COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica de 100MW para generar electricidad en Manzanares (Ciudad Real).

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: Pablo Sola de los Reyes-García

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

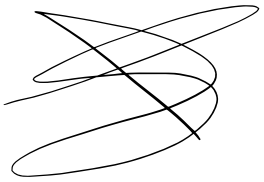
agosto 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
"Estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica de 100MW para generar electricidad en Manzanares (Ciudad Real)"

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.: Pablo Sola de los Reyes-García Fecha: 26/08/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Fecha: …/ …/ …

ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G

Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2025.08.26 11:26:07 +02'00'

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más profundo agradecimiento a mi tutora, cuya orientación, consejos y apoyo han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo. Su disposición para ayudar y compartir sus conocimientos ha sido clave en cada etapa del proyecto.

También agradezco a mi universidad, Universidad Pontificia Comillas ICAI, por brindarme una formación integral y de calidad a lo largo de toda mi trayectoria académica como ingeniero industrial. El aprendizaje y las experiencias adquiridas aquí han sido esenciales para mi crecimiento profesional y personal. Además, agradezco a mis compañeros de clase por su ayuda y por la gran amistad que hemos creado en todo este tiempo de formación.

Finalmente, quiero agradecer a la empresa Solargis por facilitarme los datos horarios que han resultado imprescindibles para calcular la energía generada de mi planta. Su colaboración ha sido de gran valor para la realización de este estudio.

A todos los que han contribuido de alguna manera, mi más sincero agradecimiento.

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica de 100 MW para generar electricidad en Manzanares (Ciudad Real).

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: Pablo Sola de los Reyes-García

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

agosto 2025

Autor: Sola de los Reyes-García, Pablo.
Director: Alonso Alonso, Consolación.
Coordinador: Gómez San Román, Tomás.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, Planta solar de gran potencia, Ciudad Real, Radiación solar, Paneles solares, Inversores, Simulación PVsyst, Pérdidas, Inverter Loading Ratio (ILR), Diseño de superficie, Producción energética, Costes de inversión (CAPEX), Costes de explotación (OPEX), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Obra civil, Obra eléctrica.

1. Introducción

El proyecto presenta el diseño y análisis de una planta solar fotovoltaica a gran escala ubicada en Manzanares, Ciudad Real, España, con una potencia instalada aproximada de 100 MWp. En el contexto de la transición energética global y los compromisos internacionales contra el cambio climático (Acuerdo de París), esta instalación busca contribuir a la generación de energía limpia y sostenible mediante tecnología fotovoltaica avanzada.

El estudio evalúa la viabilidad técnica y económica de la planta, analizando aspectos como selección del emplazamiento, dimensionamiento de equipos, simulación energética y costes de inversión y operación. Se estima una producción anual superior a 195 GWh con un factor de capacidad del 22,4%.

Durante las últimas décadas, la penetración de renovables ha aumentado a nivel global gracias a la disminución del coste nivelado de energía (LCOE), incentivos regulatorios y ambiciosos planes nacionales, como el PNIEC español. España, tras años de parón regulatorio, vive un fuerte crecimiento fotovoltaico. La ubicación elegida destaca por su elevada irradiancia anual, topografía plana, fácil acceso a infraestructuras eléctricas y mínima afección ambiental.

En cuanto a los factores críticos del proyecto destaca la alta irradiancia solar local, terreno llano y favorable, buen acceso a redes eléctricas de 220 kV y normativas que apoyan la integración renovable en España. Además, se contempla el impacto ambiental y se alinean los objetivos del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) relevantes, como energía asequible y acción por el clima.

2. Descripción de las tecnologías

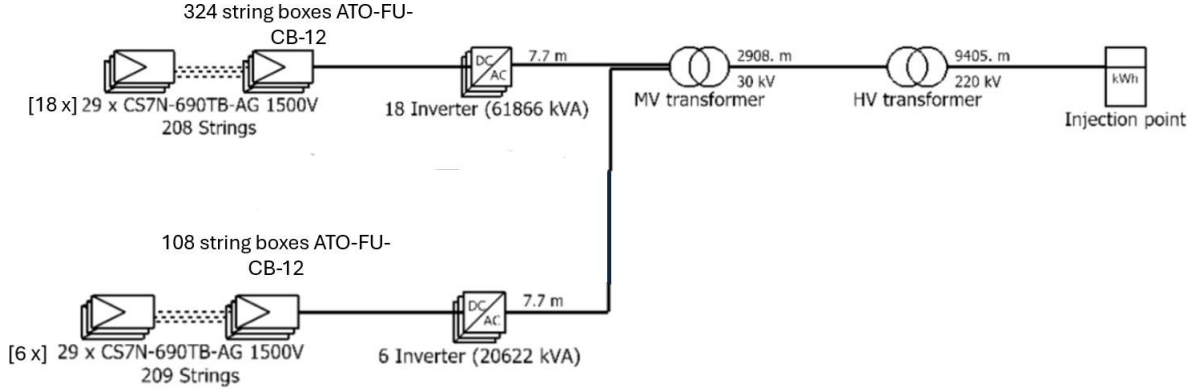
Se seleccionan paneles solares de alta eficiencia, principalmente bifaciales monocristalinos tipo TOPCon de Canadian Solar de 690 Wp, que ofrecen un rendimiento energético superior y mejor tolerancia a condiciones ambientales. Los paneles se configuran en strings de 29 módulos para optimizar la tensión y corriente del sistema, con una eficiencia de módulo cercana al 22,2%.

Los inversores utilizados son modelos centrales de alta potencia (ejemplo: Sungrow SG3400HV con 600 V y 4.4 MW nominales), adecuados para procesar la energía generada de forma eficiente y estable, con alta capacidad de manejo de corrientes y entradas de strings. El sistema integra cajas combinadoras (string boxes) que agrupan varios strings para facilitar la conexión segura y ordenada hacia los inversores.

La planta contará con seguidores solares de un eje (2V), incrementando la producción anual hasta un 25% en comparación con módulos fijos. Se presta especial atención al diseño para minimizar pérdidas por sombreado, temperatura, suciedad y envejecimiento, con un resultado de pérdidas eléctricas totales muy controladas.

Para la agregación y protección, se instalan cajas combinadoras de 12 strings (por ejemplo, modelo ATO-FU-CB-12), que facilitan el control y protección de cada grupo de módulos antes del paso a inversores.

La evacuación se realiza a través de transformadores de media tensión trifásicos de 8,2 MVA (ABB), elevando la tensión a 22/10,5 kV y permitiendo la evacuación escalonada, facilitando el mantenimiento y expansión. Cables, protecciones y sistemas de puesta a tierra cumplen las normativas IEC, UNE y REBT, garantizando seguridad y fiabilidad.



3. Descripción del modelo desarrollado

El modelo desarrollado combina simulación energética con cálculo detallado de las instalaciones eléctricas, obra civil y análisis financiero.

En primer lugar, se usa PVsyst para simular la producción energética horaria y anual de la planta en Manzanares (Ciudad Real), considerando datos climatológicos reales de irradiancia, temperatura, velocidad del viento y condiciones específicas del emplazamiento. Se evalúan distintos escenarios de configuración de inversores, módulos y distancias entre filas. La producción anual de la planta es de 195 GWh/año con una potencia pico de 100MW, y sus datos climatológicos son los siguientes:

GHI (kWh/m^2 mes)	DHI (kWh/m^2 mes)	Temp media (ºC)	Velocidad viento (m/s)
1816.18	588	15.38	2.23

El diseño eléctrico cumple rigurosamente con normativa internacional (IEC, UNE, REBT), calculando caída de tensión, intensidad máxima, dimensionamiento de cables y protección para strings, string boxes, inversores y centros de transformación.

A continuación, se define la topografía y superficie de instalación, ubicando el equipo con distribución optimizada para la eficiencia y accesibilidad, con caminos de servicio y cimentaciones adaptadas al terreno agrícola plano.

En cuanto al análisis económico, se estima una inversión total 67,91 millones de euros y un OPEX de 1,5 millones de euros al año, incluyendo costes de paneles, inversores, transformadores, cableado, mano de obra, obra civil, seguros, mantenimiento y gestión. Se realiza un análisis financiero basado en VAN (26,88 M€) y TIR (7,9%) frente a un coste de capital del 4,8%, demostrando la rentabilidad económica del proyecto. Todo ello se estima un precio de electricidad (OMIE) de 47,06 €/MWh según los últimos 15 años, evitando los precios de 2021, 2022 y 2023 por ser inusuales.

Las pérdidas estimadas en el sistema (eléctricas, térmicas, angulares, envejecimiento y operativas) son coherentes con plantas similares y arrojan un Performance Ratio alto (>80%), indicador de óptimo funcionamiento.

Por último, se calcula las emisiones evitadas de CO_2 al año, con una ratio de 0,331 toneladas CO_2 por MWh generado, con lo que se evitan 64.863,90 toneladas de CO_2 al año.

4. Referencias

El documento fundamenta el proyecto en normativas españolas e internacionales vigentes para instalaciones fotovoltaicas, incluyendo:

- Normas técnicas IEC 62548, IEC 60364, UNE-HD, REBT para diseño y seguridad eléctrica.

- Bases de datos y software de simulación como PVGIS, NREL, METEONORM, Solargis para análisis climático y radiación solar.

- Manuales y guías de fabricantes reconocidos para paneles, inversores, transformadores y sistemas auxiliares.

- Estudios de mercado y actualidad normativa sobre energías renovables en España y a nivel global, incluidos informes de IEA PVPS y OMIE.

- Documentación para análisis financiero, normativas fiscales y criterios económicos para amortización y costes de operación.

Este planteamiento integral asegura que el proyecto cuenta con un marco técnico, ambiental y financiero robusto para su ejecución.

Author: Sola de los Reyes-García, Pablo.
Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.
Coordinator: Gómez San Román, Tomás.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: Photovoltaic solar energy, High-power solar plant, Ciudad Real, Solar radiation, Solar panels, Inverters, PVsyst simulation, Losses, Inverter Loading Ratio (ILR), Surface design, Energy production, Investment costs (CAPEX), Operating costs (OPEX), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Civil works, Electrical works.

1. Project definition

The project presents the design and analysis of a large-scale solar photovoltaic plant located in Manzanares, Ciudad Real, Spain, with an installed capacity of approximately 100 MWp. In the context of the global energy transition and international commitments against climate change (Paris Agreement), this facility seeks to contribute to the generation of clean and sustainable energy through advanced photovoltaic technology.

The study evaluates the technical and economic feasibility of the plant, analyzing aspects such as site selection, equipment sizing, energy simulation, and investment and operating costs. Annual production is estimated to exceed 195 GWh with a capacity factor of 22.4%.

Over the last few decades, the penetration of renewables has increased globally thanks to the decrease in the levelized cost of energy (LCOE), regulatory incentives, and ambitious national plans, such as Spain's PNIEC. After years of regulatory stagnation, Spain is experiencing strong growth in photovoltaics. The chosen location stands out for its high annual irradiance, flat topography, easy access to electrical infrastructure, and minimal environmental impact.

The critical factors of the project include high local solar irradiance, flat and favorable terrain, good access to 220 kV electricity grids, and regulations that support renewable integration in Spain. In addition, the environmental impact is considered, and the project's objectives are aligned with the relevant Sustainable Development Goals (SDGs), such as affordable energy and climate action.

2. Methodology

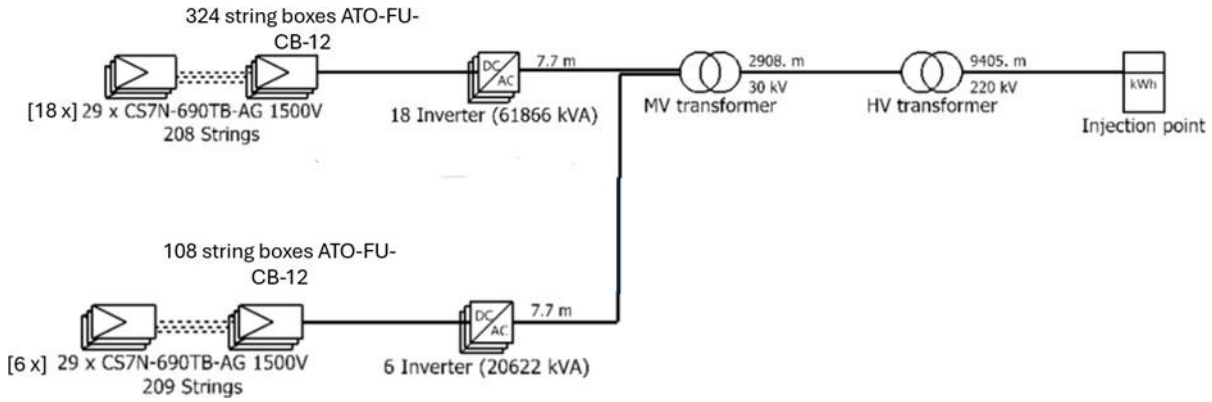
High-efficiency solar panels are selected, mainly Canadian Solar 690 Wp TOPCon bifacial monocrystalline panels, which offer superior energy yield and better tolerance to environmental conditions. The panels are configured in strings of 29 modules to optimize system voltage and current, with a module efficiency of around 22.2%.

The inverters used are high-power central models (e.g., Sungrow SG3400HV with 600 V and 4.4 MW nominal), suitable for processing the generated energy efficiently and stably, with high current handling capacity and string inputs. The system integrates string boxes that group several strings to facilitate safe and orderly connections to the inverters.

The plant will feature single-axis (2V) solar trackers, increasing annual production by up to 25% compared to fixed modules. Special attention is paid to the design to minimize losses due to shading, temperature, dirt, and aging, resulting in very controlled total electrical losses.

For aggregation and protection, 12-string combiner boxes (e.g., model ATO-FU-CB-12) are installed, facilitating the control and protection of each group of modules before they are fed into the inverters.

Power is evacuated through 8.2 MVA three-phase medium-voltage transformers (ABB), raising the voltage to 22/10.5 kV and allowing for staggered evacuation, facilitating maintenance and expansion. Cables, protections, and grounding systems comply with IEC, UNE, and REBT standards, ensuring safety and reliability.



3. Description of the model developed

The model developed combines energy simulation with detailed calculations of electrical installations, civil works, and financial analysis.

First, PVsyst is used to simulate the hourly and annual energy production of the plant in Manzanares (Ciudad Real), considering real climatological data on irradiance, temperature, wind speed, and specific site conditions. Different scenarios are evaluated for the configuration of inverters, modules, and distances between rows. The plant's annual production is 195 GWh/year with a peak power of 100 MW, and its climatological data are as follows:

GHI (kWh/m^2 mes)	DHI (kWh/m^2 mes)	Temp media (ºC)	Velocidad viento (m/s)
1816.18	588	15.38	2.23

The electrical design strictly complies with international standards (IEC, UNE, REBT), calculating voltage drop, maximum current, cable sizing, and protection for strings, string boxes, inverters, and transformer stations.

Next, the topography and installation area are defined, locating the equipment with optimized distribution for efficiency and accessibility, with service roads and foundations adapted to the flat agricultural terrain.

In terms of economic analysis, the total investment is estimated at €67.91 million and OPEX at €1.5 million per year, including costs for panels, inverters, transformers, cabling, labor, civil works, insurance, maintenance, and management. A financial analysis based on NPV (€26.88 million) and IRR (7.9%) is carried out against a cost of capital of 4.8%, demonstrating the economic profitability of the project. All of this is estimated at an electricity price of €47.06/MWh based on the last 15 years, avoiding the prices for 2021, 2022, and 2023 as they are unusual.

The estimated losses in the system (electrical, thermal, angular, aging, and operational) are consistent with similar plants and yield a high-performance ratio (>80%), an indicator of optimal operation.

Finally, the avoided CO_2 emissions per year are calculated at a ratio of 0.331 tons of CO_2 per MWh generated, avoiding 64,863.90 tons of CO_2 per year.

4. References

The document bases the project on current Spanish and international regulations for photovoltaic installations, including:

- Technical standards IEC 62548, IEC 60364, UNE-HD, REBT for design and electrical safety.

- Databases and simulation software such as PVGIS, NREL, METEONORM, Solargis for climate analysis and solar radiation.

- Manuals and guides from recognized manufacturers for panels, inverters, transformers, and auxiliary systems.

- Market studies and current regulations on renewable energies in Spain and globally, including reports from IEA PVPS and OMIE.

- Documentation for financial analysis, tax regulations, and economic criteria for amortization and operating costs.

This comprehensive approach ensures that the project has a robust technical, environmental, and financial framework for its execution.

Índice de la memoria

1. INTRODUCCIÓN 7
1.1 Estado de la cuestión 11
1.2 Alcance 14
1.3 Planteamiento del proyecto 14
1.4 Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 15
2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS 19
2.1 Célula Solar: parámetros, circuito equivalente y curva característica 20
2.2 Conexión de células solares 24
3. EMPLAZAMIENTO 26
4. RECURSO SOLAR 31
5. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA 36
6. ÁNALISIS Y SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 39
6.1 Caso Base 40
6.1.1 Detalle de pérdidas detalladas 41
6.1.2 Horizonte 45
6.1.3 Diseño de superficie 46
6.1.4 Backtracking 48
6.1.5 Resultados de la producción energética detallada 48
6.2 Caso óptimo Inverter Loading Ratio 52
6.3 Caso óptimo distancia entre paneles 53
6.4 Caso óptimo con distintos elementos y resultado final 55
6.5 Producción de la planta durante su periodo de explotación 56
7 OBRA CIVIL 58
7.1 Caminos de acceso e interiores de servicio 58
7.2 Cimentaciones 60
7.3 Canalización en zanja 61
8 OBRA ELÉCTRICA 63
8.1 Distribución y conexión de paneles. 63
8.2 Comprobación por intensidad y tensión a baja tensión 66
8.3 Cálculo cableado baja tensión 68
8.3.1 Tramo srtrings - string boxes - inversores 68
8.3.2 Tramos inversores – cajas de agrupación AC 70
8.4 Transformadores de media tensión 73
8.5 Cálculo de cables de media tensión desde transformadores MT hasta transformadores AT 74
8.6 Subestación eléctrica de alta tensión 76
8.7 Cálculo de la puesta a tierra 78
9 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO 81
10 PRESUPUESTO 84
10.1 Costes de inversión y desarrollo 85
10.2 Costes de explotación, OPEX 86
10.3 Resultado de pérdidas y ganancias y flujo de caja libre 87
10.4 Cálculo del WACC, VAN y TIR 90
10.5 Sensibilidad económica ante variaciones de precios (CAPEX) 91
11 BIBLIOGRAFÍA 92
ANEXOS 95
I. Informe simulación PVsyst caso óptimo 97

II. FICHAS TÉCNICAS 107
III.I PLANO LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO 115
III.II LAYOUT GENERAL DE LA PLANTA 116
III.IV PLANO ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN MT 118

Índice de figuras

Ilustración 1: Resumen de la tendencia global de la tecnología fotovoltaica. Fuente: IEA PVPS 9
Ilustración 2: Evolución de la nueva capacidad anual en los principales mercados. Fuente: IEA PVPS 9
Ilustración 3: Evolución EE. RR 2005-2020.- España 11
Ilustración 4: Evolución anual de la potencia instalada solar fotovoltaica según REE 12
Ilustración 5: Objetivos de Desarrollo Sostenible relacionados al proyecto 18
Ilustración 6: Unión semiconductor Tipo P con Semiconductor 19
Ilustración 7: El efecto fotovoltaico (en célula solar) 20
Ilustración 8: Circuito equivalente célula solar fotovoltaica ideal 21
Ilustración 9: Curva IV célula solar fotovoltaica del panel Canadian Solar 22
Ilustración 10: Gráfica de rendimiento de células Silicio Cristalino. Fuente: NREL 23
Ilustración 11: Efecto sombras parciales en los módulos y solución con By-Pass 25
Ilustración 12: Radiación global y difusa 31
Ilustración 13: Desviación de las bases de datos 33
Ilustración 14: Radiación global media horaria de Manzanares por parte de Solargis 34
Ilustración 15: Temperatura media horaria de Manzanares por parte de Solargis 34
Ilustración 16: Situación geográfica de la planta fotovoltaica. Fuente: Sede catastral del gobierno de España 37
Ilustración 17: Situación geográfica de la planta fotovoltaica. Fuente: Cartografía Castilla-La Mancha 37
Ilustración 18: Capacidad de acceso a la subestación de Manzanares 38
Ilustración 19: Característica de los equipos. Caso base 40
Ilustración 20: Pérdidas de los paneles por temperatura 42
Ilustración 21: Esquema unifilar del caso base 43
Ilustración 22: Pérdidas paneles por el ángulo incidente del sol 44
Ilustración 23: Recorrido del sol en Manzanares 46
Ilustración 24: Disposición de paneles del caso base 47
Ilustración 25: Esquema pérdidas de Sankey, caso base 49
Ilustración 26: Producción normalizada diaria 50
Ilustración 27: Performance Ratio caso base 50
Ilustración 28: Energía producida hasta el año 30 56
Ilustración 29: Caminos de acceso tipo de la planta 59
Ilustración 30: Mapa de caminos de acceso a la planta 59
Ilustración 31: Planta fotovoltaica con perfiles de acero Tipo-C hincados directamente en el terreno. Fuente: Obras Urbanas. 61
Ilustración 32: Elementos de una zanja. Fuente: Autoconsumo y autarquía 62
Ilustración 33: Dimensiones paneles según ficha técnica del fabricante 63
Ilustración 34: Distribución de paneles 64
Ilustración 35: Diagrama unifilar simplificado caso óptimo 64

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla Resumen de pérdidas de la planta solar 45
Tabla 2: Tabla de resultados del caso base según PVsyst 51
Tabla 3: Resultados Caso Óptimo ILR con restricción de territorio 52
Tabla 4: Resultados Caso Óptimo distancia entre paneles 53
Tabla 5: Resultados caso óptimo disposición de seguidores 2V vs 1V 54
Tabla 6: Caso óptimo con distintos elementos. 55
Tabla 7: Tabla resumen de la planta, resultado final 55
Tabla 8: Tabla de resultados de producción de la planta hasta año 30 57
Tabla 9: Resumen características string boxes ATO-FU-CB-12 65
Tabla 10: Resumen características panel Canadian 66
Tabla 11: Resumen característica inversor Sungrow 66
Tabla 12: Datos técnicos fabricante de cable baja tensión DC. Fuente: Prysmian 70
Tabla 13: Datos técnico de cable baja tensión AC. Fuente Prysmian 72
Tabla 14: Características transformadores fabricado por ABB 74
Tabla 15: Cronograma de la planificación del proyecto en 1 año 80
Tabla 16: Presupuesto de la planta 83
Tabla 17: Resumen de costes de la planta solar 86
Tabla 18: Precio medio OMIE últimos 15 años, excepto 2021, 2022 y 2023 87
Tabla 19: Resultado de pérdidas y ganancias y Flujo de caja libre 88
Tabla 20: Tabla resumen VAN y TIR del proyecto 89
Tabla 21: Tabla de sensibilidad económica ante variaciones de precios CAPEX 90

Acrónimos

- MW o MWp: Megavatio (pico)
- GWh: Gigavatio-hora
- ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible
- PV: Fotovoltaico (Photovoltaic)
- PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System
- NREL: National Renewable Energy Laboratory
- LCOE: Levelized Cost of Energy (Coste Nivelado de Energía)
- PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
- ILR: Inverter Loading Ratio
- CAPEX: Capital Expenditures (Coste de Inversión)
- OPEX: Operating Expenditures (Coste de Explotación)
- VAN (NPV): Valor Actual Neto (Net Present Value)
- TIR (IRR): Tasa Interna de Retorno (Internal Rate of Return)
- REBT: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
- IEC: International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
- UNE: Una Norma Española
- SDG: Sustainable Development Goals (Objetivos de Desarrollo Sostenible)
- DC: Corriente Continua (Direct Current)
- AC: Corriente Alterna (Alternating Current)
- MT: Media Tensión
- AT: Alta Tensión
- SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition
- ONAN: Modo de refrigeración de transformadores eléctricos
- BOP: Balance of Plant
- EPC: Engineering, Procurement and Construction
- PPA: Power Purchase Agreement
- OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

- GHI: Global Horizontal Irradiance (Irradiancia Global Horizontal)
- DHI: Diffuse Horizontal Irradiance (Irradiancia Horizontal Difusa)
- CEM: Condiciones Estándar de Medida (Standard Testing Conditions)
- PID: Potential Induced Degradation (Degradación Inducida por Potencial)
- LID: Light Induced Degradation (Degradación Inducida por Luz)
- HIT: Heterojunction with Intrinsic Thin layer (Tipo especial de célula solar)
- DC/AC ratio: Relación potencia continua sobre alterna
- ATC: Autoridad de Transporte Competente

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la Revolución Industrial, la humanidad creó una necesidad por abastecerse de energía por medio de combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural. Como consecuencia, al consumirlos se emite CO_2 en forma de gas, el cual se queda en la atmósfera y retiene la radiación solar que recibimos del sol directamente, también conocido como efecto invernadero. De esta manera, la temperatura del planeta se eleva y produce cambios climatológicos desfavorables, los cuales producen una pérdida del Producto Interior Bruto (PIB), desertización, movilización de la población…

En la actualidad, a nivel mundial se sigue el objetivo pactado en el Acuerdo de París[1], en diciembre de 2015, el cual consiste en un acuerdo internacional con fuerza legal que abarca todos los aspectos relacionados con la lucha contra el cambio climático, incluyendo la mitigación, la adaptación y los mecanismos de implementación. El gran objetivo trata sobre limitar el aumento de la temperatura media global a menos de 2°C en comparación con los niveles anteriores a la era industrial de aquí al año 2100. De este modo, se necesita a las energías renovables para no emitir más CO_2 en el proceso de generación de energía, y de esta manera, en el año 2050 haya un balance de emisión neto nulo. Es decir, que los procesos que emitan este gas se contrarresten con la generación de energía renovable.

Una vez comprendido el problema principal, empieza un periodo llamado transición energética. De este modo se empieza a cambiar la forma de generar energía con la ayuda de energía renovable, es decir, aprovechar recursos presentes de forma recurrente en la naturaleza y que pueden emplearse directamente: sol, geotermia, viento, corrientes de agua, biomasas. Al ser una energía que se puede obtener con poco coste, debido a lo mencionado anteriormente, el coste de producir energía disminuye

enormemente[2]. Este coste es llamado LCOE (*Levelized Cost of Energy*). De esta manera, hay una gran rentabilidad de crear proyectos sobre generación de energía. Sin embargo, hasta el año 2021, en España, no se tomó en serio este cambio hasta que se hizo un cambio regulatorio. Por ende, se empezó a implementar lo que indicaba el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Este plan fue actualizado en 2023 por unos nuevos objetivos, los cuales fijan como objetivo unos 76 GW de potencia instalada de energía fotovoltaica en 2030, comparado con los 30 GW que hay actualmente.[3]

El informe "Snapshot of Global PV Markets 2025"[4], elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) a través de su programa Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), presenta un análisis detallado del desarrollo, tendencias y perspectivas del mercado mundial de energía fotovoltaica (PV) durante el año 2024.

A finales de 2024, la capacidad fotovoltaica instalada global superó los 2,2 teravatios (TW), representando un crecimiento acelerado respecto a años anteriores. China mantuvo su liderazgo en el sector, instalando cerca del 60% de la nueva capacidad del año (más de 350 GW), seguida por la Unión Europea, Estados Unidos, India y Brasil como principales mercados. La energía solar fotovoltaica alcanzó, por primera vez, más del 10% del consumo eléctrico mundial, consolidándose como la tecnología renovable dominante: cerca del 75% de la nueva capacidad renovable instalada en el mundo en 2024 fue solar. Todo ello se muestra en la siguiente Ilustración.

