



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño de una Instalación de Autoconsumo
Fotovoltaico para la Fábrica de Cerámica de la
Empresa Fanal

Autor: Enrique Frías Ballester

Director: Jose Luis Becerra García

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
'Diseño de una Instalación de Autoconsumo para la Fábrica de Cerámica de la Empresa
Fanal'

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2021/2022 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.: Enrique Frías Ballester

Fecha: 30/ 08/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Jose Luis Becerra García

Fecha: 30/ 08/ 2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño de una Instalación de Autoconsumo
Fotovoltaico para la Fábrica de Cerámica de la
Empresa Fanal

Autor: Enrique Frías Ballester

Director: Jose Luis Becerra García

Madrid

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA LA FÁBRICA DE CERÁMICA DE LA EMPRESA FANAL

Autor: Frías Ballester, Enrique.

Director: Becerra García, Jose Luis.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La empresa de cerámicas Fanal contactó con la Cátedra de Transición Energética con el fin de encontrar una solución renovable para el alto coste de las facturas energéticas. A raíz de los datos del consumo proporcionados por la empresa, se ha diseñado una instalación de autoconsumo fotovoltaico gracias al software de simulación PVSyst. Se han analizado varios diseños de la instalación para concluir cual de estos presenta el mayor ahorro para la empresa.

Palabras clave: Autoconsumo, PVSyst, Fotovoltaiico, Energía, Consumo, Excedentes, Balance Energético, Ahorro

1. Introducción

Tras un estudio conducido por la Agencia Europea de Medioambiente (AEMA), se reveló que alrededor del 77% de las emisiones de la Unión Europea tienen como origen el consumo energético, siendo este el mayor contribuyente mundial del cambio climático. En España, el sector industrial es responsable del 31% de estas emisiones, por lo que es imprescindible que las empresas busquen nuevas alternativas renovables, para impulsar la transición energética tan necesaria.

Para impulsar esta transición, organismos internacionales como la Unión Europea (UE), están lanzando medidas para asegurar la reducción de las emisiones de gases de efecto de invernadero. Recientemente, la Unión Europea ha desarrollado un plan ecológico para asegurar que en 2030 el 45% de la energía generada sea de fuentes renovables. Tras el lanzamiento de la EU Solar Strategy, la energía solar se encuentra en el centro del plan energético de la UE, poniendo como objetivo para 2030 doblar la potencia fotovoltaica instalada actualmente. Para alcanzar estas cifras, los organismos internacionales y gubernamentales están repartiendo subvenciones para abaratar el precio de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.

Además de estos motivos ecológicos, al ser la tecnología de producción eléctrica más barata de los últimos años, con una caída del coste del 82% en la última década, la tecnología fotovoltaica es una excelente solución frente a las subidas históricas en los precios de la luz en los últimos meses, producidas entre otros motivos por la guerra entre Rusia y Ucrania.

En España, especialmente, el autoconsumo fotovoltaico es ideal por las condiciones climatológicas del país. Por todos estos motivos se está impulsando a los empresarios nacionales a sumarse a la transición mediante el autoconsumo energético, pudiendo alcanzar una reducción en la factura eléctrica de hasta el 60% en algunos casos.

2. Definición del proyecto

A lo largo de este proyecto se van a cumplir varios objetivos. El primero de ellos es reducir el importe de las facturas eléctricas de la empresa Fanal. Esta empresa es una fabricante de baldosas cerámicas, por lo que en su nave industrial disponen de maquinaria pesada funcionando durante la mayor parte del día. Además, la producción disminuye, pero no se detiene durante los fines de semana. Por estos motivos, las facturas alcanzan un montante importante. Para reducir el coste de estas, aprovechando las buenas condiciones ambientales del emplazamiento de la fábrica, se va a diseñar una instalación de autoconsumo fotovoltaico.

Tras el análisis de la normativa vigente para las instalaciones de autoconsumo, y las facturas del consumo energético de la empresa, se proponen dos modelos distintos para la instalación fotovoltaica con el fin de determinar la disposición óptima de los módulos fotovoltaicos.

El primer modelo prioriza el área disponible en la cubierta a cambio de no colocar los paneles solares en su orientación óptima. En esta orientación los paneles se colocan coplanares con la cubierta de la nave. El segundo modelo se confecciona usando la orientación óptima de los paneles, calculada mediante PVGys. Esta orientación, al no coincidir en azimut ni en inclinación con la cubierta de la nave, debe incluir estructuras para los módulos fotovoltaicos, restando espacio efectivo para los paneles.

