricidad en corriente continua utilizando como fuente la radiación solar, a través de una unión PN. Los fabricantes de paneles solares fotovoltaicos han estandarizado la célula en torno a dos tamaños, 210 y 180 mm.

Estas células se montan en serie sobre paneles fotovoltaicos o módulos solares para conseguir una intensidad y tensión adecuada. Parte de la radiación solar incidente rebota

por reflexión, y otra parte atraviesa la célula por transmisión. El resto de la radiación es capaz de hacer saltar los electrones de una capa a otra, creando por la unión PN una diferencia de potencial, como ya sabemos. Si colocamos una carga, la diferencia de potencial genera una intensidad. Esta corriente entregada a la carga (I) es el resultado de dos componentes internas:

Corriente de iluminación (I_L): Es la debida, fundamentalmente, a la radiación solar.

Corriente de oscuridad (I_D): Se opone a la corriente de iluminación. Es la debida a la neutralización de cargas, es decir, cuando los electrones y los huecos se encuentran antes de que puedan separarse y formar corriente.

Se muestra a continuación cómo quedaría la curva característica de la corriente entregada a la carga I :

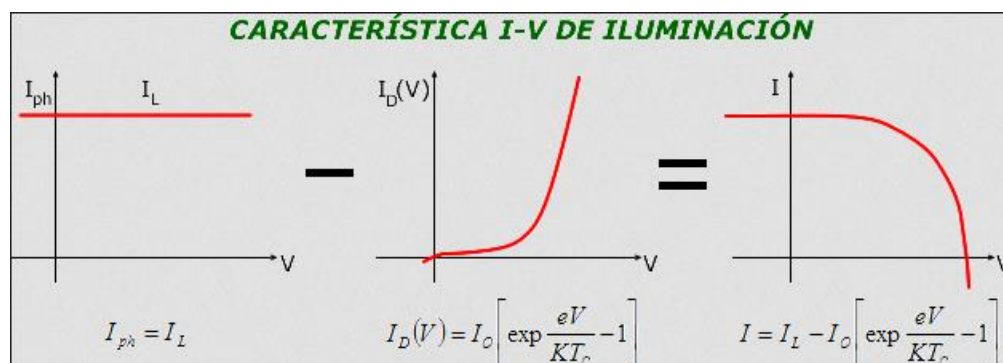


Figura 13. Curva I-V célula solar fotovoltaica

El circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica, por tanto, se trata de un diodo en la oscuridad con una corriente de iluminación:

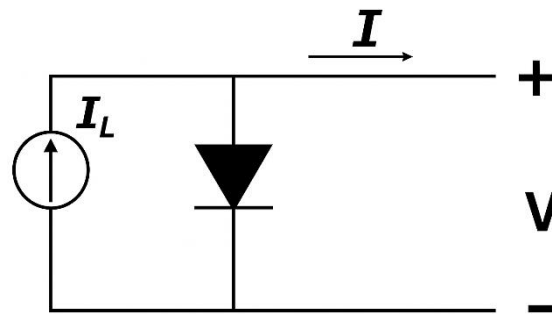


Figura 14. Circuito equivalente ideal célula solar fotovoltaica

Hay varios puntos que debemos tener en cuenta en la curva I-V:

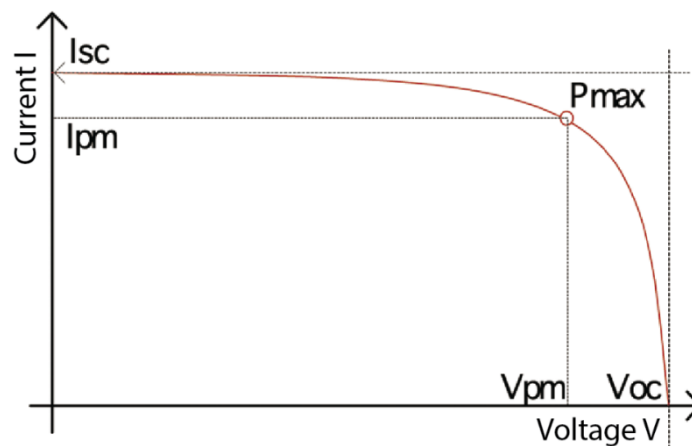


Figura 15. Curva I-V célula solar fotovoltaica explicada [29]

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Es la corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en bornas es de 0 V. Representa la máxima corriente que puede entregar una célula solar.
- **Tensión a circuito abierto (V_{oc}):** Es la tensión que se alcanza cuando la corriente extraída de la célula es cero. Representa la máxima tensión que se puede obtener de una célula solar.
- **Potencia máxima (P_{max}):** Es la potencia que se extrae de una célula y se calcula como el **producto de la corriente por la tensión** ($P = I \cdot V$).

- En circuito abierto: $V = V_{oc}$ e $I = 0 \rightarrow P = 0$
- En cortocircuito: $I = I_{sc}$ y $V = 0 \rightarrow P = 0$

Existe un punto entre ambos extremos (entre 0 V y V_{oc} , e I entre 0 e I_{sc}) en el que la potencia es máxima.

Cuando un panel opera en condiciones de potencia máxima, la resistencia del circuito externo determina unos valores de corriente (I_m) y tensión (V_m) tales que su producto ($I_m \cdot V_m$) es máximo. Normalmente, un panel no trabaja de forma natural en este punto, ya que la resistencia externa es fija. Para ello se utilizan seguidores del punto de máxima potencia, que ajustan constantemente el funcionamiento del panel para que opere lo más cerca posible de ese punto. Para la mayoría de los módulos comerciales de silicio cristalino, el valor de V_m en el punto de máxima potencia suele ser aproximadamente el 80 % del voltaje en circuito abierto (V_{oc}).

4.2.1.5. CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA REAL

Para realizar un análisis adecuado del circuito equivalente de una célula fotovoltaica, es fundamental tener en cuenta las principales pérdidas que se producen en el sistema. Entre ellas, destacan las siguientes:

- **Pérdidas por reflexión parcial:** Se refiere a la fracción de radiación solar que se refleja al incidir sobre la superficie del panel, sin llegar a ser absorbida. Representa aproximadamente un 10% de la energía incidente.
- **Capacidad de absorción del material:** Solo se aprovecha la energía suficiente para liberar electrones (energía de gap), mientras que el exceso energético se disipa en forma de calor. Esta pérdida puede alcanzar valores cercanos al 50%.

- **Pérdidas por recombinación:** Tienen lugar cuando los electrones y huecos generados se recombinan antes de ser recogidos, impidiendo así la conversión efectiva de la energía luminosa en electricidad.
- **Pérdidas en los contactos eléctricos:** Además de la energía disipada en los contactos, se produce un efecto Joule por calentamiento de los conductores, lo que supone una pérdida adicional del orden del 2–3%.

Si bien todas estas pérdidas afectan al rendimiento global de la célula, sólo algunas de ellas se representan explícitamente en el circuito equivalente eléctrico. Este modelo introduce dos resistencias, la resistencia en serie (R_s) y la resistencia en paralelo (R_p):

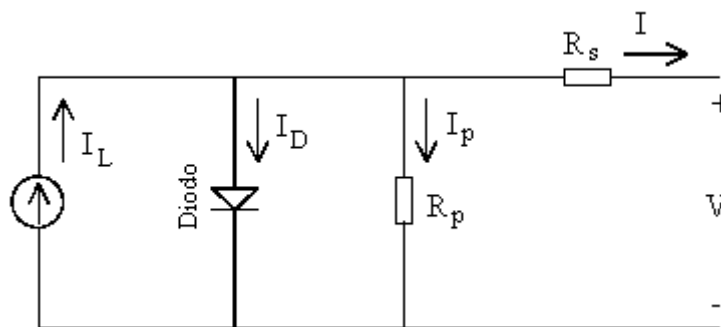


Figura 16. Circuito equivalente célula solar fotovoltaica real [30]

R_s representa la resistencia en contactos metálicos, la resistencia de las capas semiconductoras y la pérdida en la rejilla colectora. R_p , por otro lado, representa las fugas de corriente, las pérdidas por recombinación y las pérdidas por los cortocircuitos metálicos.

Otro factor a tener en cuenta en cuanto a la eficiencia de la célula es la temperatura de la célula. Un aumento de temperatura provoca que la curva I-V se mueva hacia abajo. La corriente de cortocircuito se mantendrá constante, pero la tensión de circuito abierto disminuirá, lo que provocará una disminución de la potencia. Por cada grado que aumenta la temperatura de la célula respecto de 25°C, la eficiencia decrece del orden de 0,4 a 0,5%.

El incremento de la temperatura de la célula respecto a la temperatura ambiente suele ser de unos 20-25°C. Esto reduce la eficiencia en torno a un 10%.

En las fichas técnicas de los paneles solares fotovoltaicos, se muestran unos factores de corrección, que nos permiten ver cómo varían la corriente, tensión y potencia por el incremento de la temperatura:

- **Coeficiente de Intensidad-Temperatura (α):** Especifica el aumento de I_{sc} por grado de aumento de temperatura.
- **Coeficiente de Tensión-Temperatura (β):** Especifica el aumento de V_{oc} por grado de aumento de temperatura.
- **Coeficiente de Potencia-Temperatura (γ):** Especifica el aumento de potencia por grado de aumento de temperatura.

Además de comprender el comportamiento eléctrico de la célula de forma individual, es necesario considerar cómo se modifica su funcionamiento al interconectarlas en serie y en paralelo para formar un módulo o un generador fotovoltaico. La conexión de células en serie y en paralelo para conseguir una tensión e intensidad adecuadas, conlleva un desplazamiento de la curva I-V.

Si más de dos celdas están conectadas en serie entre sí, entonces la corriente de salida de la celda permanece igual y su voltaje de entrada se duplica:

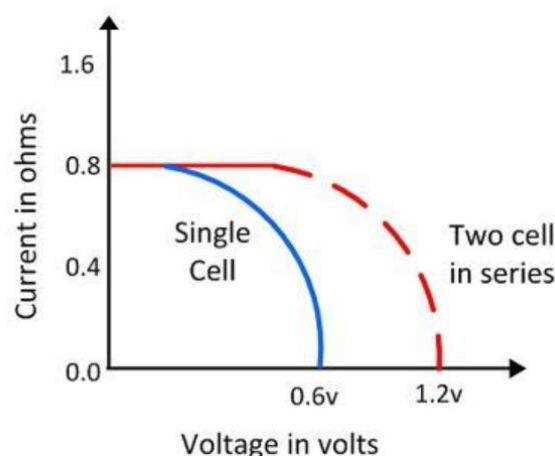


Figura 17. Curva I-V de dos células en serie [31]

En la combinación en paralelo de las celdas, el voltaje permanece igual y la magnitud de la corriente se duplica:

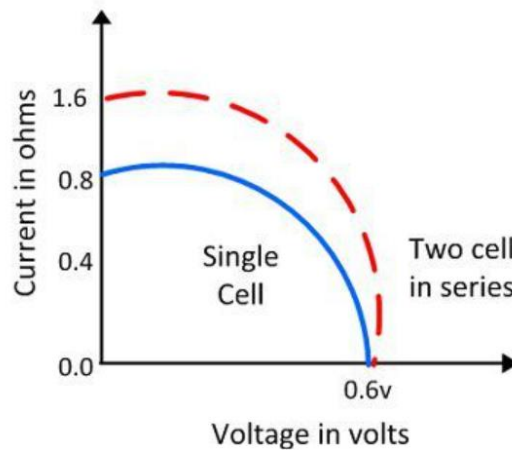


Figura 18. Curva I-V de dos células en paralelo [31]

En la combinación de celdas en serie-paralelo, aumenta la magnitud tanto del voltaje como de la corriente.

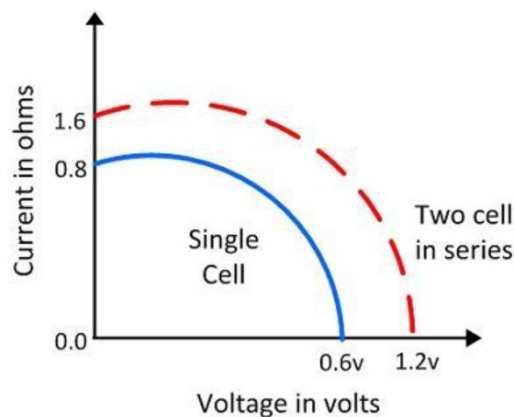


Figura 19. Curva I-V combinación celdas en serie y en paralelo [31]

Si nos fijamos en el esquema del circuito equivalente real, la corriente de un módulo por será la multiplicación de la corriente de salida I de la celda por el número de células en paralelo. La tensión será la multiplicación de la tensión V por el número de células en serie.

4.2.2. COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS

La clasificación de las tecnologías solares fotovoltaicas puede abordarse desde distintas perspectivas, siendo las más relevantes las que se basan en el rendimiento energético, el tipo de material semiconductor utilizado y la estructura interna de la célula. Estos criterios permiten entender tanto el grado de madurez de las tecnologías como su comportamiento técnico y sus aplicaciones potenciales.

4.2.2.1. CLASIFICACIÓN GENERAL

Desde el punto de vista del rendimiento de conversión, las tecnologías fotovoltaicas se agrupan en tres grupos, a continuación, ordenados de mayor a menor rendimiento:

- **Sistemas de concentración:** Consiste en reducir la cantidad del material más costoso, el semiconductor, incluyendo un sistema óptico alrededor. Este sistema cuenta con un conjunto de lentes y espejos, contra los que choca la radiación. Como consecuencia, la radiación llega concentrada al material semiconductor.
- **Silicio cristalino:** Se trata de la tecnología con mayor presencia en el mercado. Se diferencia entre el silicio monocristalino y el policristalino.
- **Lámina delgada:** Consiste en crear células menos espesas que las de silicio cristalino, añadiendo menos material semiconductor, para reducir coste. Como consecuencia, el rendimiento será menor. Destaca el uso de materiales como el silicio amorfo (a-Si), el telururo de cadmio (CdTe) o los materiales CIS, mezclando elementos del grupo III con elementos del grupo V, destacando el CdInCuSe_2 .

4.2.2.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN MATERIALES

Según la composición de los materiales semiconductores presentes en la unión de la célula, podemos identificar diferentes grupos:

- **Células de material simple:** Con un material en la unión. Destacan el Silicio (Si) y el Germanio (Ge).
- **Células de material binario:** Incorporan dos materiales diferentes en la unión, habitualmente combinaciones de elementos del grupo III y del grupo V de la tabla periódica. Ejemplos destacados son el telururo de cadmio (CdTe), el arseniuro de galio (GaAs), el fosfuro de indio (InP) y el sulfuro de cadmio (CdS).
- **Células de materiales ternarios:** En este caso, la unión está formada por tres materiales distintos, como en las células de aluminio-galio-arseniuro (AlGaAs) o selenio de cobre e indio (CuInSe₂).

También existen tecnologías con un mayor número de componentes, como las células de CuInGaSe₂, que han alcanzado eficiencias superiores al 17 % en condiciones comerciales.

4.2.2.3. CLASIFICACIÓN SEGÚN ESTRUCTURA DE LA CÉLULA

Desde el punto de vista de su estructura, las células fotovoltaicas pueden clasificarse según diferentes criterios relacionados con la configuración de la unión PN.

En primer lugar, se distinguen las **homouniones**, en las que la unión PN se forma a partir de un único material semiconductor, y las **heterouniones**, que utilizan materiales diferentes a cada lado de la unión.

Atendiendo al número de uniones presentes, se habla de **unión simple** cuando la célula posee una única unión PN, o de **multiunión** cuando incorpora varias uniones superpuestas, con el objetivo de mejorar el aprovechamiento del espectro solar.

Por último, en función del número de dispositivos empleados en una misma célula, se diferencian las **monocélulas**, que son las más habituales, y las **células en tándem o en cascada**, que consisten en varias células fotovoltaicas apiladas, cada una optimizada para captar una parte diferente del espectro de la radiación solar, lo que permite alcanzar mayores eficiencias globales.

4.2.3. SELECCIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La selección de los equipos que forman parte del sistema fotovoltaico presentaba una dificultad principal: la ubicación del emplazamiento. Dado que no todas las marcas y modelos disponibles en el mercado llegan hasta esta zona, se optó por trabajar con el proveedor African Energy, ya que ha colaborado anteriormente en otros proyectos de Engineers Without Borders y su experiencia es una garantía de suministro. Dentro del catálogo de este proveedor, las opciones de componentes disponibles son limitadas, por lo que la elección final se realizó en función de las especificaciones técnicas que mejor se adaptaran a las necesidades del proyecto.

Los paneles seleccionados son el modelo **CHSM72M-HC de 535 W** de la marca Astroenergy, cuyas características técnicas completas pueden consultarse en el Anexo I.

El módulo seleccionado, pertenece a la tecnología de silicio cristalino, que, según la clasificación general de las tecnologías solares fotovoltaicas, constituye el grupo con mayor implantación en el mercado. En cuanto a su clasificación según materiales, se trata de una célula de material simple, basada exclusivamente en el silicio, y con respecto a la estructura interna, estas células utilizan una homounión, empleando un único material semiconductor para conformar la unión PN. Este tipo de tecnología cristalina, junto con el uso de diseño Half-Cut y multi-busbar, contribuye a obtener una eficiencia superior al 20%, con buena tolerancia al sombreado parcial y menor riesgo de microfisuras, características que la convierten en una opción adecuada para instalaciones que requieren fiabilidad y durabilidad a largo plazo. Cabe destacar también que se trata de un modelo de paneles monofacial, una característica que resulta especialmente adecuada en un sistema donde los módulos se instalan coplanares al tejado y, por tanto, no existe necesidad de aprovechar la bifacialidad.

La marca Astroenergy figura en la lista de fabricantes Bloomberg Tier 1, clasificación otorgada por Bloomberg New Energy Finance. La clasificación Tier 1 ofrece una garantía de que los productos que están adquiriendo provienen de fabricantes con una sólida

posición financiera, lo que implica una mayor probabilidad de que cumplan sus garantías a largo plazo y continúen innovando en el sector [33].

4.3. INVERSORES

En este apartado se describen el funcionamiento de los inversores, los tipos más comunes y el modelo seleccionado para el sistema.

4.3.1. FUNCIÓN Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El inversor es un componente fundamental en una instalación fotovoltaica, ya que actúa como interfaz entre el generador solar y la red eléctrica. Su principal función es convertir la corriente continua (DC) generada por los paneles, en corriente alterna (AC) compatible con la red, adaptándose a la frecuencia y tensión de esta. Para garantizar una inyección de energía limpia, con tensión y frecuencia equivalentes a la de la red, el inversor debe generar una onda de salida lo más senoidal posible, minimizando así la presencia de armónicos.

Además, debido a que la potencia generada por los módulos varía continuamente con la irradiancia y la temperatura, el inversor incorpora un sistema denominado MPPT (Maximum Power Point Tracker o Seguidor del Punto de Máxima Potencia). Este dispositivo electrónico ajusta constantemente la tensión de entrada al inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico) para que el producto de corriente y tensión sea máximo, permitiendo extraer en todo momento la mayor potencia posible del generador.

En cuanto a su clasificación, los inversores se dividen principalmente según su potencia:

- Los **inversores centrales** se utilizan en grandes plantas (de cientos a varios miles de kW) y suelen instalarse en el suelo o en cubiertas industriales.

- Los **inversores string**, de potencia más reducida (desde pocos kW hasta cientos de kW), son comunes en instalaciones pequeñas o medianas, como tejados residenciales o comerciales.
- Por otro lado, los **microinversores**, aún más pequeños, se instalan en emplazamientos más pequeños, generalmente en aquellos destinados al autoconsumo. Se coloca un microinversor en cada panel.

Desde el punto de vista técnico, los inversores presentan una potencia nominal que indica su capacidad máxima de salida en corriente alterna, normalmente entre un 5 % y un 20 % por debajo de la potencia pico fotovoltaica. También se definen por su voltaje máximo y mínimo de entrada, que debe adaptarse al rango de funcionamiento de los módulos, considerando las variaciones de temperatura. En cuanto a la conexión, pueden ser monofásicos (hasta 5 kW) o trifásicos para mayores potencias. Finalmente, la eficiencia del inversor es un parámetro clave, ya que afecta directamente a la producción global de la instalación; esta varía en función del punto de trabajo, por lo que es fundamental analizar su comportamiento en diferentes condiciones de carga.

4.3.2. SELECCIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La elección del inversor se ha realizado principalmente por dos razones: por un lado, la necesidad de contar con un proveedor fiable que pudiera garantizar el suministro y la asistencia técnica en el emplazamiento del proyecto, y por otro, las características técnicas que mejor se adaptan a las necesidades de la instalación.

Al igual que en el caso de los paneles solares, se optó por adquirir el inversor a través de African Energy, ya que es un distribuidor con experiencia en proyectos anteriores de Engineers Without Borders, lo que supone una garantía adicional de disponibilidad y servicio en una ubicación con dificultades logísticas. De entre los inversores que ofrece el catálogo de African Energy, se ha elegido el modelo **Solis S6-GR1P de 3,6 kW**, que

además de ser monofásico, como la propia infraestructura eléctrica de Goshen Academy, incorpora otras características que lo hacen destacar frente a otras opciones disponibles. Se puede consultar la ficha técnica del modelo en el Anexo II.

Desde el punto de vista técnico, este inversor pertenece a la categoría de inversores string, que resultan idóneos para instalaciones de autoconsumo de pequeña y mediana potencia. Se trata de un inversor monofásico. Entre sus principales características técnicas destacan una eficiencia máxima del 97,3% y una eficiencia europea del 96,8%, valores que garantizan un rendimiento elevado en el proceso de conversión de corriente continua en corriente alterna. Además, dispone de un sistema MPPT, que permite optimizar la producción fotovoltaica ajustando de forma automática el punto de operación de los paneles en cada momento. Todo ello se integra en un diseño compacto y ligero, especialmente adecuado para instalaciones en entornos rurales con recursos limitados.

Otras características relevantes son la posibilidad de conexión a la red, y la posibilidad de comunicación mediante RS485 o Wi-Fi. Esta capacidad de comunicación permite monitorizar en tiempo real la energía generada a través de su pantalla LCD o de plataformas de gestión remota. Concretamente, el equipo cuenta con funciones integradas de medición que permiten visualizar la energía generada acumulada en kWh, la potencia instantánea, la tensión, la corriente, la frecuencia y otros parámetros eléctricos de funcionamiento.

No obstante, es importante señalar que, aunque este inversor permite un control detallado de la producción y del estado operativo, no es un contador fiscal homologado, por lo que no puede utilizarse con fines de facturación oficial o compensación con la compañía eléctrica.

4.4. BATERÍAS

A continuación, se explica el funcionamiento de las baterías, la clasificación según familia tecnológica y el modelo elegido para la instalación.