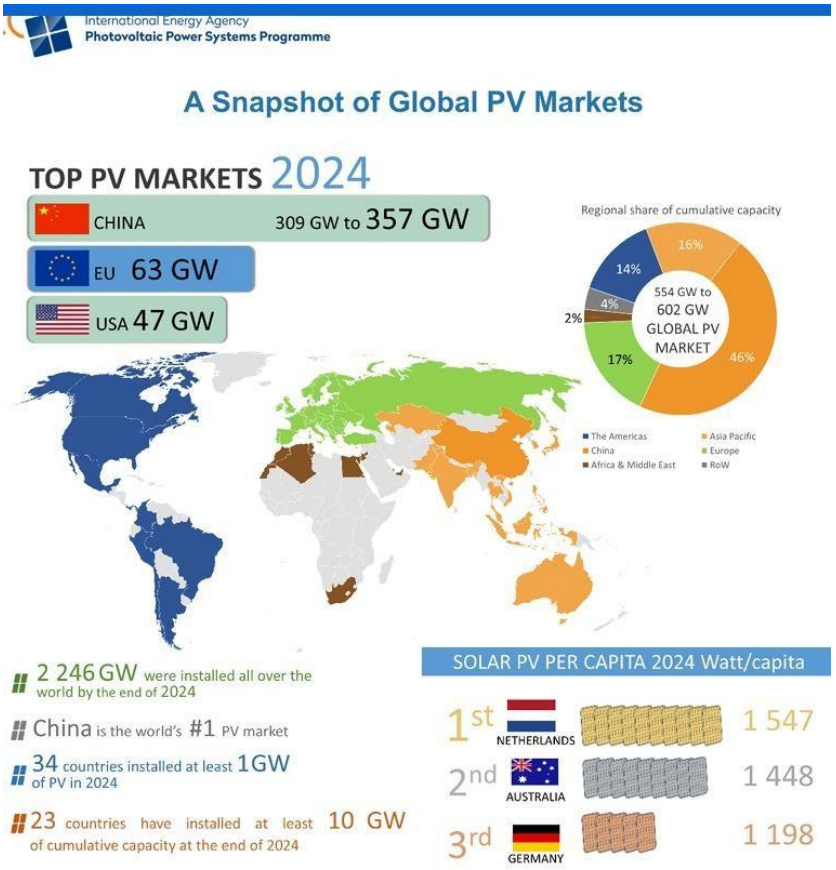


Ilustración 1: Resumen de la tendencia global de la tecnología fotovoltaica. Fuente: IEA PVPS

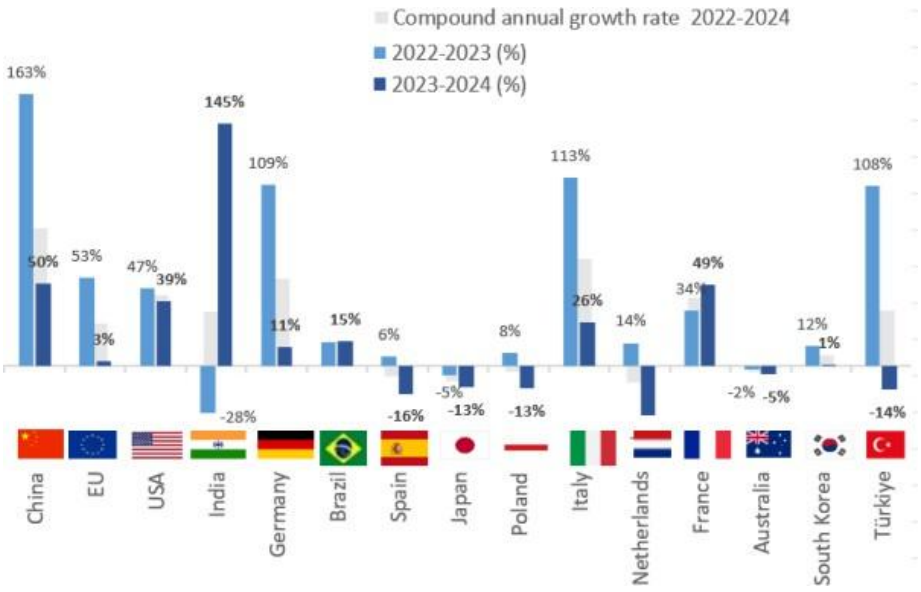


Ilustración 2: Evolución de la nueva capacidad anual en los principales mercados. Fuente: IEA PVPS

El informe destaca la continua reducción de precios de los módulos solares, principalmente por el exceso de capacidad de producción a nivel global, lo que ha supuesto desafíos económicos para los fabricantes, pero ha impulsado la instalación de sistemas PV en diferentes países. Sin embargo, esta sobreoferta también ha generado tensiones en la industria y la necesidad de nuevas políticas para coordinar mejor la producción con la demanda. Además, el crecimiento rápido de grandes instalaciones centralizadas y la proliferación de modelos de prosumidor (quienes generan y consumen su propia electricidad) está transformando los modelos tradicionales del sector eléctrico.

Las políticas públicas siguen siendo fundamentales para el desarrollo del mercado, tanto en la implantación de incentivos como en la promoción de la fabricación local y la integración de almacenamiento energético. El informe analiza tendencias en regulaciones, mecanismos de remuneración como licitaciones y contratos PPA, desafíos de integración a la red (principalmente debido a la creciente penetración de la energía solar), y la importancia de invertir en infraestructuras flexibles y sistemas de almacenamiento para evitar problemas como la congestión de red y el vertido de energía.

El documento también aborda el papel de la PV en la transición hacia sistemas energéticos más limpios y la electrificación de sectores como el transporte, impulsando sinergias con tecnologías como baterías y vehículos eléctricos, cuya evolución también se analiza en el informe.

En definitiva, se quiere recalcar el gran aumento que está habiendo sobre la creación de plantas fotovoltaicas, debido a los acontecimientos mencionados anteriormente, y que este proyecto sirva como una gran aportación a este país sobre la viabilidad de una planta de generación fotovoltaica.

1.1 Estado de la cuestión

En el año 2014, en España, existe un desastre regulatorio y de planificación con las energías renovables. Esto fue debido a las inmensas primas que recibían las energías renovables, las cuales no podían ser pagadas por el estado. Esto hizo que el gobierno paralizase la inmensa instalación de energía renovable mediante leyes, ya que preveían que iba a haber un aumento de proyectos que se beneficiasen de estas ayudas durante los 4-5 años siguientes.

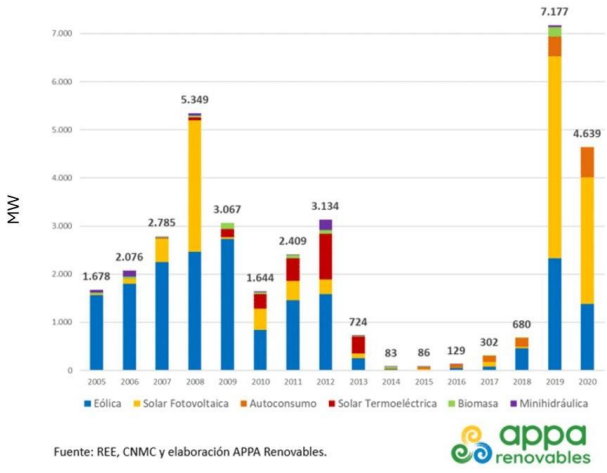


Ilustración 3: Evolución EE. RR 2005-2020.- España[5]

Para invertir en estos proyectos hay que tener en cuenta la regulación de cada país, ya que la falta de claridad o las incertidumbres normativas pueden generar problemas, dificultando que las empresas obtengan la financiación necesaria para llevar a cabo ciertos proyectos. Esto se debe a que las políticas y marcos regulatorios inestables pueden aumentar el riesgo percibido, lo que afecta negativamente la confianza de los inversores.

Sin embargo, en 2018, el impuesto al sol se derogó mediante el Real Decreto Ley 15/2018 por medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. De este modo, la capacidad de potencia solar

fotovoltaica está en constante crecimiento, así como su aportación en el mix energético.

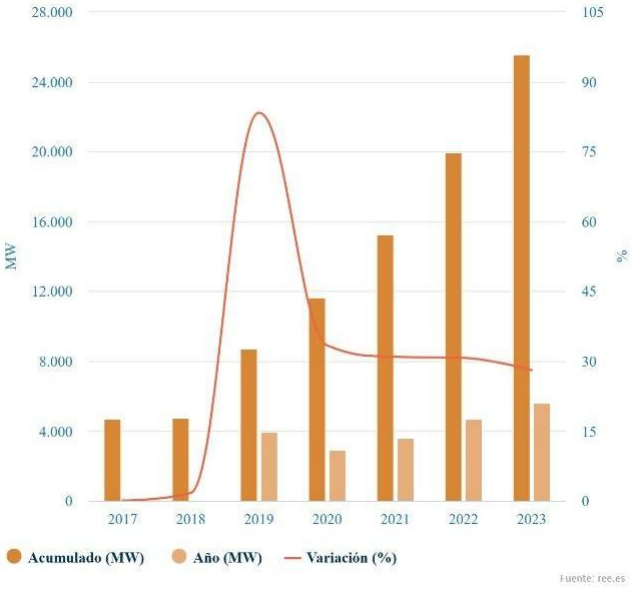


Ilustración 4: Evolución anual de la potencia instalada solar fotovoltaica según REE[6]

Por ende, la motivación principal de este proyecto radica en desarrollar una iniciativa alineada con las necesidades sociales actuales, contribuyendo a la transición energética.

A decir verdad, se debe mencionar la influencia que está teniendo la energía solar en el precio de la electricidad en España. Según datos recientes, en 2024, la generación de energía eléctrica en España alcanzó su máximo mensual en enero, con 23.414 GWh, seguido de una disminución progresiva hasta mayo, donde se registraron 21.339 GWh. En junio, se observó un leve incremento, seguido de un repunte sustancial en julio, alcanzando los 24.219 GWh, el valor máximo del periodo.[7] Casi el 25% de la potencia instalada en nuestro país, prácticamente la cuarta parte, viene de la tecnología solar fotovoltaica. Esto hace que, en días soleados, en las horas centrales del día, el precio de la electricidad baje considerablemente ya que la generación de electricidad viene de una fuente renovable como es el sol, y como

decíamos anteriormente, el precio de esta fuente de energía es prácticamente gratis. Con lo cual, como el mercado eléctrico debe de ofrecer un precio acorde con la energía que se haya obtenido, y como las energías renovables son las primeras en entrar en el mix de generación para combatir la transición energética mencionada anteriormente, el precio disminuye tanto, que a veces es negativo. Estos precios negativos no son de gran interés para las plantas de producción de energía eléctrica, ya que deberían pagar al sistema por producir. Como esta situación suele perjudicar a las múltiples plantas solares fotovoltaicas que hay en España, existe un Acuerdo de Compra de Energía (PPA, Power Purchase Agreement), el cual es un contrato a largo plazo (10-25 años) entre un productor de energía (generalmente renovable) y un comprador (puede ser una empresa, un gobierno o una organización). Este acuerdo establece las condiciones de venta de electricidad, como el precio, el volumen, y el plazo, permitiendo al comprador asegurarse un suministro eléctrico estable y al productor garantizar un retorno de la inversión en sus instalaciones. En resumen, los PPAs son una herramienta clave para promover las energías renovables, brindando beneficios tanto a productores como a compradores al estabilizar precios y apoyar la sostenibilidad.

En cuanto a los puntos de conexión a la red, Red Eléctrica de España (REE)[8] ha diseñado su plan de expansión de la red con proyecciones a cinco años (hasta 2026) para mejorar la infraestructura de transporte eléctrico en apoyo de los objetivos de transición energética de España. Este plan estratégico incluye una inversión sustancial en la red de transporte de energía para mejorar la capacidad de interconexión, integración de energías renovables y la reducción de la huella de carbono del sistema eléctrico. Además, este tema resulta de gran interés para el proyecto a realizar, ya que se adapta a la creciente demanda de energía eléctrica, y sobre todo de origen fotovoltaico, en el contexto de la electrificación de la economía española.

1.2 Alcance

Se parte de una parcela situada en Manzanares, Ciudad Real, España, la cual se va a realizar el diseño de la planta solar, a gran escala. Se realizará el diseño de la planta en función del espacio disponible en la parcela elegida, teniendo en cuenta todas las necesidades de una instalación fotovoltaica con las siguientes características y atendiendo a las normativas aplicables a la misma.

El proyecto incluye los siguientes aspectos:

- Selección del sitio: Evalúa sus características físicas y geográficas a través de plataformas como PVGIS, NASA o METEONORM. Y analiza y simula la producción de energía gracias al programa de PVSYST.
- Selección de equipos del sistema fotovoltaico: Disposición de los paneles, elección de inversores, pérdidas por sombreado, temperatura y eficiencia de los módulos en diferentes condiciones climáticas.
- Obra eléctrica y obra civil.

Además, se estudiará una viabilidad económica a través de los siguientes aspectos:

- Costes de inversión y operación: Costes iniciales y operativos a lo largo de su vida útil.
- Análisis de rentabilidad: VAN, TIR y Periodo de Recuperación de la inversión.

1.3 Planteamiento del proyecto

En este proyecto se presenta el pliego de especificaciones técnicas, donde se describen en detalle las decisiones tomadas. Además, se incluyen los cálculos justificativos, una simulación de la generación de energía y un análisis económico para evaluar la viabilidad financiera de la planta. En los Anexos se incorporan las fichas técnicas de los equipos empleados.

1.4 Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 metas globales adoptadas por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015 dentro de la Agenda 2030, con el propósito de alcanzar un desarrollo sostenible para todos, integrando aspectos sociales, económicos y ambientales. Estos objetivos buscan erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para las generaciones presentes y futuras, enfatizando que ninguno quede excluido del progreso.

A continuación, se presenta un resumen de cada uno de los 17 ODS, donde se mencionan brevemente sus propósitos principales:

1. Fin de la pobreza: Erradicar la pobreza extrema y reducir todas sus formas mediante crecimiento inclusivo que genere empleos sostenibles e igualdad de oportunidades para todos.

2. Hambre cero: Garantizar la seguridad alimentaria, mejorar la nutrición y promover una agricultura sostenible que mantenga la diversidad genética de cultivos y beneficie a pequeños productores.

3. Salud y bienestar: Asegurar vidas saludables y promover el bienestar para personas de todas las edades, reduciendo enfermedades y mejorando el acceso a servicios sanitarios.

4. Educación de calidad: Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad para todos, fomentando oportunidades de aprendizaje durante toda la vida.

5. Igualdad de género: Eliminar todas las formas de discriminación y violencia contra mujeres y niñas, promoviendo su empoderamiento como base para sociedades pacíficas y prósperas.

6. Agua limpia y saneamiento: Garantizar la disponibilidad y gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos, asegurando recursos accesibles y libres de contaminación.

7. Energía asequible y no contaminante: Asegurar el acceso universal a energía fiable, sostenible, moderna y a precios asequibles.

8. Trabajo decente y crecimiento económico: Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo, y trabajo decente para todos.

9. Industria, innovación e infraestructuras: Construir infraestructuras resilientes, fomentar la industrialización sostenible y promover la innovación tecnológica para el desarrollo.

10. Reducción de las desigualdades: Reducir la desigualdad dentro y entre los países, promoviendo la inclusión social, económica y política.

11. Ciudades y comunidades sostenibles: Lograr que las ciudades y asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.

12. Producción y consumo responsables: Garantizar modalidades sostenibles de consumo y producción para minimizar el impacto ambiental y optimizar el uso de recursos.

13. Acción por el clima: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos mediante políticas, estrategias y adaptación.

14. Vida submarina: Conservar y utilizar sosteniblemente los océanos, mares y recursos marinos para el desarrollo sostenible, reduciendo la contaminación y la sobreexplotación.

15. Vida de ecosistemas terrestres: Gestionar sosteniblemente los bosques, combatir la desertificación, detener la degradación de tierras y conservar la biodiversidad.

16. Paz, justicia e instituciones sólidas: Promover sociedades pacíficas e inclusivas, acceso a la justicia para todos y construir instituciones responsables, transparentes e inclusivas.

17. Alianzas para lograr los objetivos: Fortalecer los medios de implementación y revitalizar la cooperación mundial para el desarrollo sostenible, fomentando alianzas entre gobiernos, sector privado y sociedad civil.

Estos objetivos están interrelacionados y constituyen un plan integral para afrontar los desafíos globales en pobreza, desigualdad, clima, medio ambiente y justicia social. El cumplimiento de los ODS requiere la acción conjunta y comprometida de todos los actores sociales para garantizar un futuro más justo, próspero y sostenible para la humanidad y el planeta.

Para este proyecto se apoya en los siguiente Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por la ONU:

- **ODS 7 (Energía Asequible y No Contaminante):** El proyecto promueve el acceso a energía limpia y asequible mediante la producción de electricidad a partir de energía solar, una fuente renovable. Esto reduce la dependencia de fuentes fósiles y contribuye a la descarbonización, promoviendo la sostenibilidad en la matriz energética.

- **ODS 13 (Acción por el Clima):** Al disminuir las emisiones de CO_2 y otros gases de efecto invernadero, el proyecto mitiga el cambio climático. La generación de energía a partir de fuentes solares reduce el impacto ambiental de la producción energética y contribuye directamente a los objetivos de adaptación y mitigación del cambio climático.

- **ODS 9 (Industria, Innovación e Infraestructura):** La construcción y operación de una planta solar a gran escala impulsa la creación de infraestructura energética sostenible. Además, fomenta la innovación en tecnologías de energía renovable y eficiencia, elementos clave para el desarrollo industrial sostenible y la resiliencia de infraestructuras.

Ilustración 5: Objetivos de Desarrollo Sostenible relacionados al proyecto

2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

El efecto fotovoltaico es el proceso mediante el cual la energía del sol se convierte directamente en electricidad al impactar sobre ciertos materiales llamados semiconductores. Estos materiales tienen la capacidad de generar una fuerza electromotriz (una diferencia de potencial), lo que provoca el movimiento de cargas eléctricas a través de un conductor, permitiendo así la realización de un trabajo.

Cuando un material semiconductor de tipo N entra en contacto con uno de tipo P, se forma una unión P-N. En este punto de contacto, los electrones sobrantes del material tipo N y los huecos del material tipo P tienden a desplazarse a través de la superficie que los separa. Esto provoca que el semiconductor tipo N adquiera una carga positiva y el tipo P una carga negativa. Como resultado, se genera una pequeña diferencia de potencial, del orden de décimas de voltios, que crea un campo eléctrico encargado de restablecer el equilibrio entre ambos materiales.

Ilustración 6: Unión semiconductor Tipo P con Semiconductor

2.1 Célula Solar: parámetros, circuito equivalente y curva característica

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo compuesto por materiales semiconductores que, a través de una unión P-N, generan electricidad en corriente continua al aprovechar la radiación solar. Las células se conectan en serie dentro de paneles fotovoltaicos o módulos solares para obtener un voltaje adecuado. Parte de la radiación solar que incide sobre las células se pierde debido a la reflexión (rebote) y a la transmisión (cuando atraviesa la célula), mientras que el resto de la radiación genera un movimiento de electrones entre capas, lo que produce una corriente eléctrica proporcional a la radiación recibida.

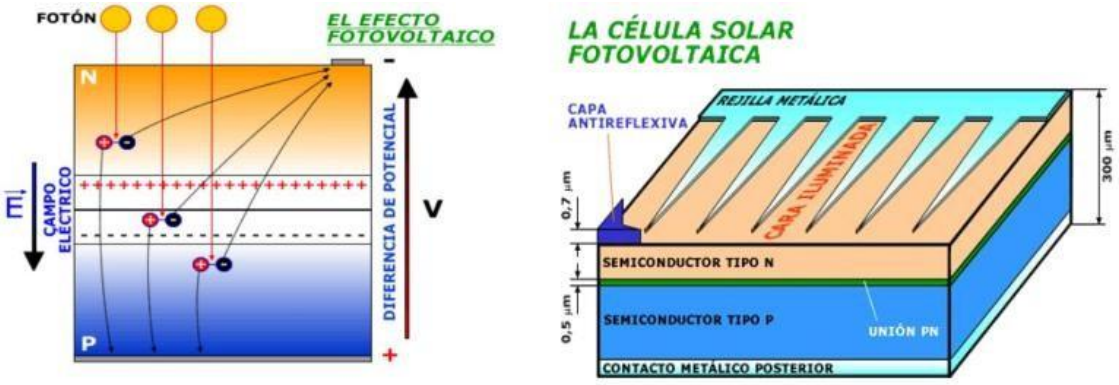


Ilustración 7: El efecto fotovoltaico (en célula solar)

Actualmente, la mayoría de las células solares comerciales están fabricadas con silicio mono o policristalino. Aun así, se clasifica en las siguientes tecnologías:

- **Tecnología de silicio cristalino:** Actualmente, más del 95% de los paneles solares fotovoltaicos producidos en el mundo se fabrican utilizando células de silicio cristalino, ya sea en su modalidad monocristalina o policristalina. Las células de silicio monocristalino, con una eficiencia que oscila entre el 14% y el 18%, suelen tener un costo más alto en comparación con las células de silicio policristalino, cuyo rendimiento es algo menor, situándose entre el 12% y el 14%.

- **Célula de Lámina Delgada:** En este tipo de tecnología, se requiere una cantidad mucho menor de material semiconductor, ya que el grosor de las células solares es aproximadamente cien veces inferior al de las células de silicio cristalino. Sin embargo, esto implica que su eficiencia es más baja, alrededor del 12%. Los semiconductores más relevantes del mercado son: el silicio amorfo, materiales CIS y Telururo de Cadmio.

En este proyecto, se elegirá paneles de Canadian Solar o de Longi, los cuales utilizan la tecnología TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) bifacial de silicio tipo N. Esta tecnología es una evolución tecnológica dentro de los paneles de silicio cristalino monocristalino.

Por otro lado, el circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica ideal se modela como una fuente de corriente conectada en paralelo con un diodo. La fuente de corriente representa la generación de portadores por la incidencia de la radiación solar, mientras que el diodo simula el comportamiento no lineal del material semiconductor bajo polarización. En condiciones ideales, no se consideran elementos de resistencia interna ni pérdidas por fugas, de modo que la célula puede transformar la luz directamente en electricidad.

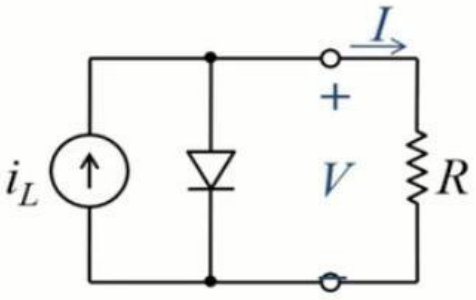


Ilustración 8: Circuito equivalente célula solar fotovoltaica ideal

Además, La curva IV de la célula solar muestra la relación entre la corriente y el voltaje de salida bajo diferentes condiciones de iluminación. Al recibir luz, la célula produce una corriente máxima (Isc, corriente de cortocircuito) cuando el voltaje es cero; a medida que el voltaje aumenta, la corriente disminuye hasta alcanzar el punto de voltaje máximo (Voc, voltaje de circuito abierto) cuando la corriente se reduce a cero. El área bajo la curva IV determina la potencia máxima que la célula puede entregar, destacando el punto de máxima potencia (Pmpp), clave para dimensionar el rendimiento en sistemas fotovoltaicos. Por ende, se muestra en la *Ilustración 9* la curva IV del panel solar Canadian Solar.

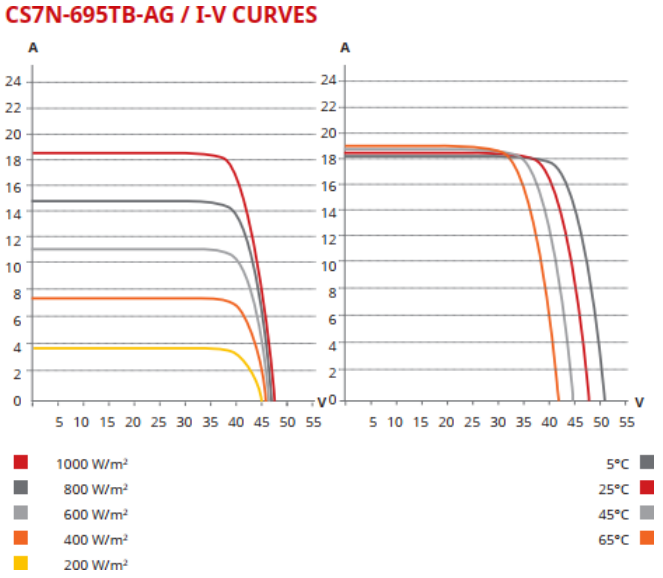


Ilustración 9: Curva IV célula solar fotovoltaica del panel Canadian Solar

A pesar de ello, las células solares fotovoltaicas de este proyecto trataran de alcanzar el punto de máxima potencia con la ayuda de los inversores. De este modo, la eficiencia de conversión; es decir, el porcentaje de energía solar recibida por la célula que es convertida en energía eléctrica, en condiciones estándar de iluminación, podrá ser la máxima posible. Esta eficiencia sigue la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{V_m * I_m}{G * A_c}$$

Donde "G" es la Irradiancia en condiciones CEM (1000 W/m2), y A_c es el área de captación de la célula (m^2). La eficiencia viene limitada por diversos factores:

- Pérdidas por reflexión parcial.
- Capacidad de absorción de los fotones incidentes por parte del material.
- Pérdidas por recombinación.
- Pérdidas por contactos eléctricos y resistencia en serie.

Sin embargo, el mayor factor por el que la célula solar disminuye su eficiencia es debido al aumento de la temperatura de la célula. Por ejemplo, en un lugar donde la radiación solar promedio sea de 600 W/m² y la temperatura ambiental sea de 27 ºC, las células solares alcanzarán aproximadamente una temperatura de 43 ºC. Esto resultará en una disminución de la potencia real del panel cercana al 9 %, debido a que su rendimiento se reduce en un 0,5 % por cada grado Celsius que supera los 25 ºC.

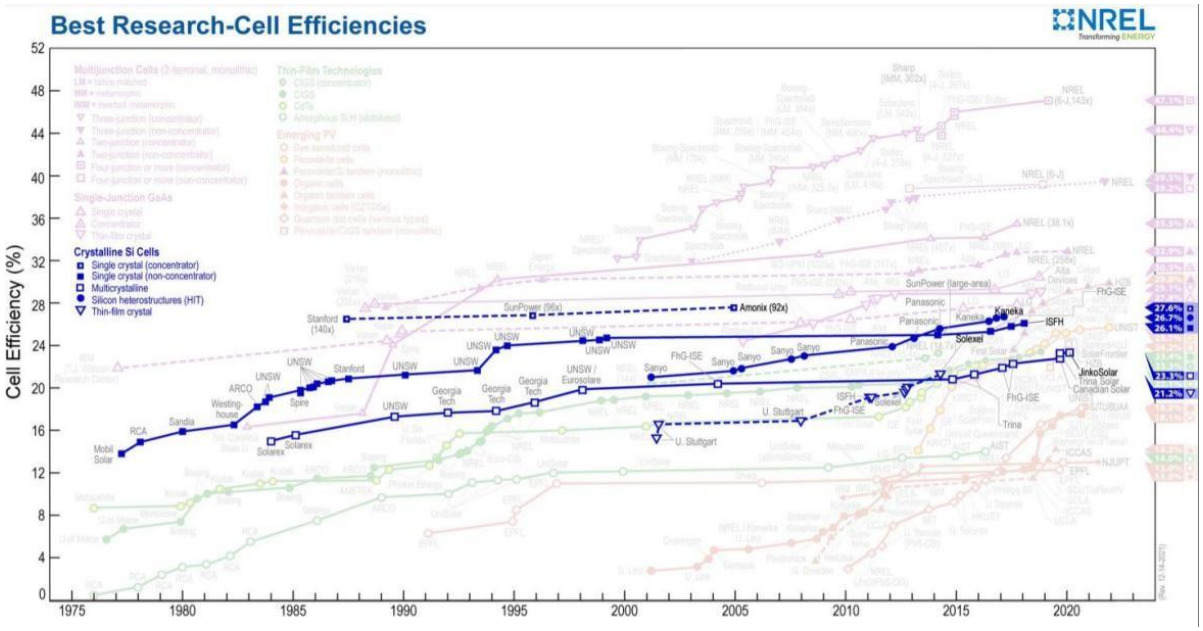


Ilustración 10: Gráfica de rendimiento de células Silicio Cristalino. Fuente: NREL[9]

Según la gráfica del rendimiento de células Silicio Cristalino (NREL), *Ilustración 10*, se muestra la evolución del rendimiento de las mejores células solares de silicio cristalino en investigación desde 1975 hasta la actualidad.

El rendimiento ("cell efficiency") representa el porcentaje de energía solar convertida en electricidad por la célula en condiciones ideales de laboratorio.
Según la gráfica, los valores más altos de eficiencia alcanzados para las diferentes tecnologías de silicio cristalino en 2023-2024 son los siguientes:

- Silicio monocristalino tipo célula (single crystal, non-concentrator): alrededor de 27.6% de eficiencia máxima.
- Silicio monocristalino tipo HIT (heteroestructuras): aproximadamente 26.1%.
- Silicio policristalino (multicrystalline): cerca de 21.3%.

Estos valores corresponden a récords mundiales registrados en laboratorios de referencia, principalmente bajo condiciones de irradiancia estándar (AM 1.5, 25°C) y no necesariamente representan el rendimiento comercial típico, sino el potencial límite que han demostrado las tecnologías de silicio cristalino hasta el momento.image.jpg

La gráfica también muestra la evolución sostenida del rendimiento, con incrementos significativos sobre todo en las células monocristalinas, gracias al desarrollo de nuevas arquitecturas como las heteroestructuras (HIT) y optimización de procesos de fabricación. Así, hoy en día las células de silicio cristalino han superado ampliamente las barreras históricas del 20% y se acercan ya al 28% en laboratorio.

2.2 Conexión de células solares

Una célula solar individual puede generar únicamente una tensión de unas pocas décimas de voltio (alrededor de 0,5 V en el caso de las células de silicio), una corriente de 20 mA/cm² (para una radiación de 1000 W/m²) y una potencia máxima de entre 1 y 2 W. Por esta razón, se conectan varias células entre sí, generalmente en serie, aunque también es posible combinarlas en paralelo o en configuraciones mixtas de serie-paralelo. Para protegerlas, se emplean procesos de laminación y encapsulado, dando lugar al conjunto conocido como panel o módulo solar.

Hay que tener en cuenta que las células conectadas en serie dan lugar a un módulo en el cual la intensidad total es constante. De este modo, la intensidad que circule por esas células va a ser la intensidad de la célula con menor rendimiento.

Para que este efecto anterior no afecte tanto a la planta fotovoltaica, debido a un punto caliente que hubiese, o un efecto sombra, se utilizan diodos bypass. Estos dispositivos son de gran utilidad para poder evitar la célula errónea, y así no depender de la baja intensidad que cree esa célula.