Para disminuir el coste de la instalación y acortar el tiempo de retorno de la inversión, se hace un breve estudio de mercado con el fin de seleccionar los mejores componentes sin comprometer la calidad de estos.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo de la instalación con sus variantes se ha confeccionado con el software de simulación PVSyst. En primer lugar, usando las facturas eléctricas y la distribución de la maquinaria proporcionadas por la empresa, se ha calculado en Excel el consumo horario para todos los meses del año (con excepción de diciembre ya que no se dispone la factura de este mes). Una vez calculados los consumos horarios, se han introducido en el software para saber la cantidad de energía excedentaria al hacer la simulación.

El siguiente paso ha sido la elección de los módulos fotovoltaicos junto con los inversores. Para este proceso se han impuesto unos requisitos mínimos de calidad para los paneles solares, teniendo que sobrepasar el 20% de rendimiento y los 400 Wp de potencia. Además de la calidad, también se ha hecho un pequeño análisis del precio de los paneles disponibles en el mercado. Finalmente se ha escogido el módulo JAM78S10 445/MR de la marca JA Solar. Para el inversor, se ha elegido el Ingecon Sun 160TL Ingetam, que predomina el mercado de los inversores.

Finalmente, se ha diseñado el modelo 3D del edificio gracias a la herramienta de modelización incluida en el propio PVSyst, tomando las cotas necesarias en Google Earth. Una vez construido este modelo, se dimensiona el área fotovoltaica con su orientación.

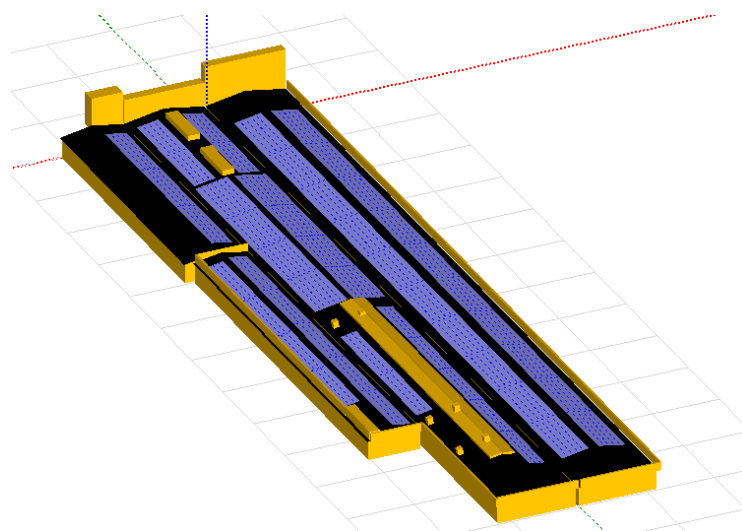


Ilustración 1 – Modelo 3D de la instalación (primer modelo)

Una vez se han elaborado todos estos pasos, se procede a simular la instalación de autoconsumo, recibiendo los datos del rendimiento y los balances energéticos de la instalación, pudiendo de esta manera calcular el ahorro y las ganancias para la empresa.

4. Resultados

Como se ha comentado en el apartado anterior, una vez terminada la simulación de la instalación, se obtienen los balances energéticos de la nave industrial. A raíz de estos datos, se define como mejor opción una instalación de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, y se ha calculado una estimación del ahorro que habría realizado la empresa en el año 2021.

Con una inversión inicial de 2.803.933 € para el primer modelo, se ha obtenido un VAN de 2.666.127 € y un TIR de 11%, mientras que para el segundo modelo, con una inversión inicial de 1.382.369 €, se tiene un VAN de 1.419.858 € y un TIR de 11%.

5. Conclusiones

Se puede concluir que los dos proyectos son viables y el TIR de ambos es el mismo. No obstante, a cambio de realizar una inversión inicial mayor, con el primer modelo se obtiene un VAN más elevado, por lo que se considera más rentable la primera opción.

6. Referencias

- [1] “Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía)”, Parlamento Europeo, Octubre 2019.
<https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- [2] Morales I. “La Unión Europea coloca el sol en el centro de su sistema eléctrico”, El Confidencial, Mayo 2022. https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2022-05-19/union-europea-coloca-sol-centro-sistema-electrico_3426421/

DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION INSTALLATION FOR THE CERAMIC FACTORY OF THE COMPANY FANAL.