4.4.1. FUNCIÓN Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El almacenamiento de energía representa un componente fundamental en la eficiencia de los sistemas eléctricos actuales, ya que permite adaptar la generación a la demanda en el tiempo requerido. Los sistemas de almacenamiento acumulan la energía cuando esta se encuentra disponible, generalmente durante los periodos de mayor generación renovable y la liberan en los momentos de mayor consumo, favoreciendo tanto a los productores como a los usuarios finales al reducir picos de demanda, estabilizar la red y mejorar la calidad del suministro.

En aplicaciones de gran escala, como en centrales eléctricas, los sistemas más utilizados son el bombeo hidráulico y los sistemas de aire comprimido. Para aplicaciones más rápidas y puntuales, como la estabilización de red o la mejora de la calidad del suministro, se emplean tecnologías de alta velocidad de respuesta como los supercondensadores y las baterías magnéticas. Sin embargo, cuando el objetivo es el desplazamiento temporal de energía generada mediante fuentes renovables, como ocurre en una instalación solar, las soluciones más habituales son las baterías electroquímicas.

Estas baterías se clasifican en distintas familias tecnológicas:

Baterías de plomo-ácido, que son una tecnología madura, de bajo coste y buen reciclaje, pero con limitada profundidad de descarga, baja densidad energética y necesidades frecuentes de mantenimiento.

Baterías alcalinas, como las de níquel-cadmio (NiCd) o níquel-hidruro metálico (NiMH), también maduras, aunque con costes elevados y problemas de densidad o auto-descarga.

Baterías de alta temperatura, como las de sodio-azufre (NaS) y sodio-cloruro de níquel (NaNiCl), con buena densidad de energía y durabilidad, pero que requieren temperaturas de operación elevadas (250–300 °C) y presentan dificultades técnicas como la corrosión o sellos frágiles.

Baterías de ion-litio, ampliamente utilizadas por su alta densidad de energía, gran eficiencia, larga vida útil y aplicaciones versátiles. No obstante, tienen un coste elevado y son sensibles al sobrecalentamiento, lo que limita su profundidad de descarga.

Baterías de flujo redox, como las de vanadio (VFR), con alta capacidad de almacenamiento energético y ciclos de vida muy largos, pero con baja eficiencia y complejidad técnica, lo que dificulta su escalabilidad comercial.

Tecnologías emergentes, como las de metal líquido (Mg-Sb), que ofrecen potenciales ventajas de densidad energética pero que aún están en fase de prototipado.

Para seleccionar adecuadamente una batería, es imprescindible analizar criterios técnicos clave como el rendimiento (relación entre la energía extraída y la ingresada, afectada por las pérdidas internas), la profundidad de descarga (porcentaje de la energía útil disponible en una descarga) y la cantidad de ciclos de carga/descarga soportados. Cuanto más profunda sea la descarga, menor será la vida útil de la batería, por lo que para sistemas que operan de forma continua, como una instalación fotovoltaica, se requieren baterías de ciclo profundo, capaces de sostener corrientes moderadas durante varias horas, sin necesidad de reposo, y que además puedan mantenerse activas durante la noche, cuando no se produce energía, pero sí se puede demandar [32].

4.4.2. SELECCIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La elección del modelo de batería **WeCo 5K3 XP** se fundamenta tanto en criterios logísticos como técnicos. En primer lugar, al igual que los módulos fotovoltaicos y el inversor, se optó por adquirir este equipo a través del proveedor African Energy, que ha demostrado ser un socio fiable en proyectos anteriores de Engineers Without Borders, garantizando la disponibilidad de suministro y el soporte técnico en una ubicación de difícil acceso. Desde el punto de vista técnico, el almacenamiento de energía es un elemento clave en este sistema fotovoltaico autónomo, ya que permite acumular la energía

generada durante las horas de máxima irradiación y liberarla cuando la demanda lo requiere, especialmente en horario nocturno.

El modelo seleccionado pertenece a la categoría de baterías de ion-litio. Entre sus características técnicas más relevantes, la batería ofrece una capacidad nominal de 5,3 kWh por módulo, una profundidad de descarga del 100% (aunque la recomendada es del 80%) y una vida útil estimada superior a 8000 ciclos, garantizando un uso prolongado con un mantenimiento reducido.

La compatibilidad con sistemas de baja y alta tensión, la posibilidad de ampliación mediante conexión en paralelo o en serie, así como la comunicación mediante RS485, CAN o Wi-Fi, aportan flexibilidad para el dimensionamiento. Todo ello convierte este modelo en una opción idónea para instalaciones fotovoltaicas aisladas que precisan un almacenamiento robusto, escalable y de ciclo profundo, capaz de cubrir la demanda energética con un alto grado de fiabilidad.

La ficha técnica de las baterías se puede ver en detalle en el Anexo III.

4.5. ESTRUCTURA DE SOPORTE

En las instalaciones solares fotovoltaicas pueden emplearse dos tipos principales de estructuras de soporte: estructuras móviles y estructuras fijas.

Las **estructuras móviles**, comúnmente conocidas como seguidores solares, son sistemas que permiten orientar los paneles para seguir el movimiento aparente del sol a lo largo del día. Este tipo de solución es especialmente eficaz en zonas con baja nubosidad, ya que optimiza la captación de radiación directa, manteniendo la superficie del módulo lo más perpendicular posible a los rayos solares y mejorando así el rendimiento energético.

Por otro lado, las estructuras fijas se instalan con una inclinación y orientación previamente calculadas para maximizar la captación global de energía a lo largo del año.

En instalaciones de gran tamaño, es fundamental calcular la distancia de separación entre filas de paneles para evitar sombras que reduzcan la eficiencia del sistema.

En el caso concreto del presente proyecto, se ha optado por una estructura fija sobre cubierta, lo que implica que tanto la orientación como la inclinación de los módulos están condicionadas por la geometría y disposición del tejado existente.

Capítulo 5. SISTEMA DESARROLLADO

5.1. ANÁLISIS DEL SISTEMA

5.1.1. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

Goshen Academy está compuesta por varias edificaciones: las letrinas (“Latrines en la figura), el área de preescolar (“Nursery” en la figura) y la escuela primaria (“Primary school” en la figura), esta última de dos plantas:

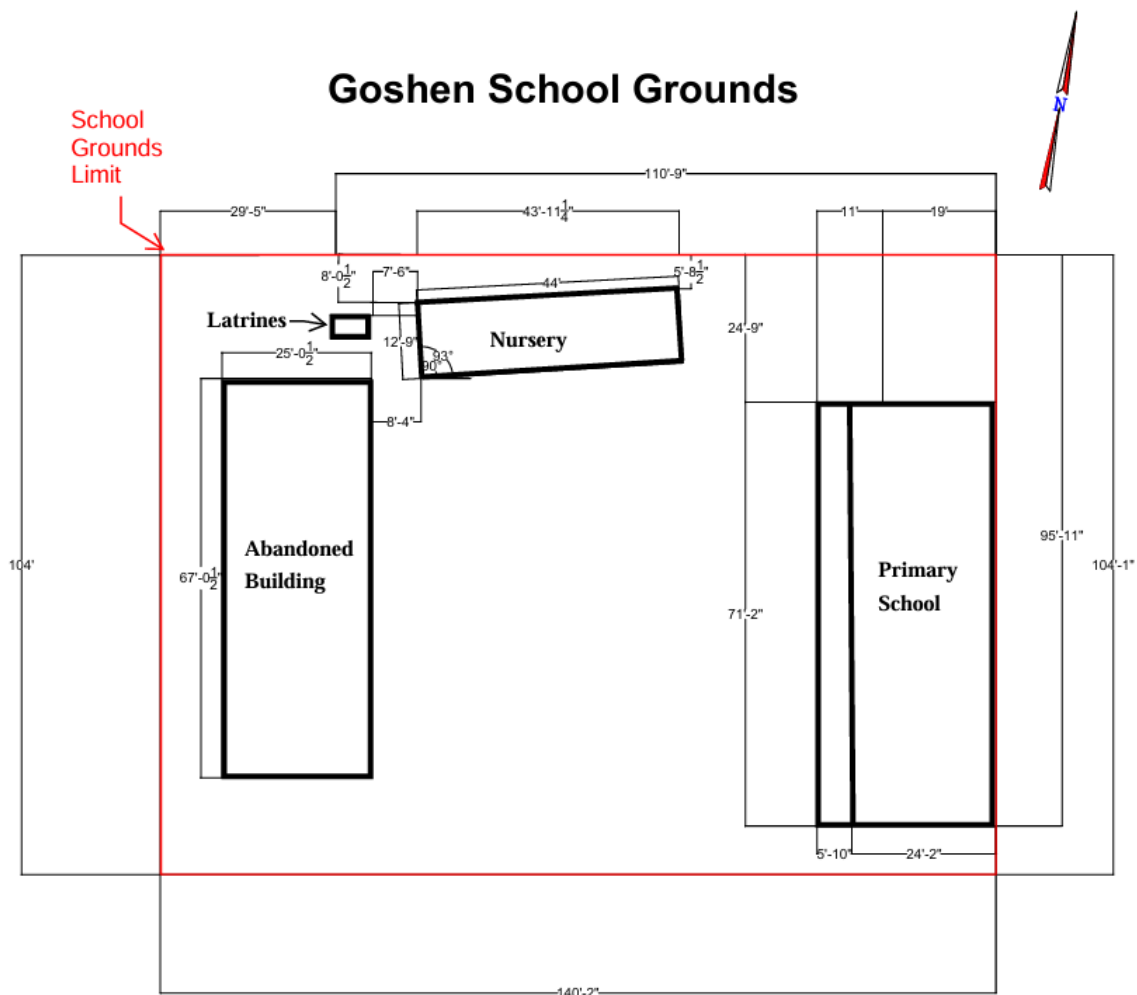


Figura 20. Terrenos Goshen Academy [26]

El centro educativo cuenta con una asistencia aproximada de 115 estudiantes y 10 miembros del personal. Actualmente, la escuela presenta una infraestructura eléctrica muy limitada o inexistente, lo que motiva la propuesta de un sistema fotovoltaico autónomo. Como ya se ha mencionado previamente, el edificio de Goshen Academy no se encuentra conectado a la red eléctrica nacional actualmente. Sin embargo, hay planes de conexión a la misma en un futuro cercano, lo cual se ha tenido en cuenta en la planificación del sistema. El edificio principal dispone de una cubierta de aproximadamente 132 m² de superficie útil, con una inclinación de 15 grados y orientación sureste, condiciones adecuadas para la captación solar. El borde del tejado se encuentra a 2 metros del perímetro exterior, lo que ofrece cierta seguridad para la instalación de los módulos. El tipo de estructura de soporte es de madera. Actualmente, no se presentan obstáculos relevantes que puedan generar sombras. Además, el espacio en el suelo es adecuado para el acceso de vehículos durante la instalación.

Podemos ver a continuación una fotografía del colegio, tomada por el equipo de EWB en fases anteriores proyecto:



Figura 21. Fotografía equipo EWB a Goshen Academy [27]

5.1.2. ANÁLISIS DEL CONSUMO ELÉCTRICO

Dado que el emplazamiento no dispone actualmente de suministro eléctrico, no es posible contar con facturas que permitan determinar el consumo real. Por este motivo, se ha llevado a cabo una estimación del consumo energético anual del colegio, que ha servido de base para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, utilizando la herramienta Microsoft Excel.

Para ello, se utilizó una lista detallada de todos los equipos eléctricos presentes en el centro, clasificados por edificio. En esta lista se incluyó una estimación del tiempo medio de uso diario de cada equipo, calculada a partir de encuestas realizadas por el equipo de Engineers Without Borders (EWB) tanto al profesorado como al alumnado.

La estimación se desglosó de forma mensual con el objetivo de reflejar posibles variaciones estacionales en la demanda eléctrica. Las hipótesis de uso se fundamentaron en datos climáticos obtenidos de la base de datos Meteonorm, considerando que los meses más cálidos, aunque con escasa variación térmica, corresponden a febrero, marzo, abril y mayo, mientras que los meses más nublados y lluviosos (de abril a noviembre) podrían implicar un uso más intensivo de la iluminación artificial.

A partir de esta información, se calculó el consumo mensual de cada equipo mediante la multiplicación de su potencia nominal, el tiempo estimado de uso diario y el número de días de cada mes. La suma de estos valores permitió obtener el consumo mensual total de todos los equipos y, finalmente, una estimación del consumo eléctrico anual del colegio.

Tras este primer cálculo, se comprobó que los valores obtenidos resultaban excesivamente elevados y poco realistas para la viabilidad económica del proyecto. Por este motivo, se revisó la lista inicial de equipos, reduciéndola a aquellos considerados estrictamente esenciales.

Los resultados de este proceso se presentan en la siguiente tabla:

	CONSUMO DIARIO	CONSUMO MENSUAL
MES	kWh/día	kWh/mes
Enero	6,35	196,85
Febrero	6,65	186,20
Marzo	6,65	206,15
Abril	7,33	219,75
Mayo	7,33	227,08
Junio	7,03	210,75
Julio	7,03	217,78
Agosto	7,03	217,78
Septiembre	7,03	210,75
Octubre	7,03	217,78
Noviembre	7,03	210,75
Diciembre	6,35	196,85
	CONSUMO ANUAL (kWh/año)	2518,45

Tabla 2. Resumen consumo Goshen Academy

5.1.3. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

Para el análisis del recurso solar en el emplazamiento, se han utilizado distintas bases de datos climáticas reconocidas a nivel internacional, con el objetivo de comparar resultados y seleccionar la más adecuada para la simulación del sistema en PVsyst. Previamente, se obtuvieron las coordenadas exactas de Goshen Academy mediante Google Earth:

Latitud: 8.420853°

Longitud: -13.163124°

Altitud: 199 m



Figura 22. Vista superior Goshen Academy en Google Earth

La base de datos Meteonorm [38] combina datos climáticos históricos obtenidos mediante mediciones reales con modelos estadísticos, generando valores representativos mediante interpolaciones a partir de estaciones cercanas. Ofrece una cobertura global y está especialmente optimizada para su uso en software de simulación como PVsyst. En este proyecto, también se ha empleado la base de datos PVGIS (ERA5) [39], que proporciona datos mensuales desde 2005 hasta 2023, y la base Meteosat Prime Meridian: Africa and Europe TMY [40], que genera un año meteorológico típico a partir de varios años reales (entre 10 y 30), seleccionando para cada mes el más representativo; esta base ofrecía datos de 2022 con una resolución temporal de media hora, lo que permite un análisis detallado del perfil horario. Por otro lado, la base NASA-SSE [41] ofrece datos mensuales desde 1981 hasta 2024, constituyendo una opción sólida especialmente en regiones con escasa cobertura de estaciones locales.

Para la selección de la base de datos más adecuada para el estudio del recurso solar en el emplazamiento, se han analizado con Microsoft Excel las tendencias mensuales y las

desviaciones respecto al valor medio anual de cuatro fuentes distintas: Meteonorm, PVGIS, NREL y NASA.

En la gráfica de tendencias se observa que Meteonorm presenta una curva suavizada y coherente, sin picos abruptos, lo que sugiere una mayor estabilidad en los datos mensuales. Por el contrario, la base de datos NREL muestra valores significativamente más elevados en todos los meses, con una variación muy marcada entre estaciones, lo que podría conducir a una sobreestimación del recurso solar disponible.

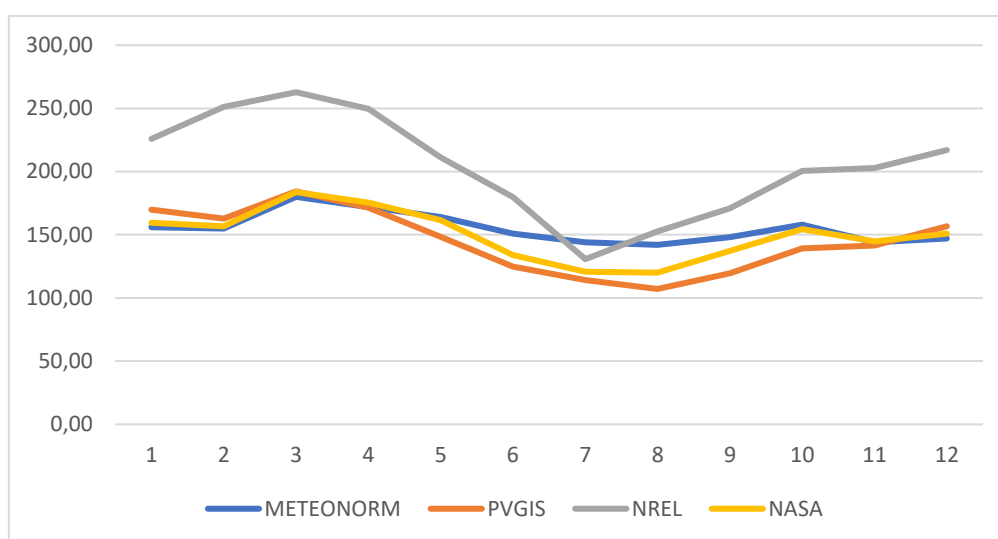


Figura 23. Tendencias bases de datos

Además, en la gráfica de desviaciones, puede apreciarse que Meteonorm es la base que presenta menor dispersión mensual respecto a su promedio, lo que indica una menor variabilidad y mayor consistencia interna. En cambio, PVGIS y NASA muestran desviaciones negativas constantes, mientras que NREL presenta desviaciones muy elevadas en ciertos meses, especialmente en el dato de consumo anual. Esta inestabilidad en los datos de NREL compromete su fiabilidad para el dimensionado de un sistema aislado en una zona con muy poca información local disponible.

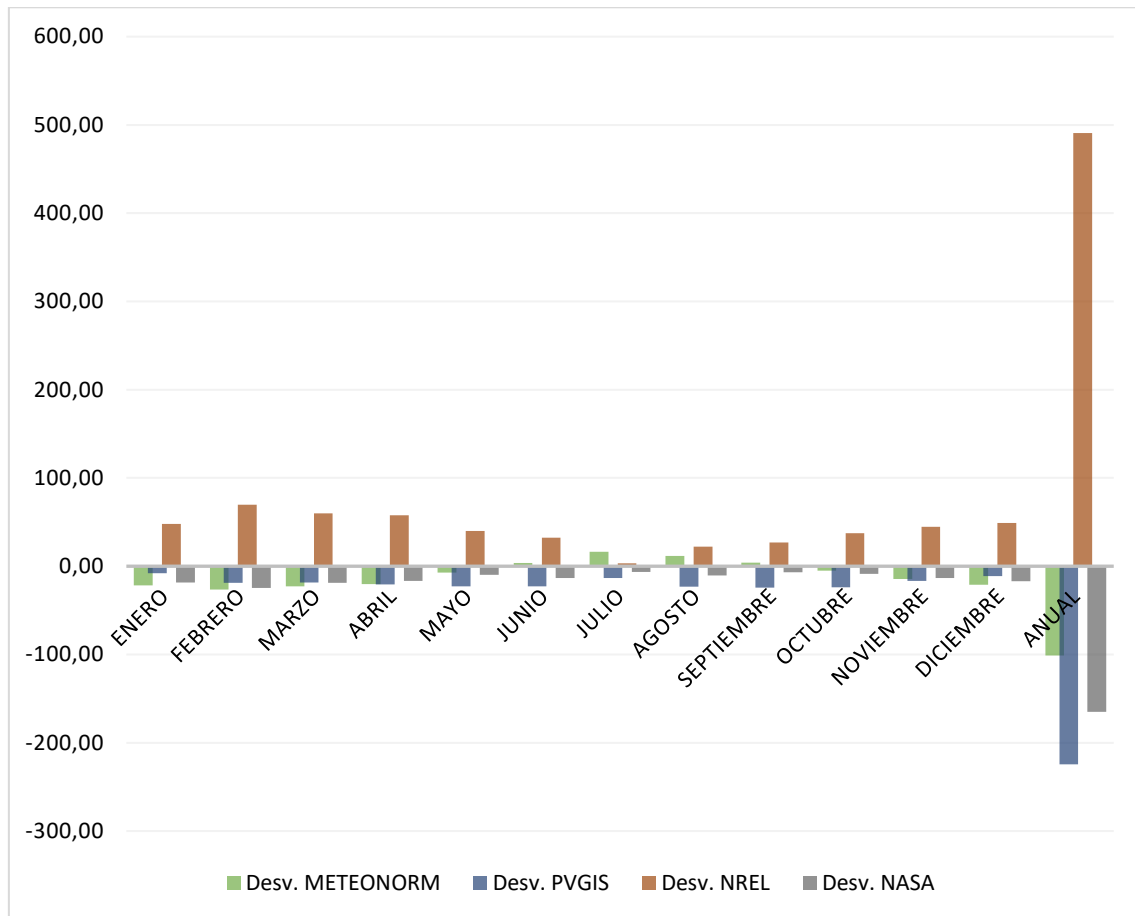


Figura 24. Desviaciones mensuales y anual de las bases de datos

Por estos motivos, se ha optado por utilizar Meteonorm como fuente principal, ya que ofrece la combinación más equilibrada entre precisión, estabilidad y coherencia, lo que garantiza una representación más realista del recurso solar en el contexto del diseño energético. Su cobertura global, junto con una baja dispersión mensual y una alta consistencia en los datos, la convierten en la opción más adecuada para la simulación en PVsyst. Las gráficas que se adjuntan respaldan esta elección técnica, mostrando cómo Meteonorm presenta una tendencia mensual más estable y una desviación significativamente menor respecto al promedio anual en comparación con otras bases de datos como PVGIS, NREL o NASA. Aunque NASA también es una fuente válida por lo que se puede ver en las gráficas, se considera más apropiada para estudios en regiones como Estados Unidos, donde dispone de una mayor densidad de estaciones y validación

local. A continuación, se presentan los datos obtenidos de la base de datos Meteonorm, que incluyen la radiación global horizontal, la radiación difusa, la temperatura media y la velocidad del viento en el emplazamiento del proyecto:

	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Tamb (°C)	Vviento (m/s)
ENERO	156	80	27,3	3,3
FEBRERO	155	85	27,7	3,7
MARZO	180	96	28	4
ABRIL	172	90	28,2	4
MAYO	164	94	28,2	3,8
JUNIO	151	82	27	3,5
JULIO	144	80	26,1	3,5
AGOSTO	142	83	25,7	3,6
SEPTIEMBRE	148	72	26,4	3,6
OCTUBRE	158	83	27,2	3,4
NOVIEMBRE	144	78	27,7	3,3
DICIEMBRE	147	79	27,6	3,1
Año	1863	1002	27,3	3,6

Tabla 3. Datos recurso solar Meteonorm [38]

Cabe señalar que PVsyst permite importar directamente los datos climáticos desde múltiples bases de datos oficiales, por lo que no es necesario introducirlos manualmente; sin embargo, se ha realizado este análisis previo con el fin de seleccionar la fuente más adecuada para el caso concreto del proyecto.