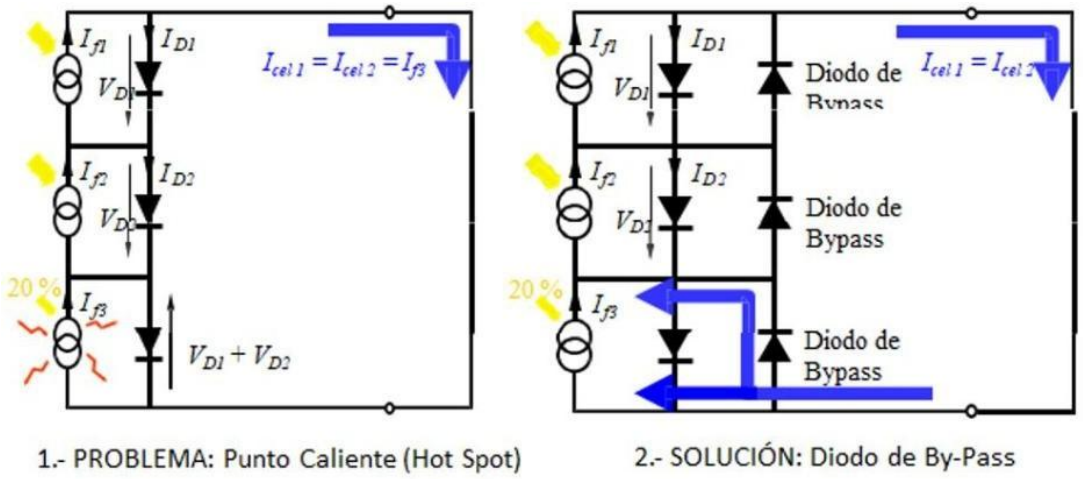


Ilustración 11: Efecto sombras parciales en los módulos y solución con By-Pass

3. EMPLAZAMIENTO

Para la selección del emplazamiento elegido, se ha estudiado 3 emplazamientos en diferentes puntos del país.

El proceso de selección inicia con la recopilación de datos in situ y mediante fuentes oficiales para cada criterio mencionado. Posteriormente, se puntúa cada emplazamiento según la escala descrita en la tabla (de 0 a 3 puntos) para cada variable. A partir de la suma total, se clasifica la idoneidad de cada lugar: los emplazamientos con una mayor puntuación total se consideran prioritarios, ya que ofrecen mejores condiciones técnicas, menor impacto ambiental, mayor potencial de generación y menores riesgos económicos.

Puntuación	Recurso Solar (Irradiancia GHI kWh/m² año)	Orografía (Pendiente media terreno %)	Tipo Terreno (Consistencia)	Vegetación (Tipo de cubierta)	Interconexión eléctrica (Distancia y nivel de tensión)	Accesibilidad (carreteras y puertos de llegada)	Medioambiental	Capacidad proyecto	Otros
0 puntos	GHI < 1400	P > 17	Dura con roca	-	Más de 50 km para más de 220 kV	Reforma carretera y sin punto factible de llegada	-	< 20 MWp	Existe una instalación de TV o propiedad privada crítica
1 punto	1600 < GHI < 1700	10 < P < 17	Normal, roca puntual en zonas	Monte bajo con arbustos abundantes	25-50 km para menos de 220 kV	Reforma puntual carretera y sin punto de llegada	No afecta a espacios naturales; espacio protegido más próximo a menos de 1 km	30-50 MWp	Existe una instalación de telefonía móvil

2 puntos	1700 < GHI < 1820	5 < P < 10	Normal	Monte bajo con arbustos puntuales	Menos de 25 km para menos de 220 kV	Reforma puntual carretera y buen punto de llegada	No afecta a espacios naturales; espacio protegido más próximo a más de 1 km	50-100 MWp	-
3 puntos	GHI > 1820	P < 5	Blando	Sin vegetación (árido o cultivo vegetal)	Menos de 25 km para menos de 220 kV	Buenas carreteras y puerto de llegada	No afecta a espacios naturales; espacio protegido más próximo a más de 15 km	> 100 MWp	No existe ningún impedimento

Tabla 1: Criterio de puntuación para la elección de emplazamiento

Los criterios considerados se agrupan en las siguientes columnas:

1. Recurso solar: Se valora la irradiación solar anual (GHI), un factor clave para la producción eléctrica. Emplazamientos con GHI menor a 1600 reciben 0 puntos, mientras que valores superiores a 1800 obtienen la máxima puntuación por su alto potencial energético.
2. Orografía: Se evalúa la pendiente media del terreno. Pendientes elevadas dificultan la construcción y el mantenimiento, mientras que terrenos con baja pendiente (menos del 5%) son preferibles, aportando más puntos.
3. Tipo de terreno: Se valora la consistencia del terreno, distinguiendo entre roca dura, terreno normal y blando. Terrenos blandos son los más favorables para la instalación de estructuras y reciben puntuaciones superiores.
4. Vegetación: Aquí se mide la cobertura vegetal, desde monte bajo con abundantes árboles (desfavorable por posibles costes de desbroce y autorizaciones ambientales) hasta ausencia de vegetación (ideal para instalar paneles, máxima puntuación).
5. Interconexión eléctrica: Se analiza la distancia a líneas eléctricas de alta tensión y el nivel de tensión disponible, pues la cercanía y la posibilidad de conectarse a potencias altas reducen costes y tiempos de puesta en marcha.

6. Accesibilidad: Se valora la cercanía a carreteras y puertos de llegada. Emplazamientos con buenas infraestructuras permiten el transporte de equipos y materiales de forma eficiente y segura, obteniendo mayor puntuación.
7. Medioambiental: Se examina la proximidad de espacios protegidos o sensibles. La ausencia de restricciones medioambientales es clave para evitar complejidades en permisos y tiempos de tramitación.
8. Capacidad de proyecto: Se estima el rango de potencia que se puede instalar en cada emplazamiento según el resto de los criterios, con más puntos a mayor capacidad instalada posible.
9. Otros factores: Se consideran elementos adicionales como la presencia de estaciones de TV o telefonía, propiedades privadas críticas o la existencia de impedimentos que puedan dificultar el desarrollo.

Por ejemplo, un terreno con alta irradiación, pendiente baja, suelo blando y sin vegetación, cercano a la red eléctrica y bien comunicado, recibirá la máxima puntuación, siendo el óptimo para instalar una planta solar. En cambio, lugares con bajo recurso solar, terreno rocoso, bosques densos, lejos de líneas eléctricas y con problemas de accesibilidad, obtendrán puntuaciones bajas y quedarán descartados del proceso.

A continuación, se investiga en cada emplazamiento los diferentes puntos de la tabla.

Emplazamiento	**Recurso Solar (GHI, kWh/m²/ año)**	**Orografía**	**Tipo Terreno**	**Vegetación**	**Interconexión eléctrica**	**Accesibilidad**	**Medioambiental**	**Total**
Emplazamiento 1 Desierto Monegros Zaragoza	1729.87 (2 pts)	Llana, pendientes <1% (3 pts)	Regadío, plano (3 pts)	Monte bajo y menos cereal (vegetación baja) (3pts)	A 7 km en 220 kV (3 pts)	Carreteras y puertos de llegada (1 pts)	Afecta a espacios protegidos naturales (0 pts)	17
Emplazamiento 2 Manzanares Ciudad Real	**1816.18 (2 pts)**	**Llana, pendientes <1% (3 pts)**	**Secano, plano (3 pts)**	**Monte bajo y menos cereal de secano (3 pts)**	**A menos de 10 km en 400 y 220 kV (3 pts)**	**Carreteras de acceso en buen estado (3 pts)**	**No afecta a espacios naturales (3 pts)**	**20**
Emplazamiento 3 Andújar Jaén	1836.23 (3 pts)	Llana, pendientes <2% (3 pts)	Regadío, plano (3 pts)	Monte bajo y menos cereal regadío (3 pts)	A 3 km en 220 kV (3 pts)	Reformas carreteras y sin puente de llegada (1 pts)	No afecta a espacios naturales (3 pts)	19

Tabla 2: Selección del emplazamiento

Tras realizar el análisis comparativo de los tres emplazamientos propuestos para la instalación de la planta solar fotovoltaica: Desierto Monegros (Zaragoza), Manzanares (Ciudad Real) y Andújar (Jaén), y evaluarlos de acuerdo con los criterios técnicos, de accesibilidad, ambientales y de integración eléctrica recogidos en la tabla, se concluye que el emplazamiento de Manzanares, en Ciudad Real, es el más adecuado para el desarrollo del proyecto.

La *Tabla 2* pondera distintos factores relevantes para la viabilidad y el éxito de la instalación,

como recurso solar (irradiancia anual), orografía, tipo de terreno, vegetación, distancia y nivel de interconexión eléctrica, accesibilidad y posibles afecciones medioambientales. Cada parámetro se valora entre 0 y 3 puntos según su idoneidad, y la suma total de puntos determina la prioridad de selección del sitio.

En el caso concreto de Manzanares, este emplazamiento alcanza la mayor puntuación total, con 20 puntos, frente a los 17 de Monegros y los 19 de Andújar. Destaca especialmente por su elevada irradiancia solar, terreno plano y sin pendientes significativas, buena accesibilidad por carreteras, cercanía suficiente a infraestructuras eléctricas de alta tensión y la ausencia de afecciones relevantes a espacios naturales protegidos. Además, presenta un tipo de suelo y de vegetación que favorecen la implantación de la planta solar, minimizando costes adicionales y posibles retrasos en la tramitación ambiental.

Por lo tanto, de acuerdo con el método objetivo y transparente utilizado en la evaluación, el emplazamiento de Manzanares (Ciudad Real) resulta ser el seleccionado para el desarrollo del proyecto, al ofrecer las mejores condiciones globales y menor nivel de riesgo para la construcción y operación de la planta fotovoltaica.

En definitiva, este método transparente y sistemático facilita la comparación de opciones, justifica la decisión tomada y contribuye a optimizar la inversión y el desarrollo técnico del proyecto fotovoltaico.

4. RECURSO SOLAR

En cuanto a la radiación solar y factores climatológicos que hay en el terreno, se ha sacado datos de las diferentes bases de datos de METEONORM, NASA, PVGIS y NREL.

La radiación global es la suma de toda la energía solar que incide sobre una superficie horizontal; está compuesta por dos componentes principales: la radiación directa, que proviene directamente del disco solar, y la radiación difusa, que llega de manera dispersa tras interactuar con las partículas de la atmósfera. La radiación difusa representa la parte de la energía solar que ha sido dispersada en la atmósfera debido a la presencia de nubes, polvo, vapor de agua y otros elementos, llegando a la superficie terrestre desde múltiples direcciones y no de forma recta desde el sol. En días despejados, la radiación directa es dominante y la difusa supone un pequeño porcentaje del total (aproximadamente 10-15%), mientras que en condiciones de nubosidad o contaminación, la radiación difusa puede superar con creces a la directa y ser la principal fuente de energía solar disponible. Ambas son fundamentales para el diseño y la operación de sistemas solares, ya que determinan la cantidad total de energía captada y explican por qué incluso en días nublados los paneles siguen produciendo electricidad.

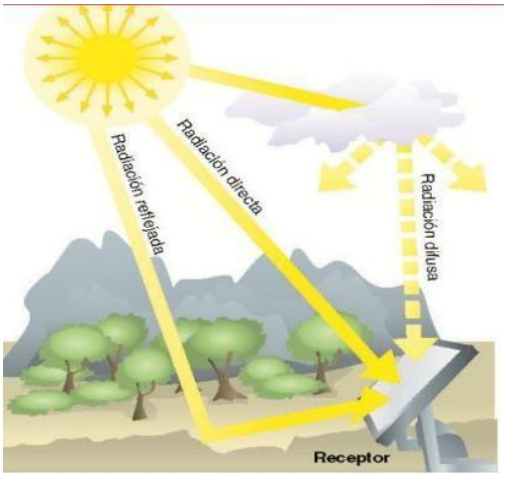


Ilustración 12: Radiación global y difusa

Para elegir un registro óptimo de radiación GHI (Global Horizontal Irradiance), se sigue una serie de pasos que me permiten asegurar la mayor precisión posible con los datos disponibles.

Primero, se empieza recopilando información de distintas fuentes que ofrecen datos históricos de

radiación solar. Las plataformas web que cuenten con más de 10 años de registros, ya que eso da una base sólida para el análisis. En paralelo, también se busca estaciones meteorológicas cercanas a la zona de estudio. Es importante que estas estaciones tengan al menos un año de datos válidos sobre radiación, ya que eso me permite hacer comparaciones y validar la información de otras fuentes.

Una vez con toda esa información, se pasa a analizar y comparar los datos provenientes de cada fuente. Aquí se aplica un criterio de selección para determinar cuál conjunto de datos GHI es el más adecuado según calidad, consistencia y proximidad al sitio de interés.
Después, se hace una validación cruzada entre los datos satelitales y los terrestres, adaptándolos si es necesario, para asegurar de que todo encaje correctamente y no haya desviaciones importantes.
Finalmente, con toda esta revisión, comparación y ajuste, se logra construir un registro GHI optimizado, que es el que se utiliza para posteriores análisis o estudios solares.

NASA	GHI (kWh/m2 mes)	Meteonorm	GHI (kWh/m2 mes)	PVGIS	GHI (kWh/m2 mes)	NREL	GHI (kWh/m2 mes)
Enero	70.35	Enero	64.00	Enero	73.20157895	Enero	88.87
Febrero	89.10	Febrero	85.00	Febrero	93.35631579	Febrero	133.28
Marzo	138.20	Marzo	134.00	Marzo	142.3863158	Marzo	195.38
Abril	167.48	Abril	174.00	Abril	173.5789474	Abril	227.54
Mayo	204.87	Mayo	207.00	Mayo	216.4642105	Mayo	304.35
Junio	225.12	Junio	225.00	Junio	229.92	Junio	327.00
Julio	239.34	Julio	236.00	Julio	246.6605263	Julio	336.76
Agosto	209.89	Agosto	206.00	Agosto	219.0257895	Agosto	292.79
Septiembre	157.49	Septiembre	154.00	Septiembre	161.3315789	Septiembre	232.91
Octubre	112.47	Octubre	111.00	Octubre	120.2647368	Octubre	162.15
Noviembre	74.89	Noviembre	71.00	Noviembre	75.09842105	Noviembre	93.88
Diciembre	60.86	Diciembre	57.00	Diciembre	64.89157895	Diciembre	73.48
TOTAL (año)	**1,750.06**	TOTAL (año)	**1,724.00**	TOTAL (año)	**1,816.18**	TOTAL (año)	**2,468.40**

Tabla 3: Radiación global en Manzanares según diferentes fuentes

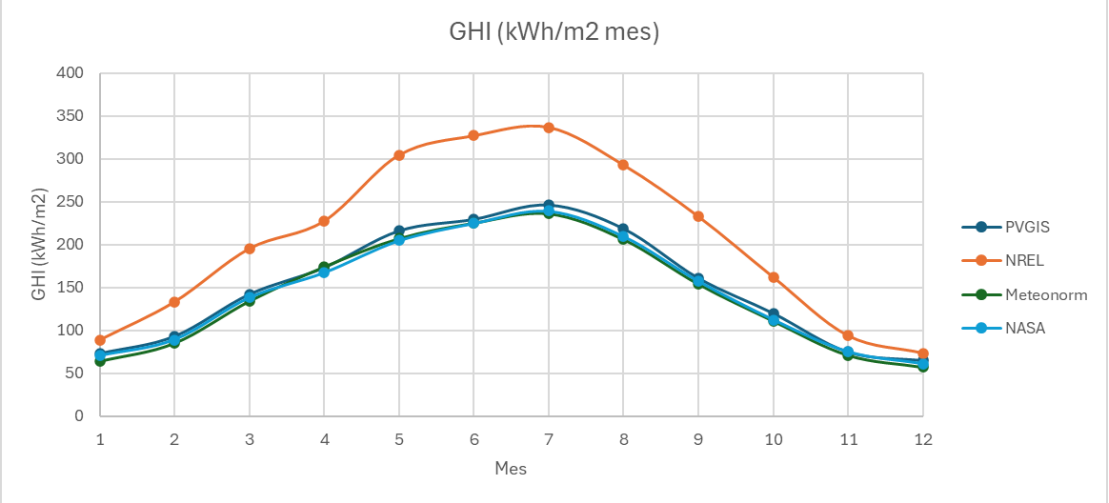


Ilustración 13: Desviación de las bases de datos

Por ende, se toma como referencia la fuente de datos con menos desviación al valor promedio, en este caso, se trata de la base de datos de PVGIS.

Además, se hace lo mismo con los siguientes datos del recurso solar:

- Radiación Difusa sobre el plano horizontal: Meteonorm.
- Temperatura media: PVGIS.
- Velocidad de viento: Meteonorm.

Sin embargo, debo agradecer a la empresa Solargis, ya que me proporcionaron la base de datos meteorológicos del lugar en cuestión de manera horario de un año meteorológico medio. Me pareció más exacto coger los datos de manera horaria, con lo que finalmente utilicé estos datos de radiación, temperatura y viento para realizar las simulaciones.

Long-term averages of GHI

GHI [kWh/m²]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Year
TMY P50	71	95	146	174	211	231	248	217	163	121	76	65	**1818**

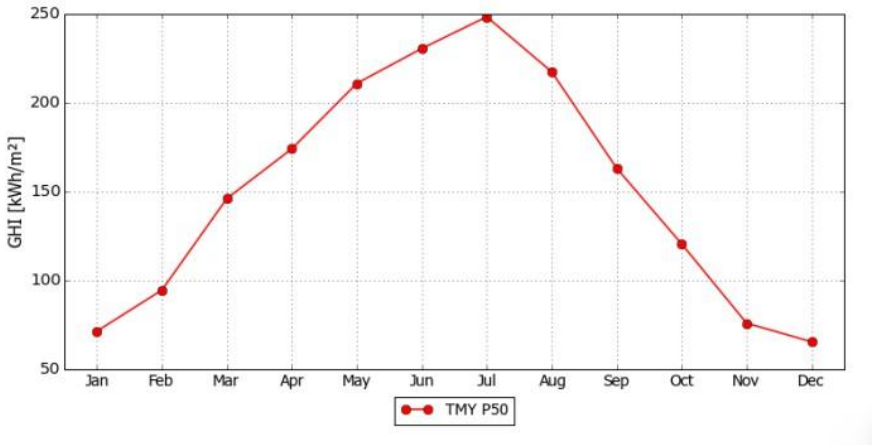


Ilustración 14: Radiación global media horaria de Manzanares por parte de Solargis

Long-term averages of TEMP

TEMP [°C]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Year
TMY P50	6.0	5.7	10.1	12.9	19.5	25.5	27.6	26.7	22.5	16.9	9.6	6.8	**15.9**

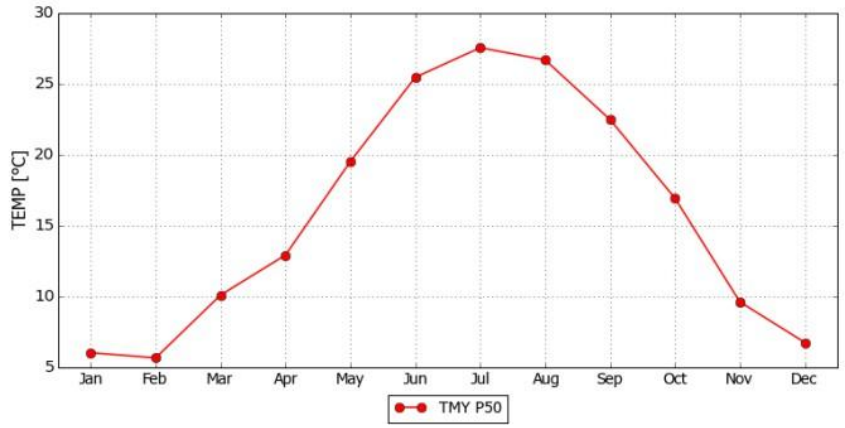


Ilustración 15: Temperatura media horaria de Manzanares por parte de Solargis[10]

Por otro lado, se tiene en cuenta la distancia entre seguidores, la cual si hay 2 paneles en vertical se deja una distancia de 10-12 metros, y si hay 1 panel en vertical se deja una distancia de 5-6 metros.

Finalmente, se tiene en cuenta las pérdidas por sobresaturación del inversor gracias a una ratio CC/CA que se aplica al inversor. Esta técnica se utiliza para trabajar durante más tiempo en potencia nominal, ya que los paneles solo trabajan a plena carga cuando la radiación que le llega es la estándar de referencia, es decir, el panel perpendicular al sol a una temperatura estándar según el fabricante. Debido a que esto no sucede con frecuencia durante el día, se sobrecarga el inversor para cumplir con la potencia pico de la planta en cualquier momento. En el análisis de producción se decidirá qué ratio (cociente entre potencia pico y nominal) es el óptimo para el inversor utilizado.

5. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

La finca donde se desarrollará la actividad está situada en el municipio de Manzanares, en la provincia de Ciudad Real, con una altitud de 651 metros sobre el nivel del mar y una ubicación 39° 2' 43.73" N, 3° 24' 51.75" O, o convertidas al sistema UTM son las siguientes:

- Zona UTM: 30S
- Este (X): 464,141m
- Norte (Y): 4,321,905m

La cantidad de hectáreas necesarias por megavatio (MW) instalado en una planta solar fotovoltaica a gran escala varía dependiendo de varios factores, como la tecnología utilizada (paneles fijos o seguidores solares), la eficiencia de los paneles, la topografía del terreno y los espacios requeridos para infraestructura adicional. Paneles con seguidores solares requieren más espacio debido al movimiento de los seguidores, típicamente entre 1.5 y 2 hectáreas por MW instalado.
Debido a que la subestación que se va a conectar es de 220 kV, la planta albergará unas 150-200 hectáreas, para tener una potencia pico de 100 MW aproximadamente.

Uno de los catastros de la finca en la que se va a instalar dicha planta fotovoltaica son los siguientes: 13053A173000350000YW, 13053A173000260000YJ. Además, se puede ver en la siguiente figura.

Ilustración 16: Situación geográfica de la planta fotovoltaica. Fuente: Sede catastral del gobierno de España

Esta zona se encuentra a 6 kilómetros de la subestación de Manzanares. Además, se encuentra en una zona exenta de zonas verdes, donde la pendiente del terreno es muy plana. El tipo de terreno mayoritariamente es terreno agrícola.

Ilustración 17: Situación geográfica de la planta fotovoltaica. Fuente: Cartografía Castilla-La Mancha[11]

Las subestaciones eléctricas en España pueden tener capacidad reservada para concursos públicos, según lo establecido por la Secretaría de Estado de Energía (SEE). Esta reserva de capacidad se gestiona de acuerdo con las disposiciones de los Reales Decretos-ley 6/2022 y 8/2023, que

introducen medidas para facilitar el acceso a la red eléctrica y promover el autoconsumo.

La subestación de Manzanares tiene reservada toda la capacidad disponible para concursos. Para participar en estos concursos, es fundamental estar atento a las convocatorias oficiales publicadas por la SEE y cumplir con los requisitos establecidos en la normativa vigente. Además, es recomendable consultar regularmente el Boletín Oficial del Estado (BOE) y el portal de Red Eléctrica de España (REE) para obtener información actualizada sobre las capacidades disponibles y los procedimientos de solicitud.

Es crucial subrayar que la red eléctrica de España se enfrenta a una gran cantidad de peticiones de acceso, lo que ha provocado una saturación en algunas zonas. Esta circunstancia ha provocado la necesidad de instaurar mecanismos de competencia para distribuir la capacidad disponible de forma justa y eficaz.

Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	POSICIONES DE GEN/ALM				CRITERIO DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO (WSCR)				CRITERIO ESTÁTICO GENERACIÓN			CRITERIO ESTÁTICO ALMACENAMIENTO		
		A red de transporte		A red de distribución		Capacidad de acceso nodal	Binudos	Afección de CS a seguridad del sistema	Margen no ocupado	Capacidad de acceso nodal	Zona con capacidad compartida a la que pertenece el nudo	Margen no ocupado	Capacidad de acceso nodal	Zona con capacidad compartida a la que pertenece el nudo	Margen no ocupado
		E	P	E	P										
Manzanares 220	**Castilla La-Mancha**	✓				**533**	**N/A**		**248**	**973**	**E18_SEPE, E82_SEPE**	**237**	**1062**	**E18_SEPE, E82_SEPE**	**342**

Ilustración 18: Capacidad de acceso a la subestación de Manzanares[12]

6. ÁNALISIS Y SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Este capítulo se enfoca en analizar cuánta energía sería capaz de generar la planta una vez que esté operativa. Para ello, se explica qué programas se utilizan para hacer las simulaciones, los resultados que se obtuvieron y también las suposiciones o condiciones que se tuvieron en cuenta al momento de ejecutar dichas simulaciones.

Para estimar la producción de energía de la planta, se utiliza una herramienta bastante práctica llamada PVsyst. Es una aplicación web desarrollada por la Unión Europea que permite simular la generación de energía de sistemas fotovoltaicos, tanto a nivel doméstico como industrial. El programa es muy intuitivo, ya que solo pide los datos básicos de la instalación para hacer los cálculos.
En mi caso, aproveché esta herramienta principalmente para obtener los datos meteorológicos del lugar, ya que PVsyst cuenta con una base de datos histórica bastante completa, recopilada a partir de mediciones realizadas en los países que forman parte de la Unión Europea.

En primer lugar, se realizará un caso base en el que la potencia nominal en el campo de inversores es igual a la del campo de paneles.

En segundo lugar, se va a seleccionar la mejor tecnología de un conjunto de opciones tecnológicas. El objetivo es realizar distintas variantes haciendo todas las combinaciones posibles y elegir la solución óptima en cuanto a producción de energía. La tecnología para instalar que se considera es la siguiente:

- Paneles Solares:
  - LONGI Mono PERC 545 Wp Bifacial, LR5-72HBD-545 M.
  - Canadian Solar, 690 Wp, TOPBiHiKu7 CS7N-690-720TB-AG.
- Inversor para instalar:
  - Sungrow SG3437 kVA-HV 20, 3458 A y 600V
  - SMA, Sunny Central Storage UP-S 4400-4600 kW, 660 V, 50/60Hz

- Seguidor solar:
  - Un eje de apertura +- 60º, SOLTEC (2V)
  - Un eje de apertura +- 60º, NEXTTRACKER (1V)

En este caso, se comparará cada pareja de elementos de la planta y se decidirá cuál da la mejor eficiencia.

6.1 Caso Base

Como caso base se ha introducido en el programa los siguientes datos:

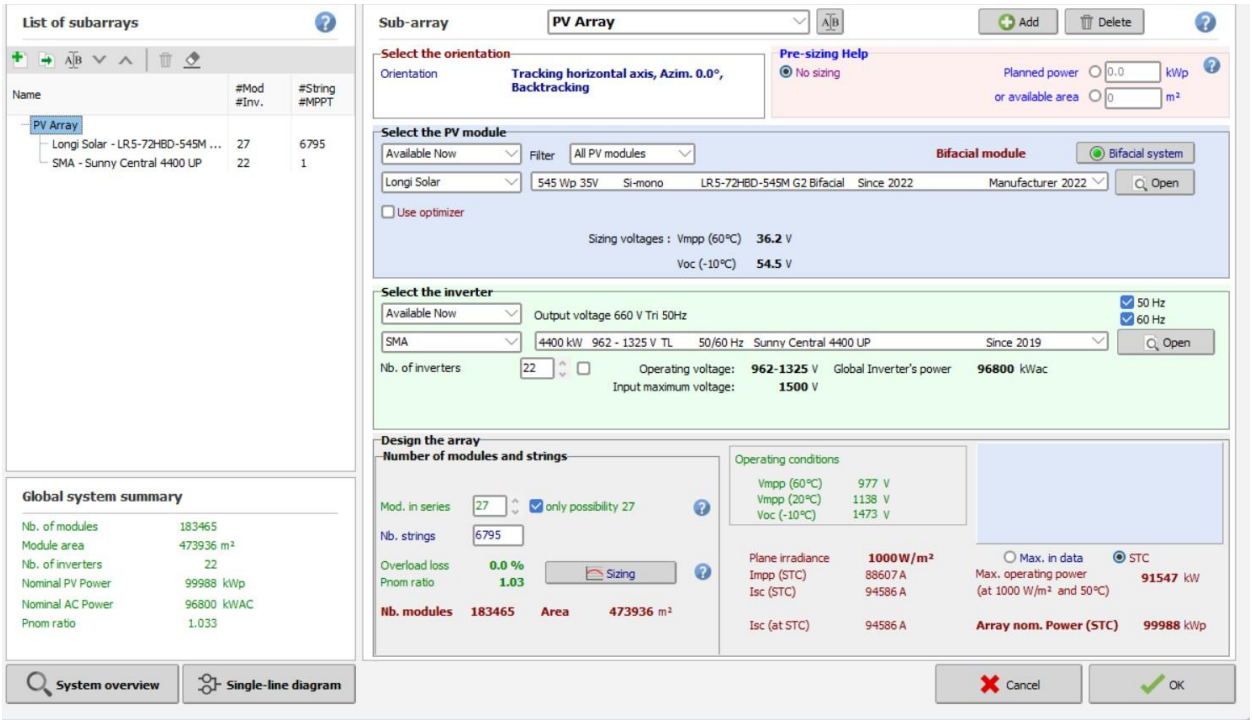


Ilustración 19: Característica de los equipos. Caso base

En este caso base, según la *Ilustración 19*, se utiliza paneles LONGI Mono PERC de uno 545 W pico Bifacial (LR5-72HBD-545 M) y el inversor SMA, Sunny Central Storage UP-S de unos 4400 kW, 660 V, 50/60Hz. Para tener la misma potencia nominal tanto en el lado de inversores como en el lado de paneles, se calcula el número de inversores a utilizar sin pasarse de 100 MW que es la potencia pico de la planta.

$$Nº\ inversores\ necesarios = \frac{Potencia\ nominal\ aprox\ de\ la\ planta}{Potencia\ soportada\ por\ cada\ inversor} = \frac{100\ MW}{4{,}4\ MW} \approx 22\ inversores$$

De esta manera, con un número de 22 inversores necesarios, a continuación, se analiza el campo de paneles.