Author: Frías Ballester, Enrique.

Director: Becerra García, Jose Luis.

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

The ceramics company Fanal contacted the Chair of Energy Transition in order to find a renewable solution for the high cost of energy bills. Based on the consumption data provided by the company, a photovoltaic self-consumption system was designed using PVSyst simulation software. Several designs of the installation have been analyzed in order to conclude which one presents the highest savings for the company.

Key words: Self-consumption, PVSyst, Photovoltaic, Energy, Consumption, Surplus, Energy Balance, Savings.

1. Introduction

Following a study conducted by the European Environment Agency (EEA), it was revealed that about 77% of emissions in the European Union originate from energy consumption, being the largest contributor to climate change worldwide. In Spain, the industrial sector is responsible for 31% of these emissions, making it essential for companies to seek new renewable alternatives in order to promote the much-needed energy transition.

To drive this transition, international organizations such as the European Union (EU) are launching measures to ensure the reduction of greenhouse gas emissions. Recently, the European Union has developed a green plan to ensure that by 2030, 45% of energy generated will be from renewable sources. Following the launch of the EU Solar Strategy, solar energy is at the heart of the EU's energy plan, with a target of doubling the currently installed photovoltaic capacity by 2030. To achieve these figures, international and

governmental bodies are distributing subsidies to lower the price of self-consumption photovoltaic installations.

In addition to these ecological reasons, being the cheapest electricity production technology in recent years, with a drop in cost of 82% in the last decade, photovoltaic technology is an excellent solution to the historic increases in electricity prices in recent months, produced among other reasons by the war between Russia and Ukraine.

In Spain, in particular, photovoltaic self-consumption is ideal due to the country's weather conditions. For all these reasons, national entrepreneurs are being encouraged to join the transition through energy self-consumption, which can achieve a reduction in electricity bills of up to 60% in some cases.

2. Project definition

Throughout this project, several objectives will be achieved. The first of them is to reduce the amount of the electricity bills of the company Fanal. This company is a manufacturer of ceramic tiles, so in their industrial building they have heavy machinery running most of the day. In addition, production slows down, but does not stop on weekends. For these reasons, the invoices reach a significant amount. To reduce the cost of these, taking advantage of the good environmental conditions of the factory site, a photovoltaic self-consumption installation will be designed.

After analyzing the current regulations for self-consumption installations and the company's energy consumption bills, two different models are proposed for the photovoltaic installation in order to determine the optimal arrangement of the photovoltaic modules.

The first model prioritizes the available area on the roof in exchange for not placing the solar panels in their optimal orientation. In this orientation the panels are placed coplanar with the roof of the building. The second model is made using the optimal orientation of the panels, calculated using PVGys. This orientation, as it does not coincide in azimuth or inclination with the roof of the building, must include structures for the photovoltaic modules, reducing the effective space for the panels.

In order to reduce the cost of the installation and shorten the payback time of the investment, a brief market study is made in order to select the best components without compromising the quality of these.

3. Description of the model/system/tool

The model of the installation with its variants has been made with the simulation software PVSyst. First, using the electricity bills and the distribution of the machinery provided by the company, the hourly consumption was calculated in Excel for all the months of the year (with the exception of December, since the bill for this month is not available). Once the hourly consumptions have been calculated, they have been introduced in the software to know the amount of surplus energy when doing the simulation.

The next step was to choose the photovoltaic modules together with the inverters. For this process, minimum quality requirements were imposed on the solar panels, which had to exceed 20% efficiency and 400 Wp of power. In addition to the quality, a small analysis of the price of the panels available on the market has also been made. Finally, the JAM78S10 445/MR module from JA Solar was chosen. For the inverter, the Ingecon Sun 160TL Ingetam, which dominates the inverter market, was chosen.

Finally, the 3D model of the building has been designed thanks to the modeling tool included in PVSyst itself, taking the necessary dimensions in Google Earth. Once this model is built, the photovoltaic area is dimensioned with its orientation.