Para el dimensionamiento mediante métodos analíticos del sistema, se ha tenido que elaborar una tabla de radiación global en kWh/m²/día en función del ángulo de inclinación de los módulos. Para la elaboración de esta tabla se ha utilizado la base de datos PVGIS, que cuenta con estimaciones de radiación mensual media global sobre superficie inclinada, considerando distintos ángulos de inclinación y orientaciones.

5.2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

5.2.1. DISEÑO MEDIANTE MÉTODOS ANALÍTICOS

El dimensionamiento del sistema se ha realizado inicialmente siguiendo el **criterio del mes crítico** y aplicando dos metodologías complementarias: el **método de potencia pico** y el **método de amperios-hora**.

Antes de comenzar con el análisis, ha sido necesario recopilar toda la información técnica de los equipos que se van a emplear, con el fin de disponer de datos fiables para los cálculos. Para ello, se llevó a cabo una revisión detallada de las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos, el inversor y las baterías seleccionados. En aquellos casos en los que los datos presentaban variaciones según el fabricante o la gama, se han utilizado valores típicos de referencia, considerados representativos y conservadores.

La tabla obtenida con las principales características técnicas de cada componente es la siguiente:

Eficiencia de la batería	95%
Eficiencia del inversor	96,90%
Factor de rendimiento de conductores	1
Máxima profundidad de descarga en un ciclo DoD (P_D)	80%
Factor de corrección por temperatura (F_{CT})	1
Tensión nominal de la batería (V_{BAT})	52 V
Potencia de un módulo	535 W
$I_{MPP,STC}$	12,86 A
$V_{MPP,STC}$	41,6 V
$P_{MPP,STC}$	534,976 W
Factor global de funcionamiento de módulo (P_G)	0,914

Tabla 4. Datos técnicos equipos

A continuación, se pasó a la aplicación del método del mes crítico, que consiste en identificar el periodo del año en el que la relación entre el consumo energético y la radiación disponible es más desfavorable. Para ello, se elaboró una tabla con los cocientes entre el consumo mensual estimado y la radiación mensual disponible, lo que permite analizar en qué mes el sistema debería disponer de mayor capacidad para cubrir la demanda. Aunque el criterio estricto del mes crítico establece que debe tomarse el valor máximo de esta relación, asegurando así que el sistema pueda cubrir incluso el mes más desfavorable del año, en este caso se ha optado por emplear un valor medio, con el objetivo de evitar un sobredimensionamiento del sistema. En el Anexo IV se incluye una explicación detallada del procedimiento seguido para la elaboración de esta tabla. El resultado obtenido corresponde a una inclinación de 40° y a una radiación global (G_d) de $2,65 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$.

Con esta información, se procedió a dimensionar la planta aplicando ambos métodos de cálculo: el método de potencia pico y el método de amperios-hora. Los detalles completos del proceso y las fórmulas utilizadas también se recogen en el Anexo IV. Las configuraciones resultantes de este análisis son las siguientes:

	MÉTODOS	
	Potencia pico	Amperios-hora
Número total de módulos	6	8
Número de módulos en serie	2	2
Número de ramas en paralelo	3	4
Capacidad total generador fotovoltaico (kWp)	3,21	4,28
Capacidad nominal de la batería (kWh)	8,625	8,625
Capacidad nominal de la batería (Ah)	165,87	165,87
Potencia inversor (kW)	3,6	3,6

Tabla 5. Resultados dimensionamiento análisis analítico

5.2.2. DISEÑO CON PVSYST

Con los resultados obtenidos mediante el método de amperios-hora, se procedió a realizar la simulación de la instalación en PVsyst. Se optó por utilizar este segundo método como referencia principal, al tratarse de un enfoque más conservador, que permite dimensionar el sistema con un mayor margen de seguridad frente a posibles variaciones en el consumo real o en la disponibilidad de radiación solar a lo largo del año.

Dado que PVsyst no permite simular de manera directa un sistema aislado con inversor en determinadas configuraciones, se optó por configurar la simulación como si la instalación estuviera conectada a la red, lo que permite aprovechar todas las funcionalidades de análisis energético del programa.

Para poder llevar a cabo las simulaciones del sistema fotovoltaico en PVsyst, es necesario seguir un procedimiento estructurado que comprende una serie de pasos consecutivos, cada uno de los cuales requiere definir con precisión distintos parámetros y condiciones de funcionamiento. El software dispone de varias pestañas que deben configurarse de forma ordenada antes de proceder con la simulación.

En primer lugar, es imprescindible establecer las coordenadas geográficas del emplazamiento donde se ubicará la instalación, así como seleccionar una base de datos de irradiancia que permita obtener los datos climáticos necesarios. En este proyecto, se eligió la base de datos de Meteonorm, por las razones que se detallan en el Apartado 5.1.3 de esta memoria.

A continuación, se accede a la pestaña de **Orientación**, donde se deben introducir los valores de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos. Esta sección también proporciona la opción de calcular automáticamente los ángulos óptimos, en función de la ubicación y de la latitud del emplazamiento, para maximizar la captación solar.

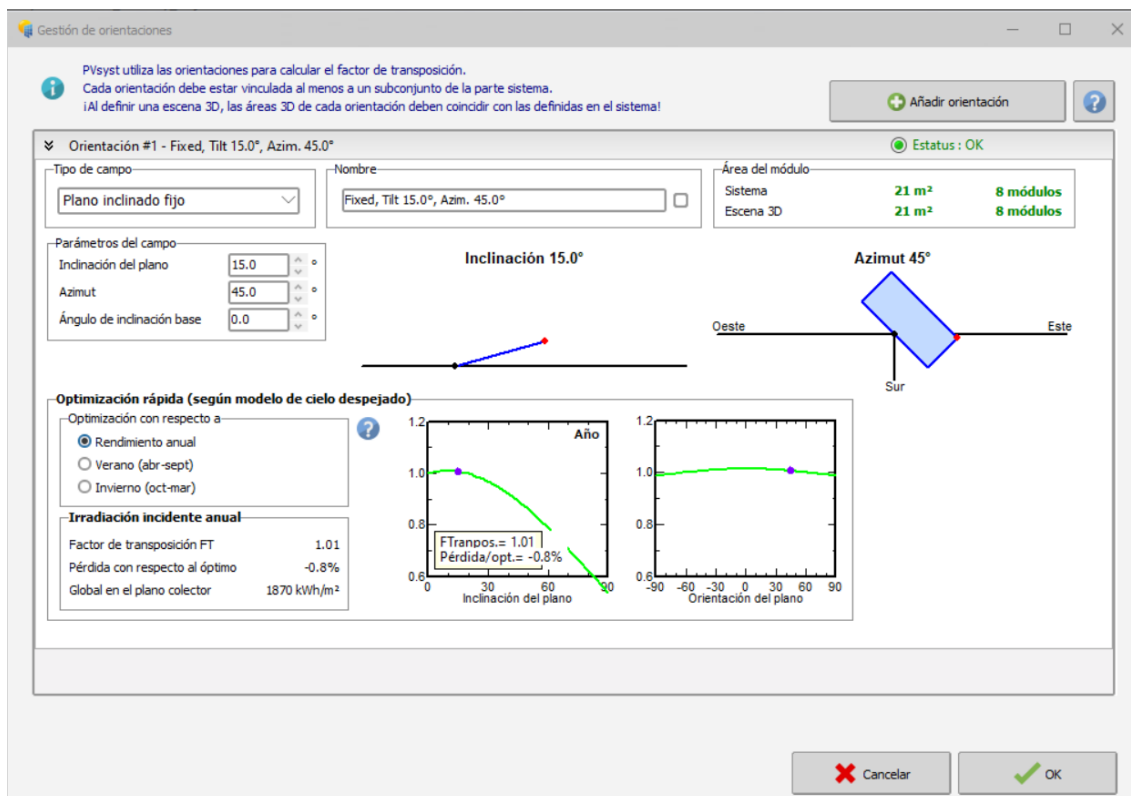


Figura 25. Pestaña Orientación PVsyst

En segundo lugar, es necesario definir el perfil de consumo energético del proyecto en la pestaña de **Autoconsumo**. En este caso concreto, se decidió introducir los datos de consumo mensual en formato kWh/mes, reflejados en la Tabla 2, ya que resultaba la opción más adecuada tras la estimación realizada. Esta pestaña permite asimismo cargar un archivo CSV con datos horarios de consumo eléctrico, lo que posibilitaría un dimensionado más preciso del sistema. Sin embargo, dado que el edificio objeto del estudio no está conectado a la red eléctrica, no se disponía de registros horarios que pudieran ser importados.

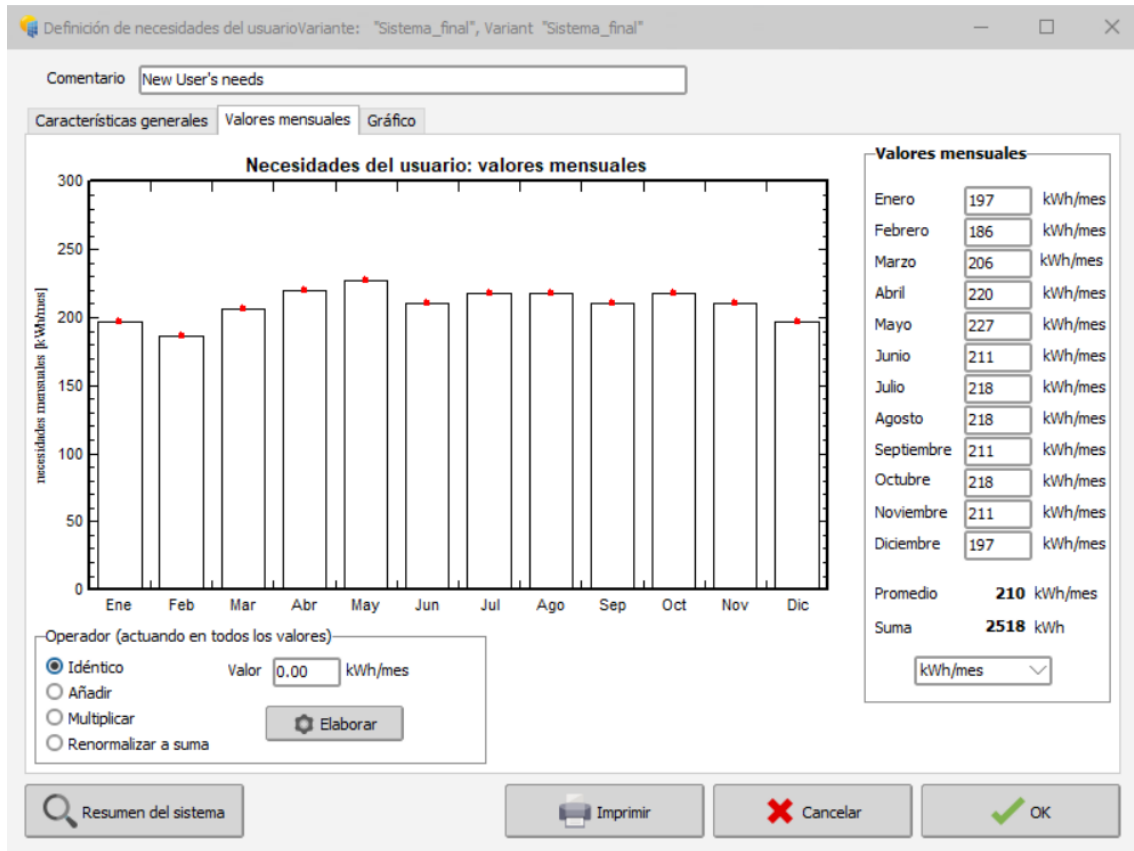


Figura 26. Pestaña Autoconsumo PVsyst

En tercer lugar, se define el **horizonte** del emplazamiento, que representa los obstáculos lejanos que pueden limitar la radiación incidente. PVsyst facilita la importación de este perfil a partir de diferentes bases de datos en función de las coordenadas geográficas introducidas. Para este proyecto, se emplearon los datos de PVGIS, que permiten generar el contorno del horizonte de manera automatizada.

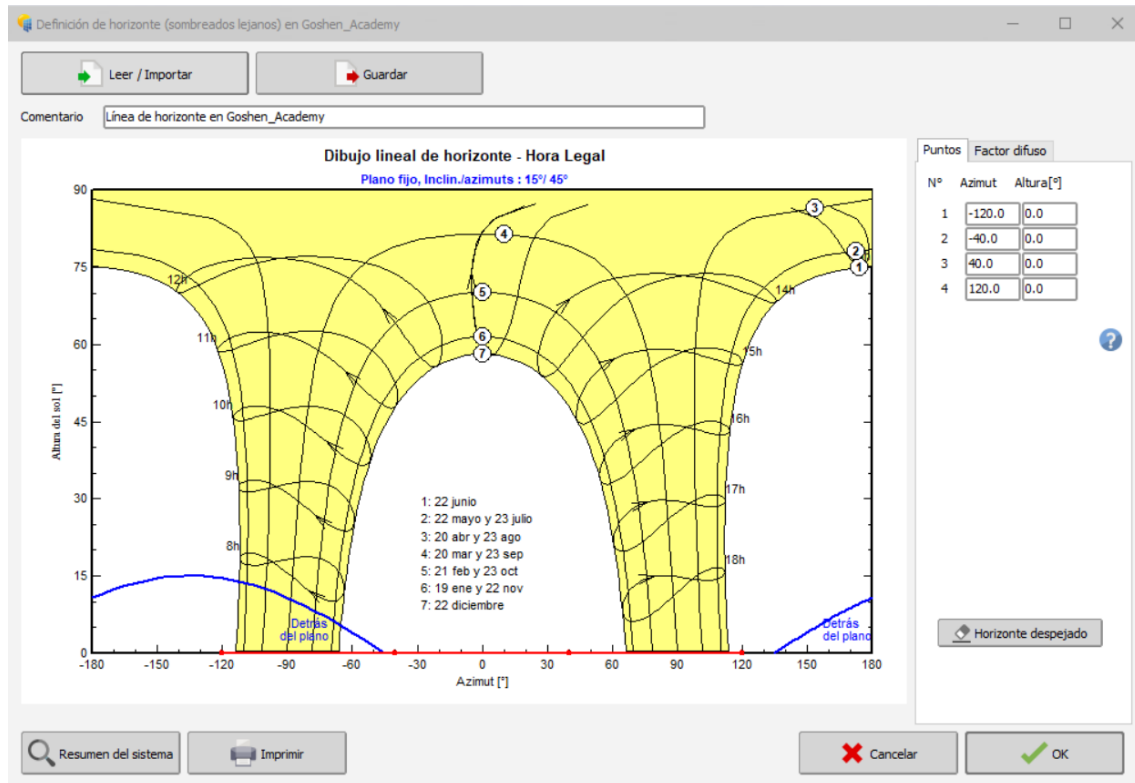


Figura 27. Pestaña Horizonte PVsyst

El cuarto paso consiste en la configuración de los **sombreados cercanos**, que pueden afectar significativamente a la producción energética del sistema si existen obstáculos próximos. En el caso de Goshen Academy, se verificó que no había elementos cercanos que generaran sombras apreciables sobre la instalación. Dentro de esta pestaña también se define la vista tridimensional del sistema fotovoltaico, que debe actualizarse manualmente cada vez que se modifica el número de paneles o la disposición de los módulos, para asegurar que la simulación se ejecute correctamente.

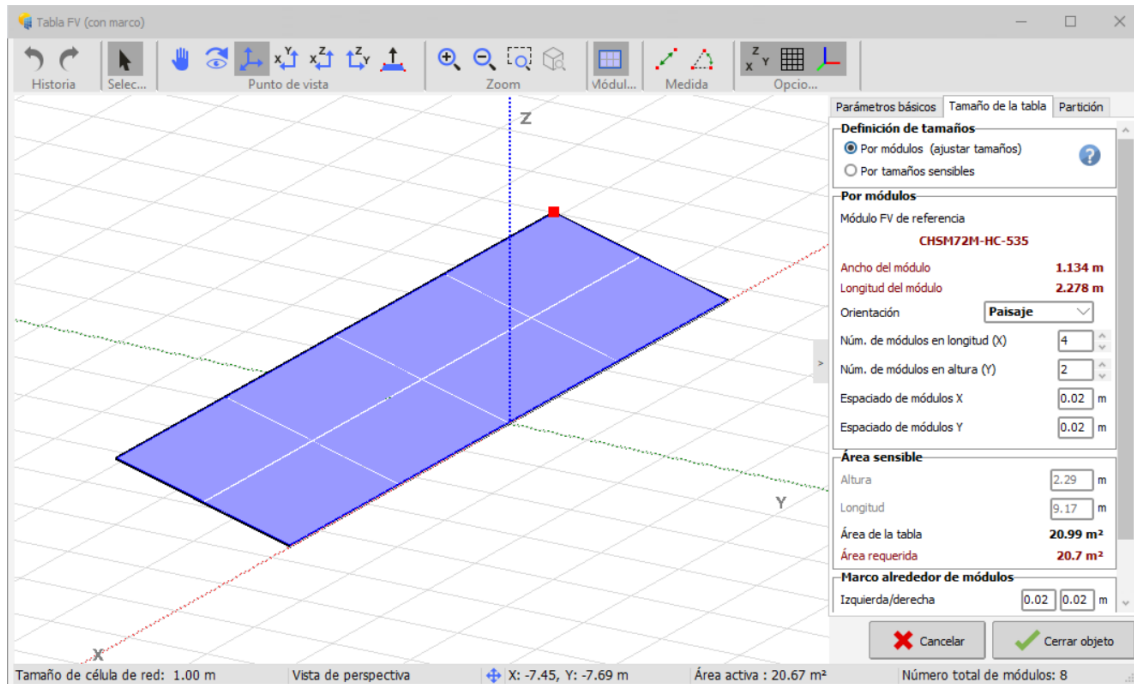


Figura 28. Pestana Sombreados cercanos PVsyst

A continuación, se completa la pestaña de **Pérdidas detalladas**, donde se configuran los parámetros que describen las diferentes pérdidas que afectan al rendimiento global del sistema. Este apartado es esencial para obtener un resultado de simulación lo más realista posible. Para una explicación más exhaustiva de todas las pérdidas que PVsyst contempla y de los valores específicos introducidos en este proyecto, puede consultarse el Anexo V.

Por último, antes de iniciar la simulación, es necesario definir con detalle los equipos seleccionados. Para ello, se han utilizado los componentes descritos previamente en el Capítulo 4, adaptados a los resultados obtenidos en el dimensionado analítico y a las restricciones específicas de PVsyst. Los módulos fotovoltaicos y el inversor se definen en la pestaña **Sistema**, mientras que las baterías se definirán en la pestaña **Almacenamiento**.

Definición del sistema de red, Variante VC4: "Sistema_final"

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
- PV Array		
Astronergy - CHSM72M-HC-535	4	2
Sols - S6-GR-IP3.6K-M	1	1

Subconjunto **PV Array**

Seleccione la orientación
Orientación: **Fixed, Tilt 15.0°, Azim. 45.0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
☒ Sin dimensionamiento
Potencia planeada: kWp
o área disponible: m²

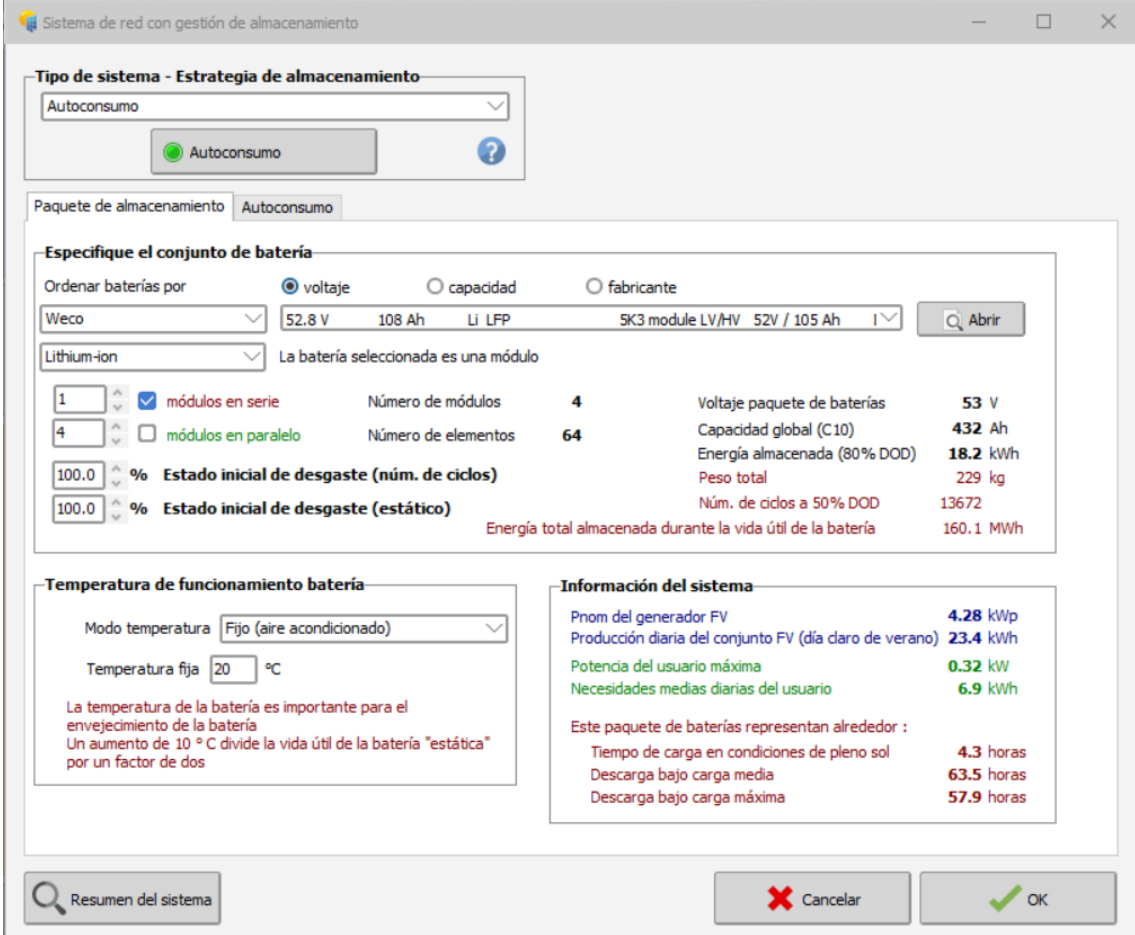
Seleccione el módulo FV
Disponble ahora: Filtro: Todos los módulos F
Astronergy: 535 Wp 35V Si-mono CHSM72M-HC-535 Desde 2021 Manufacturer 2023
☐ Usar optimizador
Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) **36.3 V**
Voc (-10°C) **54.2 V**

Seleccione el inversor
Disponble ahora: Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz
Sols: 3.6 kW 80 - 500 V TL 50/60Hz S6-GR-IP3.6K-M Desde 2021
Núm. de inversores: ☒ Voltaje de funcionamiento: **80-500 V** Poder global inversor: **3.6 kWca**
Voltaje máximo de entrada: **600 V**

Diseñe el conjunto
Núm. de módulos y cadenas
Mód. en serie: entre 3 y 11
Núm. cadenas:
Perdida sobrecarga: **0.0 %**
Proporción Pnom: **1.19**
Núm. de módulos 8 Área 21 m²

Condiciones de operación
Vmpp (60°C) 145 V
Vmpp (20°C) 168 V
Voc (-10°C) 217 V
Irradia. plano **1000 W/m²**
Imp (STC) 25.7 A
Isc (STC) 27.2 A
Isc (en STC) 27.2 A
El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 19.0 A/entrada)). (Info, no significativa)
☐ Máx. en datos ☒ STC
Potencia de funcionamiento máx. **3.9 kW** (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 4.3 kWp

Figura 29. Pestaña Sistema PVsyst



Sistema de red con gestión de almacenamiento

Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento

Autoconsumo

Paquete de almacenamiento Autoconsumo

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por: ☒ voltaje ☐ capacidad ☐ fabricante

Weco 52.8 V 108 Ah Li LFP 5K3 module LV/HV 52V / 105 Ah

Lithium-ion La batería seleccionada es una módulo

1 ☒ módulos en serie Número de módulos **4** Voltaje paquete de baterías **53 V**

4 ☐ módulos en paralelo Número de elementos **64** Capacidad global (C10) **432 Ah**

100.0 % **Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)** Energía almacenada (80% DOD) **18.2 kWh**

100.0 % **Estado inicial de desgaste (estático)** Peso total **229 kg**

Núm. de ciclos a 50% DOD **13672**

Energía total almacenada durante la vida útil de la batería **160.1 MWh**

Temperatura de funcionamiento batería

Modo temperatura: Fijo (aire acondicionado)

Temperatura fija: 20 °C

La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería. Un aumento de 10 °C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos.