En cuanto al diseño del campo de paneles, el programa sugiere cuántos paneles en serie debe haber por string, en este caso son 27 paneles por string con un total de 183.465 paneles. Para calcular el número de strings que tiene que haber se realiza la siguiente operación.

$$Nº\ strings\ necesarias = \frac{100 * 10^6\ W}{545\ W\ por\ panel} = 183486{,}23\ paneles \rightarrow \frac{183486{,}23\ paneles}{27\ paneles\ por\ string}$$

$$\approx 6795\ strings$$

En este caso se necesita 6795 strings con 27 paneles por cada string, como indica en la *Ilustración 19*.

De esta manera se alcanza una potencia nominal, tanto de inversores como de paneles, en torno a 100 MW pico, con una ratio de 1,033.

6.1.1 Detalle de pérdidas detalladas

En este apartado se explica las pérdidas que se han considerado al realizar la simulación. Como los cálculos no se basan en un escenario ideal, es normal que la instalación sufra algunas pérdidas de energía que afectarán a la producción final. A continuación, se detalla las principales causas de estas pérdidas.

6.1.1.1 Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas son las mayores pérdidas que se produce en un panel. La temperatura del panel suele estar a 20 grados centígrados por encima de la temperatura ambiente. El programa calcula las pérdidas térmicas según la siguiente ecuación que aparece en la siguiente Ilustración. En este caso, tiene en consideración la velocidad del viento ya que el viento puede refrigerar el panel. Sin embargo, para no entrar en suposiciones erróneas, se considera que el viento no influye en la temperatura del panel, con lo que se elige la opción de “Free mounted modules with air circulation”.

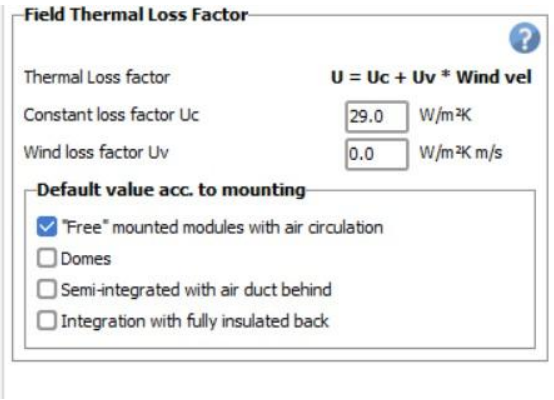


Ilustración 20: Pérdidas de los paneles por temperatura

6.1.1.2 Pérdidas eléctricas

Al ser una planta de gran potencia, se determinan las pérdidas eléctricas que hay en los cables que conectan los distintos circuitos en continua y alterna, y entre los circuitos de media y alta tensión. Los valores de las pérdidas son los más típicos en estos proyectos, ya que posteriormente se calcularán detenidamente en la parte de diseño.

Los 27 paneles por string se conectan en corriente continua, que a su vez cada string se conecta en una caja con otras strings, y a su vez esas cajas se conectan a los inversores. Todas esas conexiones albergan pérdidas en torno al 1% aproximadamente.

En cuanto a la conexión de los inversores a los transformadores, ya en corriente alterna, las pérdidas son muy bajas ya que la distancia que hay entre ellos es pequeña. En este caso se introduce unas pérdidas en torno al 0,1%.

Por último, las líneas de media tensión, en torno a una tensión de 30 kV, con cables de aluminio, albergan unas pérdidas del 0,5%, con unas pérdidas de los transformadores de 0,80% de cobre y 0,2% de hierro; y en cuanto a las líneas de alta tensión, de 220 kV, con cables de aluminio, también albergan 0,5%, con unas pérdidas de los transformadores de 0,40% de cobre y 0,1% de hierro. Gracias a la siguiente Ilustración, se observa las conexiones eléctricas PVsyst sobre la planta en cuestión.

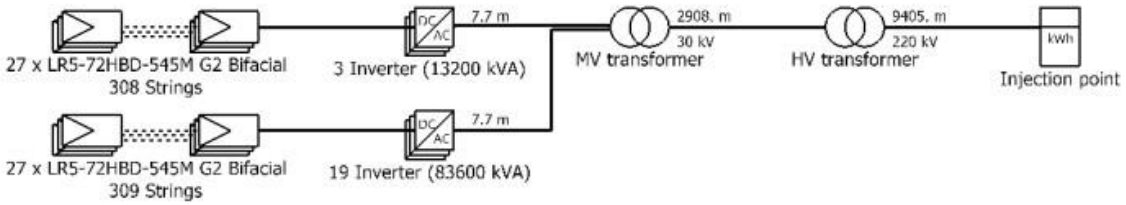


Ilustración 21: Esquema unifilar del caso base

6.1.1.3 Pérdidas calidad de módulo, LID, Mismatch eléctrico y suciedad

Los paneles solares sufren pérdidas de calidad de módulo debido a factores naturales como la degradación inducida por la luz (LID), el efecto de la temperatura, la humedad, la radiación UV y el envejecimiento de los materiales. También pueden aparecer microfisuras o degradación inducida por potencial (PID) que afectan su rendimiento. Estas pérdidas son normales y esperadas a lo largo de la vida útil del panel. Aunque los módulos están diseñados para resistir, su producción disminuye ligeramente año tras año. Por eso, los fabricantes incluyen garantías que aseguran un nivel mínimo de producción a largo plazo. De este modo se elige unas pérdidas de calidad de módulo de 0,3%.
En cuanto al LID, según el fabricante, se considera 1,5%. Y por último, en cuanto al mismatch eléctrico debido a las microfisuras, o degradación inducida, es aproximadamente un 2%.

Por último, el valor más fiable de pérdidas por suciedad, ya que el panel esté sucio por tener polvo o por la polución del aire, ronda unas pérdidas en torno al 2%.

6.1.1.4 Pérdidas angulares

Los paneles solares presentan pérdidas angulares porque la cantidad de energía que captan depende del ángulo con el que la luz solar incide sobre su superficie. Cuando el sol no está perpendicular al panel, parte de la luz se refleja en lugar de ser absorbida, reduciendo así la generación de electricidad. Este fenómeno es más notable durante las primeras y últimas horas del día, o en condiciones de seguimiento imperfecto. Además, la estructura del vidrio y de las capas de protección del módulo también influye en la cantidad de reflexión. Por eso, la eficiencia del panel varía a lo largo del día y del año. En este caso se utiliza el modelo de

Fresnel[13].

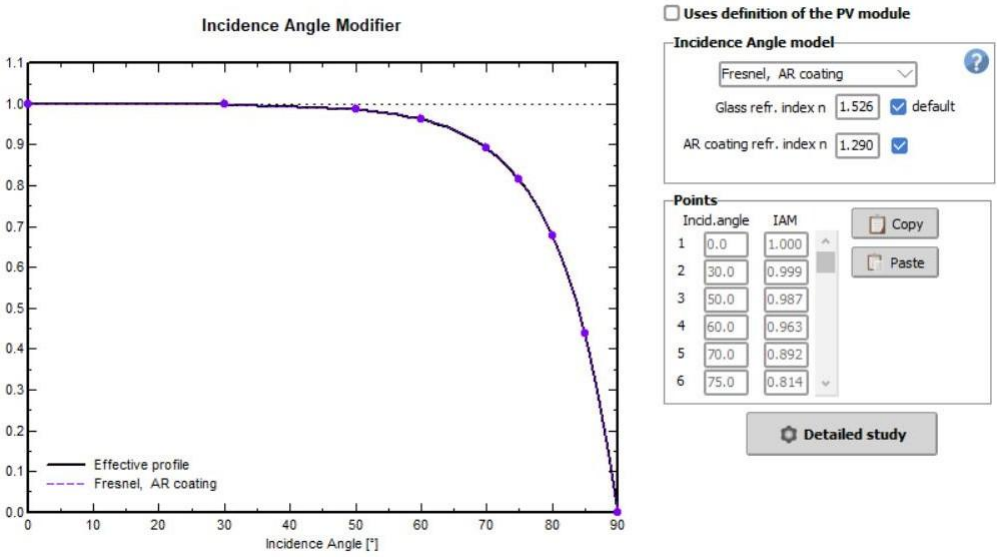


Ilustración 22: Pérdidas paneles por el ángulo incidente del sol

6.1.1.5 Pérdidas auxiliares, envejecimiento e indisponibilidad

Los paneles solares tienen pérdidas auxiliares debido al consumo energético de los propios sistemas que los acompañan, como inversores, seguidores solares, sistemas de comunicación o ventiladores. Estos equipos necesitan una pequeña parte de la energía generada para su funcionamiento. Aunque estas pérdidas suelen ser bajas, se mantienen constantes a lo largo del tiempo. En instalaciones grandes, este consumo auxiliar puede representar una fracción significativa si no se gestiona adecuadamente. En este caso se considera unas pérdidas de 3 W/kW.

En cuanto al envejecimiento de la planta, el fabricante del panel (Longi) da un valor en torno al 0,45% desde el segundo año de funcionamiento del panel hasta el año 30.

Por último, las pérdidas por indisponibilidad existen debido la operación y mantenimiento (O&M) con lo que cuando se obtenga los resultados de producción se establecerá las pérdidas por indisponibilidad.

6.1.1.6 Resumen pérdidas

Finalmente, en cuanto a las pérdidas, se realiza una tabla resumen donde se consideran todos los anteriores puntos mencionados anteriormente:

Pérdidas	Unidades
Térmicas	$29\ \frac{W}{m^2 * K}$
Eléctricas	3,6 %
Calidad de módulo	0,3 %
Degradación inducida por la luz	1,5 %
Mismatch eléctrico por micro fisuras	2 %
Suciedad	2%
Angulares	Modelo de Fresnel
Auxiliares	$3\ \frac{W}{kW}$
Envejecimiento	0,45 %

Tabla 1: Tabla Resumen de pérdidas de la planta solar

6.1.2 Horizonte

PVsyst permite definir el horizonte en plantas solares para simular de manera realista las obstrucciones naturales o artificiales que bloquean la radiación solar en determinadas horas del día. Montañas, edificios o árboles cercanos pueden reducir la cantidad de energía que recibe la instalación, especialmente cuando el sol está bajo en el horizonte. Al programar el perfil del horizonte, PVsyst calcula con mayor precisión las pérdidas por sombras y mejora la estimación de la producción anual. Ignorar estos obstáculos llevaría a sobrestimar el rendimiento. De este modo, se introduce el gráfico del recorrido del sol a partir de la web PVGIS Horizon.

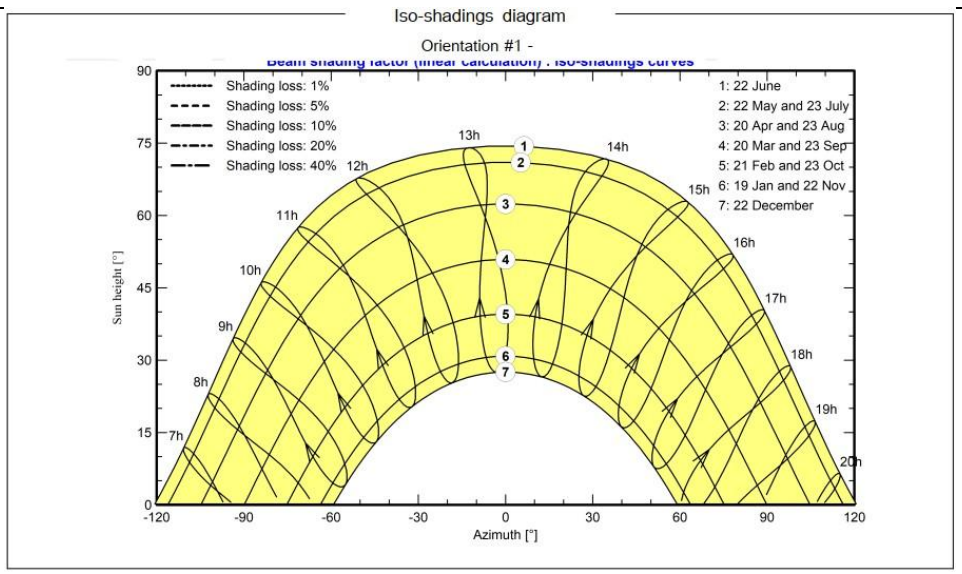


Ilustración 23: Recorrido del sol en Manzanares

6.1.3 Diseño de superficie

Se elige paneles con orientación en vertical, con el objetivo de obtener una menor acumulación de suciedad, mejor tolerancia a sombras parciales y mayor resistencia mecánica frente al viento o vibraciones. Además, facilita una mejor separación entre filas en sistemas de seguimiento solar, reduciendo pérdidas por sombreado, y suele simplificar la instalación gracias a estructuras estándar adaptadas a este formato. Además, se elige poner 2 módulos en vertical, en vez de 1 módulo en vertical, para optimizar mejor el espacio de las estructuras, reducir el coste por soporte y cableado, y aumentar la densidad de potencia instalada por seguidor o estructura fija. Además, en zonas con limitación de espacio o donde se busca mayor eficiencia del terreno, el 2V mejora el aprovechamiento. Eso sí, implica mayor carga estructural, por lo que debe evaluarse bien según el diseño del proyecto. La distancia entre paneles con la que se diseña este tipo de módulos es en torno a 12 metros.

Una de las claves que da el programa PVsyst, en el momento de diseñar la superficie, da la superficie necesaria que debe de tener la planta combinando el número de módulos, su dimensión física, la separación entre estructuras para evitar sombras, y las condiciones locales de inclinación y seguimiento solar para estimar el área total necesaria para el proyecto. De este modo, el área requerida de la planta en este caso base es de 473.936 m^2. Y, para obtener un área parecida se diseña la planta en cuanto a la disposición de paneles en un eje (eje Y) y el número de seguidores que se van a utilizar. En este caso, haciendo pruebas, se concluye que se necesitan 150 seguidores y 650 módulos a lo largo del eje Y, con una distancia de 12 metros entre módulo y módulo, para obtener un área de 472.735 m^2, la cual es inferior a la requerida.

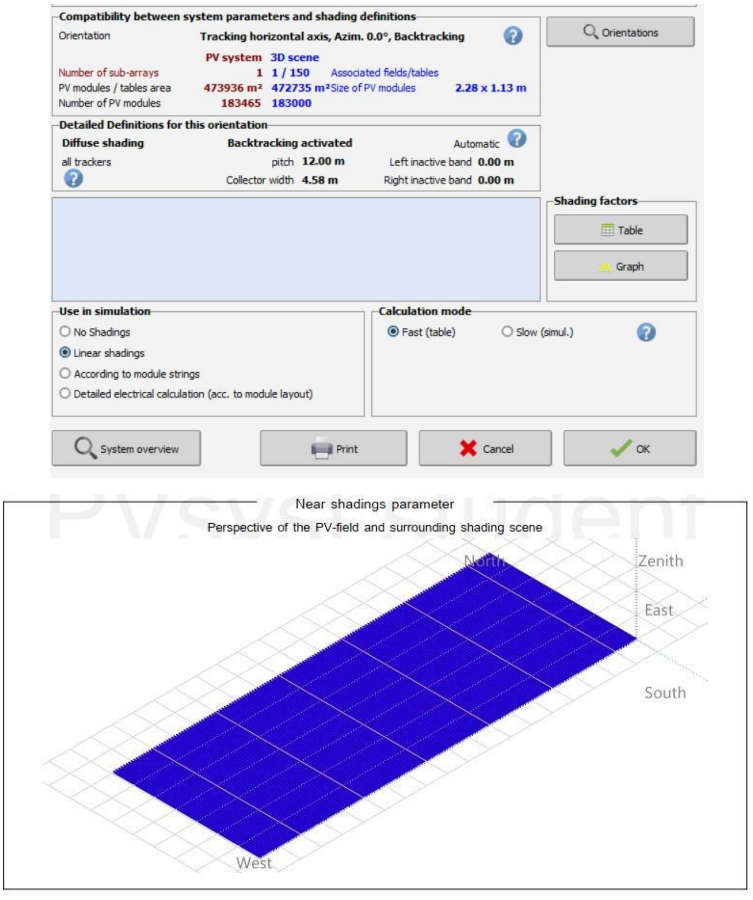


Ilustración 24: Disposición de paneles del caso base

6.1.4 Backtracking

El backtracking[14] es una técnica utilizada para evitar que las filas de paneles se sombreen entre sí, especialmente cuando los trackers siguen el sol de este a oeste. Esta técnica ajusta el ángulo de inclinación de los paneles en función de la posición del sol, de modo que las filas se alinean de manera que no se tapen unas a otras, maximizando la captación de energía y reduciendo las pérdidas por sombras. Simular con esta opción en PVsyst ayuda a obtener una estimación más precisa de la producción energética y a diseñar una instalación más eficiente. En este caso, se simula con esta opción e indicando que la altura del seguidor al suelo es en torno a 2,30 metros. Además, se simula en PVsyst como paneles bifaciales, ya que me lo permite el fabricante y porque pueden generar más energía aprovechando la radiación reflejada, lo que es especialmente beneficioso en terrenos de alta reflectividad o instalaciones con superficies claras.

6.1.5 Resultados de la producción energética detallada

Por ende, PVsyst realiza un informe con los resultados finales, en el cual expone un esquema de las pérdidas de Sankey. Este esquema proporciona una representación visual que muestra cómo se distribuyen y pierden diferentes flujos de energía en un sistema. Las flechas de diferentes tamaños indican la cantidad de energía que se pierde o se convierte en otra forma (como calor, fricción, etc.), y el ancho de las flechas es proporcional a la cantidad de energía en cada flujo. En el contexto de una planta solar, el diagrama de Sankey ilustra las pérdidas de energía debido a factores como sombras, temperatura, eficiencia del inversor, y otras pérdidas en los componentes del sistema, los cuales se han comentado anteriormente.

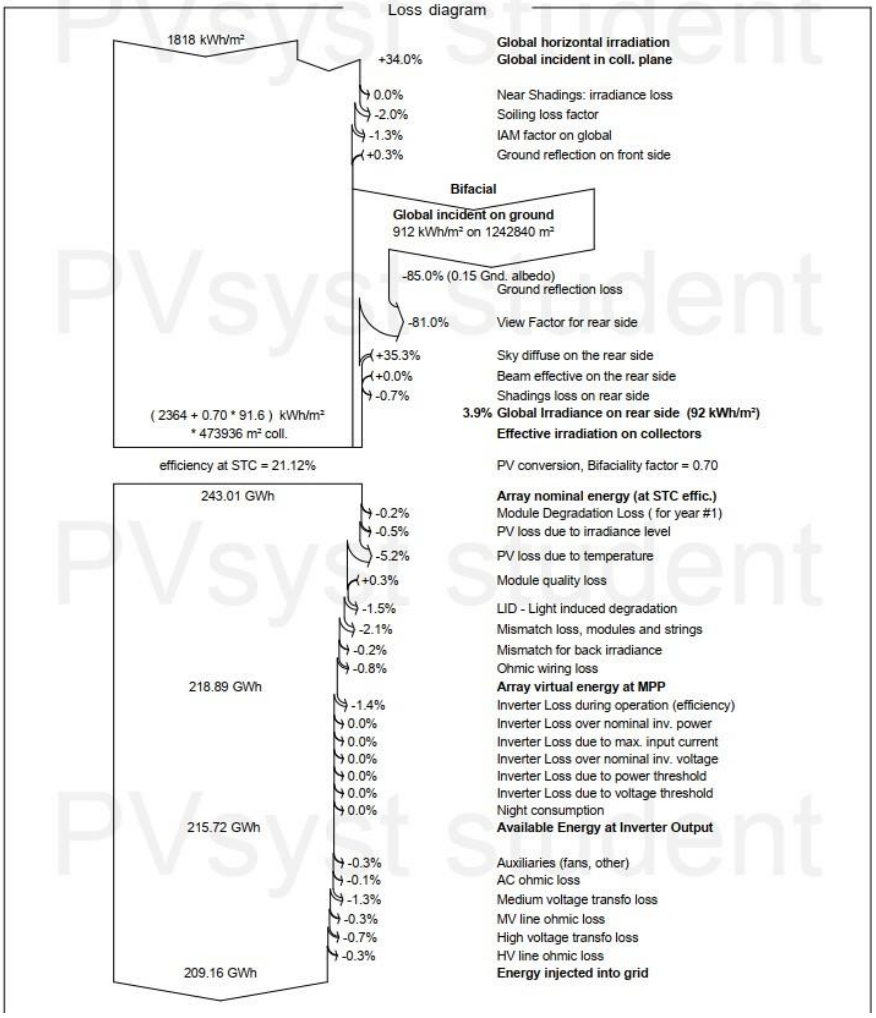


Ilustración 25: Esquema pérdidas de Sankey, caso base

Además, a través de la *Ilustración 25,* la planta proporciona dicha cantidad de energía generada por el sistema por cada kWp instalado. Desde el punto de vista de la producción, un valor más alto de este parámetro indica una mayor rentabilidad. Además, en la imagen se incluyen las pérdidas de los inversores y las pérdidas de los conjuntos de módulos, proporcionando un valor más preciso de la producción normalizada.

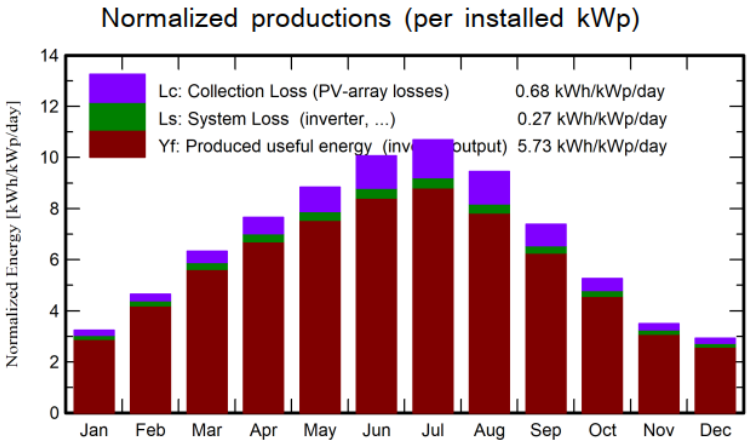


Ilustración 26: Producción normalizada diaria

Además, se muestra el Performance Ratio de la planta en el caso base. Este índice mide la eficiencia real de una planta fotovoltaica respecto a su rendimiento ideal. Se expresa como un porcentaje y tiene en cuenta todas las pérdidas del sistema, como temperatura, sombreado o fallos en equipos. Un PR alto (80-90%) indica buen desempeño, mientras que valores bajos sugieren ineficiencias. Es independiente de la ubicación o la radiación solar, lo que lo hace ideal para comparar distintas plantas. Su cálculo permite evaluar y optimizar el funcionamiento del sistema solar.

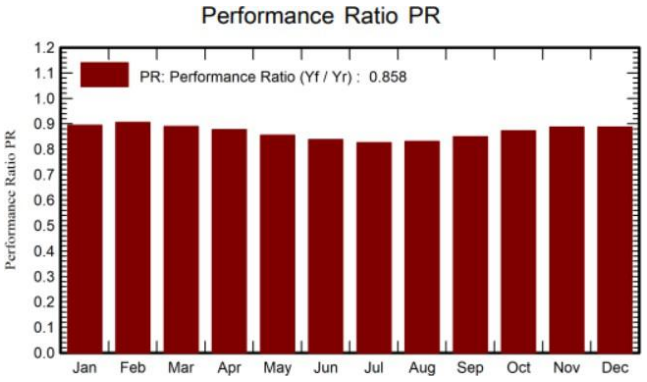


Ilustración 27: Performance Ratio caso base

Y, por último, de manera más desglosada, se expone la siguiente tabla, *Tabla 4*, con los siguientes datos importantes:

- **GlobHor (Global horizontal irradiation)**: Radiación solar global incidente sobre una superficie horizontal (kWh/m²).
- **DiffHor (Horizontal diffuse irradiation)**: Componente difusa de la radiación solar en superficie horizontal (kWh/m²).

- **GlobInc (Global incident in collector plane)**: Radiación total (directa + difusa + reflexión) sobre el plano de los módulos inclinados o en tracker (kWh/m²).
- **GlobEff (Effective global, corr. for IAM and shadings)**: Radiación efectiva tras corregir por el modelo de incidencia (IAM) y sombras (kWh/m²).
- **EArray (Effective energy at the output of the array)**: Energía útil entregada por el conjunto de módulos antes del inversor (GWh).
- **E_Grid (Energy injected to grid)**: Energía final inyectada a la red tras las pérdidas del inversor (GWh).
- **PR (Performance Ratio)**: Ratio de rendimiento; cociente entre la energía realmente producida y la energía teórica disponible, indica la eficiencia global del sistema.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	71.4	27.22	6.02	100.2	95.5	9.44	8.96	0.895
February	94.6	31.59	5.68	130.2	125.2	12.35	11.78	0.905
March	146.1	50.81	10.09	196.3	190.4	18.28	17.47	0.890
April	174.1	59.37	12.93	229.6	223.5	21.07	20.14	0.877
May	210.9	72.00	19.52	274.2	267.2	24.49	23.44	0.855
June	230.5	70.23	25.47	301.7	294.2	26.41	25.29	0.838
July	248.4	61.51	27.55	331.5	323.4	28.58	27.37	0.826
August	217.4	59.05	26.70	292.8	285.4	25.40	24.33	0.831
September	163.2	50.73	22.49	221.6	215.5	19.66	18.82	0.849
October	120.5	42.64	16.95	162.9	157.5	14.88	14.21	0.872
November	75.9	28.22	9.62	104.9	100.3	9.79	9.30	0.887
December	65.5	25.20	6.75	90.8	86.0	8.51	8.06	0.888
Year	1818.5	578.57	15.88	2436.6	2363.9	218.87	209.16	0.858

Tabla 2: Tabla de resultados del caso base según PVsyst

6.2 Caso óptimo Inverter Loading Ratio

Una vez obtenido el caso base de la planta fotovoltaica, se busca encontrar el Inverter Loading Ratio óptimo principalmente por razones de eficiencia técnica y económica. El primer caso que se va a tener en cuenta conlleva a la hipótesis de que hay una restricción de territorio. Esto implica reducir el número de inversores sin reducir proporcionalmente la cantidad de paneles. Los inversores no trabajan de forma eficiente a baja carga. Al tener más potencia instalada en paneles (DC), se asegura que los inversores operen más cerca de su punto óptimo durante más horas del día. Además, los inversores son equipos costosos. Disminuir su número reduce la inversión inicial (CAPEX), mantenimiento y espacio requerido. En este caso, se ha realizado distintos casos y se ha obtenido los siguientes resultados, manteniendo los paneles de LONGI y el inversor de SMA.

Optimización Pp/Pn							
	Nº Inversores	Ratio Pp/Pn	Pp (MWp)	Pn (MWp)	Año 1 Energía (GWh)	PERDIDA Ef Inv (%)	PERDIDA Inv encima Pn (%)
Caso Base	22	1,033	100	96,80	209,16	1,4	0
Caso Base con 21 inv	21	1,08	100	92,40	209,15	1,4	0
Caso Base con 20 inv	20	1,14	100	88	209,04	1,5	0
Caso Base con 19 inv	**1G**	**1,20**	**100**	**83,60**	**207,93**	**1,5**	**0,6**
Caso Base con 18 inv	18	1,26	100	-	-	-	-

Tabla 3: Resultados Caso Óptimo ILR con restricción de territorio

De este modo, el caso óptimo sería el caso con 19 inversores, ya que es el último que es posible simular con el programa PVSyst, ya que te advierte que a partir de 18 inversores la planta estaría muy sobredimensionada. Hay que añadir que a potencia máxima de los paneles rara vez se alcanza (por temperatura, inclinación, suciedad, etc.), así que sobredimensionar permite compensar esas pérdidas. Sin embargo, hay que tener en cuenta las pérdidas excesivas por efecto clipping en horas pico. El clipping en horas pico ocurre cuando la potencia generada por los paneles (DC) excede la capacidad nominal del inversor (AC). En esos momentos, el inversor "recorta" o limita la salida de energía a su potencia máxima permitida, y la energía extra simplemente se pierde. Hoy en día se apuesta por el almacenamiento por baterías, con la intención de que los inversores no limiten y poder guardar esa energía, aunque todavía no es una apuesta firme debido a su viabilidad económica.

6.3 Caso óptimo distancia entre paneles

A continuación, una vez obtenido el Inverter Loading Ratio óptimo, se denomina cuál es la distancia entre paneles óptima. Una de las razones es para evitar las sombras, ya que, si los paneles están muy cerca unos de otros, especialmente en instalaciones inclinadas, unos proyectan sombra sobre otros, reduciendo drásticamente la producción de los paneles sombreados, incluso si solo una parte queda cubierta.

Otra razón es por maximizar las horas de sol útiles, ya que es una buena separación permite que cada panel reciba irradiación directa durante más horas al día, especialmente en invierno, cuando el sol está más bajo.

Disposición 2V	Distancia	Ratio	Año 1 Energía (GWh)	Ganancia de GHI a GTI (%)	Perdidas sombras cercanas (%)	GCR (%)	Superficie paneles (ha)	Superficie Planta (ha)
Caso 1	**12**	**1,2**	**207.93**	**34%**	**0%**	**38.1%**	**47.3G36**	**124.3G27**
Caso 2	10	1,2	201.848	31%	0%	45.8%	47.3936	103.4795
Caso 3	14	1,2	212.099	36%	0%	32.7%	47.3936	144.9346

Tabla 4: Resultados Caso Óptimo distancia entre paneles

En este caso, según la *Tabla 7*, en una disposición de seguidor en 2V, el caso más conveniente sería el caso en el que la distancia entre paneles son 12 metros. Para su elección se ha observado los siguientes aspectos:

- Generación de energía en GWh en el año 1.
- Aumento de irradiación que se obtiene al pasar de la irradiación global horizontal (GHI) a la irradiación global en el plano del colector (GTI).
- Índice de Cobertura del Suelo.