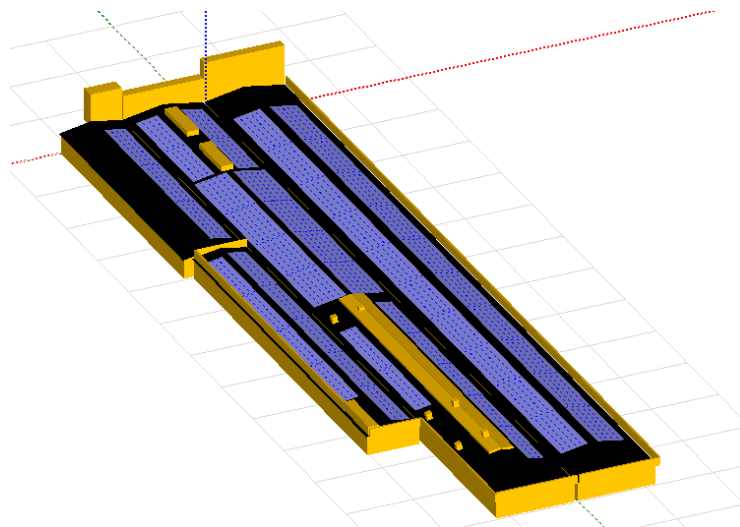


Illustration 2 – Modelo 3D de la instalación (primer modelo)

Once all these steps have been taken, we proceed to simulate the self-consumption installation, receiving the performance data and the energy balances of the installation, thus being able to calculate the savings and profits for the company.

4. Results

As mentioned in the previous section, once the simulation of the installation has been completed, the energy balances of the industrial building are obtained. Based on these data, the best option is defined as a self-consumption installation with surpluses not subject to compensation, and an estimate of the savings that the company would have made in the year 2021 has been calculated.

With an initial investment of 2,803,933 € for the first model, an NPV of 2,666,127 € and an IRR of 11% has been obtained, while for the second model, with an initial investment of 1,382,369 €, an NPV of 1,419,858 € and an IRR of 11% has been obtained.

5. Conclusion

It can be concluded that both projects are viable and the IRR of both is the same. However, in exchange for a higher initial investment, the first model has a higher NPV, so the first option is considered more profitable.

6. References

- [1] “Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía)”, Parlamento Europeo, Octubre 2019.
<https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- [2] Morales I. “La Unión Europea coloca el sol en el centro de su sistema eléctrico”, El Confidencial, Mayo 2022. https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2022-05-19/union-europea-coloca-sol-centro-sistema-electrico_3426421/

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Motivación del proyecto.....	8
1.2 Objeto	8
1.3 Alcance.....	9
Capítulo 2. Sistema Eléctrico Español y auge de las tecnologías fotovoltaicas.....	10
2.1 Estructura del Sistema Eléctrico Español.....	10
2.2 Tendencia de la energía fotovoltaica	12
Capítulo 3. Instalaciones de autoconsumo en España	16
3.1 Autoconsumo sin excedentes	17
3.2 Autoconsumo con excedentes	18
3.3 Régimen económico de la energía excedentaria.....	19
3.4 ¿Qué modalidad con excedentes es más conveniente?.....	21
3.5 Procedimiento necesario para la legalización de una instalación de autoconsumo fotovoltaico	21
Capítulo 4. Subvenciones disponibles para empresas.....	23
4.1 Bonificaciones fiscales del IBI e ICIO	23
4.2 Ayudas Next Generation	23
Capítulo 5. Datos de Partida	25
Capítulo 6. Emplazamiento	30
6.1 Medidas de la nave industrial	30
6.2 Disposición de los paneles	31
6.3 Irradiancia del emplazamiento	32
Capítulo 7. Diseño de la Instalación.....	35
7.1 Módulos fotovoltaicos.....	35
7.2 Estructuras de soporte para los módulos	37
7.3 Inversores de corriente	39
7.4 Strings.....	41
7.4.1 Primer modelo.....	41

7.4.2 Segundo modelo.....	42
7.5 Caja de combinado.....	42
7.5.1 Primer modelo.....	42
7.5.2 Segundo modelo.....	42
7.6 Cableado.....	43
7.6.1 Primer modelo.....	43
7.6.2 Segundo modelo.....	44
7.7 Protecciones.....	44
7.8 Puesta a tierra	46
7.8.1 Primer modelo.....	47
7.8.2 Segundo modelo.....	47
Capítulo 8. Balance de la instalación y Estudio económico	49
8.1 Primer modelo	49
8.1.1 Balance energético	49
8.1.2 Estudio económico.....	54
8.2 Segundo modelo	56
8.2.1 Balance energético	56
8.2.2 Estudio económico.....	57
Capítulo 9. Conclusión.....	61
Capítulo 10. Bibliografía.....	62
ANEXOS 64	
ANEXO A: Análisis del consumo	65
ANEXO B: Cálculos de strings y paralelos	70
ANEXO C: Cálculos para las secciones de los cables	75
ANEXO D: Cálculos para las protecciones.....	93
ANEXO E: Cálculos para las estructuras	99