Información del sistema

Prom del generador FV **4.28 kWp**

Producción diaria del conjunto FV (día claro de verano) **23.4 kWh**

Potencia del usuario máxima **0.32 kW**

Necesidades medias diarias del usuario **6.9 kWh**

Este paquete de baterías representan alrededor :

Tiempo de carga en condiciones de pleno sol **4.3 horas**

Descarga bajo carga media **63.5 horas**

Descarga bajo carga máxima **57.9 horas**

Figura 30. Pestaña Almacenamiento PVsyst

La configuración de los paneles solares requería disponer 4 módulos en paralelo y 2 en serie. Sin embargo, PVsyst no permite establecer menos de 3 paneles en serie para el modelo seleccionado. Por este motivo, se optó por instalar 2 ramas en paralelo, cada una formada por 4 paneles en serie, de modo que se mantiene un total de 8 módulos. Con esta disposición, se obtiene una potencia pico instalada de 4280 Wp.

En lo referente al inversor, el cálculo analítico indicaba que debía seleccionarse un inversor con potencia nominal de 3,6 kW. Al elegir un único inversor de esta capacidad, se obtiene una potencia nominal de salida en corriente alterna (CA) de 3,6 kW (este valor corresponde efectivamente a la potencia máxima que el inversor puede entregar en corriente alterna). Dividiendo la potencia pico de generación entre la potencia nominal

del inversor se obtiene un ratio de 1,19, que se considera adecuado, por lo que no fue necesario realizar más modificaciones en este apartado.

Respecto al almacenamiento, el análisis analítico indicaba que era necesario instalar una batería con capacidad nominal aproximada de 8,625 kWh y 165,87 Ah. Para acercar la capacidad de las baterías seleccionadas a estos valores, se decidió disponer 2 módulos en paralelo, alcanzando así una capacidad combinada de 216 Ah y 9,1 kWh. Esta disposición en paralelo permite conservar el amperaje total necesario, ya que, en caso de haberlos conectado en serie, la capacidad en amperios-hora se habría reducido a la mitad (108 Ah), quedando un poco por debajo del valor recomendado por el cálculo analítico.

Una vez definidos los parámetros y los equipos, se procedió a simular el sistema en PVsyst para evaluar su comportamiento energético:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	155.8	79.80	27.33	167.0	160.4	565.7	196.9	196.9	319.8	0.00
Febrero	154.1	84.63	27.67	160.3	154.1	539.0	186.2	186.2	310.5	0.00
Marzo	179.8	96.42	28.09	181.8	174.7	609.5	206.1	206.1	356.4	0.00
Abril	172.3	90.42	27.87	165.9	159.2	560.1	219.7	219.7	295.7	0.00
Mayo	164.3	93.57	28.22	154.8	148.0	527.6	227.1	227.1	254.5	0.00
Junio	150.5	81.83	26.50	138.4	131.8	477.4	210.8	210.8	223.7	0.00
Julio	144.3	79.92	26.15	134.7	128.2	465.5	217.8	217.8	201.1	0.00
Agosto	141.7	83.09	25.55	136.9	130.7	475.5	217.8	212.8	218.2	5.00
Septiembre	147.6	72.12	25.91	144.3	138.3	492.7	210.8	210.3	237.3	0.50
Octubre	158.4	82.83	27.16	162.5	155.8	553.3	217.8	217.5	289.7	0.30
Noviembre	143.7	78.15	27.32	151.0	144.7	513.6	210.8	210.8	259.0	0.00
Diciembre	145.8	79.21	27.68	157.2	150.8	534.4	196.9	196.9	292.6	0.00
Año	1858.2	1001.97	27.12	1854.9	1776.6	6314.2	2518.4	2512.7	3258.4	5.80

Figura 31. Resultados PVsyst con parámetros dimensionamiento analítico

Según los resultados de la primera simulación (resumidos en la tabla adjunta), el sistema tendría que importar 5,80 kWh de la red (EFrGrid) para satisfacer la demanda energética del edificio, y además exportaría 3258,4 kWh a la red (E_Grid). Estas exportaciones e importaciones no serían técnicamente posibles, dado que el proyecto corresponde a un sistema aislado.

Para solucionar esta limitación y ajustar mejor la simulación al funcionamiento real, se aumentó la capacidad de almacenamiento, pasando de 2 a 4 módulos en paralelo, con el fin de reducir la energía vertida a la red y minimizar la energía importada:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	155.8	79.80	27.33	167.0	160.4	565.7	196.9	196.9	315.0	0.00
Febrero	154.1	84.63	27.67	160.3	154.1	539.0	186.2	186.2	310.5	0.00
Marzo	179.8	96.42	28.09	181.8	174.7	609.5	206.1	206.1	356.4	0.00
Abril	172.3	90.42	27.87	165.9	159.2	560.1	219.7	219.7	295.6	0.00
Mayo	164.3	93.57	28.22	154.8	148.0	527.6	227.1	227.1	254.5	0.00
Junio	150.5	81.83	26.50	138.4	131.8	477.4	210.8	210.8	223.7	0.00
Julio	144.3	79.92	26.15	134.7	128.2	465.5	217.8	217.8	201.2	0.00
Agosto	141.7	83.09	25.55	136.9	130.7	475.5	217.8	217.8	212.4	0.00
Septiembre	147.6	72.12	25.91	144.3	138.3	492.7	210.8	210.8	236.7	0.00
Octubre	158.4	82.83	27.16	162.5	155.8	553.3	217.8	217.8	289.3	0.00
Noviembre	143.7	78.15	27.32	151.0	144.7	513.6	210.8	210.8	259.0	0.00
Diciembre	145.8	79.21	27.68	157.2	150.8	534.4	196.9	196.9	292.7	0.00
Año	1858.2	1001.97	27.12	1854.9	1776.6	6314.2	2518.4	2518.4	3247.1	0.00

Figura 32. Resultados PVsyst con aumento capacidad de almacenamiento

En este escenario, se observa que ya no es necesario importar energía de la red para cubrir la demanda eléctrica del edificio, lo que confirma que la capacidad de generación y almacenamiento es suficiente. Sin embargo, los resultados de la simulación muestran que persiste una exportación anual de 3247,1 kWh hacia la red.

Para aprovechar esta energía y optimizar el autoconsumo, se decidió incorporar una carga adicional que consumiera aproximadamente ese volumen energético. Entre las opciones de la lista de equipos proporcionada por el equipo de EWB, se seleccionó la instalación de una nevera en el rincón de emprendimiento, con potencia nominal de 350 W.

Considerando un funcionamiento continuo durante 24 horas al día, todos los días del año, este equipo tendría un consumo anual estimado de 3066 kWh, lo que permitiría absorber la mayor parte de la energía excedente y asegurar un aprovechamiento máximo de la producción del sistema.

En el diagrama de Sankey generado por PVsyst, se observa cómo se ha repartido la energía generada por la instalación a lo largo del año. De los 6076,7 kWh de energía

disponible a la salida del inversor, aproximadamente un 72,1% se ha destinado a consumo directo, mientras que el 27,9% restante se ha almacenado en la batería. Gracias a la incorporación de la carga adicional de la nevera con un consumo anual de 3066 kWh, se consigue aprovechar una parte significativa de la producción total, minimizando la energía que, en un sistema conectado, habría sido vertida a la red.

En términos de pérdidas, destacan principalmente las asociadas a la temperatura de operación de los módulos, que representan un 12,6% del total, así como las pérdidas de conversión del inversor, cifradas en un 3,8%. También son relevantes las pérdidas óhmicas del cableado (2,0%) y las pérdidas debidas al proceso de carga y descarga de las baterías, que suponen un 3,1% de la energía total. Todas estas pérdidas son inherentes al funcionamiento de cualquier sistema fotovoltaico aislado y deben tenerse en cuenta en el dimensionamiento para asegurar el suministro.

Por otro lado, es importante señalar que la configuración de inclinación y orientación de los paneles influye directamente en la cantidad de radiación que incide sobre su superficie. En este caso, la instalación se ha configurado con la orientación e inclinación del tejado del colegio (15° de inclinación y un azimut de 45°), lo que corresponde a una orientación sureste. Gracias a la herramienta PVsyst, es posible determinar cuáles serían las condiciones óptimas para maximizar el rendimiento anual de la instalación, que se alcanzarían con una inclinación de 35° y un azimut de 0°, es decir, con los módulos orientados completamente hacia el sur y con un ángulo más inclinado respecto a la horizontal.

El hecho de que el sistema no se encuentre en esta posición óptima implica una pérdida por desviación de tan solo un -0,8%, un valor muy reducido que confirma que la geometría del tejado no supone un impacto relevante en la producción anual. Esta ligera desviación también explica parte de la diferencia observada entre la irradiación horizontal global (1858 kWh/m²) y la irradiación global incidente en el plano receptor (1777 kWh/m²), ya que parte de la radiación se pierde debido al ángulo de incidencia respecto a la orientación ideal de captación.

Los detalles expuestos en este apartado se pueden consultar en el Anexo VI.

5.2.3. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES

Después de haber diseñado el generador fotovoltaico, el inversor y el almacenamiento del sistema, debemos dimensionar los conductores. Para obtener una visión general del circuito del sistema completo, ya incluyendo el cableado, puede consultarse el diagrama unifilar incluido en el Anexo VII, diseñado con LucidChart, herramienta de diseño online.

Se han tomado como referencia dos documentos principales. Por un lado, el método definido por el equipo de Engineers Without Borders (EWB) en el documento *Attachment E – Design Calculations* [43], que describe el criterio seguido para la selección de los cables, las regulaciones aplicables al caso concreto de Sierra Leona y la longitud de los diferentes tramos. Por otro lado, se ha consultado el *Libro Blanco de la Instalación en Baja Tensión* [42], una guía técnica elaborada por Prysmian Group que reúne criterios de diseño, recomendaciones de instalación y tablas de intensidades admisibles para cables eléctricos de baja tensión, en línea con las normativas europeas e internacionales.

Para dimensionar los cables de la instalación solar fotovoltaica, es necesario distinguir entre el lado de corriente continua, que corresponde a la parte anterior al inversor, y el lado de corriente alterna, situado a partir de la salida del inversor. En ambos casos, la sección de los conductores se calculará teniendo en cuenta tanto la intensidad admisible como la caída de tensión.

5.2.3.1. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES EN CORRIENTE CONTINUA

En el lado de corriente continua se contemplan tres tramos diferenciados. El primero corresponde al recorrido desde el generador fotovoltaico hasta las baterías; el segundo, al tramo que conecta las baterías con el inversor; y el tercero, al cableado que une directamente el generador fotovoltaico con el inversor.

Para estos circuitos se ha seleccionado el cable **Prysmian Prysolar**, un modelo específico para instalaciones fotovoltaicas, fabricado conforme al estándar europeo EN 50618 y a la norma internacional IEC 62930. Para ver la ficha técnica, consultar el Anexo VIII.

Cálculo de la sección por intensidad admisible:

Para el dimensionamiento de los conductores se han tomado como referencia los criterios establecidos en el National Electrical Code (NEC), artículo 690.8(A)(1). Esta normativa establece que la corriente máxima de un circuito fuente fotovoltaico debe obtenerse sumando las corrientes de cortocircuito nominales de los módulos conectados en paralelo y aplicando un factor de seguridad del 125%.

$$I_{max,instalación} = 1,25 * I_{SC,STC} \leq I_{adm}$$

En este caso, la instalación está formada por 8 módulos fotovoltaicos dispuestos en 2 strings de 4 módulos en serie cada uno. Por tanto, el valor de la corriente máxima obtenido será el siguiente:

Número de strings	Corriente de cortocircuito (A)	I _{max,instalación} (A)
2	13,61	34,025

Tabla 6. Cálculo corriente máxima de la instalación en corriente continua

A continuación, debemos obtener la corriente admisible del cable. Para ello, es necesario identificar el modo de instalación correspondiente al sistema, seleccionando entre los modos recogidos en la Tabla A.52.3 de la guía técnica de Prysmian. Esta tabla puede consultarse en detalle en el Anexo IX.

Para los cables de corriente continua instalados sobre la cubierta, se ha seleccionado el método A1, que consiste en disponer los conductores al aire y separados de superficies. Esta configuración facilita una mejor disipación del calor y contribuye a reducir la caída de tensión. En el interior del edificio se ha optado por el método C, instalando los cables

en el interior de un tubo colocado sobre la pared, lo que permite protegerlos frente a posibles daños y mantener el trazado ordenado.

Teniendo en cuenta que el cable Prysmian Prysolar dispone de un aislamiento térmico de tipo XLPE, y que en esta instalación monofásica se consideran dos conductores cargados, se puede determinar la corriente admisible consultando la Tabla C.52.1 bis, incluida en detalle en el Anexo X.

En la tabla se observa que, para que la corriente máxima de la instalación no supere la corriente admisible, la sección mínima requerida es de 6 mm² en el tramo exterior y de 4 mm² en el tramo interior. Por este motivo, se opta por utilizar conductores de 6 mm² en ambos casos, garantizando así la compatibilidad y la uniformidad de la instalación. Se eligen cables de cobre, ya que en el caso de utilizar conductores de aluminio sería necesario un mínimo de 16 mm², lo que supondría un sobredimensionamiento innecesario.

Cálculo de la sección por caída de tensión:

De acuerdo con las normas del NEC, la caída de tensión en un conductor no debe superar el 5% en el conjunto del circuito de alimentación y el circuito derivado, y no debe exceder el 1,5% en los circuitos derivados. Para el cálculo de sección por caída de tensión del circuito de corriente continua, por tanto, la caída de tensión no podrá exceder el 5%.

La caída de tensión para el circuito de corriente continua se calcula con la siguiente ecuación:

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

L: longitud del cable

I: intensidad del punto de máxima potencia

γ : conductividad eléctrica

S: sección

Para determinar la longitud de cable a considerar, se tomará como referencia el tramo más largo de los tres recorridos, ya que, si se cumplen los requisitos en ese tramo, se garantiza que también se cumplan en los otros dos. En este caso, la mayor distancia corresponde al recorrido entre el generador fotovoltaico y el inversor, con una longitud de 40 metros.

Debemos averiguar también el valor de la conductividad eléctrica. Viendo la ficha técnica de los conductores, en el Anexo VIII, se obtiene el valor de la resistencia del a 20° C. La relación entre la resistencia y la conductividad es la siguiente:

$$\gamma = \frac{1}{S * R}$$

Con esto, ya se puede obtener el valor de la conductividad:

Resistencia conductor a 20°C (Ω/km)	Sección (mm ²)	Conductividad eléctrica (m/(Ω·mm ²))
3,39	6,00	49,16

Tabla 7. Cálculo conductividad conductores en corriente continua

Y con ello el valor de la caída de tensión, teniendo en cuenta que la intensidad, al igual que en el caso de la corriente de cortocircuito, habrá que multiplicarla por dos, por tener dos strings:

$$\Delta U = \frac{2 * L * I}{\gamma * S} = \frac{2 * 40 * (10,31 * 2)}{49,16 * 6} = 5,59 \text{ V}$$

Con el valor de la tensión nominal, que será la tensión de máxima potencia, pero esta vez multiplicada por el número de módulos en cada string; se averigua el porcentaje de caída de tensión:

$$\% \text{ Caída de tensión} = \frac{\Delta U}{U} * 100 = \frac{5,59}{38,77 * 4} * 100 = 3,60 \%$$

Un valor porcentual de la caída de tensión de 3,60% está dentro de los valores permitidos, por ser un valor inferior a 5%. Por tanto, concluimos que los conductores en corriente continua tendrán una sección de **6 mm²**, y el material será **cobre**.

5.2.3.2. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNA

En el caso de los conductores del circuito de corriente alterna, es importante tener en cuenta que la longitud de cada tramo, así como el número total de tramos, dependerá del número de cargas y de su ubicación dentro del edificio. Para estos circuitos se utilizará el cable **Afumex Class 1000 V (AS)**, diseñado conforme al estándar europeo EN 50618.

Cálculo de la sección por intensidad admisible:

Para el dimensionamiento de los conductores se han tomado como referencia los criterios establecidos en el National Electrical Code (NEC), artículo 690.8(A)(1), al igual que en el circuito de corriente continua, pero esta vez utilizando la corriente máxima de salida del inversor:

$$I_{max, instalación} = 1,25 * I_{inv} \leq I_{adm}$$

El valor queda como se muestra a continuación:

Número de inversores	Corriente máxima de salida (A)	I _{max} , instalación (A)
1	16	20

Tabla 8. Cálculo corriente máxima de la instalación en corriente alterna

A continuación, debemos obtener la corriente admisible del cable. Para ello, debemos ver cuál es el modo de instalación de nuestro sistema, que como en el caso de los conductores

en el circuito de corriente continua, se ha optado por el método C en el interior del edificio.

Teniendo en cuenta que el cable Afumex Class 1000 V (AS) dispone de un aislamiento térmico de tipo XLPE, y que en esta instalación monofásica se consideran dos conductores cargados, se puede determinar la corriente admisible consultando la Tabla C.52.1 bis, recogida en detalle en el Anexo X.

Según dicha tabla, para que la corriente máxima de la instalación no supere la corriente admisible del conductor, la sección mínima necesaria es de 1,5 mm². Se opta por emplear cables de cobre, ya que en el caso de los conductores de aluminio la sección mínima requerida sería de 16 mm², lo que supondría un sobredimensionamiento innecesario.

Cálculo de la sección por caída de tensión:

De acuerdo con las normas del NEC, la caída de tensión en un conductor no debe superar el 5% en el conjunto del circuito de alimentación y el circuito derivado, y no debe exceder el 1,5% en los circuitos derivados. Para el cálculo de sección por caída de tensión del circuito de corriente alterna, por tanto, la caída de tensión no podrá exceder el 1,5%.

La caída de tensión para el circuito de corriente continua se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{2 * P * L}{\gamma * S * U}$$

L: longitud del cable

P: potencia máxima a la salida del inversor

γ : conductividad eléctrica

S: sección

U: tensión nominal del inversor

Para la longitud del cable, se toma una arbitraria de 20 metros, ya que dependerá de la distancia que haya entre la salida del inversor y las diferentes cargas.

Debemos averiguar también el valor de la conductividad eléctrica. Viendo la ficha técnica de los conductores, en el Anexo XI, se obtiene el valor de la resistencia del a 20° C. La relación entre la resistencia y la conductividad es la siguiente:

$$\gamma = \frac{1}{S * R}$$

Con esto, ya se puede obtener el valor de la conductividad:

Resistencia conductor a 20°C (Ω/km)	Sección (mm ²)	Conductividad eléctrica (m/(Ω·mm ²))
13,30	1,50	50,13

Tabla 9. Cálculo conductividad conductores en corriente alterna

Se obtiene a continuación el valor de la caída de tensión:

$$\Delta U = \frac{2 * P * L}{\gamma * S * U} = \frac{2 * 4000 * 20}{50,13 * 1,50 * 230} = 9,25 \text{ V}$$

Con el valor de la tensión nominal, que será la tensión de salida del inversor, se averigua el porcentaje de caída de tensión:

$$\% \text{ Caída de tensión} = \frac{\Delta U}{U} * 100 = \frac{9,25}{230} * 100 = 4,022 \%$$

El valor obtenido supera el límite del 1,5%. Por este motivo, es necesario utilizar una sección de conductor mayor. A continuación, se calcula la sección mínima que garantice que la caída de tensión no exceda el 1,5%:

$$\Delta U = \frac{\% \text{ Caída de tensión} * U}{100} = \frac{1,5 * 230}{100} = 3,45 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 * P * L}{\gamma * \Delta U * U} = \frac{2 * 4000 * 20}{50,13 * 3,45 * 230} = 4,02 \text{ mm}^2$$

Por tanto, la sección que se utilizará en el circuito de corriente alterna será **6 mm²** y el material será **cobre**.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. *EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO*

Para evaluar el rendimiento del sistema, se utiliza el Performance Ratio (PR), que representa el rendimiento o eficiencia global de una planta fotovoltaica en condiciones reales de trabajo. El PR se define como la relación entre la energía que produce la instalación en condiciones reales (medida por el contador) y la energía que teóricamente debería producir bajo condiciones ideales, es decir, la energía calculada en función de la irradiancia incidente.

Las pérdidas de energía que afectan al PR se deben a diversos factores, entre ellos: la dependencia de la eficiencia con la temperatura, las pérdidas eléctricas del cableado, la dispersión de parámetros entre módulos (mismatch), la suciedad de las superficies, los errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, entre otros. Para ver un análisis más extenso de las pérdidas que afectan al sistema, ir al Anexo VI.

En este proyecto, el software PVsyst ha sido empleado para calcular automáticamente el PR, evitando así un cálculo manual que puede resultar laborioso y con mayor margen de error. Según el informe de simulación, el sistema obtiene un PR del 72,63 %, el primer año, un valor correcto y acorde con las condiciones climáticas y el diseño del emplazamiento.