Por ende, se elige el caso 1 ya que anteriormente se ha mencionado que hay una restricción de terreno, con lo que por tener un índice de cobertura del suelo mayor al caso 3, los paneles están más cerca y se aprovecha más el terreno. El caso 2 queda descartado debido a su poca generación y una conversión de irradiación más bajas con respecto al caso 1.

Sin embargo, en el ámbito de las instalaciones fotovoltaicas, los sistemas de seguimiento solar permiten optimizar la captación de radiación mediante el movimiento de los módulos en función de la posición del sol. Existen seguidores de un eje permiten el movimiento del módulo generalmente en dirección Este-Oeste, lo que incrementa la producción eléctrica entre un 10 % y un 25 % respecto a sistemas fijos. Por otro lado, los seguidores de dos ejes permiten un seguimiento más preciso, ya que ajustan la orientación tanto en azimut como en elevación, maximizando la captación solar a lo largo del día y el año, lo que puede suponer un aumento de producción del 30 % al 45 % en comparación con estructuras fijas. No obstante, esta mejora en rendimiento conlleva un incremento en el coste, la complejidad del sistema, como la limpieza del seguidor, y el mantenimiento requerido. Por tanto, la elección entre uno u otro dependerá de las características específicas del proyecto, la oferta económica del mercado, el presupuesto disponible y los objetivos de eficiencia energética. Los resultados de la *Tabla 5* son muy similares, aunque finalmente se quedará con una disposición de seguidores 2V.

Disposición 2V vs 1V	Distancia	Ratio	Año 1 Energía (GWh)	Ganancia de GHI a GTI (%)	Perdidas sombras cercanas (%)	GCR (%)	Superficie paneles (ha)	Superficie Planta (ha)
Caso 1	**12**	**1,2**	**207.93**	**34%**	**0%**	**38.1%**	**47.3936**	**124.3927**
Caso 4	**6**	**1,2**	**208.0G6**	**34%**	**0%**	**38.0%**	**47.3936**	**124.7200**

Tabla 5: Resultados caso óptimo disposición de seguidores 2V vs 1V

6.4 Caso óptimo con distintos elementos y resultado final

Una vez elegido la ratio entre potencia pico y potencia nominal, el cual es 1.2, y elegido la distancia entre seguidores de 12 metros, se analiza distintos casos en los que varía los tipos de inversores y paneles.

	Distancia entre seguidores	Ratio (Pp/ Pn)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MW)	Año 1 (GWh/año)	Seguidor	Panel	Inversor	nº paneles	nº inversores	nº modulos en serie	nº strings
Caso base	12 m	1.2	83.6	100	207.93	2V Soltec	LONGI Mono PERC 545 Wp Bifacial, LR5-72HBD-545 M	SMA, Sunny Central Storage UP-S 4400 kW, 660 V, 50/60Hz	183465	19	27	6795
Caso 5	12 m	1.2	83.6	100	209.826	2V Soltec	Canadian Solar Si-mono 690W Bifacial CS7N-TB-AG	SMA, Sunny Central Storage UP-S 4400 kW, 660 V, 50/60Hz	144942	19	29	4998
Caso 6	**12 m**	**1.2**	**82.488**	**100**	**211.589**	**2V Soltec**	**Canadian Solar Si-mono 690W Bifacial CS7N-TB-AG**	**Sungrow SG3437 kVA-HV 20, 3458 A y 600V**	**144942**	**24**	**29**	**4998**
Caso 7	12 m	1.2	82.488	100	209.991	2V Soltec	LONGI Mono PERC 545 Wp Bifacial, LR5-72HBD-545 M	Sungrow SG3437 kVA-HV 20, 3458 A y 600V	183492	24	27	6796

Tabla 6: Caso óptimo con distintos elementos.

En este caso, se elegiría el caso 6, debido a que hay una generación de energía mayor en el año 1. Sin embargo, la variación de energía entre un caso y otro es insignificante, con lo que se elegiría la opción con la oferta más económica del mercado. Con ello se resume el caso seleccionado en la siguiente tabla:

Distancia entre seguidores	12 m
Ratio (Pp/Pn)	1.2
Potencia Nominal (MW)	82.488
Potencia Pico (MW)	100
Año 1 (GWh/año)	211.589
Seguidor	2V Soltec
Panel	Canadian Solar Si-mono 690W Bifacial CS7N-TB-AG
Inversor	Sungrow SG3437 kVA-HV 20, 3458 A y 600V
nº paneles	144942
nº inversores	24
nº modulos en serie	29
nº strings	4998

Tabla 7: Tabla resumen de la planta, resultado final.

6.5 Producción de la planta durante su periodo de explotación

Después de obtener la energía en el año 1, se debe estudiar cuanta degradación tiene la planta solar para poder ver su rentabilidad en un futuro. Las plantas fotovoltaicas de estas magnitudes tienen de vida útil unos 30 años, con lo que se analiza la producción hasta el año 30, y esto es debido a la degradación interanual que tienen los paneles y los demás elementos de la planta. Es el fabricante el que garantiza un valor de degradación interanual.

En cualquier planta fotovoltaica, no toda la energía que se podría generar llega finalmente a aprovecharse, y una parte de esta pérdida está relacionada con las tareas de operación y mantenimiento (O&M). Aunque no se trata de una pérdida técnica directa, como las causadas por la temperatura o las resistencias eléctricas, sí refleja situaciones reales que afectan al funcionamiento diario de la instalación. Por ejemplo, puede haber paradas programadas para limpiar los paneles o revisar equipos, o incluso fallos imprevistos en inversores, cables u otros componentes que requieren tiempo para ser detectados y reparados. También influyen aspectos como retrasos en la reposición de piezas o simples errores humanos. Por este motivo, en herramientas de simulación como PVsyst, se suele aplicar un pequeño porcentaje de pérdida anual normalmente entre el 0,5 % y el 2 % para tener en cuenta estos factores. Incluir esta estimación ayuda a generar previsiones más realistas sobre la producción final de la planta y a planificar mejor su operación a largo plazo. De este modo, en la Ilustración 22 se muestra la energía producida por la planta hasta el año 30, e incluyendo las pérdidas de O&M.

Año	Energía GWh/año (con OyM)
1	207.3582
7	203.06776
14	197.46608
21	191.62136
28	185.7443
30	184.0636

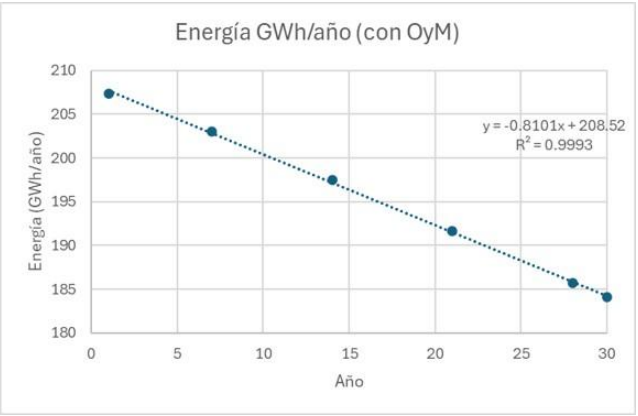


Ilustración 28: Energía producida hasta el año 30

A continuación, gracias a la fórmula de regresión de la gráfica anterior, se puede calcular la producción de cada año.

Año	Energía GWh/año (con OyM)
1	207.7099
2	206.8998
3	206.0897
4	205.2796
5	204.4695
6	203.6594
7	202.8493
8	202.0392
9	201.2291
10	200.419
11	199.6089
12	198.7988
13	197.9887
14	197.1786
15	196.3685
16	195.5584
17	194.7483
18	193.9382
19	193.1281
20	192.318
21	191.5079
22	190.6978
23	189.8877
24	189.0776
25	188.2675
26	187.4574
27	186.6473
28	185.8372
29	185.0271
30	184.217
Promedio (GWh/año)	**1G5.G6345**
kWh/kWpico	1959.438948
Factor de capacidad	22.37%

Tabla 8: Tabla de resultados de producción de la planta hasta año 30

De este modo la planta produciría al año 195,96 GWh/año, el resultado funcional son de 1959,43 horas equivalentes con un factor de capacidad del 22.37%. Si se compara con un parque eólico con un recurso eólico parecido al recurso solar que hubiese en esta planta, según datos de la EIA[15], en 2023, las horas equivalentes medias de los parques eólicos en Estados Unidos fue de 3500 horas al año, lo que conlleva a un factor de capacidad de casi el 40%. Esto concluye que las plantas fotovoltaicas tratan de una potencia instalada muy grande la cual no se aprovecha lo suficiente durante todo el año.

7 OBRA CIVIL

La obra civil de una planta solar fotovoltaica de 100MW ubicada en Manzanares (Ciudad Real) abarca una serie de actuaciones esenciales sobre el terreno y la infraestructura, adaptadas a un emplazamiento rural rústico típico de la región. Además, según los catastros y la zona de Ciudad Real, es habitual que el terreno sea de suelo rústico agrario o común (terreno agrícola, de secano o regadío, con topografía generalmente llana y buenos accesos). Este tipo de suelo es óptimo para plantas solares por su extensión, regularidad y ausencia de obstáculos significativos

7.1 Caminos de acceso e interiores de servicio

Los caminos de acceso e interiores de servicio se diseñan siguiendo las mejores prácticas de proyectos similares y la normativa española. A continuación, se explica una descripción detallada.

En cuanto a los caminos de acceso, se mencionan las siguientes características:

- **Acceso principal:** Se utiliza preferentemente un camino existente desde la carretera más cercana hasta la entrada principal de la planta. Este camino debe tener una anchura mínima de 6m para permitir el paso de vehículos pesados durante la construcción y camiones de mantenimiento en operación.
- **Acondicionamiento:** Si el firme de los caminos existentes no cumple los requisitos, se mejora mediante extensión y compactado de una capa de zahorra (20cm de espesor suele ser habitual), asegurando capacidad portante suficiente y buen drenaje. Además, se incluyen cunetas laterales para evacuación de aguas pluviales.
- **Entronques y curvas:** En las zonas de acceso y giro, se proyectan sobreanchos y radios de curvatura mínimos de 20m en el eje del camino para posibilitar el giro de camiones y maquinaria pesada.

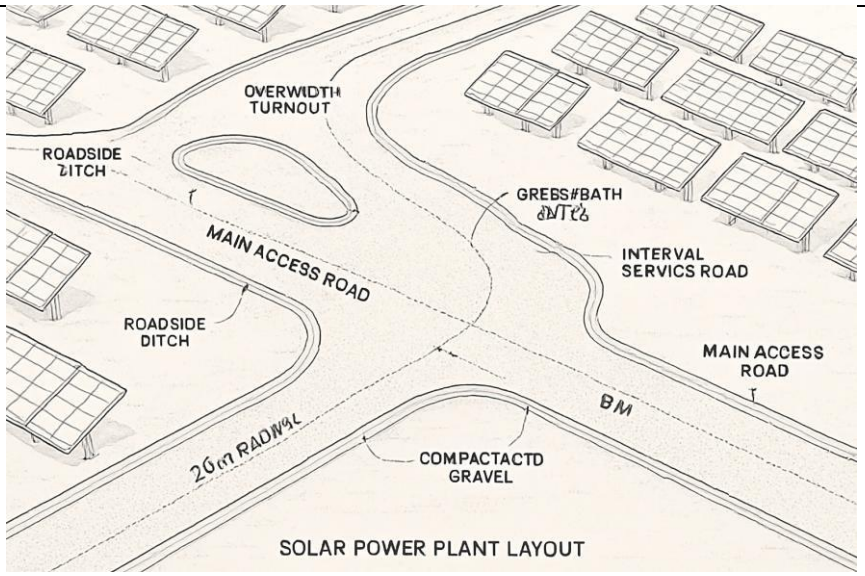


Ilustración 29: Caminos de acceso tipo de la planta

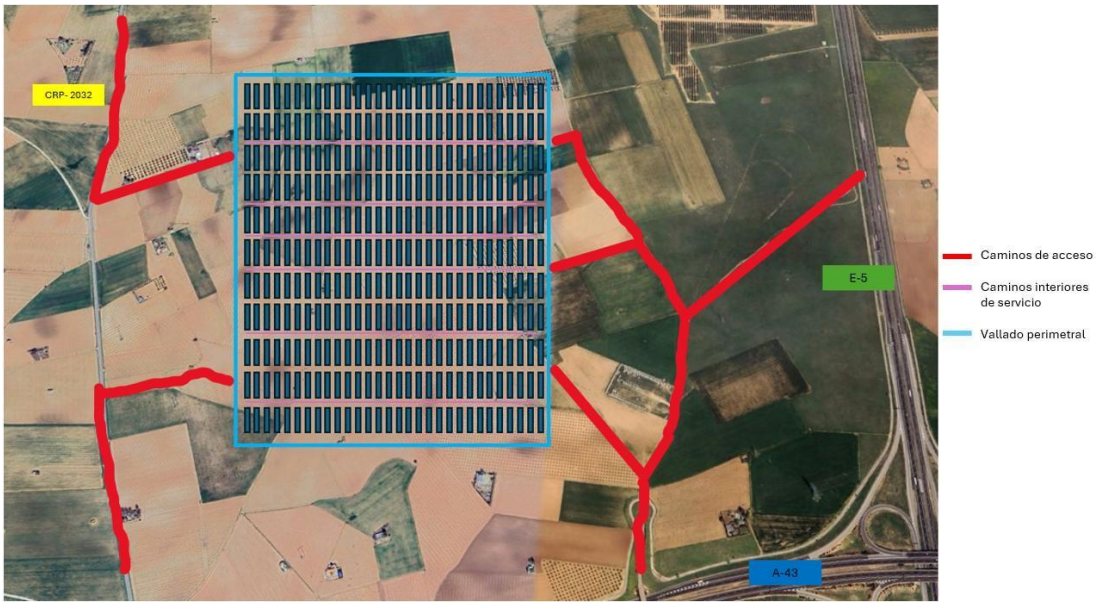


Ilustración 30: Mapa de caminos de acceso a la planta

Por otro lado, en cuanto a los caminos interiores de servicio deben comunicar todos los elementos principales de la planta: seguidores, inversores, centros de transformación, edificio de control y almacenes. Generalmente, se dispone un camino longitudinal principal y caminos secundarios entre filas de seguidores, respetando la distancia entre seguidores, con una anchura mínima de 4 metros para la circulación de furgonetas y vehículos de mantenimiento. Sin embargo, para acceso de edificios técnicos, la anchura aumenta a 5-6 metros para permitir maniobras.

Se usa una base de suelo seleccionado compactado (espesor mínimo de 20cm) y una capa superficial de zahorra para alcanzar un buen módulo de deformación (mín. 800-1,000kg/cm²). Las pendientes máximas no deben superar el 10%; en tramos con mayor pendiente se usa hormigón. Se proyectan cunetas de 1m de ancho y 0,5m de profundidad en ambos lados de los caminos. Teniendo en cuenta las distancias mínimas de los caminos y los seguidores, se mantiene una separación mínima de 2m entre el borde de los caminos y las estructuras de seguidores, evitando afecciones a los componentes de la planta. Por último, en los puntos donde caminos cruzan zanjas de cables eléctricos, estos se alojan en tubos corrugados embebidos en hormigón bajo el vial.

7.2 Cimentaciones

La cimentación en una planta solar fotovoltaica es una parte fundamental de la obra civil que asegura la estabilidad y durabilidad de los centros de transformación, inversores, estructuras metálicas y seguidores solares.

En cuanto a los centros de transformación e inversores suelen ser equipos prefabricados con envolventes de hormigón armado, que se apoyan sobre cimentaciones de hormigón reforzado. Es habitual realizar una excavación que se adapta a las dimensiones del centro, con zapatas o losas de cimentación cuyo tamaño depende de las cargas del equipo y las características del suelo. Por ejemplo, una cimentación típica puede consistir en zapatas de hormigón armado de unos 90x90x100 cm para soportar las cargas verticales y los momentos de vuelco. Además, se suele instalar un suelo técnico elevado dentro del centro para el paso de cables, sustentado por bancadas metálicas.

Por otro lado, las estructuras que sustentan los módulos fotovoltaicos y los seguidores solares se anclan habitualmente mediante cimentaciones metálicas hincadas directamente en el terreno o a través de tornillos de anclaje, dependiendo de las características del suelo. En suelos de consistencia media o normal, la opción más habitual es la instalación de pilotes metálicos, generalmente perfiles tipo I, H o C[16], introducidos con maquinaria de hinca especializada. En cambio, cuando el terreno es más blando o presenta dificultades particulares, se

opta por tornillos de acero, los cuales se colocan mediante un proceso anterior de taladro para garantizar un anclaje firme y exacto.

Este tipo de cimentación está diseñada para soportar tanto cargas estáticas como dinámicas, con especial atención a las derivadas de la acción del viento, que puede provocar importantes esfuerzos de succión sobre los paneles inclinados. La elección de la profundidad y el diseño de cada pilote o tornillo se determina a partir del estudio geotécnico previo, asegurando así la estabilidad estructural y evitando patologías futuras.

Entre las principales ventajas de estas soluciones se encuentran la reducción significativa en el empleo de hormigón, la mayor rapidez en el proceso constructivo y la capacidad de adaptación a una amplia variedad de tipologías de terreno.

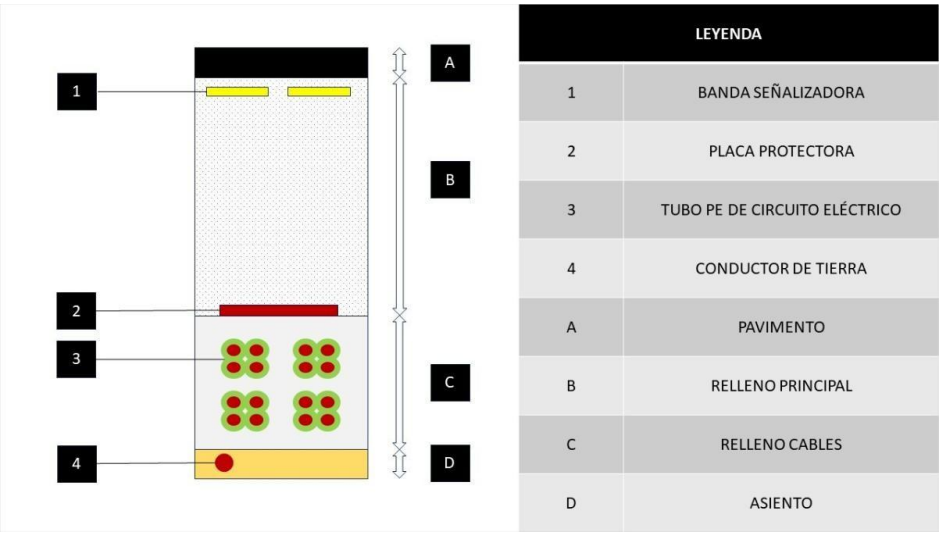
Ilustración 31: Planta fotovoltaica con perfiles de acero Tipo-C hincados directamente en el terreno. Fuente: Obras Urbanas.

7.3 Canalización en zanja

Para conectar los diferentes equipos de la planta se ejecuta de forma adecuada la excavación y el posterior relleno de zanjas destinadas a las canalizaciones eléctricas de baja tensión, asegurando el cumplimiento con la reglamentación aplicable, concretamente la ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), así como con las especificaciones particulares exigidas por las compañías distribuidoras. Se diferencian 3 tipos principales:

- Canalización en zanja tipo string: Transporta la corriente continua (DC) desde los strings de paneles solares hasta las cajas de agrupación o directamente hacia los inversores. Normalmente, tiene un tamaño pequeño entre 40-60cm de profundidad y 30- 40cm de ancho, puesto que los conductores DC suelen ser de sección menor.
- Canalización en zanja de baja tensión: Transporta corriente alterna (AC) desde las salidas de los inversores hasta los centros de transformación. Tiene un tamaño intermedio de 60-80cm de profundidad y unos 40-60cm de ancho, suficiente para la agrupación de cables de mayor sección.
- Canalización en zanja de media tensión: Transporta la energía en corriente alterna de media tensión (habitualmente entre 20kV y 36kV) desde los centros de transformación hasta la salida o la subestación. Tiene un gran tamaño de 80-120cm de profundidad y 50-80cm de ancho, ya que aquí se alojan cables de gran sección, blindados y con mayor exigencia de aislamiento.

La canalización en zanja se ejecuta diferenciando cada tipo según su función y los requisitos de aislamiento y protección que necesitan los conductores: strings DC (zanjas pequeñas y tubos PEHD), baja tensión AC (zanjas de tamaño medio, tubos PEHD/PVC) y media tensión AC (zanjas grandes, tubos especiales o directo en suelo protegido). Esta infraestructura garantiza una operatividad segura, eficiente y duradera en toda la planta solar.



LEYENDA	
1	BANDA SEÑALIZADORA
2	PLACA PROTECTORA
3	TUBO PE DE CIRCUITO ELÉCTRICO
4	CONDUCTOR DE TIERRA
A	PAVIMENTO
B	RELLENO PRINCIPAL
C	RELLENO CABLES
D	ASIENTO

Ilustración 32: Elementos de una zanja. Fuente: Autoconsumo y autarquía[17]

8 OBRA ELÉCTRICA

8.1 Distribución y conexión de paneles.

A continuación, se procede a explicar la distribución de paneles para conseguir el terreno mayor optimizado y se muestra el plano de la planta.

Partiendo de lo calculado en el programa PVsyst, el terreno disponible es de 483.170,69 m^2, y los módulos ocupan 450.241m^2, con un índice de cobertura al suelo de 38.1%.

Por otro lado, el tamaño de los seguidores viene establecido por la ficha técnica del fabricante, adjuntada en los anexos.

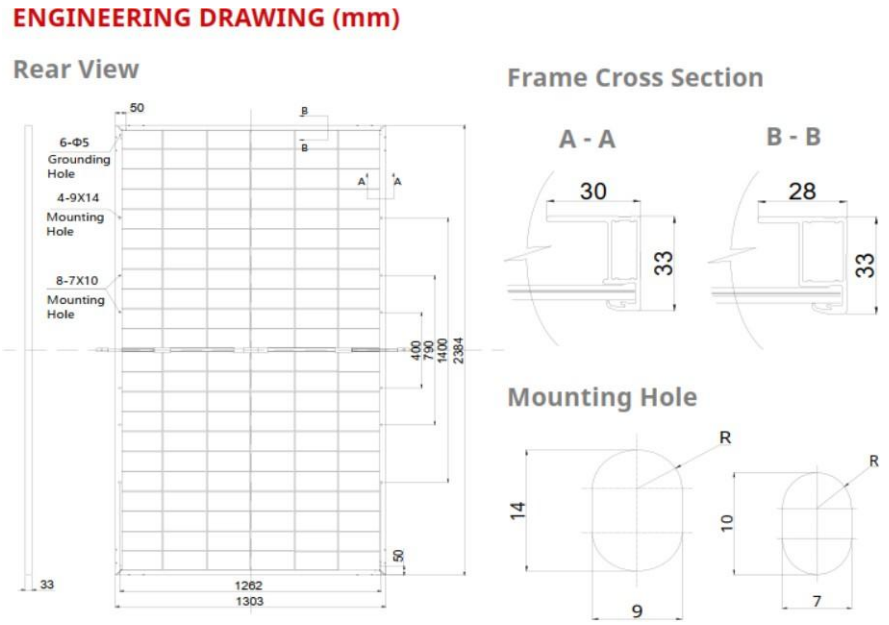


Ilustración 33: Dimensiones paneles según ficha técnica del fabricante

De este modo, cada módulo fotovoltaico tiene un área de 3,11 m^2. Según lo calculado en PVsyst, hay un total de 144.942 paneles, con 4998 strings y 29 paneles por string. Según la ficha técnica, el sistema admite un voltaje máximo de 1,500V y el voltaje de operación por panel está cercano a 39.6V (valor típico para el modelo CS7N-695TB-AG). Esto significa que se puede conectar hasta 37 paneles por string en condiciones normales, con lo que es admisible colocar 29 paneles por string.

Además, según la ficha técnica del inversor Sungrow, la corriente máxima de entrada es de 4178 A, y considerando que cada string aporta una corriente de unos 17.47A (corriente de operación de cada panel), el número máximo de strings que este inversor puede conectar es de hasta 239 strings de estos paneles, con hasta 31 paneles en serie por string (en condiciones estándar y sin exceder los límites técnicos de inversor y panel).

Con todo ello, la distribución de paneles queda de la siguiente manera:

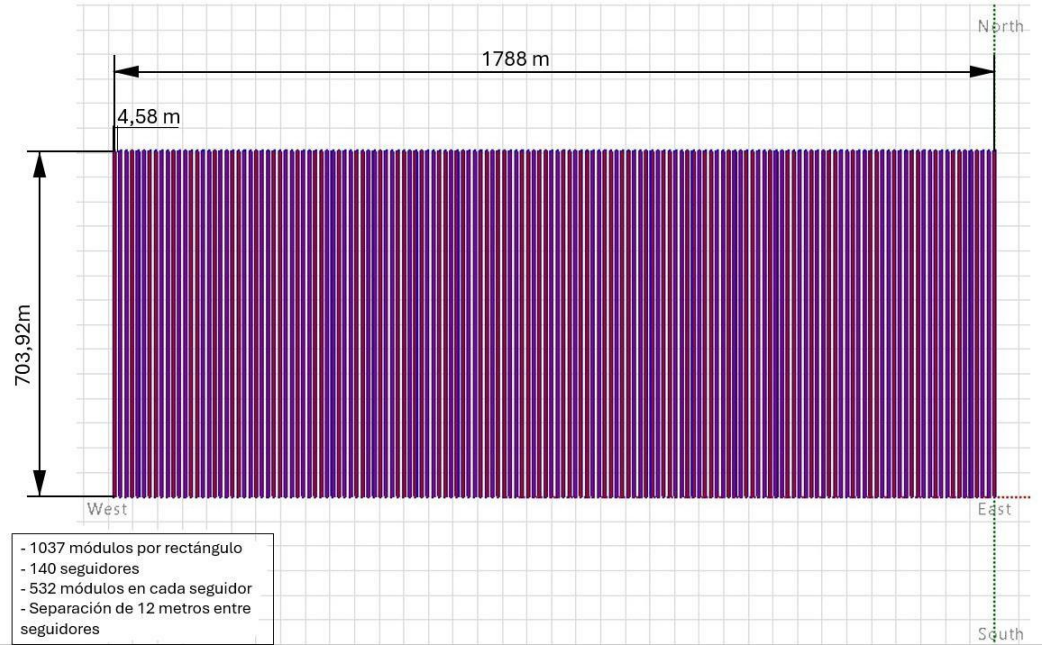


Ilustración 34: Distribución de paneles

Además, apoyándome en el programa de PVsyst, la conexión del caso óptimo (paneles Canadian en inversor Sungrow) se representa de la siguiente manera según su diagrama unifilar simplificado:

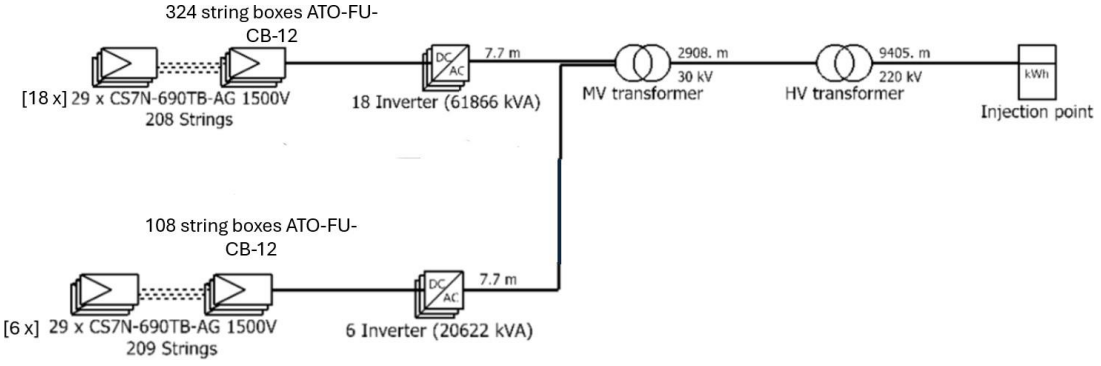


Ilustración 35: Diagrama unifilar simplificado caso óptimo

En este caso, si cada entrada de inversor admite 1 string físico y solo hay 18 strings por inversor, el total directo sería 18 × 24 = 432 strings boxes118. Esto no cubre los 4.998 strings reales, por eso se usa string boxes. Con lo que:

$$nº\ string\ boxes = 18\ inputs\ inversor * 24\ inversores = 432\ string\ boxes$$

De este modo, cada string box deberá albergar 12 strings, ya que:

$$nº\ strings\ por\ string\ box = \frac{4998\ strings}{432\ string\ boxes} = 11{,}56\ strings\ por\ string\ box$$

Para ello se busca un tipo de string box que pueda con ello, el cual es la combiner box de 12 strings fotovoltaicas del modelo ATO-FU-CB-12[18], y sus características fundamentales son las siguientes:

Model	ATO-FU-CB-12
Number of DC Inputs	12
Protection Level	IP65/IP66
Max Rated Voltage DC	1000 V
DC Fuse	15A (Recommend 15A, support other ampere)
Fuse Holder	1000V DC 30A
DC Breaker	200A
Surge Protection DC	Type II In=20KA, Imax=40KA, Ucpv=1000V DC
Ambient Temperature Range/Humidity	Temperature: -20°C~+60°C, Humidity: 0~99%

Tabla 9: Resumen características string boxes ATO-FU-CB-12

En resumen, los parámetros característicos tanto de los paneles como de los inversores son los siguientes:

Parámetro	Valor
Potencia máxima (Pmax)	690 W
Tensión pto máx potencia (Vmp)	39.6 V
Tensión a circuito abierto (Voc)	47.5 V
Intensidad pto máx potencia (Imp)	17.43 A
Intensidad de cortocircuito (Isc)	18.39 A
Rendimiento del módulo	22.20%
Coef. Variación potencia con la temp	-0.29 %/ºC
Coef. Variación tensión con la temp (Koc)	-0.25 %/ºC
Coef. Variación intensidad con la temp (Ksc)	0.05 %/ºC

Tabla 10: Resumen características panel Canadian

Parámetro	Valor
Voltaje a la entrada	1500 V
Corriente máx por máx potencia	4178 A
Corriente máx de cortocircuito por máx potencia	5000 A
Rango de operación	875-1300 V
Voltaje nom.	600 V
Número máx de inputs	28

Tabla 11: Resumen característica inversor Sungrow

8.2 Comprobación por intensidad y tensión a baja tensión

Según las normas eléctricas internacionales y nacionales como la IEC 62548, NEC Art. 690, UNE 20435, y el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)[19], para instalaciones fotovoltaicas, se debe de cumplir las siguientes condiciones de intensidad y tensión.

Por parte de la comprobación por intensidad, se aplica la siguiente ecuación:

$$I_{max} = nºstring\ en\ paralelo * I_{sc} + (\frac{K_{sc}}{100} * I_{sc} * nºsrtrings\ en\ paralelo * (Temp\ máx - 20ºC))$$

En el cual:

- $nºstring\ en\ paralelo$: 4998
- I_{sc}: 18,39 A
- $Temp\ máx\ de\ operación$: 85ºC
- K_{sc}: 0,05

Con lo que la intensidad máxima que debe soportar el sistema eléctrico en la instalación fotovoltaica, habitualmente el cableado, fusibles, cajas de strings o incluso la entrada de los inversores, es:

$$I_{max} = 94.900{,}40\ A$$

De este modo, la intensidad máxima que puede albergar el inversor es:

$$I_{max,inv} = I_{max,mppt} * n^{o}\ \max\ de\ inputs$$

Siendo la intensidad máxima de cortocircuito por máxima potencia de 5000 A y conectando 28 inputs en cada inversor:

$$I_{max,inv} = 140.000\ \text{A}$$

Por lo tanto, $I_{max,inv} > I_{max}$.

Por otro lado, se comprueba que los rangos de tensión están dentro de los rangos del inversor escogido. Para la tensión mínima se calcula con la tensión en el punto de máxima potencia (39,6 V) y con la temperatura máxima que puede albergar el panel (85ºC).

$$V_{min} = n^{o}\ modulos\ en\ serie * V_{mp} + (\frac{K_{oc}}{100} * V_{mp} * n^{o}\ modulos\ en\ serie * (T_{max} - 20^{o}C))$$

$$V_{min} = 961{,}78\ V$$

Con lo que:

$$V_{min,inv} = 875\ V \rightarrow V_{min} > V_{min,inv} \checkmark$$

Para la tensión máxima se calcula con la tensión a circuito abierto ($V_{oc} = 47{,}5\ V$), y con la temperatura mínima que puede albergar el panel (-40ºC).

$$V_{max} = n^{o}\ modulos\ en\ serie * V_{oc} + (\frac{K_{oc}}{100} * V_{oc} * n^{o}\ modulos\ en\ serie * (T_{min} - 20^{o}C))$$

$$V_{max} = 1584{,}25\,V$$

Con lo que:

$$V_{\max\,en\,operación,inv} = 1300\,V \rightarrow V_{max} > V_{max,inv} \text{✗}$$

Por ende, no es posible agrupar 29 módulos en serie. Sin embargo, se tiene en cuenta que las temperaturas del sitio del emplazamiento, en Manzanares, Ciudad Real, rara vez bajan más de -3 ºC históricamente en todo el año, según el sitio web Weather Spark[20]. Con esto, y tolerando que el inversor Sungrow puede mantener tensiones de hasta 1500 V, se vuelve a comprobar si se puede poner 29 módulos en serie, con la tensión a circuito abierto (V_{oc}) a 47,5 V y una temperatura en el peor de los casos de -10ºC.

$$V_{max} = nº\ modulos\ en\ serie * V_{oc} + (\frac{K_{oc}}{100} * V_{oc} * nº\ modulos\ en\ serie * (-10ºC - 20ºC))$$

$$V_{max} = 1480{,}81\,V \rightarrow V_{max,inv} = 1500\,V \rightarrow V_{max} < V_{max,inv} \text{✓}$$

8.3 Cálculo cableado baja tensión

8.3.1 Tramo srtrings - string boxes - inversores

En este apartado se calcula la sección necesaria de los cables para los tramos de baja tensión. A continuación, se calcula el caso más desfavorable en la que una string estuviese lo más alejada posible de los inversores.

En primer lugar, se comprueba la sección del cable por el método de caída de tensión máxima ya que asegura eficiencia, seguridad, cumplimiento de la normativa (como la IEC 60364, UNE-HD 60364-5-52) y una operación fiable del sistema fotovoltaico bajo todas las condiciones de funcionamiento esperadas.

Según la fórmula:

En la que:

- L_{string}: Se utiliza la longitud de la string más alejada al campo de inversores para analizar el caso más desfavorable. En este caso, se coge que esta longitud son 1700 metros.

- $I_{string\ box}$: Es la intensidad máxima que circula por cada string. De este modo, $I_{string} = I_{sc} = 18{,}39\ A$

- ΔV: Es la caída de tensión que nombra el Anexo 2 de la Guía Técnica de Aplicación del REBT y la propia norma UNE-HD 60364-5-52, las cuales apuntan que la caída de tensión máxima entre el generador y el punto de conexión a la instalación receptora o red pública es de 1,5%, con lo que en estos cables se supone que habrá un 1% de caída de tensión, y los cables continuos de corriente AC, después de los inversores, y hasta el transformador de media tensión se supondrá un 0,5%.

- σ: Conductividad del aluminio $(37\frac{m}{mm^2 * \Omega})$, ya que el cable elegido es el AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)[21], de Prysmian, el cual su conductor es el aluminio.

- V_{string}: Tensión en el punto de máxima potencia multiplicado por el número de módulos de cada string, ya que se disponen en serie. En este caso sería: $V_{string} = 29 * 39{,}6\ V = 1148{,}4\ V$.

Con todo ello, se llega a un valor de:

$$S \geq 147{,}15\ mm^2$$

Con lo que, debido a la tabla que da el fabricante (Prysmian) sobre el cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S):

Sección (mm)	Diametro conductor (mm)	Espesor de aislam. (mm)	Diámetro nom. aislam. (mm)	Diámetro ext. (mm)	Radio de curv. (mm)	Peso aprox. (Kg/km)	Intensidad de corriente al aire** (2)		Intensidad de corriente directamente enterrado** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado** (3)		Resist. del cond. (Ω/km)	Máx. caida de tensión cc más (90° C) (V/(A.Km)
							2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,91	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0 ,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

Tabla 12: Datos técnicos fabricante de cable baja tensión DC. Fuente: Prysmian

Por lo que se escoge un cable de sección de 150 mm^2.

Sin embargo, esto debe cumplir la UNE 60364-7-712, la cual regula el diseño y la seguridad de toda la instalación fotovoltaica de baja tensión; y la UNE-EN 50618, la cual regula la calidad y resistencia específica de los cables usados dentro de estas instalaciones fotovoltaicas. Estas indican que el cable elegido es capaz de soportar una corriente que supera en un 25% la máxima corriente que podría circular durante su funcionamiento normal.

$$I_z \geq 1{,}25 * I_{string} \rightarrow I_z \geq 1{,}25 * 18{,}39\ A \rightarrow I_z \geq 22{,}99\ A$$

A continuación, se calcula la intensidad máxima admisible según la Tabla 10. Esta tabla tiene en cuenta la UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52), considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 ºC y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y table B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Con lo que, $I_z = 261\ A \rightarrow 261\ A \geq 22{,}99\ A$ ✓

8.3.2 Tramos inversores – cajas de agrupación AC

En este apartado se calcula los cables de corriente alterna en baja tensión que van desde la salida

de los inversores hasta las cajas de agrupación AC. La función principal de estas cajas es agrupar y proteger las salidas en corriente alterna (AC) de varios inversores antes de llevar la energía al transformador de media tensión (MT). Además, permiten desconectar inversores individualmente sin parar toda la planta, facilitando trabajos de servicio o sustituciones. Lo habitual en grandes plantas es 2 o 6 inversores agrupados por cada AC combiner box, según la guía de soluciones para sistemas fotovoltaicos descentralizados de Schneider Electric[22].

De este modo, se utilizará un total de 12 cajas de agrupación ($24\ inversores \div 2\ inversores\ por\ caja\ AC = 12\ cajas\ de\ agrupación\ AC$)

Del mismo modo que el dimensionamiento de los cables en corriente continua, se dimensiona el cable en corriente alterna hasta las cajas de agrupación AC por el método de caída de tensión máxima.

$$S \geq \frac{\sqrt{3} * L_{\max inv-combiner\ AC} * I_{inv\ out}}{\frac{\Delta V}{100} * \sigma * V_{inv\ out}}$$

Donde:

- $L_{\max inv-combiner\ AC}$: Es la longitud del cable en corriente alterna más alejado que puede haber. Según Schneider Electric[23], recomiendan que estos cables sean más de 10 metros de longitud. De este modo se elige una longitud máxima de 15 metros.
- $I_{inv\ out}$: Según la máxima intensidad que facilita el fabricante Sungrow, la máxima intensidad a la salida de los inversores es de 3458 A entre las 3 fases, que, a una tensión máxima de 690 V, cada fase puede llevar como máximo 1152,67 A. De este modo, se pedirá a los fabricantes de Weidmüller o GBP unas cajas de agrupación a medida que puedan tolerar unos 1200-1400 A por cada fase de entrada
- ΔV: Como se menciona en el apartado anterior, la caída de tensión que nombra el Anexo 2 de la Guía Técnica de Aplicación del REBT y la propia norma UNE-HD 60364-5-52, entre el punto de generación y la salida a red en un sistema fotovoltaico es de hasta 1,5%. Con lo

que se estima que estos cables tengan el 0,5% restante.

- σ: Conductividad del cobre $(44\frac{m}{mm^2 * \Omega})$, ya que el cable elegido es e, de Prysmian, el cual su conductor es el cobre.
- $V_{inv\ out}$: Es la tensión de salida nominal del inversor Sungrow SG3400HV-20, la cual es de 600 V en corriente alterna trifásica, según especificación de fabricante. Además, el rango de tensión de salida AC permitido está entre 480 V y 690 V, adecuado para evacuación directa a cuadros de baja tensión o a transformadores de media tensión. De este modo se coge una tensión de 690 V, por si acaso.

Con todo ello, se llega a un valor de:

$$S \geq 591{,}84\ mm^2$$

Con lo que, debido a la tabla que da el fabricante (Prysmian) sobre el cable RETENAX CPRO Flex - RV-K:

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) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	168	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380	0,14	0,18 ...

Tabla 13: Datos técnico de cable baja tensión AC. Fuente Prysmian

Por lo que se escoge un cable de 3 conductores por fase de sección de 240 mm^2.

A continuación, se realiza la comprobación del cable por el criterio de corriente máxima, como se ha hecho en el apartado anterior, según la UNE 60364-7-712 y la UNE-EN 50618.

$$I_z \geq 1{,}25 * I_{inv\ out} \rightarrow I_z \geq 1{,}25 * 3458\ A \rightarrow I_z \geq 4322{,}5\ A$$

De este modo, según la *Tabla 11*, la intensidad máxima admisible del cable de 3 conductores por fase con sección de 240 mm^2, si se dispone de cables al aire, y se multiplica por las 3 fases y por los 3 conductores por fase, se dispone de una intensidad máxima admisible de 4401 A ($489 * 3\ conductores\ por\ fase * 3\ fases = 4401\ A$). Además, la *Tabla 11* tiene en cuenta tanto la UNE-HD 60364-5-52 como la IEC 60364-5-52, según su ficha técnica adjuntada en el Anexo.

De este modo, $I_z = 4401\ A \rightarrow 4401\ A \geq 4322{,}5\ A$ ✓

8.4 Transformadores de media tensión

Para una planta solar de 100 MW con 12 cajas de agrupación AC tras los inversores, lo más recomendable es organizar los transformadores de media tensión (MV) siguiendo una estructura modular y estandarizada que maximice la fiabilidad, facilidad de mantenimiento y escalabilidad del sistema.

De esta manera, lo habitual es asignar a cada transformador un grupo de 1 a 8 cajas de agrupación AC. En plantas de gran potencia, suele optarse por transformadores de potencias unitarias entre 8 y 12,5 MVA cada uno. De tal manera, con 12 cajas AC, una opción eficiente es usar 12 transformador.

$12\ cajas\ AC\ \div 1\ cajas\ por\ trafo\ MT = 12\ trafos\ MT \rightarrow 12$ trafos de 8,33 MVA cada uno $= 100$ MW total.

De tal manera, se instalan 12 transformadores fabricado por ABB (8 MVA, 22/10,5 kV Dyn11)[24], con las siguientes características:

Potencia Nominal	8200 kVA
Tensión nominal	22/10,5 kV
Número de Fases	3
Frecuencia	50 Hz
Método de enfriamiento	ONAN
Voltaje de impedancia	6%
Grupo de vectores	Dyn11
Capacidad de aceite de transformador 12,5 MVA	23,588 L
Peso	13250 kg

Tabla 14: Características transformadores fabricado por ABB.

8.5 Cálculo de cables de media tensión desde transformadores MT hasta transformadores AT

En este apartado, se realiza la selección del calibre de los cables de media tensión según las siguientes premisas de cálculo:

- La selección y cálculo de los cables de media tensión se realizará siguiendo los criterios establecidos en las normas ITC-LAT 06 y IEC 60287-2-2.
- Las longitudes de las rutas para los cables fueron tomadas de las simulaciones de PVsyst, siguiendo el esquema unifilar.
- Los valores empleados para aplicar los factores de corrección en el dimensionamiento de los cables de media tensión están determinados según lo establecido en la norma ITC-LAC 06.

De nuevo, se realiza comprobaciones por capacidad corriente y por caída de tensión.

En cuanto a la corriente que va por los cables, al ser trifásica se calcula de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * cos\varphi}$$

Donde:

- I: Corriente nominal en amperios (A).
- P: Potencia en vatios (W).
- V: Tensión de operación del equipo en voltios (V).
- Cosφ: Factor de potencia de la carga.

Además, esta corriente depende del número de conductores por fase que proporcionan a la carga.

$$I_{carga} = \frac{I}{Nº\ Conductores\ por\ fase}$$

- I: Corriente nominal en amperios (A).
- I_{carga}: Corriente nominal por cable en amperios (A).

Por último, la elección del conductor se lleva a cabo utilizando las tablas de capacidad de corriente que aparecen en la norma ITC-LAT 06.

$$I_{diseño} = \frac{I_{carga}}{Nº Factor\ de\ drerrateo} * Factor\ de\ diseño$$

Por otro lado, en cuanto a la comprobación por caída de tensión en condición de operación normal y régimen permanente, se utiliza la siguiente ecuación según la ITC-LAT 06.

$$\Delta V\ (\%) = \frac{\sqrt{3} * 0{,}1 * I * L}{V} * (r * cos\varphi + x * sen\varphi)$$

Donde:

- ΔV(V): Porcentaje en caída de tensión.
- I: Corriente nominal por conductor en amperios (A).
- L: Longitud del circuito en metros (m).
- V: Tensión del circuito en voltios (V).
- r: Resistencia en Ohm/km.
- x: Inductancia en Ohm/km.
- cosφ o senφ: Factor de potencia de la carga

De tal manera, si optamos por dimensionar el cable más largo a unos 3000 km de distancia de la subestación, según el esquema unifilar, y la intensidad máxima que admite el transformador de media tensión es de 687,3 A, la sección mínima recomendada según todos los criterios y factores anteriores es de 400 mm^2 de cobre con aislamiento XLPE. Esta sección permite transportar corrientes de alrededor de 750A en circuito enterrado, según tablas y referencia de la ITC-LAT 06.

8.6 Subestación eléctrica de alta tensión

La subestación recibe la energía en media tensión (normalmente entre 20kV y 30kV) desde los centros de transformación distribuidos en la planta solar, agrupa toda la potencia y la eleva a alta tensión (por ejemplo, 132kV, 220kV o 400kV) para su evacuación mediante una línea de alta tensión a la red de transporte.

En una planta solar de gran potencia, la subestación eléctrica recibe la energía generada en media tensión a través de varias líneas provenientes de los centros de transformación que concentran la producción de la instalación. Toda esta energía se dirige a una barra de maniobra, que actúa como punto central de conexión donde confluyen todos los alimentadores. Desde esa barra, la electricidad se distribuye hasta los dispositivos de protección y transformación necesarios para garantizar la seguridad y el control del sistema. Posteriormente, la energía pasa al transformador principal, cuyo cometido es elevar el voltaje desde el nivel de media tensión hasta alta tensión, facilitando así la evacuación eficaz de la energía hacia la red eléctrica. Finalmente, antes de conectarse a la red general, la energía atraviesa la celda de salida o evacuación, que integra los sistemas de protección, medida y maniobra requeridos para controlar y asegurar la conexión del flujo eléctrico con la red de transporte.

Los elementos principales son:

- **Transformador de potencia:** Son transformadores trifásicos de gran capacidad (normalmente entre 80MVA y 110MVA para una planta de 100MW). Suelen disponer de sistemas de regulación bajo carga y protecciones internas.
- **Interruptores automáticos de alta tensión:** Pueden ser de corte en gas SF_6, vacío o aire, dependiendo del nivel de tensión. Suelen incorporar relés de protección que detectan fallos y ordenan su apertura automática.
- **Seccionador:** Pueden ser seccionadores de barra, de línea o de tierra; normalmente visibles (tipo cuchilla) y operados manual o automáticamente.
- **Autoválvulas, pararrayos o descargadore de sobretensión:** Son dispositivos que derivan la energía de las sobretensiones a tierra rápidamente, evitando daños en transformadores, interruptores y otros equipos sensibles.
- **Transformadores de tensión:** Proveen una señal secundaria proporcional a la tensión principal, utilizada por equipos de protección y medición de la subestación.
- **Transformadores de intensidad:** Proporcionan una señal secundaria segura, proporcional a la corriente primaria. Normalmente conectados en serie con el circuito principal.

8.7 Cálculo de la puesta a tierra

En este apartado se calcula la puesta a tierra de la instalación, siguiendo el Real Decreto 1663/2000, en el que debe conectarse todas las masas de la instalación fotovoltaica a tierra y, salvo en el caso de utilización de transformador de aislamiento galvánico, la tierra de la FV debe ser independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. De este modo, se empieza por calcular la resistencia admisible de la instalación, según el REBT (ITC-BT-18).

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_n}$$

En el que:

- U_L: Es el valor máximo permitido de tensión de contacto con el que se considera que no hay riesgo, tomando como referencia el nivel fijado para ambientes húmedos, que es de 24 V.
- I_n: Es el valor de corriente al que actúa el interruptor diferencial, que en este caso es de 30 mA.

$$R_{adm} = \frac{24\ V}{30 * 10^{-3}\ A} = 800\ \Omega$$

A continuación, se calcula la resistencia total de puesta a tierra para comprobar si es menor a la resistencia admisible de la instalación.

En primer lugar, se calcula la resistencia de la pica, según el REBT (ITC-BT-18, ITC-BT-19) teniendo en cuenta dos parámetros:

- L: Longitud de la pica, en torno a 2 o 3 metros son los valores más habituales en plantas de este tamaño, usando picas de acero cobreado Ø ≥16 mm. En este caso, se instala picas de 3 m siempre que sea viable, pues ofrecen mejor contacto con capas húmedas del subsuelo y resultan mucho más eficaces que las de 1,5 o 2 m, especialmente en terrenos secos o de resistividad alta.
- ρ: Resistividad del terreno. 300 Ω·m se emplea como referencia estándar en cálculos previos para puesta a tierra cuando no se dispone de una medición directa, por estar en el rango medio de resistividades típicas documentadas para suelos de composición común

Con lo que:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = \frac{300\ \Omega \cdot \mathrm{m}}{3\ m} = 100\ \Omega$$

A continuación, se calcula la resistencia total de varias picas en paralelo, según la IEC/UNE 62305 y guías del REBT:

$$R_{total} = R_{pica} * \frac{K}{n}$$

En el que:

- K: Es la relación entre la distancia entre picas y su longitud. La separación entre picas debe ser, como mínimo, igual a la longitud de estas (ideal 1–2 veces la longitud). Por ejemplo, si usas picas de 3 m, colócalas como mínimo a 3 m entre sí; óptimo 3–6 m. Esto es debido a que, si las acercas demasiado, las áreas de difusión de corriente se solapan y la reducción de resistencia es mucho menor de lo esperado. Con lo que se cogerá 4 metros de separación entre picas.
- n: Es el número de picas.

Aunque normativamente se cumple con sólo una pica, en instalaciones de 100 MW y por seguridad/redundancia/malla equipotencial se suelen instalar muchas más, alrededor de 40 picas, pero puramente por la fórmula y los parámetros dados, con 1 pica cumples el requisito mínimo.

En este caso:

$$R_{adm} \geq R_{total} \rightarrow 800\,\Omega \geq 133\,\Omega ✓$$

No obstante, la solución exacta depende siempre de la resistividad real del terreno y de la resistencia objetivo en tu proyecto y por la normativa local. Además, siempre se realiza una medición in situ al finalizar la ejecución y ajusta con más picas si la resistencia resultante no cumple los valores requeridos. Por último, lo más recomendable es realizar siempre la prueba de resistividad antes y después de la ejecución para garantizar el cumplimiento a largo plazo de la instalación fotovoltaica.

9 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

En cuanto a la planificación del proyecto, se estima el tipo de realización de la planta en un año. Esta planificación se basa en la información del proyecto de planta solar fotovoltaica de 100 MW en Manzanares, considerando las etapas lógicas y secuenciales que se exceden en casi todos los proyectos de este tipo.

Etapa	Duración (meses)	% del Proyecto
Estudios previos y permisos	2	15.4%
Diseño detallado y selección de equipos	2	15.4%
Obra civil y caminos de acceso	2	15.4%
Instalación de estructuras y paneles	3	23.1%
Instalación eléctrica y conexionado	2	15.4%
Pruebas y puesta en marcha	1	7.7%
Operación y mantenimiento inicial	1	7.7%

Tabla 15: Cronograma de la planificación del proyecto en 1 año

1. **Etapa de Preparación y Estudios Previos (Meses 1 a 2)**

- Revisión de permisos y normativas aplicables.
- Estudios técnicos preliminares: selección de emplazamiento final (Manzanares).
- Estudios solares y climatológicos con fuentes de datos (PVSyst, Solargis).
- Análisis ambiental y gestión para evitar impactos negativos.
- Análisis económico preliminar.

2. **Diseño y Ingeniería Detallada (Meses 2 a 4)**

- Diseño detallado de la planta (eléctrico, civil y estructural).
- Diseño de la red de interconexión eléctrica.
- Dimensionamiento de componentes: paneles, inversores, transformadores, cableado.
- Estudio de obras civiles: caminos, cimentaciones, canalizaciones de cables.
- Preparación de memorias técnicas y pliegos para licitación.

3. **Licitación y Contratación (Mes 4)**

- Solicitud y análisis de ofertas para suministro de equipos (paneles, inversores, transformadores).
- Contratación de obras civiles y eléctricas.
- Negociación y firma de contratos con proveedores y constructoras.

4. **Obra Civil y Preparación de Terreno (Meses 5 a 7)**

- Adecuación del terreno (nivelación, compactación).
- Construcción de caminos de acceso y servicio internos.
- Ejecución de cimentaciones para estructuras y equipos.

5. **Instalación de Equipos (Meses 7 a 10)**

- Montaje de estructura de soporte y seguidores solares.
- Instalación de paneles solares.
- Instalación eléctrica de corriente continua (strings, cajas combinadoras).
- Instalación de inversores y acometidas eléctricas.

6. **Montaje de Infraestructura Eléctrica Media y Alta Tensión (Meses 9 a 11)**

- Instalación de transformadores de media tensión.
- Tendido de cables de media y alta tensión.
- Construcción de la subestación eléctrica.
- Puesta a tierra y sistemas de protección.

7. **Pruebas y Puesta en Marcha (Meses 11 a 12)**

- Realización de pruebas eléctricas y de rendimiento.
- Validación y calibración de sistemas de control y monitorización (SCADA).
- Certificaciones de conformidad y normativas.
- Conexión y sincronización con la red eléctrica.
- Capacitación del personal operativo.

8. Inicio de Operación Comercial (Final Mes 12)

- Supervisión de funcionamiento inicial.
- Mantenimiento preventivo inicial.
- Seguimiento de producción y rendimiento.

El proyecto contempla un periodo de explotación de 30 años, por lo que la planificación anual es una fase crítica para optimizar costes y garantizar la viabilidad técnica y financiera. Además, se aplican fases de control de calidad, gestión de riesgos y la coordinación con entes reguladores y administración para permisos y licencias. Sin embargo, puede haber un posible ajuste del cronograma para fases de logística y suministro.

Por otro lado, en cuanto a la contaminación evitada de emisiones de CO_2, al ser una planta renovable se calcula esta emisión evitada. Según datos de Red Eléctrica de España (REE)[25], el factor de emisión de CO_2 para la electricidad convencional peninsular se sitúa aproximadamente en 0,331 toneladas de CO_2 por MWh generado. Este valor representa el promedio del mix eléctrico y se basa en los factores de emisión de cada tecnología de generación ponderados por su participación en la producción de electricidad.

De este modo, las toneladas de CO_2 evitadas son las siguientes:

$$toneladas\ CO_2\ evitadas = 0{,}331\ \frac{toneladas\ CO_2}{MWh\ al\ año} * 195.963{,}45\ MWh\ \ generados\ al\ año$$

$$\rightarrow 64863{,}90\ toneladas\ CO_2\ evitadas\ al\ año$$

10 PRESUPUESTO

A continuación, se presenta el presupuesto del proyecto y se estudia la viabilidad económica de la misma. El proyecto está constituido por 144.942 paneles, de potencia 690 W cada uno. La planta se ubica en Manzanares, Ciudad Real, y se estima una producción anual de 195.963,45 MWh/año (1959,43 horas de funcionamiento anuales a plena carga), según los apartados anteriores. Con todo ello, a continuación, se especifica los costes de CAPEX de los equipos y cableado principal del proyecto según los costes de su fabricante.

Concepto	Unidades	Precio Unitario Estimado (€)	Total (€)	Notas
Seguidores solares 1 eje 2V (Soltec)	140 seguidores	57.000 €	7.980.000 €	Precio aproximado para seguidores solares industriales
Módulos fotovoltaicos (Canadian Solar 690 W)	144.942 módulos	70 €	10.145.940 €	Incluye suministro, transporte y montaje paneles
String boxes (cajas combinadoras ATO-FU-CB-12)	432 unidades	5.000 €	2.160.000 €	Incluye accesorios y montaje
Inversores (Sungrow, 4.4 MW)	24 unidades	130.000 €	3.120.000 €	Suma aproximada para inversores de alta potencia
Cajas de agrupación AC	12 unidades	20.000 €	240.000 €	Incluye protecciones y maniobras
Transformadores Media Tensión (ABB 22/10.5 kV, 22 MVA)	12 unidades	1.400.000 €	16.800.000 €	Precio estimado por transformador config. 22/10.5 kV
Puesta a tierra	Sistema completo	400.000 €	400.000 €	Incluye picas, conexiones y mediciones
Cables DC baja tensión (AL Volt. CPRO - Prysmian)	5430 cables	350 €	1.900.500 €	Incluye accesorios, canalizaciones y montaje
Cables AC baja tensión (Retenax CPRO - Prysmian)	24 cables	900 €	21.600 €	Para interconexión de inversores y cajas AC
Cables media tensión 400 mm² (cobre XLPE)	12 cables	8.000 €	96.000 €	Incluye instalación en canalización protegida
TOTAL	43.000.000 €			

Tabla 16: Presupuesto de la planta

10.1 Costes de inversión y desarrollo

El estudio de viabilidad económica empieza por estimar cuánto dinero se va a destinar para la inversión inicial del proyecto. A pesar de ello, los costes de inversión vienen dados por ofertas del mercado de partidas de construcción de obras e instalaciones eléctricas, y de los equipos principales (paneles solares). De este modo, se tiene la siguiente oferta:

- **Coste típico de suministro e interconexión**. Incluyen dos componentes principales: el coste de la línea de alta tensión a 220 kV, que es aproximadamente 150.000 euros por kilómetro, y el coste fijo ligado al punto de interconexión en la subestación, estimado en alrededor de 450.000 euros. Este último coste cubre los equipos y trabajos dentro de la subestación necesarios para asegurar una conexión segura y eficiente. De este modo, se ha elegido un coste de 900.000 €.
- **Balance of Plant (BOP) y subestación media y alta tensión.** Este coste incluye sistema SCADA, comunicaciones, protecciones generales, obra de la subestación de media tensión y alta tensión y mobiliario. De esta manera, en grandes plantas el BOP suma típicamente 0,1-0,2 €/MW adicionales.[26] Con lo que, se coge 20 millones de euros.

- **Gastos de desarrollo del proyecto (DEVEX).** Aquí se incluye:
    - Estudios previos y viabilidad (ingeniería, ambientales, redes, recursos solares).
    - Gestión y obtención de permisos (proyectos técnicos, documentación administrativa, tasas).
    - Honorarios de ingeniería, consultoría y project management durante el desarrollo.
    - Costes de legalización (tramitaciones, licencias, avales, estudios medioambientales y urbanísticos.

Para plantas a gran escala, la inversión total de estos gastos es entre ~0,04 €/W. Con lo que, se coge un coste de 4 millones de euros.