6.2. *PRODUCCIÓN EN EL FUTURO*

Para analizar el sistema con mayor detalle, se ha estudiado cómo evolucionaría su producción a lo largo de un periodo de 30 años. El software PVsyst permite simular el rendimiento del sistema para cualquier año concreto, por lo que se han realizado simulaciones en los años 7, 14, 21 y 28 de operación. Con los datos de energía generada

obtenidos en cada uno de esos años, se construyó un modelo de regresión que permite observar la tendencia de producción de la planta con el paso del tiempo.

Es importante señalar que los valores de producción proporcionados por PVsyst no consideran las pérdidas anuales asociadas a las actividades de operación y mantenimiento (OyM). Para reflejar este efecto, se ha asumido un rendimiento anual del 98% debido a estas pérdidas. Los valores de energía obtenidos en la simulación, así como los resultados finales teniendo en cuenta el factor de rendimiento por OyM, se recogen en la tabla que se muestra a continuación:

Año	Energía (kWh/año) sin OyM	Energía (kWh/año) con OyM
1	5765,5	5650,19
7	5617,5	5505,15
14	5444,7	5335,806
21	5271,7	5166,266
28	5098,3	4996,334

Tabla 10. Energía generada por el sistema en diferentes años

A partir de los datos ajustados, se elaboró una gráfica de regresión que permite visualizar la evolución de la producción anual y obtener la ecuación de la recta de tendencia, que facilita la estimación de la energía generada en el resto de los años del periodo analizado.

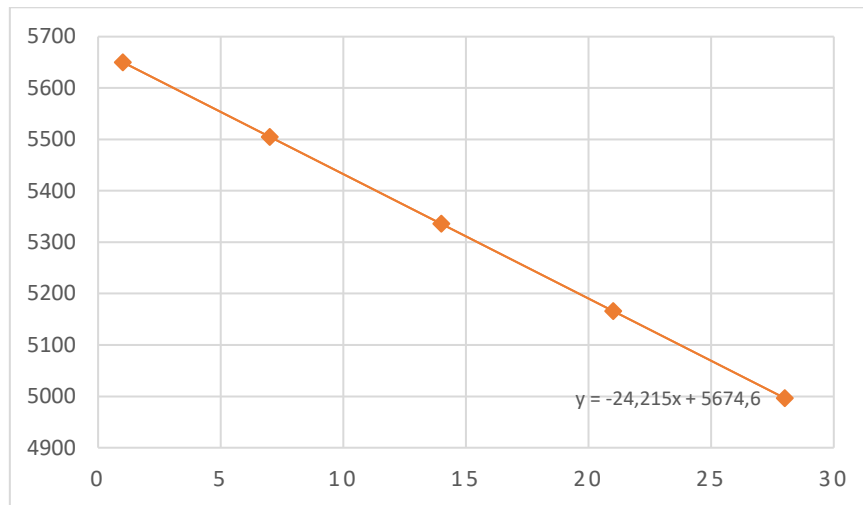


Figura 33. Energía en kWh/año con OyM

Una vez calculados los valores de energía anual para todos los años, se realizó un promedio, resultando una producción media de 5299,27 kWh anuales. Conociendo la potencia pico instalada en la planta (4,280 kWp), se puede expresar esta producción en términos de horas equivalentes de funcionamiento, obteniéndose un valor de 1238 horas equivalentes al año. A partir de este dato, se calculó el factor de capacidad de la planta, que resulta de dividir las horas equivalentes entre el total de horas del año (8760), obteniendo un valor del 14,13%. Para consultar estos valores en detalle y la tabla completa del modelo de regresión, se puede acudir al Anexo XII.

Este resultado ilustra una de las principales limitaciones de las instalaciones solares fotovoltaicas: existe una proporción significativa de potencia instalada que no se aprovecha de manera continua. En la práctica, la planta solo trabaja a plena carga durante un número limitado de horas, condicionado por la disponibilidad de radiación solar, que alcanza sus niveles máximos únicamente en las horas centrales del día y en ausencia de nubosidad.

6.3. CONTAMINACIÓN EVITADA

Otro aspecto relevante que considerar es el impacto ambiental positivo derivado de la instalación, en línea con el ODS 13: Acción por el clima, que busca ayudar a reducir las emisiones contaminantes. Para cuantificar la reducción de emisiones de gases contaminantes que permitirá la planta, es necesario estimar el volumen de CO₂ que se dejará de emitir gracias a la generación de electricidad renovable.

Para ello, se requiere conocer el ratio de emisiones de CO₂ asociado a la producción eléctrica a partir de combustibles fósiles en Sierra Leona. Dado que no se han encontrado datos específicos actualizados sobre este indicador, se ha optado por calcularlo aplicando la fórmula siguiente:

$$\text{Factor de emisión} = \frac{\text{Emisiones de CO}_2}{\text{Energía generada o consumida}}$$

A partir de los datos de emisiones de CO₂ procedentes de combustibles fósiles obtenidos en la fuente *Sierra Leone CO2 Emissions - Worldometer* [34], y de la información sobre la generación eléctrica de origen fósil disponible en *ClimateScope 2024 | Sierra Leone* [35], se han realizado los cálculos necesarios para estimar el factor de emisión correspondiente a los años 2020, 2021 y 2022. Con el objetivo de obtener un valor representativo y reducir posibles desviaciones puntuales, se ha calculado el promedio de los tres años diferentes, obteniendo así un resultado más robusto que tiene en cuenta la evolución interanual y minimiza el efecto de posibles irregularidades en los datos.

	Emisiones CO ₂ (kg)	Energía producida de CF (kWh)	Factor de emisión de CO ₂ (kg de CO ₂ /kWh)
2022	189.530.000,00	237.000.000,00	0,80
2021	181.110.000,00	237.000.000,00	0,76
2020	167.420.000,00	149.000.000,00	1,12
PROMEDIO			0,90

Tabla 11. Cálculo factor de emisión de CO₂

Si analizamos la producción estimada de energía eléctrica durante los próximos 30 años en la planta solar de Goshen Academy, cuyos datos completos se presentan en el Anexo

XII, es posible cuantificar cuántos kilogramos de CO₂ se evitarán gracias a esta generación renovable. El promedio de todos los valores calculados indica que se dejarán de emitir aproximadamente 4769,34 kg de CO₂ anuales. La suma de todos ellos implica una contaminación total evitada de 143080,32 kg en 30 años.

Este resultado pone de manifiesto el impacto ambiental positivo del proyecto, contribuyendo de forma directa a la reducción de emisiones contaminantes y al cumplimiento del ODS 13. La cantidad de CO₂ evitada cada año gracias a la instalación fotovoltaica representa una mejora sustancial respecto a un escenario en el que toda la electricidad se generaría mediante combustibles fósiles, principalmente diésel o fuelóleo.

Además, esta disminución de la huella de carbono resulta especialmente relevante en un contexto como el de Sierra Leona, donde la generación eléctrica depende en gran medida de tecnologías convencionales con altas tasas de emisiones y donde el acceso a la energía renovable aún es limitado, contribuyendo también al ODS 9: Industria, innovación e infraestructura, al promover una infraestructura energética moderna, sostenible y adecuada para contextos con recursos limitados.

La implantación de este sistema no solo reduce el impacto ambiental directo, sino que también actúa como un ejemplo tangible de la viabilidad de las soluciones solares en entornos rurales, contribuyendo al A medio y largo plazo, iniciativas de este tipo pueden sentar las bases para una transición energética más sostenible, promover el desarrollo de capacidades locales y contribuir a la creación de una cultura de uso responsable de la energía. De este modo, el proyecto no solo aporta beneficios medioambientales, sino que también genera un efecto positivo en términos educativos y sociales.

Los valores anuales detallados de emisiones evitadas pueden consultarse en la tabla recogida en el Anexo XIII.

Capítulo 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA

7.1. COSTES DEL SISTEMA

La inversión inicial estimada del sistema fotovoltaico se ha calculado en base a los presupuestos facilitados por el proveedor African Energy [44], con el que se ha trabajado debido a su experiencia previa en proyectos similares y su capacidad para suministrar los equipos en Sierra Leona. El coste total de los equipos asciende a 10665 USD, desglosado de la siguiente forma:

Equipo	Precio por unidad (USD)	Unidades	Precio por equipo (USD)
Módulos fotovoltaicos	130	8	1040
Inversor	725	1	725
Módulo de batería	1750	4	7000
Cableado	1500	1	1500
Estructuras de soporte	50	8	400
Precio total sistema			10665

Tabla 12. Precio equipos

Cabe señalar que, aunque los contadores son un elemento habitual las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo, en el caso de Goshen Academy no se instalará un contador independiente. El inversor incorporado dispone de funciones de comunicación mediante RS485 y Wi-Fi, que permiten monitorizar en tiempo real la energía generada tanto desde su pantalla LCD como a través de plataformas de gestión remota. La instalación de contadores adicionales supondría un coste extra que no resulta necesario, ya que se trata de un sistema aislado que no requiere equipos de medición homologados para facturación oficial ni para compensación con la compañía eléctrica.

Una vez obtenido el precio total de los equipos y teniendo en cuenta que la potencia pico del sistema es de 4,280 kWp, se puede calcular el coste específico por cada kWp instalado:

Potencia pico (kWp)	4,28
Precio total equipos (USD)	10665
	2491,82 USD/kWp

En relación con los costes de operación y mantenimiento, se ha estimado un importe anual de 300 USD. Este importe contempla tanto el mantenimiento preventivo básico como la asistencia ocasional por parte de FLSPower, empresa que se ha seleccionado por su experiencia en proyectos anteriores de Engineers Without Borders y por su presencia activa en la zona de Freetown, lo que facilita la disponibilidad de soporte técnico especializado. Estos servicios incluyen la resolución de incidencias técnicas y otras tareas específicas necesarias para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Dado que cada visita técnica puede tener un coste aproximado de 100 USD y que en estas intervenciones pueden surgir gastos adicionales asociados a la sustitución de componentes o ajustes de configuración, se ha tomado como referencia el valor orientativo aconsejado por la tutora Consolación Alonso Alonso, estimando un coste anual de 300 USD como cifra prudente y realista.

7.2. ESTUDIO DE RENTABILIDAD Y VIABILIDAD ECONÓMICA

Para valorar de manera objetiva la viabilidad económica del proyecto, se ha realizado un estudio de rentabilidad que permite estimar en qué medida la instalación fotovoltaica puede suponer un ahorro económico a lo largo de su vida útil, comparado con la compra de electricidad convencional de la red. Este análisis es especialmente relevante en un contexto como el de Goshen Academy, donde en la actualidad no existe conexión eléctrica, pero donde está previsto que en el futuro el centro educativo se integre en la red pública gestionada por la compañía EDSA.

Dado que el ahorro económico derivado de la instalación fotovoltaica se produce por la sustitución del consumo de electricidad de la red, la estimación de este ahorro requiere definir el coste unitario de la electricidad convencional que el centro educativo pagaría una vez dispusiera de conexión. Para ello, se ha tomado como referencia la tarifa vigente

aprobada por la Sierra Leone Electricity and Water Regulatory Commission, que es el organismo oficial encargado de fijar y supervisar las tarifas eléctricas en el país. Este organismo regula tanto la generación como la distribución de electricidad, y publica de manera periódica las tarifas aplicables en función del tipo de consumidor [36].

En el caso concreto de este proyecto, el perfil de consumo corresponde a una institución educativa, por lo que resulta de aplicación la tarifa T3 - Institutions. Este tipo de tarifa está diseñado específicamente para entidades no residenciales que prestan servicios sociales, educativos o comunitarios, y establece un precio unitario diferenciado respecto a consumidores residenciales o industriales. La tarifa T3 contempla dos valores: el precio base de la energía y la aplicación del GST (Goods and Services Tax), que es un impuesto sobre bienes y servicios equivalente a un impuesto al consumo. Este impuesto incrementa el coste final de la electricidad adquirida.

Concretamente, el precio unitario aprobado para la tarifa T3 es el siguiente:

- Sin incluir GST: 5,305 SLL por cada kWh consumido.
- Incluyendo GST: 6,100 SLL por kWh.

La diferencia entre ambos importes corresponde exclusivamente a la aplicación de este impuesto. Dado que en la práctica cualquier factura eléctrica incluirá el GST, el precio con el impuesto incorporado se ha tomado como referencia para el cálculo económico del ahorro anual.

Para poder expresar estos valores en una divisa más reconocida internacionalmente, se ha aplicado un tipo de cambio aproximado de $1 \text{ USD} = 22.500 \text{ SLL}$, representativo del rango de cotización de la moneda de Sierra Leona. Este tipo de cambio permite convertir el precio unitario a dólares estadounidenses, obteniéndose un valor aproximado de 0,27 USD por cada kWh consumido en la red. Este dato es el que se empleará como coste evitado por cada kWh generado por la planta fotovoltaica, ya que representa el precio que el colegio tendría que asumir para disponer de electricidad convencional una vez conectada la red pública.

Una vez establecido el coste de la electricidad convencional que se pretende sustituir mediante la generación fotovoltaica, se puede cuantificar el ahorro económico anual que proporcionará la instalación. Este ahorro permite calcular indicadores clave que ayudan a evaluar si la inversión es rentable y aporta valor en el tiempo.

El **Valor Actual Neto (VAN)** es un indicador financiero que mide la rentabilidad total de un proyecto descontando al momento presente todos los flujos de caja futuros que genera. Para su cálculo, se suman los ingresos esperados de cada año, descontados según una tasa de actualización, y se resta la inversión inicial. Si el VAN es positivo, la inversión crea valor y es recomendable; si es negativo, no resulta rentable.

La **Tasa Interna de Retorno (TIR)** es la tasa de descuento que iguala a cero el VAN. En otras palabras, refleja el porcentaje de rentabilidad que el proyecto generará a lo largo de su vida útil. Cuanto mayor sea la TIR, más atractivo es el proyecto. En este caso, se comparará con la rentabilidad mínima exigida o con el coste de oportunidad del capital disponible para confirmar que compensa invertir en la planta solar frente a otras alternativas [37].

Para calcular el VAN y la TIR, es necesario determinar previamente los flujos de caja anuales, que representan la diferencia neta entre el ahorro económico que genera la planta y los costes recurrentes de operación y mantenimiento.

El primer paso consiste en estimar el ahorro anual por kWh producido. Para ello, se ha tomado como referencia la producción anual estimada durante el primer año de funcionamiento, expresada en kWh, y se ha multiplicado por el precio unitario de la electricidad. De este modo, se obtiene el ahorro anual bruto generado por la instalación fotovoltaica.

Posteriormente, a este importe se le descuenta el coste anual de operación y mantenimiento, que se ha fijado en 300 USD, resultando un ahorro anual neto de 1263,09 USD en un escenario sin variaciones de tarifa ni de producción a lo largo de la vida útil del sistema:

Término energía de importación (USD/kWh)	0,27
Energía producida (kWh/año)	5765,50
Ahorro bruto anual (USD/año)	1563,09
Costes de operación y mantenimiento (OyM)	300,00
Ahorro neto anual (USD/año)	1263,09

Este ahorro anual neto constante permite calcular el **periodo de recuperación simple de la inversión**, es decir, el tiempo necesario para amortizar completamente el coste inicial del sistema mediante los ahorros generados. En este caso, considerando la inversión total y el ahorro anual neto, se obtiene un plazo de recuperación de 8,44 años:

Coste inversión instalación (USD)	10665,00
Ahorro anual (USD/año)	1263,09
Periodo de recuperación de la inversión (años)	8,44

Como cálculo más detallado y ajustado a una situación realista, se ha incorporado la hipótesis de que el precio de la electricidad convencional experimentará un incremento progresivo a lo largo de los años, debido a la inflación y al previsible encarecimiento de los costes. Para este análisis, se ha estimado que la tarifa eléctrica se incrementará a una tasa del 2% anual.

En este escenario, el cálculo del ahorro anual neto se ha realizado de manera individual para cada año, considerando que el precio del kWh se actualiza anualmente aplicando dicho porcentaje de incremento sobre el valor del ejercicio anterior. De este modo, el ahorro anual generado por la planta no se mantiene constante, sino que crece de forma progresiva a lo largo del tiempo. Para reflejar con precisión esta evolución, se ha estimado el ahorro para los próximos 30 años.

El flujo de caja correspondiente al año 0 se ha introducido como una salida de fondos negativa, equivalente a la inversión inicial de la instalación. A partir del año 1, cada flujo de caja anual se ha calculado multiplicando la producción estimada de energía (con los datos obtenidos de la tabla del Anexo XII), por el precio actualizado de la electricidad de ese año y descontando el coste fijo de operación y mantenimiento.

Todos estos cálculos se han recogido en una tabla completa, que permite visualizar la evolución anual de los ahorros generados. La tabla detallada con los flujos de caja de los 30 años considerados se encuentra disponible en el Anexo XIV, donde se puede consultar el desglose año por año y comprobar el efecto progresivo de la subida de tarifas sobre el ahorro económico.

En este caso, el cálculo del periodo de recuperación de la inversión se ha realizado sumando de forma acumulada los ahorros netos generados en cada año, hasta alcanzar una cifra que supera el importe total de la inversión inicial. Según los resultados obtenidos, este punto de equilibrio económico se alcanza antes del final del año 9, momento en el que el ahorro acumulado asciende a 11379,43 USD.

Para estimar con mayor precisión el instante exacto en el que se recupera la inversión, se ha tenido en cuenta que al final del año 8 el ahorro acumulado era de 10017,78 USD, por lo que restaban 647,22 USD por recuperar. Dado que durante el año 8 se generaron 1361,75 USD de ahorro neto, se ha calculado la fracción de año necesaria para cubrir la diferencia pendiente, y con ello el periodo de recuperación en años:

Años completos	8
Inversión restante	647,22
Ahorro año siguiente	1361,65
Periodo de recuperación de la inversión (años)	8,48

Tras este análisis detallado de los flujos de caja y del periodo de recuperación, se ha procedido al cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). La herramienta Microsoft Excel permite un cálculo sencillo de ambas, con las fórmulas VNA y TIR:

- `VNA(tasa_descuento; flujo_caja1; flujo_caja2; ...)`, que devuelve el valor actual neto de la inversión en función de la tasa de descuento y una serie de flujos de caja. Restando después el valor inicial de inversión se obtiene el VAN.
- `TIR(flujo_caja0; flujo_caja1...)`, que calcula la tasa interna de retorno para una serie de flujos de caja periódicos.

El VAN obtenido asciende a 12814,63 USD, calculado aplicando una tasa de descuento del 5%, lo que indica que, descontando todos los flujos de ahorro futuro al momento presente, el proyecto genera un beneficio económico neto superior al importe de la inversión inicial. Por su parte, la TIR calculada es del 12%, un valor que supera ampliamente el valor de la tasa de descuento, que es del 5%. Estos resultados confirman que la instalación fotovoltaica no solo es viable desde el punto de vista técnico y ambiental, sino también altamente rentable en términos económicos.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

A lo largo de este Trabajo de Fin de Grado se han analizado en detalle los aspectos técnicos, económicos y sociales asociados al diseño de una instalación solar fotovoltaica con almacenamiento para autoconsumo en Goshen Academy, una escuela ubicada en un entorno con acceso limitado a la electricidad. Los resultados obtenidos permiten extraer varias conclusiones relevantes.

En primer lugar, se confirma la viabilidad técnica de la solución propuesta. El sistema dimensionado mediante el método analítico y validado con simulaciones en PVsyst demuestra capacidad suficiente para cubrir la demanda energética prevista de forma estable, incluso en los periodos del año con menor radiación solar. El uso complementario de ambos enfoques ha resultado especialmente útil: mientras el cálculo manual ha permitido definir un dimensionamiento de partida, PVsyst ha proporcionado un análisis detallado de rendimientos, pérdidas y evolución de la producción a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos herramientas aporta una visión completa y rigurosa del comportamiento esperado del sistema.

Asimismo, el diseño propuesto destaca por su adaptación a la realidad socioeconómica del entorno. Se han seleccionado equipos con disponibilidad contrastada en la región y se ha dimensionado el sistema teniendo en cuenta las características constructivas de la escuela, la previsión de una futura conexión a la red y la necesidad de minimizar los costes operativos y de mantenimiento. Esta adaptación no solo optimiza el funcionamiento técnico de la instalación, sino que también facilita su aceptación y sostenibilidad a largo plazo.

Un aspecto que merece subrayarse es que el beneficio para el colegio será inmenso. Antes de la implementación de este proyecto, el centro carecía completamente de acceso a electricidad, lo que limitaba gravemente la calidad educativa y las oportunidades de desarrollo. La disponibilidad de energía renovable permitirá disponer de iluminación, equipamiento informático y pequeños electrodomésticos, con un impacto muy positivo en la vida diaria de estudiantes y docentes. Aunque requiere una inversión inicial

significativa, se trata de una propuesta muy valiosa y recomendable, ya que aporta una solución de suministro eléctrico limpia, autónoma y fiable en un entorno donde las alternativas convencionales son poco accesibles.

Finalmente, es importante realizar una valoración global del aprendizaje adquirido. Este trabajo ha supuesto una oportunidad única para aplicar de manera práctica conocimientos de ingeniería adquiridos a lo largo de la carrera, desde la caracterización de la radiación solar hasta la estimación económica y la integración de distintas herramientas de cálculo. Además, el enfoque social y la experiencia de colaborar con Engineers Without Borders me han ayudado a tomar conciencia del potencial transformador de la ingeniería, especialmente cuando se aplica en contextos que más lo necesitan.

En definitiva, este proyecto demuestra que, con una planificación rigurosa, una selección adecuada de tecnologías y una sensibilidad por el entorno local, es posible diseñar sistemas renovables que no solo sean técnicamente robustos y económicamente sostenibles, sino que también tengan un impacto real en la mejora de la vida de las personas.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Adler, F., Berardi, M., García Pedrosa, M., Monticelli, F., & Morquecho, M. (2013). Energía solar fotovoltaica. *Notas del curso instalaciones industriales Universidad nacional de mar de plata.*
- [2] International Energy Agency. (2024). *Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030.*
- [3] International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. (2024). *PVPS annual report 2024: Country updates.* IEA PVPS.
- [4] International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. (2023). *Snapshot of global PV markets 2023.* IEA-PVPS.
- [5] International Renewable Energy Agency. (2022). *Renewable power generation costs in 2021.* IRENA.
- [6] Africa Solar Industry Association. (2025). *Africa Solar Outlook 2025.*
- [7] Unión Española Fotovoltaica (UNEF). (s.f.). *Autoconsumo.*
<https://www.unef.es/autoconsumo>
- [8] International Renewable Energy Agency. (2024). *A just energy transition in Sub-Saharan Africa: Sustainable development through renewables.* IRENA.
- [9] Agencia Internacional de la Energía. (2023). *Access to electricity – SDG7: Data and projections.* IEA.
- [10] Banco Mundial. (2023). *Access to electricity (% of population) – Sub-Saharan Africa.*
World Bank Open Data.
<https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=ZG>
- [11] Naciones Unidas. (2023). *Objetivos de Desarrollo Sostenible: Información y metas.*
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>
- [12] Government of Sierra Leone, Ministry of Energy. (2016). *Renewable energy policy of Sierra Leone.* Freetown, Sierra Leone.
- [13] Government of Sierra Leone, Ministry of Energy and Water Resources. (2009). *National energy policy and strategic plan: Energy for poverty alleviation and socio-economic development.* Freetown, Sierra Leone.
- [14] Sierra Leone Electricity and Water Regulatory Commission (SLEWRC). (2021). *2020 annual report.* Freetown, Sierra Leone.
- [15] UK Research and Innovation. (2020). *Country guide: Sierra Leone.* Energy Catalyst.
<https://energycatalyst.ukri.org/wp-content/uploads/2020/12/Country-guide-Sierra-Leone.pdf>

- [16] Emone Energy. (s.f.). *Sierra Leone Hospital Electrification*.
<https://www.emone.energy/news/sierra-leone-hospital-electrification-8p9bc>
- [17] International Renewable Energy Agency. (2024). *Sierra Leone: Africa renewable energy statistics profile*. IRENA.
- [18] pv magazine. (2022, December 19). *Sierra Leone's first 5 MW solar plant powers on*.
<https://www.pv-magazine.com/2022/12/19/sierra-leones-first-5-mw-solar-plant-powers-on/>
- [19] Frontier. (s.f.). *The Planet Solar Energy Project*.
<https://frontier.dk/the-planet-solar-energy-project/>
- [20] pv magazine. (2025, January 8). *Sierra Leone adopts financing model for private minigrid developers*.
<https://www.pv-magazine.com/2025/01/08/sierra-leone-adopts-financing-model-for-private-minigrid-developers/>
- [21] Sustainable Energy for All (SEforALL). (s.f.). *Sierra Leone adopts results-based financing mechanism for solar mini-grids*.
<https://www.seforall.org/news/sierra-leone-adopts-results-based-financing-mechanism-for-solar-mini-grids>
- [22] pv tech. (s.f.). *Sierra Leone government launches 6 MW solar park*.
<https://www.pv-tech.org/sierra-leone-government-launches-6mw-solar-park/>
- [23] PV KnowHow. (s.f.). *Sierra Leone – Solar report*.
<https://www.pvknowhow.com/solar-report/sierra-leone/>
- [24] International Renewable Energy Agency (IRENA). (s.f.). *Capacity and generation: Technologies*.
<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- [25] PV KnowHow. (s.f.). *Sierra Leone – Solar report*.
<https://www.pvknowhow.com/solar-report/sierra-leone/>
- [26] Sanders, M., Watkins, J., Dravneek, E., Pohl, L., & Carpenter, A. (2024, September). *Attachment A: Drawing Package. Sierra Leone Renewable Energy Project*. Engineers Without Borders, North Carolina State University Chapter.
- [27] Engineers Without Borders NCSU. (2024). *Final Implementation Pre-Trip Plan: Goshen Academy, Sierra Leone*. North Carolina State University.
- [28] Cenel Octronics. (2018, July). *Diode operation condition*.
<https://ceneloctronics.blogspot.com/2018/07/diode-operation-condition.html>

- [29] Solar Placas. (s.f.). *Curva I-V de una placa solar: qué es y cómo obtenerla.*
https://solarplacas.es/curva-i-v-de-una-placa-solar/#google_vignette
- [30] ResearchGate. (s.f.). *Figura 1. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica real (modelo de un diodo).*
- [31] Unigal. (s.f.). *Célula fotovoltaica o solar.*
<https://unigal.mx/celula-fotovoltaica-o-solar/>
- [32] Santillán, A. (s.f.). *Trabajo Fin de Máster: MERSE.*
- [33] Enertik. (s.f.). *Bloomberg Tier 1 y los mayores fabricantes de paneles solares.*
<https://enertik.com/ar/blog/solar-fotovoltaica/bloomberg-tier-1-y-los-mayores-fabricantes-de-paneles-solares/>
- [34] Worldometer. (s.f.). *Sierra Leone CO2 emissions.*
<https://www.worldometers.info/co2-emissions/sierra-leone-co2-emissions/>
- [35] BloombergNEF. (s.f.). *Sierra Leone - Climatescope market profile.*
<https://www.global-climatescope.org/markets/sierra-leone>
- [36] Electricity and Water Regulatory Commission (EWRC). (s.f.). *Tarifa eléctrica en EDSA.*
<https://www.ewrc.gov.sl>
- [37] Economía3. (s.f.). *VAN y TIR: concepto, diferencias y cómo calcularlos.*
<https://economia3.com/van-tir-concepto-diferencias-como-calcularlos/>
- [38] Meteotest. (s.f.). *Meteonorm.*
<https://meteonorm.com/en/>
- [39] European Commission, Joint Research Centre. (s.f.). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).*
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [40] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (s.f.). *National Solar Radiation Data Base (NSRDB).*
<https://nsrdb.nrel.gov/>
- [41] NASA. (s.f.). *POWER Data Access Viewer.*
<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [42] Prysmian Group. (s.f.). *Libro blanco de la instalación en baja tensión.* Prysmian Group.
<https://www.prysmiangrouppatalogue.com/prysmian/libro-blanco-instalacion-baja-tension/>
- [43] Engineers Without Borders North Carolina State University. (s.f.). *Attachment E – Design Calculations: Sierra Leone Renewable Energy Project.* Engineers Without Borders USA.

- [44] African Energy. (2024, August 20). *Quotation for photovoltaic system components: Engineers Without Borders - NCSU*. African Energy.
- OpenAI. (2024). *ChatGPT* (modelo GPT-4o).
<https://chat.openai.com/>
 - Manus. (s.f.). *Manus AI*
<https://www.manus.ai/>
 - Se han utilizado los materiales proporcionados por la profesora Dña. Consolación Alonso Alonso durante las sesiones de tutoría del curso 2024/25.

ANEXO I

FICHA TÉCNICA MÓDULOS SOLARES




ASTRONERGY
 A CHINT COMPANY

ASTRO 5 Semi

Create Sustainable and Efficient Green Energy

530W~550W

Monocrystalline PV Module
CHSM72M-HC Series (182)

Tier 1
Bloomberg

Underwrite by
International Insurer

DNV GL
2021 TOP
Performance

ctc
AAA

KEY FEATURES

+5W

OUTPUT POSITIVE TOLERANCE
Guaranteed 0~+5W positive tolerance to ensure power output.

NON-DESTRUCTIVE CUTTING
Higher bending strength of cells and mechanical properties of modules.

HIGH CUSTOMER VALUE
Lower BOS cost and LCOE.

INNOVATIONAL HALF-CUT&MULTI-BUSBAR TECHNOLOGY
Lower risk of microcrack, better shading tolerance, higher reliability.

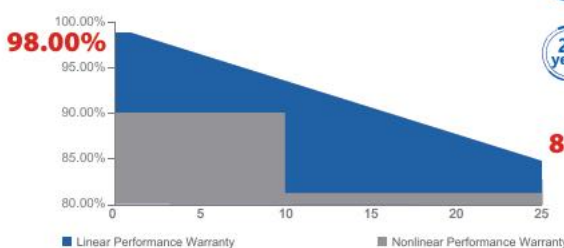
SUPER PERC+ CELL TECHNOLOGY
Higher module power and module efficiency, lower power degradation.

Anti PID
PID RESISTANCE
Excellent PID resistance.

WARRANTY

12 years Warranty for Materials and Processing

25 years Warranty for Extra Linear Power Output
(1st year ≤ 2.0%, 2nd~25th years ≤ 0.55% / year)



98.00% (Year 0)
84.80% (Year 25)

■ Linear Performance Warranty
 ■ Nonlinear Performance Warranty

For Global Market



The first solar company which passed the TÜV Nord IEC/TS 62941 certification audit.

04/05

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

STC rated output (P_{mpo})	530 Wp	535 Wp	540 Wp	545 Wp	550 Wp
Rated voltage (V_{mpo}) at STC	41.43 V	41.60 V	41.76 V	41.93 V	42.10 V
Rated current (I_{mpo}) at STC	12.79 A	12.86 A	12.93 A	13.00 A	13.06 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	49.30 V	49.50 V	49.70 V	49.90 V	50.10 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	13.52 A	13.61 A	13.72 A	13.81 A	13.90 A
Module efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Rated output (P_{mpo}) at NMOT	396.1 Wp	399.8 Wp	403.5 Wp	407.3 Wp	411.0 Wp
Rated voltage (V_{mpo}) at NMOT	38.61 V	38.77 V	38.92 V	39.08 V	39.24 V
Rated current (I_{mpo}) at NMOT	10.26 A	10.31 A	10.37 A	10.42 A	10.48 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NMOT	46.59 V	46.78 V	46.97 V	47.16 V	47.34 V
Short circuit current (I_{sc}) at NMOT	10.97 A	11.04 A	11.13 A	11.20 A	11.27 A
Temperature coefficient (P_{mpo})	- 0.35%/°C				
Temperature coefficient (I_{sc})	+ 0.045%/°C				
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.27%/°C				
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C				
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}				
Number of diodes	3				
Junction box IP rating	IP 68				
Maximum series fuse rating	25 A				

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

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Outer dimensions (L x W x H)	2256 x 1133 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	3.2 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 300 mm Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 4 (UL)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2 (optional)

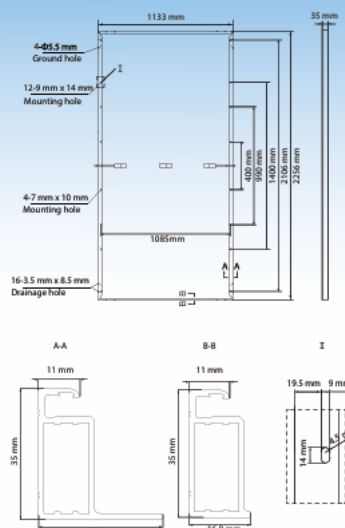
^① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

PACKING SPECIFICATIONS

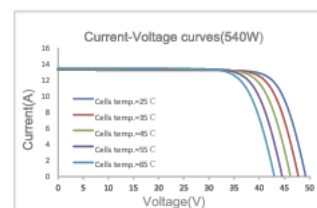
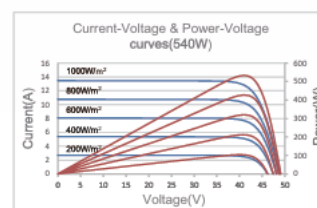
Module Weight	26.5 kg
Packing unit	31 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	860 kg
Number of modules per 40'HQ container	620 pcs

^② Tolerance +/- 1.0kg^③ Subject to sales contract

MODULE DIMENSION DETAILS



CURVE



ANEXO II

FICHA TÉCNICA INVERSOR



S6-GR1P(2.5-6)K

Inversores monofásicos de conexión a red Solis

Características:

- 97.7% de eficiencia máxima
- Corriente de string hasta 14A
- Tecnología de conmutación de alta frecuencia
- Amplio rango de voltaje y bajo voltaje de arranque
- Diseño de 2 MPPT con algoritmo preciso
- Administrador de exportación de energía integrado (EPM)
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Compacto y ligero
- Conexión amigable y adaptable a la red

Modelo:

S6-GR1P2.5K / S6-GR1P3K
S6-GR1P3.6K / S6-GR1P4K
S6-GR1P4.6K / S6-GR1P5K
S6-GR1P6K



Vista 360°



Hoja de datos

S6-GR1P(2.5-6)K

Modelo	2.5K	3K	3.6K	4K	4.6K	5K	6K
Entrada (DC)							
Potencia FV máxima de entrada recomendada	3.75 kW	4.5 kW	5.4 kW	6 kW	6.9 kW	7.5 kW	9 kW
Voltaje máximo de entrada	550 V	600 V					
Voltaje nominal	250 V	330 V					
Voltaje de arranque	60 V	120 V					
Rango de voltaje MPPT	50 - 450 V	90 - 520 V					
Corriente máxima de entrada				14 A / 14 A			
Corriente máxima de cortocircuito				22 A / 22 A			
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada				2 / 2			
Salida (AC)							
Potencia nominal de salida	2.5 kW	3 kW	3.6 kW	4 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potencia aparente máxima de salida	2.8 kVA	3.3 kVA	4 kVA	4.4 kVA	5 kVA	5 kVA	6 kVA
Potencia máxima de salida	2.8 kW	3.3 kW	4 kW	4.4 kW	5 kW	5 kW	6 kW
Voltaje nominal de la red	1/N/PE, 220 V / 230 V						
Frecuencia nominal de la red	50 Hz / 60 Hz						
Corriente nominal de salida de red	11.4 A / 10.9 A	13.6 A / 13.0 A	16.0 A / 15.7 A	18.2 A / 17.4 A	20.9 A / 20.0 A	22.7 A / 21.7 A	27.3 A
Corriente máxima de salida	13.3 A	15.7 A	16.0 A	21.0 A	23.8 A	25.0 A	27.3 A
Factor de potencia	> 0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo)						
THDi	< 3%						
Eficiencia							
Eficiencia máxima	97.3%	97.3%		97.6%		97.7%	
Eficiencia EU	96.5%	96.6%		97.1%		97.1%	
Protección							
Protección contra polaridad inversa DC				Si			
Protección contra cortocircuito				Si			
Protección de sobrecorriente de salida				Si			
Protección contra sobretensiones				Si			
Monitoreo de red				Si			
Protección Anti-isla				Si			
Protección de temperatura				Si			
Escaneo múltiplo				Si			
AFCI integrado				Si ⁽¹⁾			
Interruptor de DC integrado				Si			
Datos generales							
Dimensiones (longitud × altura × ancho)				310 × 543 × 160 mm			
Peso	11 kg	11.2 kg		12 kg			
Topología				Sin Transformador			
Consumo propio (noche)				< 1 W			
Rango de temperatura de funcionamiento				-25 ~ +60°C			
Humedad relativa				0 - 100%			
Nivel de protección				IP66			
Emisión de ruido (típica)				< 20 dB(A)			
Enfriamiento				Refrigeración natural			
Altitud máxima de funcionamiento				4000 m			
Estándar de conexión de red	G98 ⁽²⁾ o G99, VDE-AR-N 4105/VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126/UTE C 15/VFR:2019, RD 1699/RD 244/UNE 206006/UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018 2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530, MEA, PEA						
Estándar de seguridad / EMC	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-2/-3						
Características							
Conexión de DC	Conector MC4						
Conexión de AC	Enchufe de conexión rápida						
Pantalla	LCD						
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS						

(1) Activación necesaria. (2) G98 para 2.5K-3.6K.

ANEXO III

FICHA TÉCNICA BATERÍAS

WECO®

WECO DUAL VOLTAGE 5K3-XP



DUAL VOLTAGE BATTERY

5K3XP

SINGLE MODULE LV/HV



Basic Parameters	5K3 XP DUAL VOLTAGE
Module Capacity (kWh)*	5,3
Single Module Nominal Voltage (Vdc)	52
Application	Dual Voltage LV/HV
Modules Expandibility	HV Mode: Max 16 Modules in Series with Single HV Box = One HV Cluster Max 10 HV Clusters composed by maximum 16 modules in serial connection each LV Mode: Max 15 Modules in Parallel without WeHub = One LV Cluster Max 7 LV Clusters composed by maximum 15 modules in parallel connection
Cluster Net Capacity (with HV HUB)	Max 144 Modules per HV System
Voltage Range (Vdc)	47,5-58,4 BMS dynamically adjust the operating values
Cell Net Capacity (Ah)	105
Dimension (mm)	580 x 463 x 155
Weight (kg)	55,3
Charge / Discharge Current (A)	100/100 (200A 90sec)
Depth of Discharge	100%
Communication Port	RS485, CAN, 232, Wi-Fi
Modules in serial Connection	Up to 16 pcs (934Vdc Max String Voltage)
Discharge Temperature (°C)**	-20 ~ +60
Charge Temperature (°C)**	-10 ~ +55
Shelf Temperature (°C)**	-10 ~ +45
Humidity (%)	5 ~ 95 no condensation
Altitude (m)	< 3000
Design life	15 Years (25°C)
Expected Life Cycles @ STC	> 8000 (25°C/80%DoD >75% residual capacity)
Standard	IEC62619 CE IEC 61000 UN38.3
Features	Pre-Charge+Fuse LV+ Fuse HV+ Auto Contactor + Dual BMS+ Multi BMS FW management
	Applicable for Low Voltage and High Voltage systems, Four protection levels for HV Box, Real time balancing, Adaptive charge/discharge CAN logic, Three step adaptive charging logic, 2xDI/DO programmable ports, Mobile APP for monitoring, control, debugging, firmware update and historical information.
Notes	*. Module net usable energy is managed by the BMS control logic to 100Ah **See Warranty Terms and the Standard Test Conditions "STC" and the operative temperature All data subject to the change without prior notice, no part of this document can be copied or reproduced without written permission of WeCo 5K3-XP is designed to operate indoor or in Outdoor Cabinet approved by WeCo WeCo 5K3, Datasheet referred to the modules in production from June 2022

LOW VOLTAGE STACKABLE



Battery Module	2	3	4	5	4+4	Up to 15
Battery System Capacity (kWh)*	10,4	15,6	20,8	26	41,6	Up to 79,5
Voltage Range (Vdc)	47,5 - 58,4					
Dimensions (mm)	580x463x330	580x463x495	580x463x660	580x463x825	(2x) 580x463x660	
Weight (Kg)	114,6	171,9	229,2	286,5	2x 229,2	
Depth of Discharge	Up to 100%					
Charge/Discharge (Recommended)	160	240	320	400	640	
Current (A) (Continuous)	210	300	390	480	780	
(Peak 30s)	300	380	470	560	940	
(Discharge Peak 5s)	400	600	800	1000	1600	
Communication	RS485, CAN, 232, Wifi					
Discharge Temperature (°C)	-20 - +60 **					
Charge Temperature (°C)	-10 - +55**					
Storage Temperature (°C)	-10 - +45**					
Humidity	5% - 95%					
Altitude (m)	< 3000					
Design life	10 Years (25°C)					
Expected Life Cycles @ STC**	> 8000 (25°C/80%DoD >75% residual capacity)					
Standards	IEC62619 / CE / IEC 61000 UN38.3					

*. Module net usable energy is managed by the BMS control logic to 100Ah, when more than 1 module it is calculated as 5.2kWh Nominal capacity
 **-See Warranty Terms and the Standard Test Conditions "STC" and the operative temperature

LOW VOLTAGE WALL MOUNTED



HIGH VOLTAGE STACKABLE



HV BOX**



Battery Module	4	5	6	7	8	8+8
Battery System Capacity (kWh)	20,8	26	31,2	36,4	41,6	83,2
Recommended Voltage (V)	min 200 max 232	min 250 max 290	min 300 max 348	min 350 max 406	min 400 max 464	min 800 max 928
Dimensions (mm)	580x463x660	580x463x825	580x463x990	580x463x1155	580x463x1320	(2x) 580x463x1320
Weight (Kg)	229,2	286,5	343,8	401,1	458,4	2x 458,4
Depth of Discharge	100%					
Charge/Discharge (A)	100 / 100					
Communication	RS485, CAN, 232, Wifi					
Discharge Temperature (°C)	-20 ~ +60**					
Charge Temperature (°C)	-10 ~ +55					
Storage Temperature (°C)	-10 ~ +40**					
Humidity	5% ~ 95% no condensation Indoor Application Only					
Altitude (m)	< 3000					
Design life	10 Years (25°C)					
Expected Life Cycles @ STC**	> 8000 (25°C/80%DoD >75% residual capacity)					
Standards	IEC62619/ CE / UN38.3					

*- Module net usable energy is managed by the BMS control logic set to 100Ah

** - See Warranty Terms and the Standard Test Conditions "STC" and the operative temperature

*** - HV BIX is compulsory when the 5K3 XP is used in HV configuration

WeCo WiFi Monitoring
Bluetooth Set Up APP



WeCo FZ LLC
RAKEZ Business Centre
info@wecobatteries.ae
www.wecobatteries.ae

WECO

V2.0 3KJ22

ANEXO IV

DETALLES ANÁLISIS ANALÍTICO

En este anexo se explicará en detalle el proceso llevado a cabo para realizar el análisis analítico del sistema.

Elaboración de la tabla de cocientes Consumo/Radiación:

Para la elaboración de esta tabla, se han descargado, de la base de datos PVGIS, los datos mensuales de radiación solar global en el emplazamiento (en kWh/m²/mes) para diferentes inclinaciones, desde 0° a 60°. Posteriormente se han convertido a valores diarios dividiendo entre el número de días de cada mes (kWh/m²/día):

MES	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º
Enero	5,54	6,05	6,42	6,63	6,68	6,55	6,26
Febrero	5,84	6,17	6,35	6,38	6,26	5,98	5,55
Marzo	6,07	6,17	6,13	5,94	5,62	5,17	4,60
Abril	5,75	5,62	5,38	5,01	4,54	3,97	3,31
Mayo	5,05	4,83	4,51	4,09	3,61	3,05	2,45
Junio	4,07	3,87	3,58	3,24	2,84	2,40	1,94
Julio	3,67	3,51	3,27	2,99	2,65	2,27	1,87
Agosto	3,44	3,36	3,21	3,00	2,73	2,42	2,07
Septiembre	4,25	4,25	4,17	4,01	3,77	3,45	3,06
Octubre	4,17	4,31	4,36	4,32	4,20	3,98	3,68
Noviembre	4,53	4,84	5,06	5,16	5,14	5,00	4,74
Diciembre	5,43	5,98	6,40	6,66	6,75	6,67	6,41

Tabla 13. Radiación global por inclinaciones en kWh/m²/día

A partir de estos datos, se ha construido la tabla. Para ello, se han dividido los datos mensuales del consumo del colegio en Wh/día (haciendo un cambio de unidades de los datos reflejados en la Tabla 2) entre los datos de radiación de la tabla anterior. Lo obtenido es lo siguiente:

MES	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º
Enero	1146,01	1049,64	989,49	957,91	951,24	969,13	1014,32
Febrero	1138,63	1078,48	1047,30	1041,91	1062,42	1111,77	1197,27
Marzo	1095,26	1078,08	1085,40	1118,62	1182,46	1286,11	1446,97
Abril	1274,73	1302,69	1362,20	1461,10	1614,03	1846,95	2212,10
Mayo	1449,66	1517,27	1625,80	1789,68	2031,45	2398,60	2984,69
Junio	1724,21	1817,12	1959,92	2169,33	2471,85	2932,38	3629,24
Julio	1912,82	2004,00	2145,78	2352,54	2650,62	3094,27	3756,68
Agosto	2039,66	2092,18	2189,79	2343,18	2569,31	2900,19	3395,84
Septiembre	1654,24	1652,03	1683,17	1751,43	1865,21	2038,99	2299,51
Octubre	1683,74	1629,93	1610,40	1624,34	1674,16	1765,93	1911,31
Noviembre	1552,37	1450,65	1389,44	1362,58	1367,80	1406,41	1483,63
Diciembre	1169,92	1061,41	992,64	954,05	941,19	952,72	990,59

Tabla 14. Tabla cocientes Consumo/Radiación

Para cada inclinación, se busca el mayor valor de todos los cocientes de cada columna. Se han señalado en negrita. Una vez se conocen esos valores, se elige el menor de todos ellos. Sin embargo, para evitar sobredimensionar el sistema, escogeremos el valor medio, que es el que aparece subrayado en amarillo. En este caso, corresponde a una inclinación de 40° y a una radiación global (G_d) de 2,65 kWh/m²/día.