Con todo ello, se tiene una inversión total de 67,91 millones de euros, con lo que se gasta 0,68 millones de euros por cada MW de la planta.

10.2 Costes de explotación, OPEX

Por consiguiente, se analiza los costes de operación y mantenimiento de la planta solar[27], que incluye lo siguiente:

- Mantenimiento preventivo y correctivo de todo el circuito AC y DC (paneles, cajas de agrupación, inversores, transformadores, subestación, líneas de evacuación).
- Reparaciones, repuestos y garantía de disponibilidad.
- Monitorización SCADA y telegestión.
- Inspección periódica según normativa.
- Administración y seguros[28]. Esto incluye: gestión administrativa, contable y legal (personal, gestoría, reporting, impuestos); seguros a todo riesgo de la explotación, pérdida de beneficios, responsabilidad civil; y costes de auditoría, inspecciones reglamentarias, tasas e impuestos recurrentes.

Con todo ello, se calcula unos costes de operación y mantenimiento de 1.305 millones de euros al año.

Por otro lado, se tiene en cuenta, dentro del coste de explotación de la planta, el coste del alquiler del terreno en Manzanares, Ciudad Real. Este coste se encuentra entre 1.000 y 2.000 €/ha/año en Castilla-La Mancha y zona de Manzanares, según portales actuales y mercado agrícola e industrial[29]. De esta manera,

si la planta tiene un área de unas 130 hectáreas, y se coge un precio 1.000 y 2.000 €/ha/año, se coge un precio de 195.000 € al año.

En resumen, los costes de explotación totales de la planta son de 1.500.000 € al año.

10.3 Resultado de pérdidas y ganancias y flujo de caja libre

Después de todo los costes explicados en los apartados anteriores se resumen en la siguiente tabla.

Inversión Total (M€)	67.G	Costes Explotación OGM (M€/año)	1.5
Gastos de Desarrollo (M€)	4	Paneles Canadian Solar 690 W (0.005 M€/MW/año)	0.5
CAPEX: Paneles, seguidores, inversores, trafos BT/MT, cajas agrupación, subestación MT/AT. (M€)	43	Terrenos (0.0015 M€/ha/año)	0.195
Coste de BOP. Obras e Instalaciones. (M€)	20	Explotación de instalaciones eléctricas, terrenos, mantenimiento de obra civil, administración, seguros. (M€)	0.805
Costes de interconexión. 150.000 EUR/Km linea alta tensión 220 kV + 450.000 EUR posición subestación interconexión. (M€)	0.9		

Tabla 17: Resumen de costes de la planta solar

El periodo de amortización del inmovilizado para una planta solar fotovoltaica de 100 MW en España, de acuerdo con la normativa fiscal (tablas de amortización oficiales del Impuesto sobre Sociedades), es hasta 30 años[30] como máximo para "centrales renovables" (que incluyen plantas fotovoltaicas). De todas maneras, el promotor puede optar por un periodo inferior si lo justifica.

Como captación de ingresos, se utiliza la producción de energía del proyecto (MWh/año), que se ha calculado en el análisis con PVsyst (195.963,45 MWh/año). Por ende, los ingresos se calculan de la siguiente manera: $Ingresos\ (€) = Producción\ (MWh) * Precio\ de\ venta\ (\frac{€}{MWh})$.

Para determinar el precio de venta de la energía producida se tiene en cuenta el valor medio de la tarifa aplicable del mercado diario de los últimos 15 años, en España el MIBEL, gestionado por OMIE[31]. Sin embargo, se excluyen 2021, 2022 y 2023 por el fuerte impacto de la pandemia, que alteró la demanda y distorsionó el mercado. Además, 2022 y 2023 representó un pico histórico vinculado tanto a la crisis energética global como a la invasión de Ucrania.

Año	Precio medio aritmético de España (€/MWh) OMIE
2009	36.96
2010	37.01
2011	49.93
2012	47.23
2013	44.26
2014	42.13
2015	50.32
2016	39.67
2017	52.24
2018	57.29
2019	47.68
2020	33.96
2024	63.04
Promedio	**47.06**

Tabla 18: Precio medio OMIE últimos 15 años, excepto 2021, 2022 y 2023

A pesar de ello, se aplica una inflación interanual tanto al precio medio de la electricidad como al resto de precios del 1,5% para los 30 años siguientes. Además, se atribuye un impuesto de sociedades sobre beneficios del 25%. Por ende, se consigue el resultado de pérdidas y ganancias, con el flujo de caja siguiente.

P&L (M€)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos de Explotación			9.22	9.36	9.50	9.64	9.79	9.94	10.08	10.24	10.39	10.55
- Costes de Explotación			1.50	1.52	1.55	1.57	1.59	1.62	1.64	1.66	1.69	1.72
- Impuesto de Generacion (7% sobre ingresos)			0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74
- Amortizacion			2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
Beneficio antes de impuestos e intereses (M€)			4.81	4.92	5.03	5.14	5.25	5.36	5.47	5.59	5.71	5.83

Flujo de caja Libre (M€)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Beneficio antes de impuestos			4.81	4.92	5.03	5.14	5.25	5.36	5.47	5.59	5.71	5.83
- Impuesto de sociedades			1.20	1.23	1.26	1.28	1.31	1.34	1.37	1.40	1.43	1.46
+ Amortizacion			2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
- Inversión en Inmovilizado (Construcción y Desarrollo)		67.91										
- Inversión en NOF (7% ingresos)			0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74
Free Cash Flow		**-67.91**	**5.23**	**5.30**	**5.37**	**5.44**	**5.51**	**5.59**	**5.66**	**5.74**	**5.82**	**5.90**

P&L (M€)	Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos de Explotación		10.70	10.86	11.03	11.19	11.36	11.53	11.70	11.88	12.06	12.24
- Costes de Explotación		1.74	1.77	1.79	1.82	1.85	1.88	1.90	1.93	1.96	1.99
- Impuesto de Generacion (7% sobre ingresos)		0.75	0.76	0.77	0.78	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.86
- Amortizacion		2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
Beneficio antes de impuestos e intereses (M€)		5.95	6.07	6.20	6.32	6.45	6.58	6.72	6.85	6.99	7.13

Flujo de caja Libre (M€)	Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficio antes de impuestos		5.95	6.07	6.20	6.32	6.45	6.58	6.72	6.85	6.99	7.13
- Impuesto de sociedades		1.49	1.52	1.55	1.58	1.61	1.65	1.68	1.71	1.75	1.78
+ Amortizacion		2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
- Inversión en Inmovilizado (Construcción y Desarrollo)											
- Inversión en NOF (7% ingresos)		0.75	0.76	0.77	0.78	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.86
Free Cash Flow		**5.98**	**6.06**	**6.14**	**6.22**	**6.31**	**6.39**	**6.48**	**6.57**	**6.66**	**6.75**

P&L (M€)	Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Ingresos de Explotación		12.42	12.61	12.80	12.99	13.18	13.38	13.58	13.79	13.99	14.20
- Costes de Explotación		2.02	2.05	2.08	2.11	2.14	2.18	2.21	2.24	2.28	2.31
- Impuesto de Generacion (7% sobre ingresos)		0.87	0.88	0.90	0.91	0.92	0.94	0.95	0.97	0.98	0.99
- Amortizacion		2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
Beneficio antes de impuestos e intereses (M€)		7.27	7.41	7.56	7.70	7.85	8.00	8.16	8.32	8.47	8.63

Flujo de caja Libre (M€)	Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Beneficio antes de impuestos		7.27	7.41	7.56	7.70	7.85	8.00	8.16	8.32	8.47	8.63
- Impuesto de sociedades		1.82	1.85	1.89	1.93	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.16
+ Amortizacion		2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
- Inversión en Inmovilizado (Construcción y Desarrollo)											
- Inversión en NOF (7% ingresos)		0.87	0.88	0.90	0.91	0.92	0.94	0.95	0.97	0.98	0.99
Free Cash Flow		**6.85**	**6.94**	**7.03**	**7.13**	**7.23**	**7.33**	**7.43**	**7.53**	**7.64**	**7.75**

Tabla 19: Resultado de pérdidas y ganancias y Flujo de caja libre

10.4 Cálculo del WACC, VAN y TIR

Para calcular el coste medio ponderado de capital (WACC) de la planta solar, es necesario considerar qué proporción del capital se financia mediante deuda y cuál por recursos propios (equity), así como el coste de ambas fuentes y el impacto fiscal por el ahorro de impuestos en la financiación con deuda. En este caso, la estructura financiera es un 20% equity y un 80% deuda, con una tasa de descuento del 9% para equity y del 5% para deuda. El tipo impositivo, es decir, el porcentaje de impuestos que paga la empresa sobre sus beneficios es del 25%.

De esta manera, el WACC queda de la siguiente manera:

$$WACC = \frac{(Equity * Tasa\ descuento\ Equity) + [Deuda * Tasa\ descuento\ Deuda * (1 - Tipo\ Impositivo)]}{Equity + Deuda}$$

Con lo que, el WACC queda de un 4,8%. Esto significa que el coste real de financiar la planta es del 4,8%, ya que el pago de intereses de la deuda puede deducirse fiscalmente, disminuyendo el impacto del coste financiero global sobre el proyecto. En una inversión renovable como esta, este índice se utiliza como tasa de descuento para todos los flujos de caja futuros en el análisis financiero, asegurando que el proyecto será rentable si su rentabilidad supera ese coste ponderado. De este modo, a continuación, se calculan el Valor Actual Neto (VAN) de la planta, y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales deben salir acordes para que el proyecto sea rentable.

VAN (M€)	**26.88**
TIR	**7.9%**

Tabla 20: Tabla resumen VAN y TIR del proyecto

El análisis de viabilidad financiera realizado para la planta solar arroja unos resultados muy favorables. En primer lugar, el Valor Actual Neto (VAN) obtenido, de 26,88 millones de euros positivos, indica que el proyecto generará una riqueza adicional para el inversor, una vez descontados todos los costes y recuperada la inversión inicial aplicando la tasa de descuento (el WACC). El VAN positivo significa que los flujos de caja futuros generados por la planta solar no sólo cubren la inversión realizada, sino que además ofrecen una rentabilidad adicional considerable; en otras palabras, desde el punto de vista económico, desarrollar el proyecto crea valor y resulta ventajoso respecto a otras alternativas de inversión.

Por otra parte, la Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada es del 7,9%, lo cual refuerza la rentabilidad del proyecto. La TIR es el tipo de descuento que iguala el VAN a cero, es decir,

representa el máximo coste de capital que podría soportar el proyecto sin perder valor. Si la TIR (7,9%) es superior al coste de capital medio ponderado del proyecto (WACC), que en este caso es de un 4,8%, el proyecto es atractivo financieramente, ya que supera la rentabilidad mínima exigida por los inversores y prestamistas. En este escenario, la diferencia entre ambos indicadores implica que el proyecto solar no sólo cubre el coste de los fondos propios y ajenos, sino que además proporciona un margen adicional de seguridad y rentabilidad.

En definitiva, la combinación de un VAN significativamente positivo y una TIR superior al WACC confirma que el proyecto es plenamente rentable y financieramente sólido. Estos resultados permiten avanzar en la decisión de inversión y justifican su desarrollo, aportando no solo viabilidad técnica sino también económica.

10.5 Sensibilidad económica ante variaciones de precios (CAPEX)

Se ha realizado un análisis de sensibilidad económica variando el coste de inversión del proyecto (CAPEX) desde -30% hasta +50% respecto al valor base de 67,91 millones de euros.

A continuación, se muestra el impacto en el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, manteniendo constantes el resto de los parámetros: producción anual, precio de venta de la electricidad, OPEX anual y horizonte temporal de 30 años.

CAPEX (%)	CAPEX (M€)	VAN(M€)	TIR (%)
70%	48	43.77	11.40%
80%	54	38.14	9.98%
90%	61	32.51	8.82%
100%	68	26.88	7.86%
110%	75	21.25	7.05%
120%	81	15.62	6.34%
130%	88	9.99	5.73%
150%	102	-1.271	4.69%

Tabla 21: Tabla de sensibilidad económica ante variaciones de precios CAPEX

Con ello, se observa que al incrementar el CAPEX reduce significativamente la rentabilidad del proyecto, disminuyendo el VAN y el TIR. El límite en el que el proyecto sale rentable es si los precios del CAPEX no se incrementan más de un 30%, ya que si varían un 50% el VAN sale negativo y la TIR es menor que el WACC calculado.

11 BIBLIOGRAFÍA

[1] *El acuerdo de París*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.html

[2] AleaSoft. (2023, 4 octubre). *La caída del LCOE de las energías renovables en la última década impulsa la transición energética*. AleaSoft Energy Forecasting. https://aleasoft.com/es/caida-lcoe-energias-renovables-ultima-decada-impulsa-transicion-energetica/

[3] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html

[4] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). (2025). *Snapshot of Global PV Markets 2025*. Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach. Becquerel Institute. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2025.pdf

[5] Molina, P. S. (2021, 15 febrero). *Spain installed 3.2 GW of solar last year*. Pv Magazine International. https://www.pv-magazine.com/2021/02/15/spain-installed-3-2-gw-of-solar-last-year/

[6] Solar fotovoltaica (Sol)(Potencia) | Informes del sistema. (s. f.). https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia

[7] Biocirc. (2024, 13 noviembre). *Generación eléctrica en España: cae el precio de la electricidad y aumenta la cuota de las renovables - Biocirc*. Biocirc. https://biocirc.es/generacion-electrica-en-espana-cae-el-precio-de-la-electricidad-y-aumenta-la-cuota-de-las-renovables/

[8] Redeia. (s. f.). *The Electricity Transmission Grid Planning with a 2026 horizon has been approved to drive a greener future for Spain*. Red Eléctrica. https://www.ree.es/en/press-office/news/press-release/2022/04/the-electricity-transmission-grid-planning-2026-horizon-has-been-approved-to-drive-a-greener-future-for-spain

[9] *Home | NREL*. (s. f.). https://www.nrel.gov/

[10] Datos*, software y servicios para proyectos solares | Solargis*. (s. f.). https://solargis.com/es

[11] *ArcGIS Web Application*. (s. f.). https://castillalamancha.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=a8ef467d6441455d8e08c9d343908cb6

[12] De enero de, F. de P. 2. (s/f). *Dirección General de Operación*. Ree.es. Recuperado el 15 de abril de 2025, de https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/Capacidad_de_acceso_a_RdT_ED_02ene25.pdf

[13] colaboradores de Wikipedia. (2025, 16 abril). *Principio de Fresnel - Huygens*. Wikipedia, la Enciclopedia Libre. https://es.wikipedia.org/wiki/Principio_de_Fresnel_-_Huygens

[14] *Project design > Shadings > Backtracking Strategy*. (s. f.). https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/near_shadings_backtracking.htm

[15] Electric Power Annual 2023. (2024). En *US Energy Information Administration*. US Department of Energy. https://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf

[16] Administrador. (2017, 7 febrero). Cimentaciones en Plantas Solares Fotovoltaicas. *Obras Urbanas*. https://obrasurbanas.es/cimentaciones-solares-fotovoltaicas/

[17] Entradas, V. M. (2024, 7 diciembre). *DISEÑO DE ZANJAS PARA CANALIZACIONES ELÉCTRICAS DE BT.* AUTOCONSUMO y AUTARQUÍA. https://autarquiapersonal.com/2023/10/16/diseno-de-zanjas-para-canalizaciones-electricas-de-bt/#apartado2

[18] *12 string PV Combiner box*. (s. f.). ATO.com. https://www.ato.com/12-string-pv-combiner-box

[19] *BOE.es - Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*. (s. f.). https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC

[20] *El clima en Manzanares, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark*. (s. f.). Weather Spark. https://es.weatherspark.com/y/36734/Clima-promedio-en-Manzanares-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o

[21] Admin. (2024, 17 diciembre). *AL Voltalene Flamex CPRO (S) | AL XZ1 (S) | ECA*. Prysmian España. https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Al-Voltalene-Flamex-CPRO-S-AL-XZ1-Eca

[22] *Guía de soluciones para sistemas fotovoltaicos descentralizados*. (2019). SCHNEIDER ELECTRIC. https://solar.se.com/eu/wp-content/uploads/sites/4/2021/11/CL36-Solutions-Guide_975-0954-01-01.pdf

[23] Solutions guide for commercial buildings, carports, and decentralised power plants. (2013). En *Schneider Electric*.

Schneider Electric. https://solar.se.com/us/wp-content/uploads/sites/7/2021/11/Conext-TL-Solutions-Guide.pdf

[24] BTB Transformers. (2020, 1 septiembre). ABB 8 MVA, 22/10,5 KV DYN11 | BTB Transformers. https://www.btbtransformers.com/transformer/abb-8-mva-22-105-kv-dyn11/

[25] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2016). *Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

[26] Rodríguez, L. (2021, 27 septiembre). Breaking down solar farm costs: Free template inside. *https://ratedpower.com/blog/solar-farm-costs/*. https://ratedpower.com/blog/solar-farm-costs/

[27] Personal, C. T. (2024, 5 diciembre). *Evaluación Económica de Contratos O&M en Plantas Solares*. Mundo Renovable. https://mundorenovable.org/contratos-om-plantas-solares/

[28] Bonds, S. &. (2023, 2 mayo). *Todos los seguros para energías renovables por fases*. SURETY & BONDS. https://www.suretyandbonds.com/es/blog/todos-seguros-energias-renovables-fases

[29] idealista. (s.f.). 2 terrenos en alquiler en Área de Manzanares, Ciudad Real. Recuperado de https://www.idealista.com/alquiler-terrenos/ciudad-real/la-mancha/area-de-manzanares/

[30] *Amortizacion del inmovilizado. Centrales renovables.* (s. f.). https://www.supercontable.com/informacion/impuesto_sociedades/Amortizacion_del_inmovilizado.Centrales_renovables..html

[31] *Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE*. (s. f.). https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual

ANEXOS

Pablo Sola de los Reyes-García
Madrid, agosto 2025

Índice de anexos

I. Informe simulación PVsyst caso óptimo 96
II. Fichas técnicas 106
III. Planos 114
III.I Plano Localización y Emplazamiento 115
III.II Layout general de la planta 116
III.II Plano esquema unifilar subestación BT 117
III.IV Plano esquema unifilar subestación MT 118

I. Informe simulación PVsyst caso óptimo

PVsyst V8.0.7

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: psfv_icai_Manzanares

Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow

Trackers single array, with backtracking

System power: 100.0 MWp

Location at 39.02439Â° - Spain

PVsyst student

Author

Pablo Sola (Spain)

PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

Project: psfv_icai_Manzanares

Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow

Pablo Sola (Spain)

Project summary

Geographical Site
Location at 39.02439Â°
Spain

Situation

Latitude	39.02 °N
Longitude	-3.38 °W
Altitude	652 m
Time zone	UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Weather data
Location at 39.02439Â°
SolarGIS - TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Trackers single array, with backtracking

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis	
Axis azimuth	0 °
Phi min / max.	-/+ 60 °
Diffuse shading	all trackers
Tracking algorithm	
Astronomic calculation	
Backtracking activated	

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)
Partial shadings
Area used for calculation 100.0 %

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	144942 units	Nb. of units	24 units
Pnom total	100.0 MWp	Pnom total	82.49 MWac
		Pnom ratio	1.212

Results summary

Produced Energy	211.59 GWh/year	Specific production	2116 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.83 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 6
Main results 7
Loss diagram 8
Predef. graphs 9
Single-line diagram 10

PVsyst student

Project: psfv_icai_Manzanares
Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow
Pablo Sola (Spain)

PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

General parameters

Grid-Connected System — **Trackers single array, with backtracking**

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis	
Axis azimuth	0 °
Phi min / max.	-/+ 60 °
Diffuse shading	all trackers
Tracking algorithm	
Astronomic calculation	
Backtracking activated	

Field properties

Nb. of trackers	150 units
Tracking plane, horizontal N-S axis	

Sizes

Tracker Spacing	12.0 m
Collector width	4.58 m
Average GCR	38.1 %

Backtracking limit angle

Phi limits	+/- 67.6 °

Backtracking parameters

Backtracking pitch	12.0 m
Backtracking width	4.58 m
Left inactive band	0.00 m
Right inactive band	0.00 m
Backtracking GCR	38.1 %

Parameters choice:Automatic

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)
Partial shadings
Area used for calculation 100.0 %

User's needs
Unlimited load (grid)

Bifacial system definition
Orientation #1
Bifacial system
Model Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing	12.00 m
Tracker width	4.58 m
GCR	38.1 %
Axis height above ground	2.30 m
Nb. of sheds	150 units

Bifacial model definitions

Ground albedo	0.15
Bifaciality factor	80 %
Rear shading factor	0.7 %
Rear mismatch loss	7.0 %
Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Generic
Model	CS7N-690TB-AG 1500V
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	690 Wp
Number of PV modules	144942 units
Nominal (STC)	100.0 MWp
Modules	4998 string x 29 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	92.52 MWp
U mpp	1056 V
I mpp	87611 A

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	SG3400-HV-20
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	3437 kWac
Number of inverters	24 units
Total power	82488 kWac
Operating voltage	875-1300 V
Max. power (=>25°C)	3593 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.21

Project: psfv_icai_Manzanares
Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow
Pablo Sola (Spain)

PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	100010 kWp	Total power	82488 kWac
Total	144942 modules	Max. power	86232 kWac
Module area	450241 m²	Number of inverters	24 units
		Pnom ratio	1.21

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses
Global array res. 0.13 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.2 %

Module average degradation
Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 1% / 99%
Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

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

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

System losses

Auxiliaries loss
Proportional to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 600 Vac tri
Loss Fraction 0.11 % at STC
Inverter: SG3400-HV-20
Wire section (24 Inv.) Alu 24 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 8 m

MV line up to HV Transfo
MV Voltage 30 kV
Wires Alu 3 x 2000 mm²
Length 2908 m
Loss Fraction 0.50 % at STC

HV line up to Injection
HV line voltage 220 kV
Wires Alu 3 x 120 mm²
Length 9405 m
Loss Fraction 0.51 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo	
Medium voltage	30 kV
Transformer parameters	
Nominal power at STC	99.01 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	167.45 kVA
Iron loss fraction	0.17 % at STC
Copper loss	936.47 kVA
Copper loss fraction	0.95 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.03 mΩ
HV transfo	
Grid voltage	220 kV
Transformer from Datasheets	
Nominal power	125000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	100.00 kVA
Iron loss fraction	0.08 % of PNom
Copper loss	630.00 kVA
Copper loss fraction	0.50 % at PNom
Coils equivalent resistance	3 x 36.29 mΩ

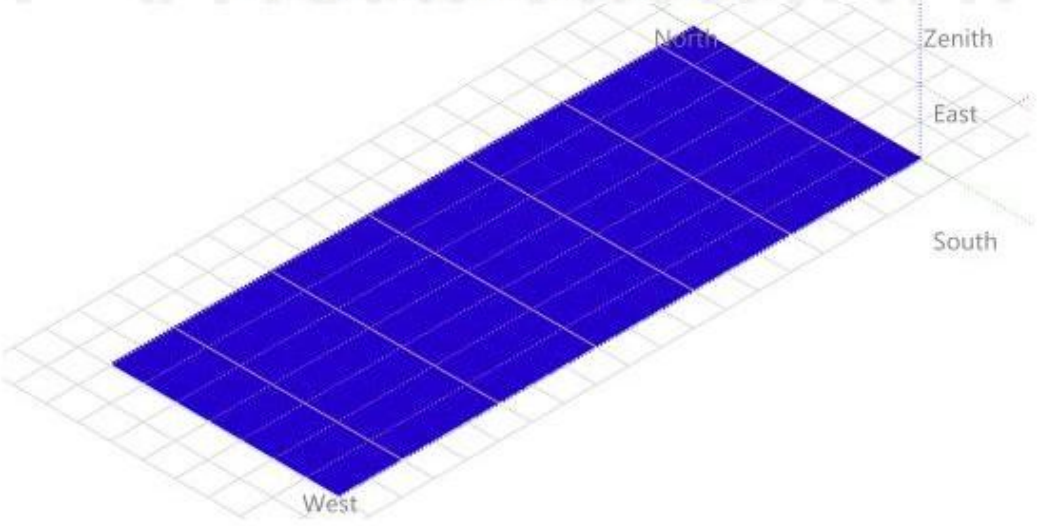
PVsyst student

Project: psfv_icai_Manzanares
Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow
Pablo Sola (Spain)

PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

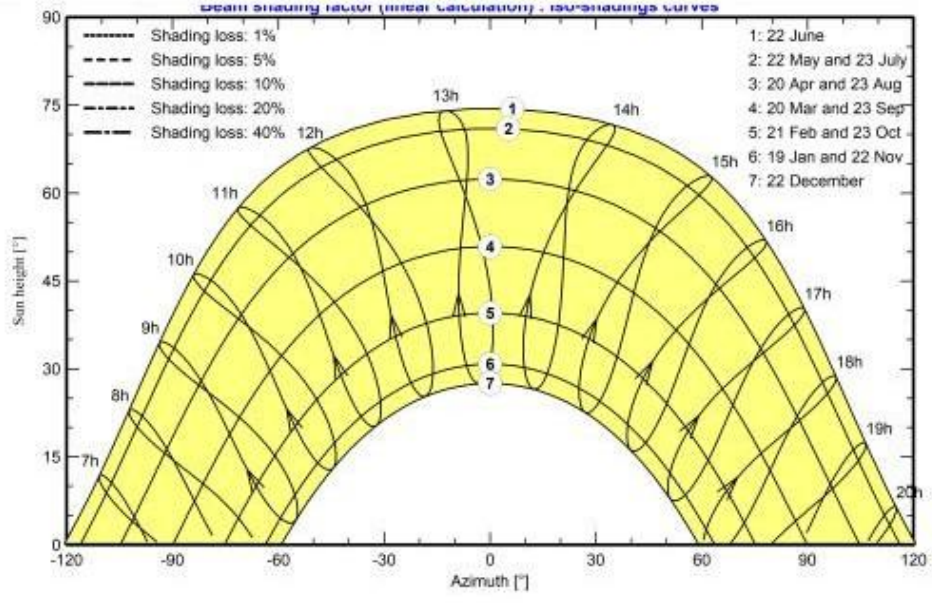
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 -



Project: psfv_icai_Manzanares

Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow

Pablo Sola (Spain)

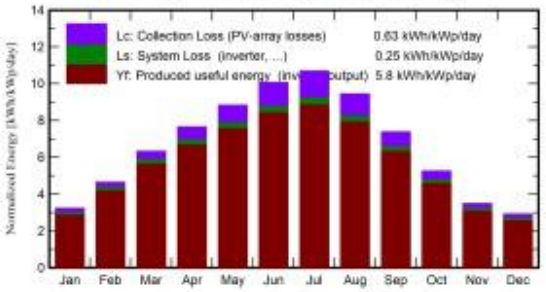
PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

Main results

System Production

Produced Energy	211.59 GWh/year	Specific production	2116 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	86.83 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	71.4	27.22	6.02	100.2	95.5	9.52	9.07	0.905
February	94.6	31.59	5.68	130.2	125.2	12.43	11.90	0.914
March	146.1	50.81	10.09	196.3	190.4	18.42	17.67	0.900
April	174.1	59.37	12.93	229.6	223.5	21.10	20.25	0.882
May	210.9	72.00	19.52	274.2	267.2	24.60	23.63	0.862
June	230.5	70.23	25.47	301.7	294.2	26.51	25.47	0.844
July	248.4	61.51	27.55	331.5	323.4	28.82	27.69	0.835
August	217.4	59.05	26.70	292.8	285.4	25.79	24.77	0.846
September	163.2	50.73	22.49	221.6	215.5	19.94	19.15	0.864
October	120.5	42.64	16.95	162.9	157.5	15.05	14.42	0.885
November	75.9	28.22	9.62	104.9	100.3	9.87	9.42	0.898
December	65.5	25.20	6.75	90.8	86.0	8.58	8.16	0.898
Year	1818.5	578.57	15.88	2436.6	2363.9	220.62	211.59	0.868