Cálculo por el método de potencia pico:

Valores necesarios para el cálculo:

- Datos técnicos equipos: Tabla 3
- Promedio consumo mensual: $L = 6900 \text{ Wh/día}$
- Potencia elementos funcionando en alterna: $P_{AC} = 4025 \text{ W}$

Dimensionado del generador fotovoltaico:

El número total de módulos a emplear será:

$$N_T = \frac{L}{P_{MPP,STC} * G_d * P_G} = 5,33 \approx 6 \text{ módulos}$$

$$N_S = \frac{V_{BAT}}{V_{MPP,STC}} = 1,25 \approx 2 \text{ módulos en serie}$$

Por tanto, al tener 2 módulos en serie, deberemos tener 3 ramas en paralelo para tener 6 en total.

Estructura: 3x2 módulos (paralelo x serie)(6 módulos en total)

Dimensionado de la batería:

La capacidad nominal de la batería será la siguiente:

$$C_N(Wh) = \frac{L}{P_D * F_{CT}} = 8625 Wh = 8,625 kWh$$

$$C_N(Ah) = \frac{C_N(Wh)}{V_{BAT}} = 165,87 Ah$$

Dimensionado del inversor:

La potencia AC de todos los elementos que funcionan en alterna es de 4025 W. Todos estos elementos no estarán funcionando a la vez, por lo que tenemos en cuenta un factor de funcionamiento del 75%:

$$P_{INV} = 1,2 * 0,75 * P_{AC} = 3622,5 W \approx 3,6 kW$$

Cálculo por el método de amperios-hora:

Valores necesarios para el cálculo:

- Datos técnicos equipos: Tabla 3
- Potencia elementos funcionando en alterna: $P_{AC} = 4025 W$
- Este método requiere una conversión de los datos de consumo diario de Wh a Ah. Para ello basta con dividir los datos reflejados en la Tabla 2 entre la tensión nominal

de la batería. El valor que se utilizará para realizar los cálculos será el del promedio de los 12 meses:

Promedio consumo mensual: $Q = 132,70 \text{ Ah/día}$

Dimensionado del generador fotovoltaico:

La corriente máxima del generador será:

$$I_{GFV,MPP,STC} = \frac{Q}{G_d} = 50,07 \text{ A}$$

Obtenemos ahora el número de ramas en paralelo y el número de módulos en serie:

$$N_p = \frac{I_{GFV,MPP,STC}}{I_{MPP,STC}} = 3,89 \approx 4 \text{ ramas en paralelo}$$

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{MPP,STC}} = 1,25 \approx 2 \text{ módulos en serie}$$

Por tanto, el número de módulos total será 8.

Estructura: 4x2 módulos (paralelo x serie)(8 módulos en total)

El dimensionado de la batería y del inversor se realiza igual que en el método de potencia pico, y por tanto los valores obtenidos son los mismos.

ANEXO V

PÉRDIDAS DETALLADAS PVSYSY

PESTAÑA PVSYSY	DEFINICIÓN	PARÁMETROS UTILIZADOS
Parámetro térmico	Representan la reducción de rendimiento causada por la diferencia entre la temperatura ambiente (STC) y la temperatura de operación de las células, que suele ser superior.	Se utilizan los valores por defecto de PVsyst, definidos bajo la opción "Integración con respaldo totalmente aislado".
Pérdidas óhmicas	Incluyen las pérdidas eléctricas del sistema. Diferencia entre las pérdidas en corriente continua (CC), que son las pérdidas en los paneles; y las pérdidas en corriente alterna (CA), que variarán dependiendo de si hay trafos o no.	- CC: Fracción de pérdida en STC: 1.50 % (valor por defecto). - CA: Fracción de pérdida en STC: 0 % (no hay transformador). Se han seleccionado cables de cobre de 6 mm ² .
Calidad del módulo – LID Desajuste	Agrupar la pérdida de eficiencia respecto a las especificaciones del fabricante; la degradación inducida por la luz (LID), que incluye la degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento; y las pérdidas por desajuste entre módulos. las pérdidas de potencia en MPP, pérdidas por desajuste entre módulos, generalmente ocasionadas por la pérdida de intensidad de módulos en serie con diferentes características técnicas.	- Pérdida de eficiencia del módulo: -0.30 % - Factor de pérdidas LID: 1.5 % - Pérdida de potencia en MPP por desajuste entre módulos: 2.00 % - Pérdida de potencia en MPP por desajuste de voltaje entre strings: 0.05 %
Pérdida de suciedad	Pérdidas ocasionadas por acumulación de polvo y suciedad en los módulos.	Valores por defecto de PVsyst, sin especificar definición adicional del módulo fotovoltaico.
Pérdidas IAM	Son las pérdidas causadas por la incidencia de la radiación en ángulos distintos de la perpendicular al módulo, que incrementan la reflexión y reducen la captación.	Factor de pérdida anual: 2.0% (valor recomendado por tutora)

Auxiliares	Energía que consumen equipos auxiliares del sistema (por ejemplo, controladores, ventilación o electrónica).	Consumo proporcional a la potencia de salida del inversor: 5.0 W/kW (valor típico en instalaciones de autoconsumo).
Envejecimiento	Pérdida de rendimiento del sistema debido a la degradación progresiva de los módulos y otros componentes con el paso del tiempo.	Factor de degradación anual del módulo: 0.40 % (valor habitual). Para el resto de parámetros de envejecimiento se aplica 0 %, según recomendación de la tutora.
Indisponibilidad	Refleja el tiempo en el que la planta no producirá energía por averías, mantenimiento u otras causas.	Todos los parámetros se establecen en 0, dado que la corrección por indisponibilidad se aplicará posteriormente de forma global al resultado de producción.
Corrección espectral	Factor que corrige el rendimiento según el espectro de la radiación incidente.	No se utiliza.

ANEXO VI

INFORME DE SITUACIÓN PVSYST



PVsyst V8.0.13

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 4280 Wp

Goshen_Academy - Sierra Leona

Author

Sofia Esteban (Spain)



PVsyst V8.0.13

VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Sofía Esteban (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Goshen_Academy
Sierra Leona

Situación

Latitud 8.42 °(N)
Longitud -13.16 °(W)
Altitud 199 m
Zona horaria UTC

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Goshen_Academy
Meteonorm 8.2 (2010-2021), Sat=100% - Synthetic

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Simulación para el año nº 1

Orientación #1

Plano fijo

Inclinación/Azimut 15 / 45 °

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos 8 unidades
Pnom total 4280 Wp

Cobertizos en el suelo

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario

Valores mensuales

Inversores

Núm. de unidades 1 unidad
Potencia total 3.6 kWca
Proporción Pnom 1.19

Paquete de baterías

Estrategia de almacenamiento : Autoconsumo
Núm. de unidades 4 unidades
Voltaje 53 V
Capacidad 432 Ah

Resumen de resultados

Energía producida	5765.5 kWh/año	Producción específica	1347 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	72.63 %
Energía usada	2518.4 kWh/año			Fracción solar (SF)	100.00 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Diagrama unifilar	9



PVsyst V8.0.13

VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Sofía Esteban (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación #1

Plano fijo

Inclinación/Azmut 15 / 45 °

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario

Valores mensuales

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
197	186	206	220	227	211	218	218	211	218	211	197	2518	kWh/mes

Cobertizos en el suelo

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Almacenamiento

Tipo Autoconsumo

Estrategia de carga

Cuando hay un exceso de potencia solar

Horizonte

Horizonte libre

Estrategia de descarga

Tan pronto como se necesite potencia

Características del generador FV

Módulo PV

Fabricante

Generic

Modelo

CHSM72M-HC-535

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

535 Wp

Número de módulos FV

8 unidades

Nominal (STC)

4280 Wp

Módulos

2 cadena x 4 En serie

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp

3916 Wp

U mpp

151 V

I mpp

26 A

Potencia FV total

Nominal (STC)

4.28 kWp

Total

8 módulos

Área del módulo

20.7 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

S6-GR1P3.6K-M

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

3.60 kWca

Número de inversores

1 unidad

Potencia total

3.6 kWca

Voltaje de funcionamiento

80-500 V

Proporción Pnom (CC:CA)

1.19

Potencia total del inversor

Potencia total

3.6 kWca

Número de inversores

1 unidad

Proporción Pnom

1.19

Almacenamiento de batería

Batería

Fabricante

Generic

Modelo

5K3 module LV/HV 52V / 105 Ah

Paquete de baterías

Núm. de unidades

4 en paralelo

Descarga mín. SOC

20.0 %

Energía almacenada

18.5 kWh

Cargador de entrada de batería

Modelo

Genérico

Máx. potencia de carga

7.5 kWoc

Eficiencia máx./Euro

97.0/95.0 %

Inversor batería a red

Modelo

Genérico

Máx. potencia descarga

1.1 kWca

Eficiencia máx./Euro

97.0/95.0 %

Características del paquete de baterías

Voltaje

53 V

Capacidad nominal

432 Ah (C10)

Temperatura

Fijo 20 °C



PVsyst V8.0.13

VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Sofía Esteban (Spain)

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.5 %

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.05 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, $n(\text{vidrio})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

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

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 15.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.30 %

Módulo de degradación media

Año n° 1

Factor de pérdida 0.4 %/año

Contribuciones Imp / Vmp 80 % / 20 %

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0 %/año

Dispersión Vmp RMS 0 %/año

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 96 mΩ

Frac. de pérdida 1.50 % en STC

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.00 % en MPP

Pérdidas del sistema

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 5.0 W/kW

0.0 kW del umbral de potencia.

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inversor 230 Vca mono

Frac. de pérdida 0.00 % en STC

Inversor: S6-GR1P3.6K-M

Sección cables (1 Inv.) Alu 1 x 2 x 3 mm²

Longitud de los cables 0 m



PVsyst V8.0.13

VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Sofía Esteban (Spain)

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

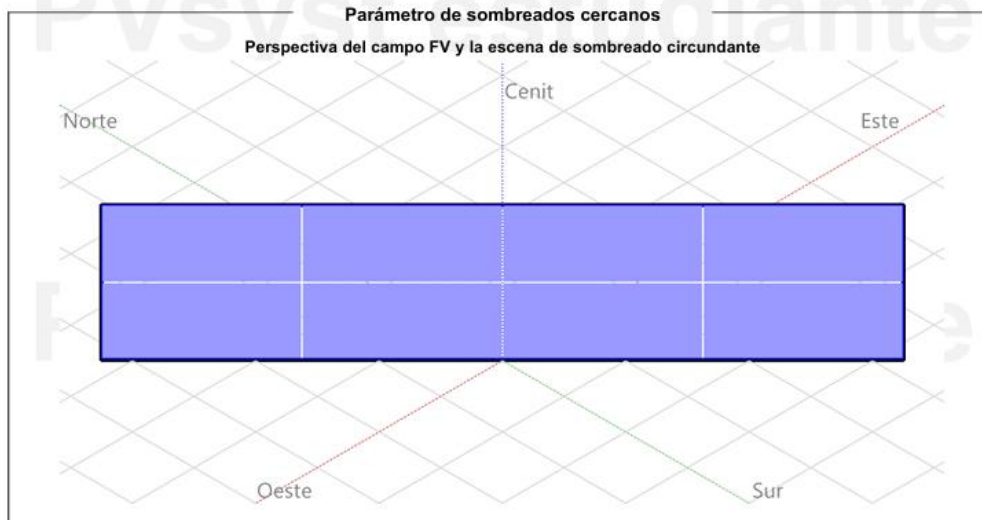
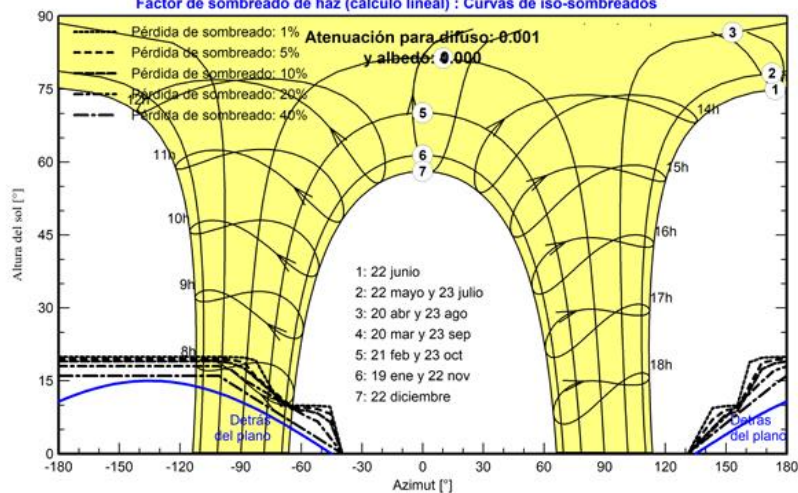


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1 - Plano fijo, Incl./azimuts : 15°/ 45°

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados





PVsyst V8.0.13

VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Sofía Esteban (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

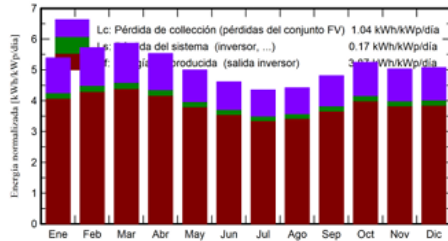
Energía producida 5765.5 kWh/año
Energía usada 2518.4 kWh/año

Producción específica 1347 kWh/kWp/año
Proporción rend. PR 72.63 %
Fracción solar (SF) 100.00 %

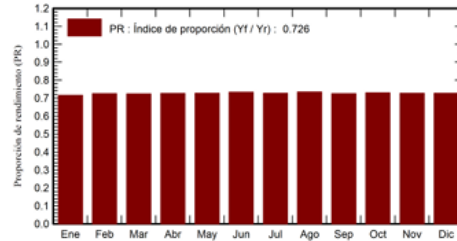
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)

Ciclos SOW 98.7 %
SOW estático 93.3 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	155.8	79.80	27.33	167.0	160.4	565.7	196.9	196.9	315.0	0.00
Febrero	154.1	84.63	27.67	160.3	154.1	539.0	186.2	186.2	310.5	0.00
Marzo	179.8	96.42	28.09	181.8	174.7	609.5	206.1	206.1	356.4	0.00
Abril	172.3	90.42	27.87	165.9	159.2	560.1	219.7	219.7	295.6	0.00
Mayo	164.3	93.57	28.22	154.8	148.0	527.6	227.1	227.1	254.5	0.00
Junio	150.5	81.83	26.50	138.4	131.8	477.4	210.8	210.8	223.7	0.00
Julio	144.3	79.92	26.15	134.7	128.2	465.5	217.8	217.8	201.2	0.00
Agosto	141.7	83.09	25.55	136.9	130.7	475.5	217.8	217.8	212.4	0.00
Septiembre	147.6	72.12	25.91	144.3	138.3	492.7	210.8	210.8	236.7	0.00
Octubre	158.4	82.83	27.16	162.5	155.8	553.3	217.8	217.8	289.3	0.00
Noviembre	143.7	78.15	27.32	151.0	144.7	513.6	210.8	210.8	259.0	0.00
Diciembre	145.8	79.21	27.68	157.2	150.8	534.4	196.9	196.9	292.7	0.00
Año	1858.2	1001.97	27.12	1854.9	1776.6	6314.2	2518.4	2518.4	3247.1	0.00

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



PVsyst V8.0.13

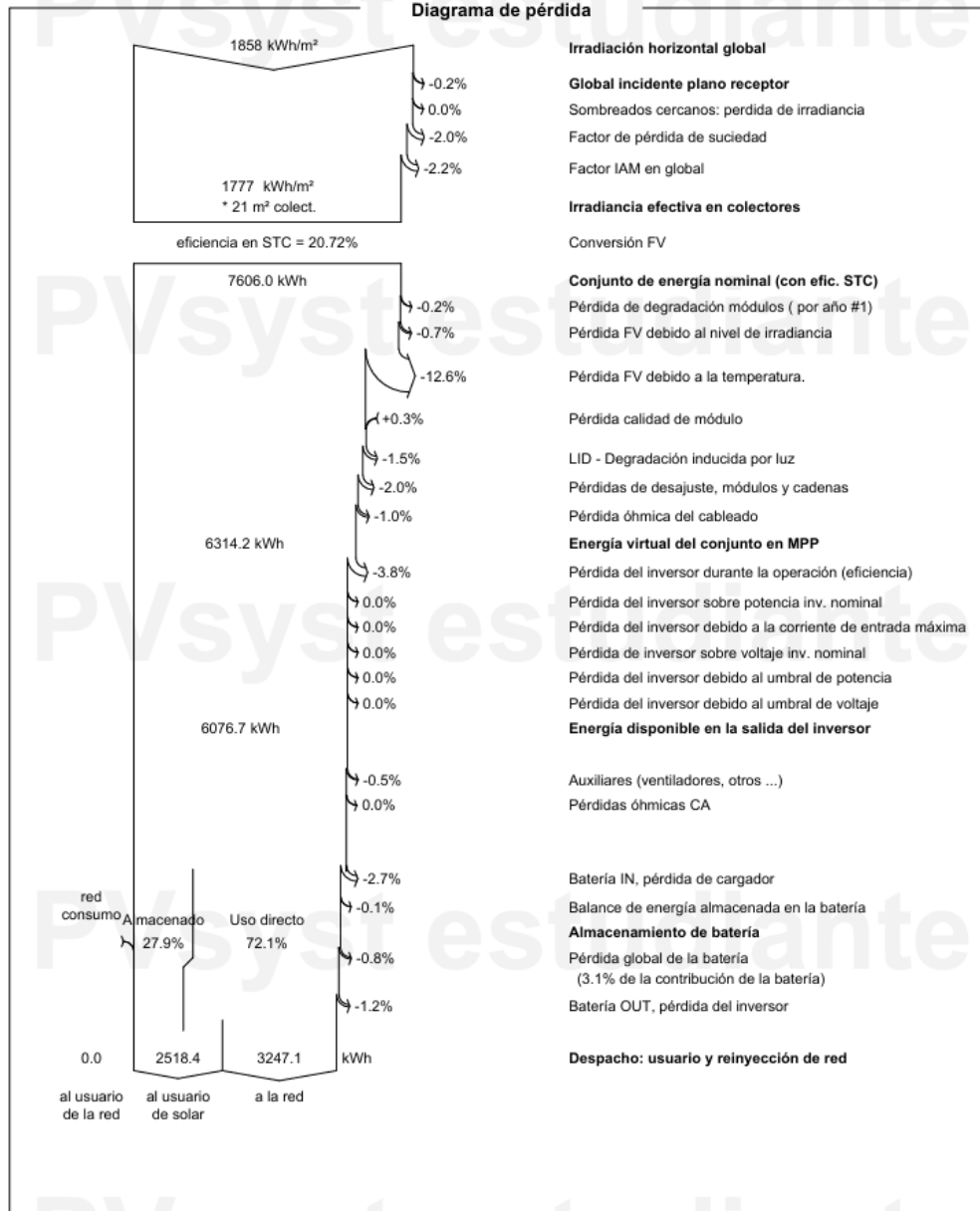
VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

Sofía Esteban (Spain)

Diagrama de pérdida



29/06/25

PVsyst Student License for Sofía Esteban (Spain)

Página 7/9



PVsyst V8.0.13

VC4, Fecha de simulación:
29/06/25 13:23
con V8.0.13

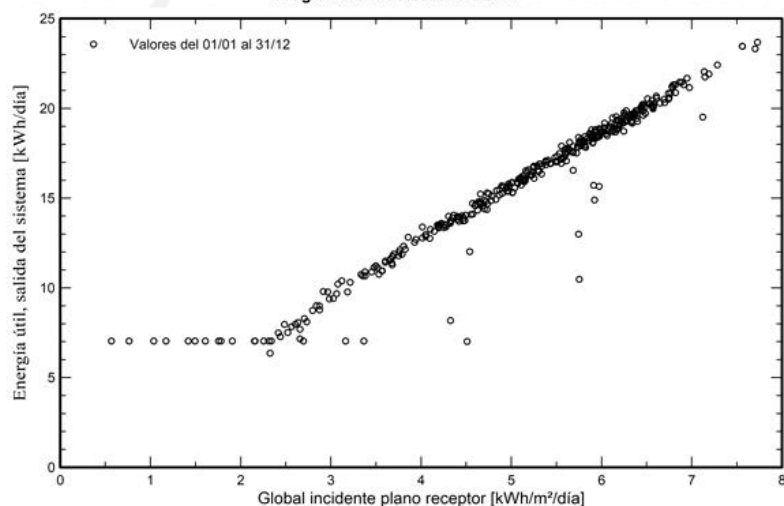
Proyecto: Goshen_Academy

Variante: Sistema_final

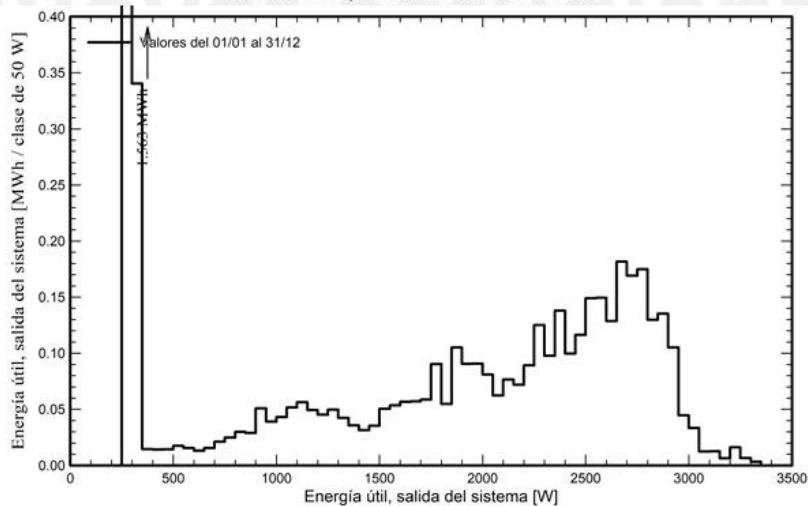
Sofía Esteban (Spain)