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

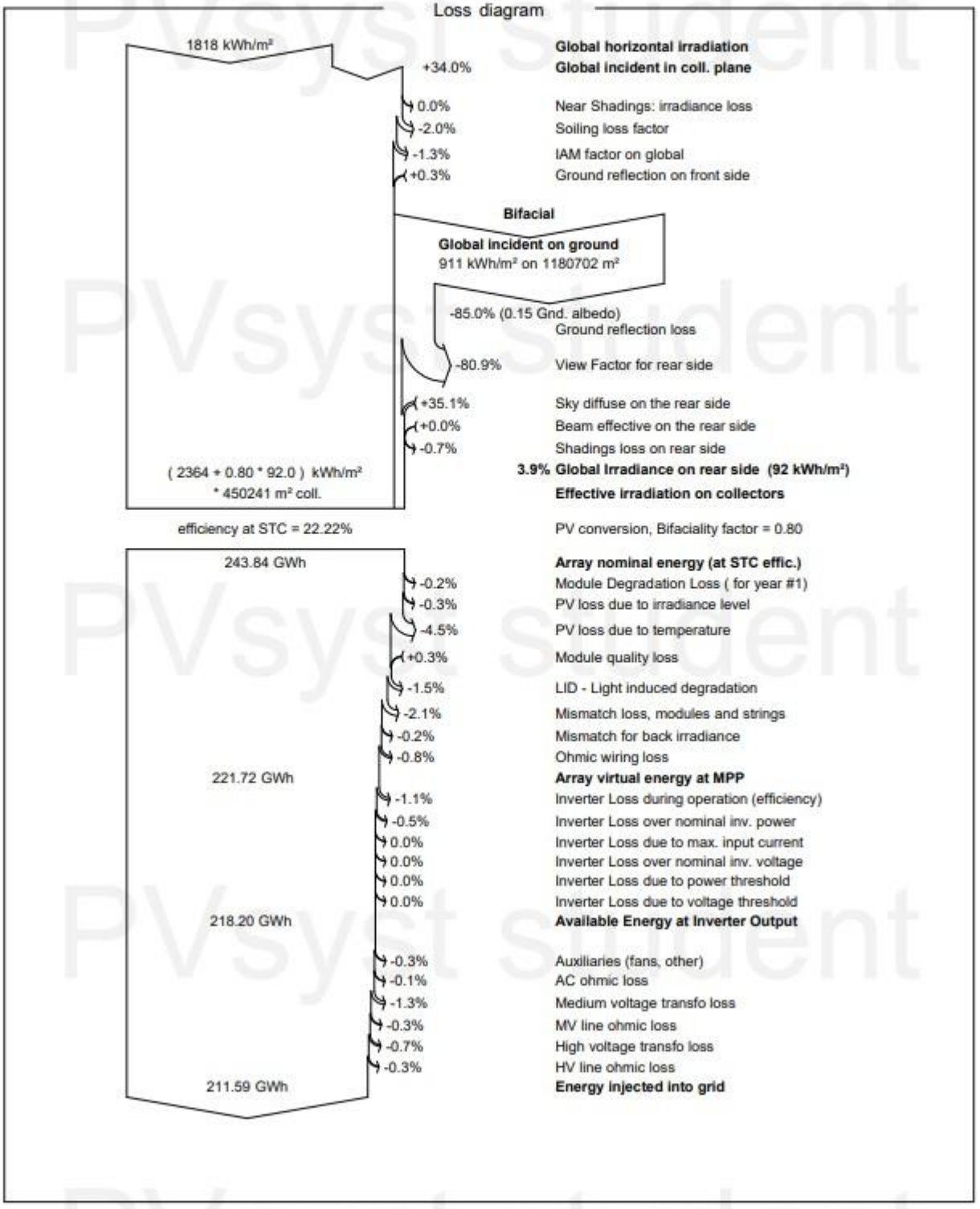
Project: psfv_icai_Manzanares

Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow

Pablo Sola (Spain)

PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

Loss diagram

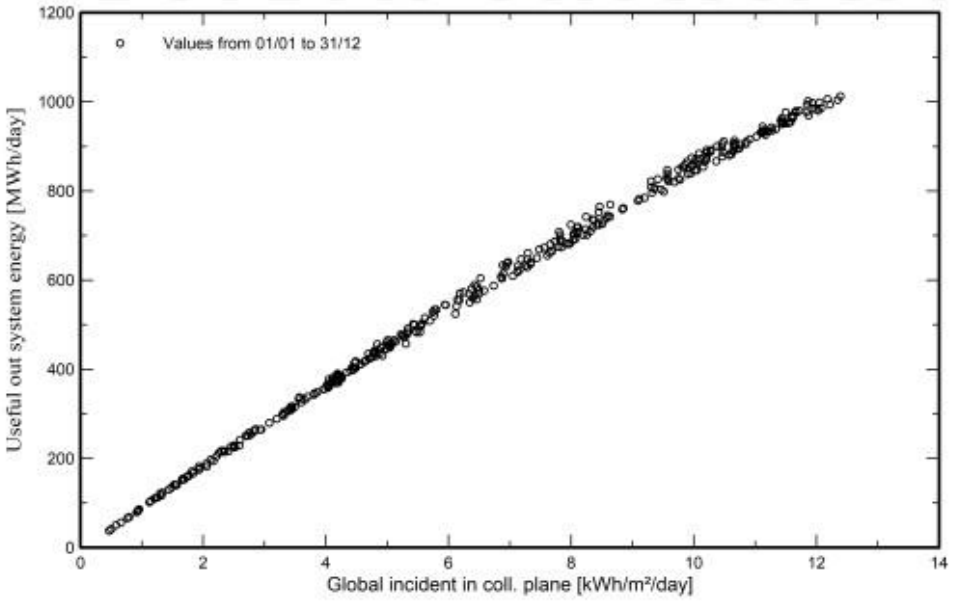


Project: psfv_icai_Manzanares
Variant: Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow
Pablo Sola (Spain)

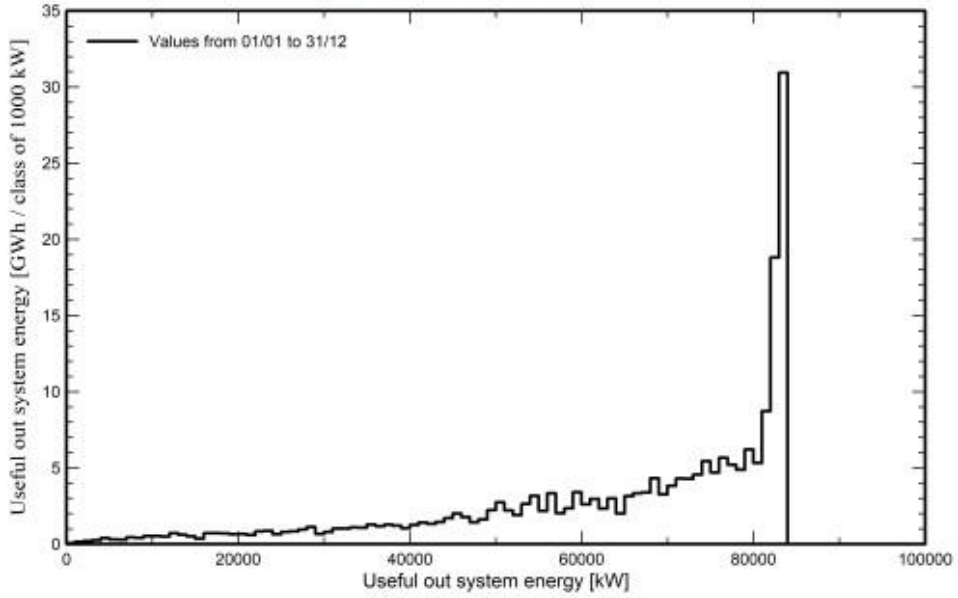
PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram

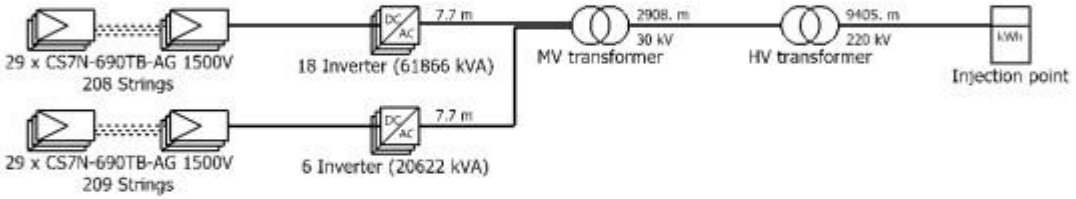


System Output Power Distribution



Single-line diagram

PVsyst V8.0.7
VCB, Simulation date:
19/06/25 14:16
with V8.0.7



PV module	CS7N-690TB-AG 1500V
Inverter	SG3400-HV-20
String	29 x CS7N-690TB-AG 1500V

	psfv_icai_Manzanares	Pablo Sola (Spain)
	VCB : Caso base 19 inv ratio 1.20 Canadian Solar y Sungrow	10/08/25

II. FICHAS TÉCNICAS

TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

690 W ~ 720 W

CS7N-690|695|700|705|710|715|720TB-AG

MORE POWER

- 720 W — Module power up to 720 W, Module efficiency up to 23.2 %
- EXTRA POWER — Up to 85% Power Bifaciality, more power from the back side
- Excellent anti-LeTID & anti-PID performance. Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C, increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

- Tested up to ice ball of 35 mm diameter according to IEC 61215 standard
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

- 12 Years — Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*
- 30 Years — Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

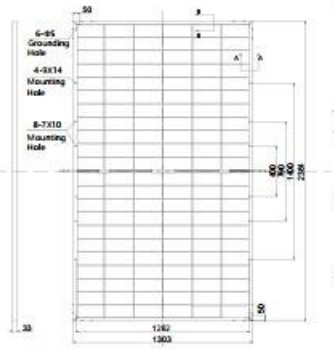
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 23 years, it has successfully delivered over 125 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

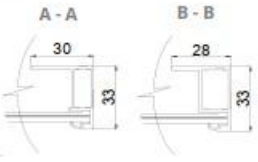
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

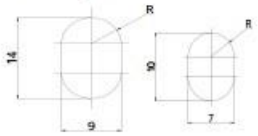
Rear View



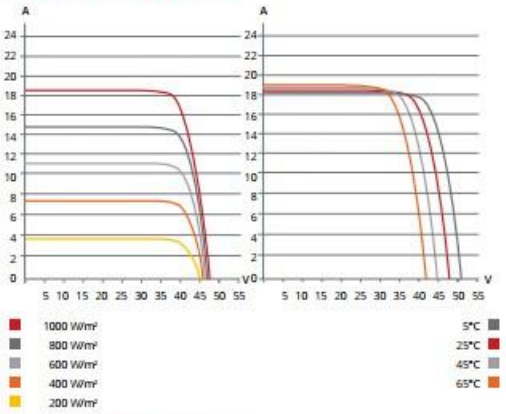
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS7N-695TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-690TB-AG		690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.30 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%
CS7N-695TB-AG		695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	19.22 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	19.26 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG		705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	19.31 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG		710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	19.35 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG		715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	19.39 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG		720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	19.44 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	537 W	38.2 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	541 W	38.4 V	14.09 A	45.9 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.6 V	14.12 A	46.1 V	15.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	360 mm (14.2 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Protection Class	Class II
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $Pmax_{rear}$ / $Pmax_{front}$, both $Pmax_{rear}$ and $Pmax_{front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

July 2024. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.8_EN

SG3400/3125/2500HV-20

SUNGROW
Clean power for all

Turnkey Station for 1500 Vdc System

HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %

EASY O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

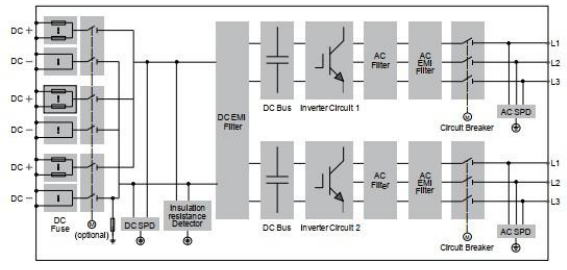
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 10-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Q at night function optional

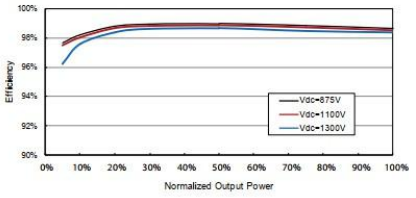
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62116, IEC 61727
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.4

SG3400/3125/2500HV-20

Type designation	SG3400HV-20	SG3125HV-20	SG2500HV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage		1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		1	
No. of DC inputs	18(optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Max. DC short-circuit current	5000 A	5000 A	4800 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA @ 25°C / 3437 kVA @ 45°C	3593 kVA@ 25°C / 3437 kVA@ 45°C / 3125 kVA@ 50°C	2750 kVA@ 45°C / 2500 kVA@ 50°C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
Nominal AC voltage	600 V	600 V	550 V
AC voltage range	480 – 690 V	480 – 690 V	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD		< 3 % (at nominal power)	
DC current injection		< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Inverter Max. efficiency		99.0%	
Inverter Euro. efficiency		98.7%	

Protection and Function			
DC input protection		Load break switch + fuse	
AC output protection		Circuit breaker	
Overvoltage protection		DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
Q at night function		Optional	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		2991*2591*2438 mm	
Weight		6.5 T	
Isolation method		Transformerless	
Degree of protection	IP55	IP55	IP54
Operating ambient temperature range	-35 to 60°C (> 45°C derating)	-35 to 60°C (> 50°C derating)	-35 to 60°C (> 50°C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 95 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 2300 m derating)	4000 m (>3000 m derating)	4000 m (> 2000 m derating)
Display		Touch screen	
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance		CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support		Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.4

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica: AL XZ1 (S)

Datos técnicos

Sección (mm)	Diámetro conductor (mm)	Espesor de aislam. (mm)	Diámetro nom. aislam. (mm)	Diámetro ext. (mm)	Radio de curv. (mm)	Peso aprox. (Kg/km)	Intensidad de corriente al aire** (2)		Intensidad de corriente directamente enterrado** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado** (3)		Resist. del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión cc más (90° C) (V/(A.Km)
							2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,91	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y table B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

Prysmian

Prysmian Group

PVC **Baja tensión**

RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-2
Designación genérica: RV-K

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) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	168	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380	0,14	0,18 ../...

(1) Valores aproximados.

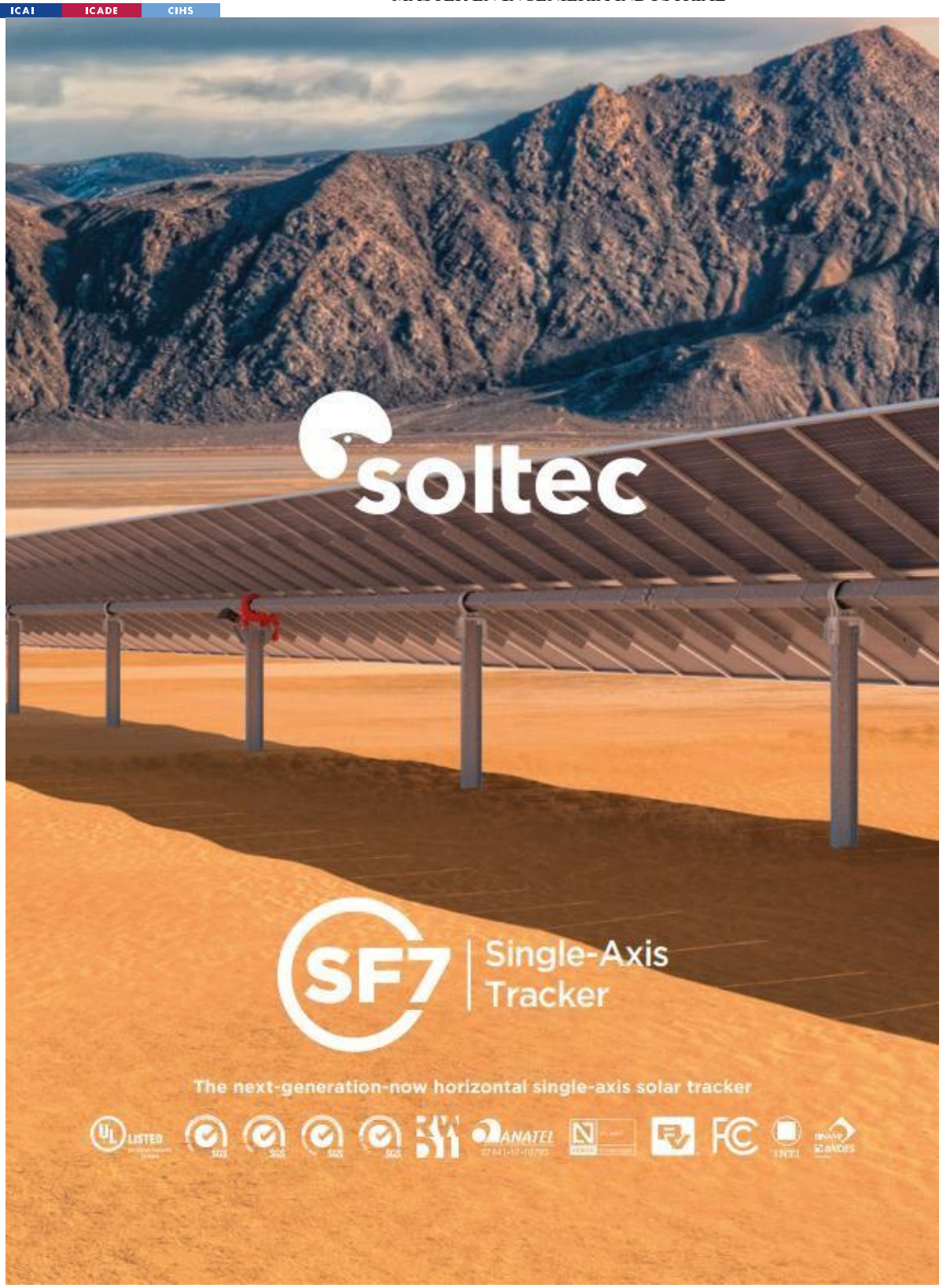
(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.
→ XLPE3 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 1x, 3x trifásica.
→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

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

Prysmian

A brand of Prysmian Group


soltec
SF7
Single-Axis
Tracker
The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker

TECHNICAL DATASHEET

SF7 Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	±55° Optional: ±60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile | Ground Screw | Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F | -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F | -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells | Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimentions

	Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")		
2x30	31.4 m (103')		

	Length	Height	Width
2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

- Self-lubricating Bearings
- Face to Face Cleaning Mode
- 2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure	10 years
Motor	5 years
Electronics	5 years

*extandable under quotation

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ºA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

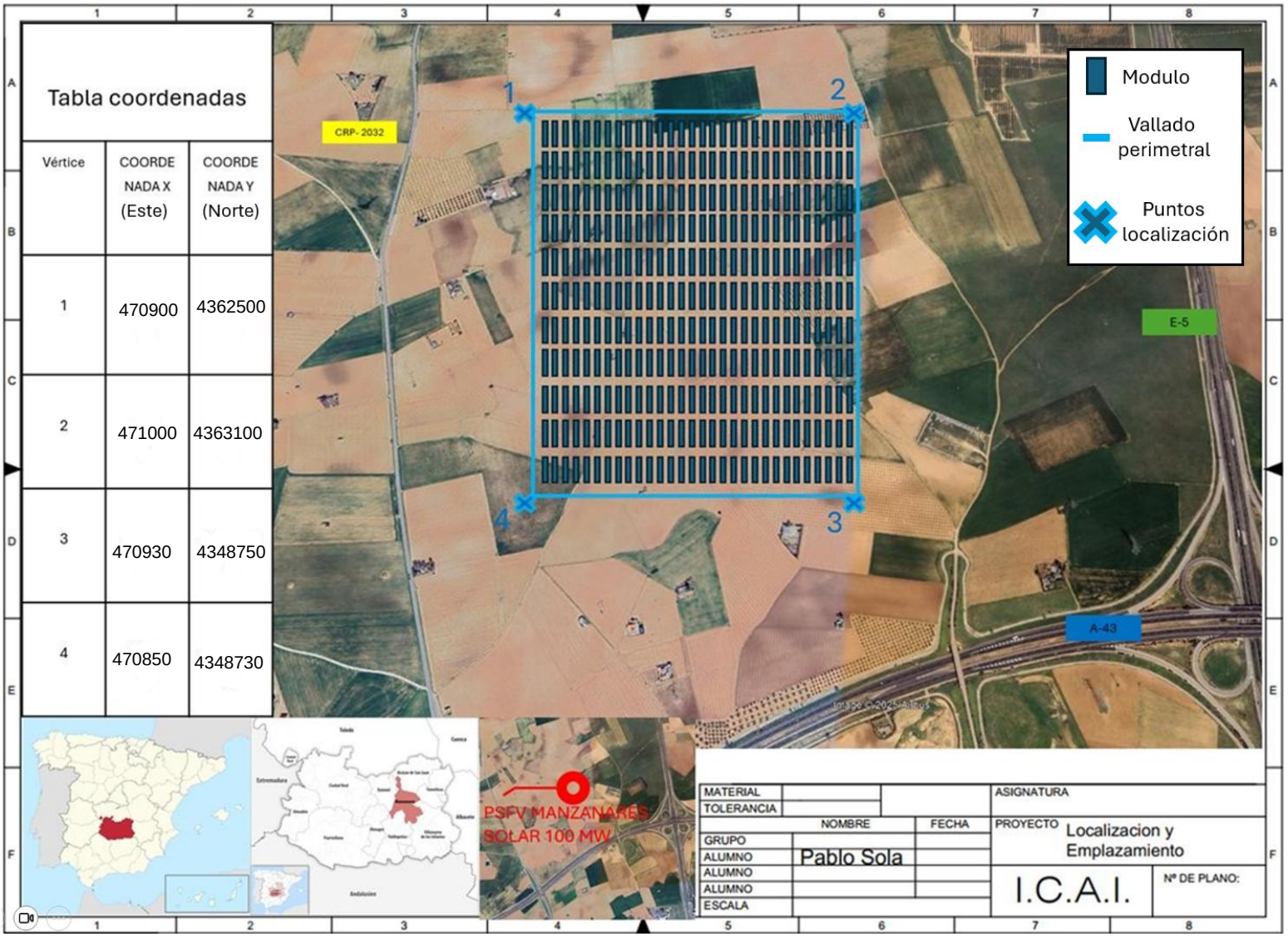
B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

soltec

soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables - SF7.2022-11-11.V12
Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

III.I PLANO LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO



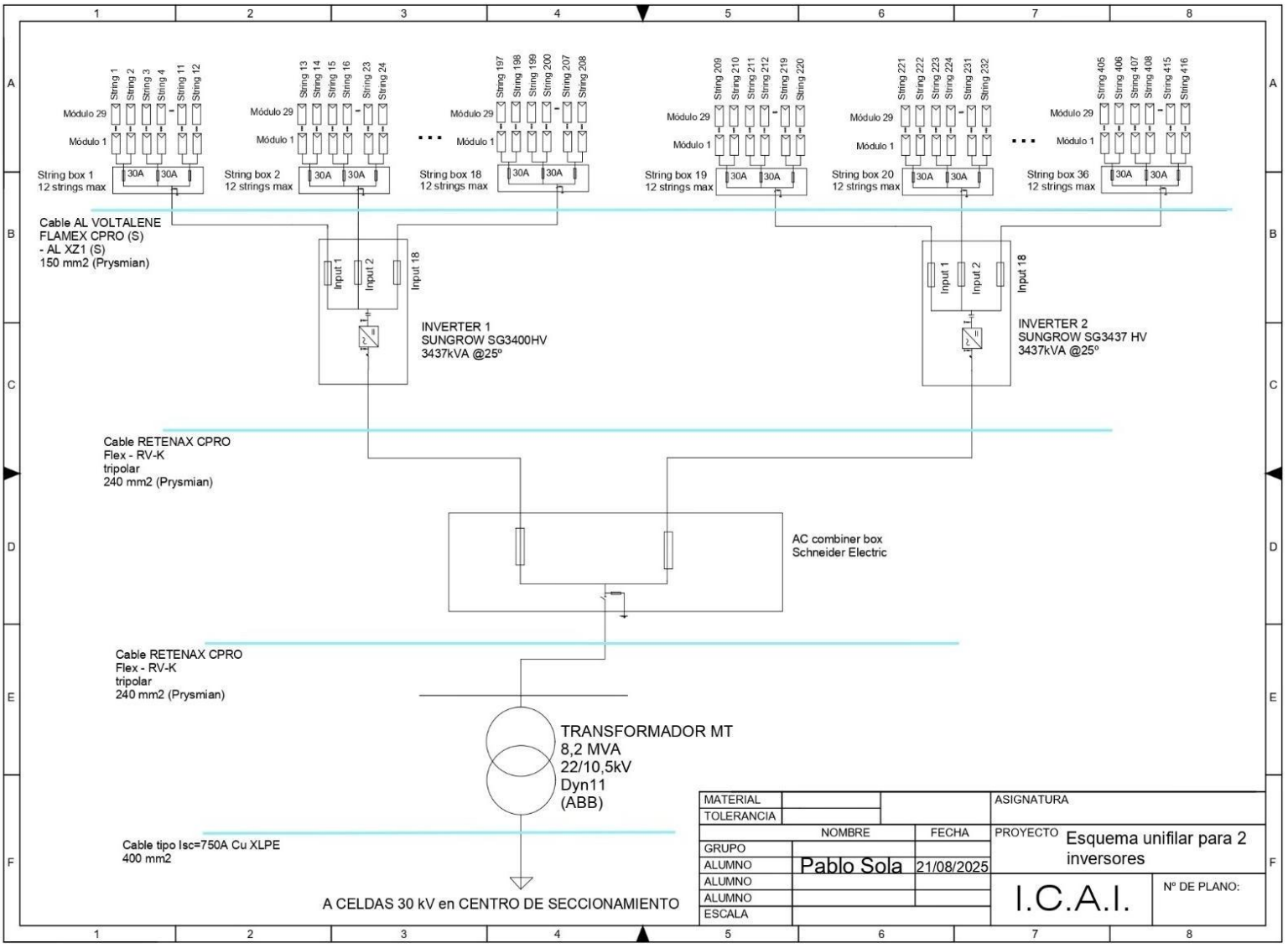
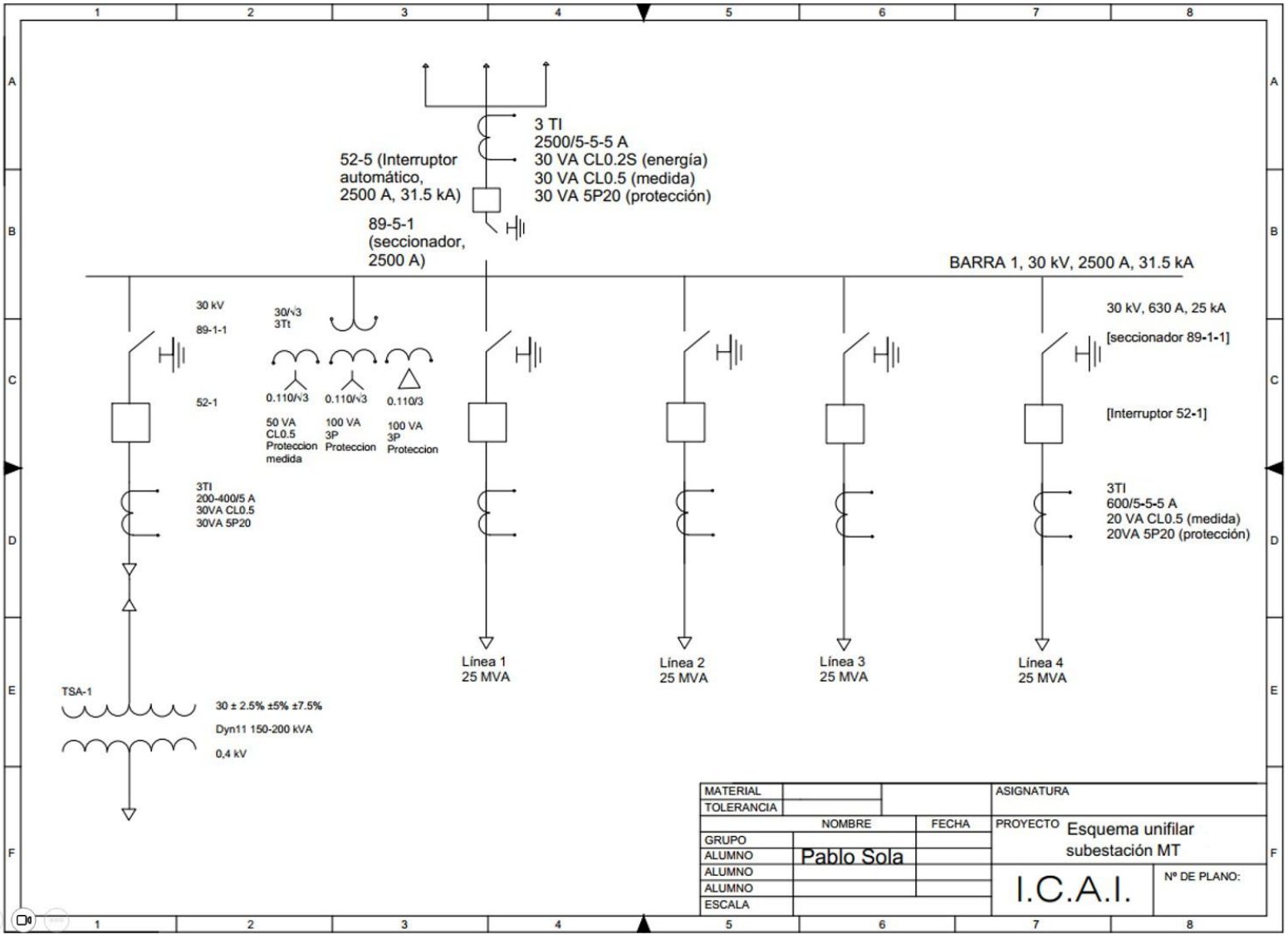
III.II LAYOUT GENERAL DE LA PLANTA

INSTALACION	Manzanares 100MW
Potencia pico	100 MWp
Tension interconexión	30 kV
Nº total modulos	144942
Modelo de módulo	Canadian Solar Si-mono 690W Bifacial CS7N-TB-AG
Nº modulos por string	29
Nº strings	4998
Nº inversores	24
Modelo inversor	Sungrow SG3437 kVA-HV 20, 3458 A y 600V

SKID	INV	NUM TRACKERS	NUM STRINGS	POTENCIA DC (MWp)	POTENCIA AC (MW)
SK01	1 a 4	24	833	16.67	15.97
SK02	5 a 8	23	833	16.67	15.97
SK03	9 a 12	24	833	16.67	15.97
SK04	13 a 16	23	833	16.67	15.97
SK05	17 a 20	23	833	16.67	15.97
SK06	21 a 24	23	833	16.67	15.97
TOTAL		**140**	**4998**	**100.02**	**95.82**

MATERIAL			ASIGNATURA
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Layout general de la planta
GRUPO			
ALUMNO	Pablo Sola	25/08/2025	
ALUMNO			I.C.A.I.
ALUMNO			Nº DE PLANO:
ESCALA			

III.III PLANO ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN BT



III.IV PLANO ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN MT