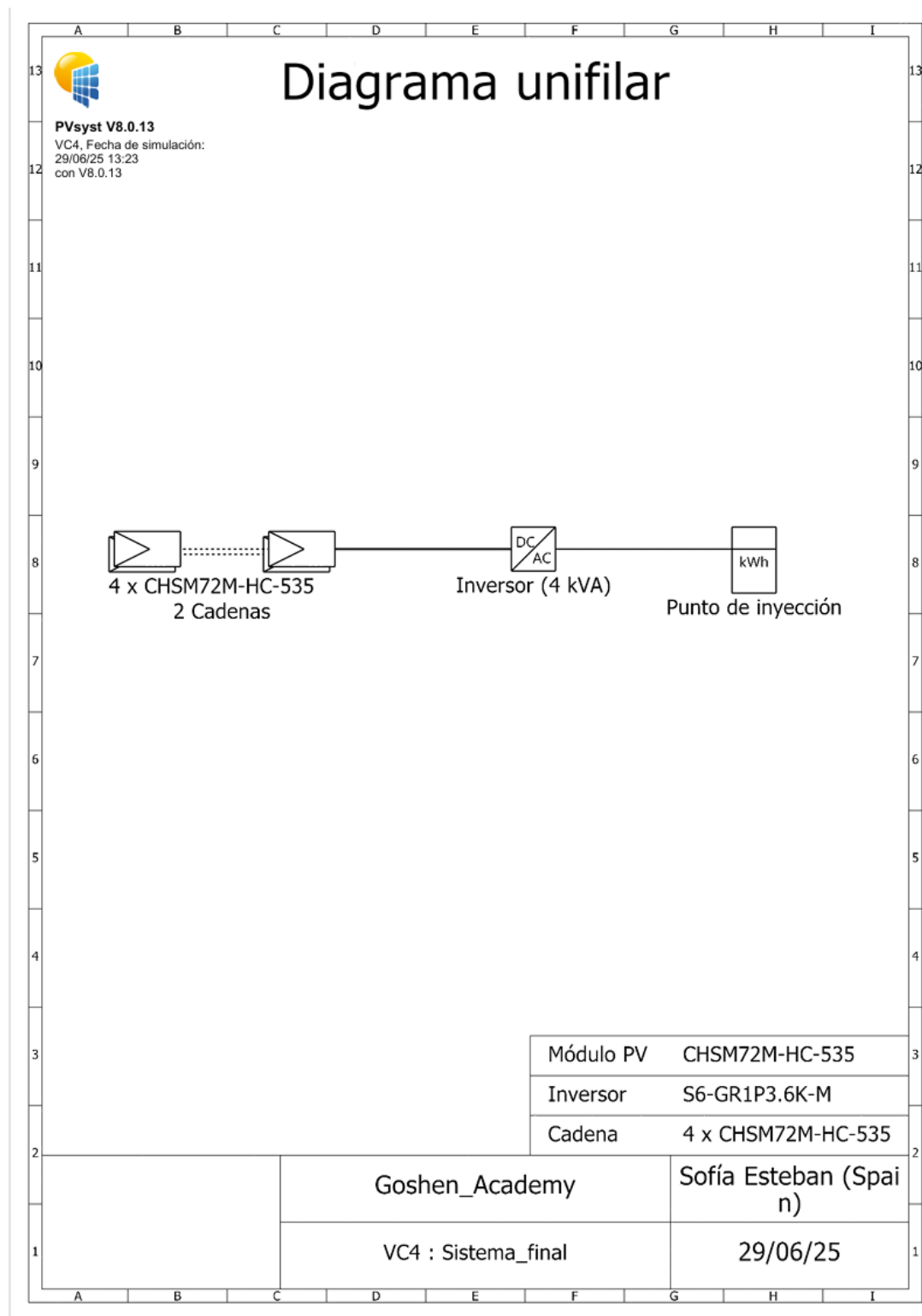
Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



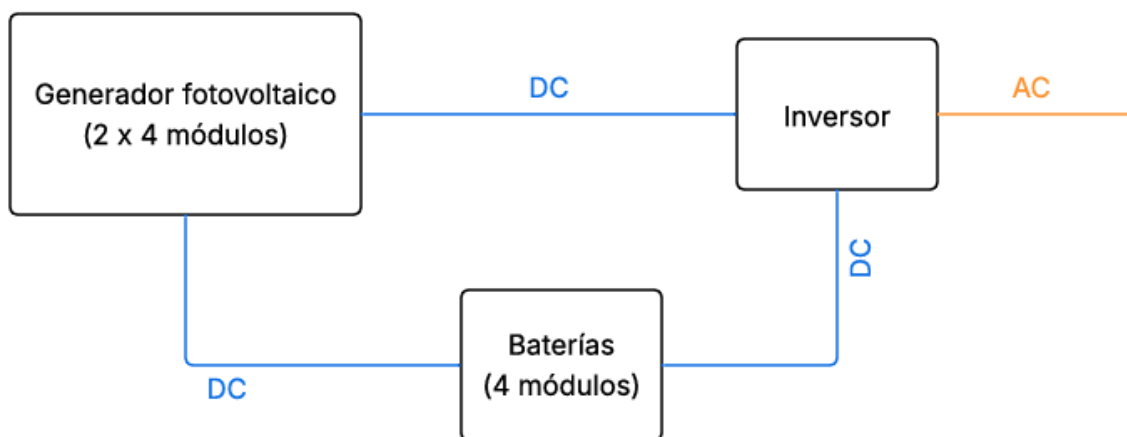
Distribución de potencia de salida del sistema





ANEXO VII

DIAGRAMA UNIFILAR



ANEXO VIII

FICHA TÉCNICA CONDUCTORES DC

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K

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



Nº DoP 1017844

DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



Libre de halógenos
IEC 62821-1
UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Máxima Resistencia al agua en dc (ADB + test especial WET-I 1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K

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



✓ Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *
Protección frente al agua	AD8 (test ac) ** WET-I 1500 Ensayo mejorado de Prysmian Group específico FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)
Certificación	Bureau Veritas LCI E
Servicios móviles	SÍ
Doble aislamiento (clase II)	SÍ
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 25 °C, N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab.2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396

* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V en corriente continua.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

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

3. Cubierta

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

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

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

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

Ver esquemas de aplicación en apartado: 2.25. y ejemplos de cálculo en apartados: 2.17., 2.18., 2.19. y 3.

Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



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



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. Ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Calda de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).

Prysmian

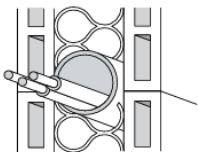
381

ANEXO IX

MÉTODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO”

Tabla A.52.3

Métodos de instalación e instalaciones “tipo”

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
1		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en paredes térmicamente aislantes.	A1

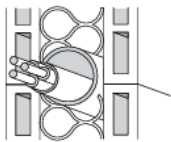
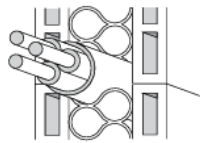
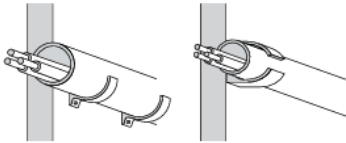
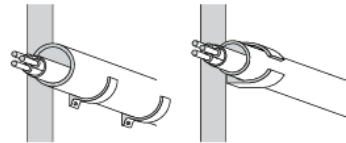
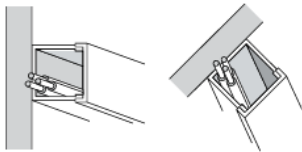
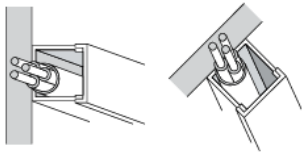
Prysmian

43

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

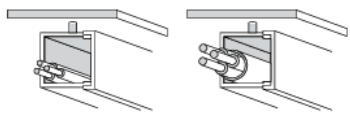
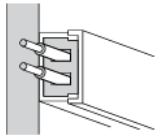
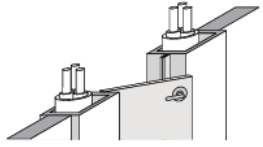
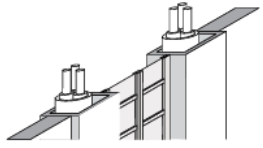
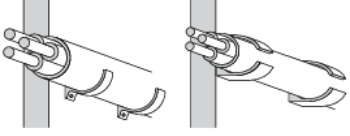
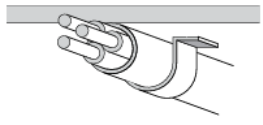
Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones "tipo" (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
2		Cable multiconductor en conductos empotrados en una pared térmicamente aislante.	A2
3		Cable multiconductor empotrado directamente en una pared térmicamente aislante.	A1
4		Conductores aislados o cable unipolar en conductos sobre pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...), no espaciados de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.	B1
5		Cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...), no espaciado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conducto.	B2
6 7		Conductores aislados o cables unipolares en canal protectora fijada sobre una pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...): • En recorrido horizontal. • En recorrido vertical.	B1
8 9		Cable multiconductor en canal protectora fijada sobre una pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...): • En recorrido horizontal. • En recorrido vertical.	B2

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

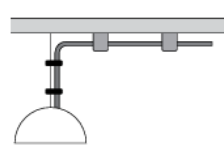
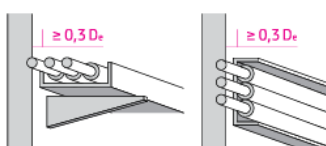
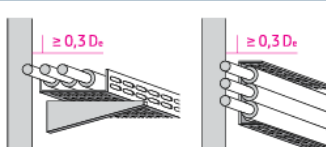
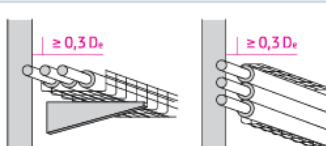
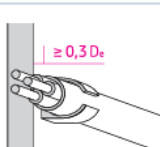
Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones "tipo" (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
10 11		Conductores aislados en canal protectora suspendida.	B1
		Cable multiconductor en canal protectora suspendida.	B2
12		Conductores aislados o cables unipolares en molduras.	A1
15		Conductores aislados en conductos o cables unipolares o multipolares en arquitrave.	A1
16		Conductores aislados en conductos o cables unipolares o multipolares en los marcos de ventana.	A1
20		Cables unipolares o multipolares fijados sobre una pared de madera o espaciados menos de 0,3 veces el diámetro del cable de la pared.	C
21		Cables unipolares o multipolares fijados bajo un techo de madera o mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...).	C

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

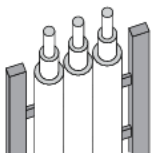
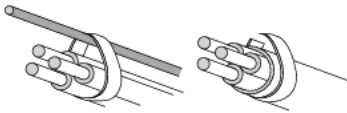
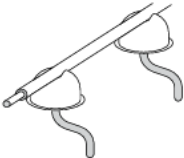
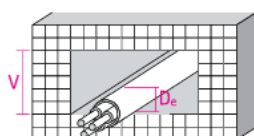
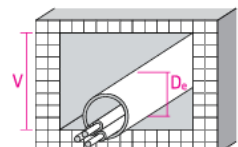
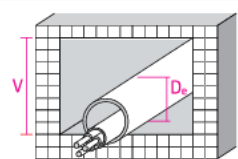
Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones “tipo” (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
22		Cables unipolares o multipolares separados del techo.	En estudio (se recomienda E)
23		Instalación fija de un receptor suspendido.	C
30		Cables unipolares o multipolares sobre bandejas de cables no perforadas: • En recorrido horizontal. • En recorrido vertical.	C
31		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre bandejas perforadas: • En recorrido horizontal. • En recorrido vertical.	E o F
32		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre soportes o bandeja rejilla: • En recorrido horizontal. • En recorrido vertical.	E o F
33		Cables unipolares (F) o multipolares (E) separados de la pared más 0,3 veces el diámetro del cable.	E o F

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

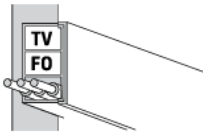
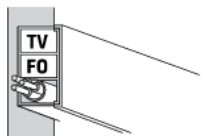
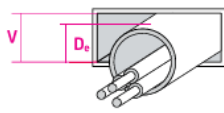
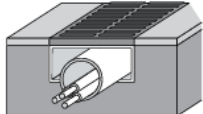
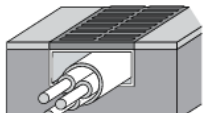
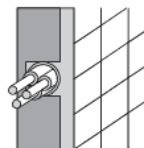
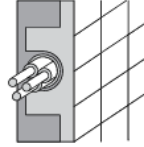
Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones "tipo" (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
34		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre escaleras de cables.	E o F
35		Cables unipolares (F) o multipolar (E) suspendido.	E o F
36		Conductores desnudos o aislados sobre aisladores.	G
40		Cables unipolares o multipolares en hueco de construcción.	$1,5 D_c \leq V < 5 D_c$ B2 $5,0 D_c \leq V < 20 D_c$ B1
41		Conductores aislados en conductos circulares en hueco de construcción.	$1,5 D_c \leq V < 20 D_c$ B2 $V < 20 D_c$ B1
42		Cables unipolares o multipolares en conductos circulares en hueco de construcción.	En estudio. Puede usarse: $1,5 D_c \leq V < 20 D_c$ B2 $V < 20 D_c$ B1

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

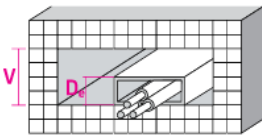
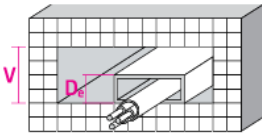
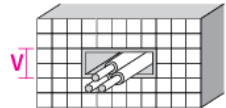
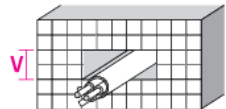
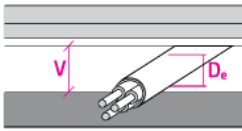
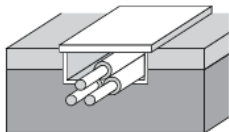
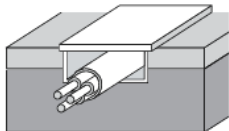
Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones "tipo" (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
52		Conductores aislados o cables unipolares en canal empotrada	B1
53		Cable multiconductor en canal empotrada.	B2
54		Conductores aislados o cables unipolares en tubo en canal de obra, no ventilada, en recorrido horizontal o vertical.	$1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
55		Conductores aislados en tubo, en canal de obra abierta o ventilada en el suelo.	B1
56		Cables unipolares o multipolares en canal de obra abierta o ventilada de recorrido horizontal o vertical.	B1
57		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes o suelos de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K·m/W sin protección mecánica complementaria.	C
58		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes o suelos de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K·m/W con protección mecánica complementaria.	C

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

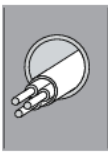
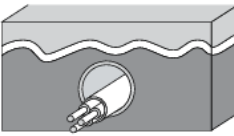
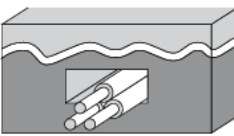
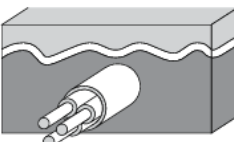
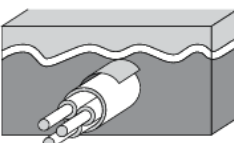
Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones "tipo" (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
43		Conductores aislados en conductos no circulares en hueco de construcción.	$1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
44		Cables unipolares o multipolares en conductos no circulares en vacíos de construcción.	En estudio. Puede usarse: $1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
45		Conductores aislados en conductos de sección no circular empotrados en mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad térmica no superior a 2 K·m/W.	$1,5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
46		Cables unipolares o multipolares en conductos de sección no circular empotrados en mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad térmica no superior a 2 K·m/W.	En estudio. Puede usarse: $1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
47		Cables unipolares o multipolares en hueco en el techo o en los suelos suspendidos.	$1,5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
50		Conductores aislados o cables B1 unipolares en canales empotrados en el suelo.	B1
51		Cable multiconductor en canales B2 51 empotrados en el suelo.	B2

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

Tabla A.52.3
Métodos de instalación e instalaciones "tipo" (Continuación)

Elemento	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
59		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en pared o suelo de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...).	B1
60		Cables multiconductores en conductos empotrados en pared o suelo de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...).	B2
70		Cable multiconductor en tubo o en conducto enterrado cerrado de sección no circular.	D1
71		Cables unipolares en tubo o en conducto enterrado.	D1
72		Cables unipolares o multipolares enterrados <i>sin</i> protección mecánica complementaria.	D2
73		Cables unipolares o multipolares enterrados <i>con</i> protección mecánica complementaria.	D2

ANEXO X

TABLA INTENSIDADES ADMISIBLES

Instalaciones interiores o receptoras

Baja tensión

Tabla C.52.1 bis

Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Tipo de aislamiento térmico (XLPE o PVC) + número de conductores cargados (2 o 3) (temperatura máxima de los conductores en régimen permanente → 70 °C tipo PVC y 90 °C tipo XLPE)																		
A1		PVC3 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)											
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)											
B1					PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)				
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)								
C							PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (70 °C)			
D1/D2*		Ver siguiente tabla																		
E								PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)		
F									PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	
Cobre		mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34	
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46	
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59	
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82	
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110	
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	
Aluminio	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	20	21	23	25	
	4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34		
	6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44		
	10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60		
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82	
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	
	35				74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	
	50				90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	
	70				115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	
	95				140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
	120				161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	
	150					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
	185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482		
300					285		313		331		366		400		429	462	494	558		

NOTA: con fondo naranja figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios). Los valores con fondo azul no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE-HD 60364-5-52. Los valores con fondo amarillo no figuran en la tabla original y no es posible calcularlos con la UNE-HD 60364-5-52, por lo que se ha recurrido al método de cálculo de la última versión internacional de la norma IEC 60364-5-52, que curiosamente no ha eliminado el método de cálculo como se ha hecho en la versión UNE-HD.

Tabla C.52.2 bis

Cables en tendidos enterrados directamente o bajo tubo. Temperatura 25 °C y resistividad térmica 2,5 K-m/W.

Métodos D1/D2	Sección (mm²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

ANEXO XI

FICHA TÉCNICA CONDUCTORES AC

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



Nº DoP 1003875



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



No propagación de incendio
UNE-EN 50399
UNE-EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
NFC 20454; IEC 60754-1
DEF STAN 02-713



Baja emisión de humos
UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



Baja emisión de calor
UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento de gotas / partículas inflamadas
UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): C_{ca}-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:

- UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio:
UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;
IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos:
UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:
UNE-EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas:
EN 50399.

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



✓ Máxima pelabilidad

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

✓ Limpio y ecológico

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

Aplicaciones

Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.

En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings y túneles de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.

En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). -Derivaciones individuales ITC-BT 15) -Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). -Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). -Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). -Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. -Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

NOTA: para tuneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase B2_{ca} -s1a, d1, a1.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.

3. Elemento separador

Capa especial antiadherente.

4. Relleno (si aplica)

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

5. Cubierta

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3x1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3x2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3x4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3x6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3x10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3x16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	176	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	225	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Prysmian

339

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Cálculo de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
.../... 3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,85	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,080/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,064/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,85	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1,0	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

ANEXO XII

PRODUCCIÓN HASTA AÑO 30

Año	Energía (kWh/año) con OyM
1	5650,39
2	5626,17
3	5601,96
4	5577,74
5	5553,53
6	5529,31
7	5505,10
8	5480,88
9	5456,67
10	5432,45
11	5408,24
12	5384,02
13	5359,81
14	5335,59
15	5311,38
16	5287,16
17	5262,95
18	5238,73
19	5214,52
20	5190,30
21	5166,09
22	5141,87
23	5117,66
24	5093,44
25	5069,23
26	5045,01
27	5020,80
28	4996,58
29	4972,37
30	4948,15
Promedio	5299,27
Potencia pico (kWp)	4,28
Horas equivalentes (kWh/kWp)	1238,15
Factor de capacidad	14,13%

ANEXO XIII

CONTAMINACIÓN EVITADA HASTA AÑO 30

Año	kg de CO2 evitados
1	5085,35
2	5063,55
3	5041,76
4	5019,97
5	4998,17
6	4976,38
7	4954,59
8	4932,79
9	4911,00
10	4889,21
11	4867,41
12	4845,62
13	4823,82
14	4802,03
15	4780,24
16	4758,44
17	4736,65
18	4714,86
19	4693,06
20	4671,27
21	4649,48
22	4627,68
23	4605,89
24	4584,10
25	4562,30
26	4540,51
27	4518,72
28	4496,92
29	4475,13
30	4453,34
Promedio	4769,34
Contaminación evitada total	143080,22

ANEXO XIV

CÁLCULO FLUJOS DE CAJA CON AHORRO ANUAL VARIABLE

Año	Término energía de importación (USD/kWh)	Energía producida (kWh/año)	Ahorro bruto anual (USD/año)	Costes O y M	Ahorro neto anual (USD/año)	ANA con tarifa de descuento al 5% (USD/año)
0	0,27	5650,39	1531,88	300,00	-8765,00	-8765,00
1	0,28	5626,17	1555,82	300,00	1231,88	1170,29
2	0,28	5601,96	1580,11	300,00	1255,82	1193,03
3	0,29	5577,74	1604,75	300,00	1280,11	1216,11
4	0,29	5553,53	1629,74	300,00	1304,75	1239,51
5	0,30	5529,31	1655,08	300,00	1329,74	1263,25
6	0,31	5505,10	1680,79	300,00	1355,08	1287,33
7	0,31	5480,88	1706,86	300,00	1380,79	1311,75
8	0,32	5456,67	1733,31	300,00	1406,86	1336,52
9	0,32	5432,45	1760,13	300,00	1433,31	1361,65
10	0,33	5408,24	1787,33	300,00	1460,13	1387,12
11	0,34	5384,02	1814,91	300,00	1487,33	1412,96
12	0,34	5359,81	1842,89	300,00	1514,91	1439,17
13	0,35	5335,59	1871,25	300,00	1542,89	1465,74
14	0,36	5311,38	1900,02	300,00	1571,25	1492,69
15	0,36	5287,16	1929,18	300,00	1600,02	1520,01
16	0,37	5262,95	1958,75	300,00	1629,18	1547,72
17	0,38	5238,73	1988,73	300,00	1658,75	1575,81
18	0,39	5214,52	2019,13	300,00	1688,73	1604,30
19	0,40	5190,30	2049,95	300,00	1719,13	1633,18
20	0,41	5166,09	2081,19	300,00	1749,95	1662,45
21	0,42	5141,87	2112,87	300,00	1781,19	1692,14
22	0,43	5117,66	2144,98	300,00	1812,87	1722,22
23	0,44	5093,44	2177,52	300,00	1844,98	1752,73
24	0,44	5069,23	2210,51	300,00	1877,52	1783,65
25	0,45	5045,01	2243,95	300,00	1910,51	1814,99
26	0,45	5020,80	2277,85	300,00	1943,95	1846,75
27	0,46	4996,58	2312,20	300,00	1977,85	1878,96
28	0,47	4972,37	2347,01	300,00	2012,20	1911,59
29	0,48	4948,15	2382,29	300,00	2047,01	1944,66
30						1978,18