<i>ANEXO F: Resultados de las simulaciones</i>	<i>102</i>
<i>ANEXO G: Fichas técnicas.....</i>	<i>113</i>
<i>ANEXO H: Planos.....</i>	<i>123</i>
<i>ANEXO I: Alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)</i>	<i>137</i>

Índice de figuras

Figura 1. Estructura del Sistema Eléctrico Español (Aura Energía)	11
Figura 2. Evolución del precio de la luz en los últimos años (tarifasgasluz)	12
Figura 3. Coste Nivelado de Fuentes de Energía.....	12
Figura 4. Potencial Fotovoltaico en la Unión Europea (eidsolar)	13
Figura 5. Nueva potencia solar fotovoltaica de autoconsumo instalada en los últimos años	14
Figura 6. Esquema simplificado del autoconsumo sin excedentes (miteco)	17
Figura 7. Esquema simplificado del autoconsumo con excedentes.....	19
Figura 8. Procedimiento para la legalización de una instalación de autoconsumo solar (censolar)	22
Figura 9. Gráfica del consumo mensual de la fábrica en kWh.....	25
Figura 10. Horarios de la tarifa 6.1A en zona peninsular	26
Figura 11. Vista aérea de la nave industrial para la medida del azimut	30
Figura 12. Modelo 3D de la nave con los paneles abatidos sobre cubierta	31
Figura 13. Modelo 3D de la nave con los paneles inclinados	32
Figura 14. Gráfica de la irradiancia incidente (en kW/m ²)	33
Figura 15. Producción mensual energética en kWh	34
Figura 16. Estructura elevada y estructura coplanar (seguí, efectoled).....	38
Figura 17. Separación necesaria entre filas de paneles solares (autosolar)	38
Figura 18. Configuración de 3 strings en paralelo de 5 módulos cada uno (prostarsolar) ..	41
Figura 19. Orificios en el marco de un módulo para la puesta a tierra.....	46
Figura 20. Secciones de los conductores de protección en función de los conductores de la instalación	47
Figura 21. Gráfica del consumo mensual	66
Figura 22. Gráfica del coste mensual de la factura eléctrica	66
Figura 23. Consumo horario medio	69

Figura 24. Ventana de Sistema en PVSyst	71
Figura 25. Fuerzas causadas por la acción del viento.....	100

Índice de tablas

Tabla 1. Tarifas solares ofertadas por distintas comercializadoras (energía roams)	20
Tabla 2. Consumo energético del mes de enero	26
Tabla 3. Distribución de las máquinas activas en la fábrica.....	27
Tabla 4. Consumos horarios de cada mes del año junto a la media	28
Tabla 5. Comparativa de varias placas solares disponibles en el mercado	36
Tabla 6. Características del módulo fotovoltaico	36
Tabla 7. Secciones y longitudes del cableado	44
Tabla 8. Secciones y longitudes del cableado	44
Tabla 9. Balance energético de la instalación.....	49
Tabla 10. Consumos horarios de cada mes y medias de los fines de semana	50
Tabla 11. Balances energéticos	52
Tabla 12. Ganancia por la venta de excedentes.....	53
Tabla 13. Cálculo del ahorro por la energía de la red no consumida	53
Tabla 14. Presupuesto de la instalación para el primer modelo	54
Tabla 15. Estudio de viabilidad de la instalación	55
Tabla 16. Balances energéticos	56
Tabla 17. Ganancia por la venta de excedentes.....	56
Tabla 18. Cálculo del ahorro por la energía de la red no consumida	57
Tabla 19. Presupuesto de la instalación.....	58
Tabla 20. Estudio de viabilidad de la instalación	59
Tabla 21. Parámetros para el cálculo de sección en corriente continua	76
Tabla 22. Métodos de instalación de referencia	78
Tabla 23. Intensidades máximas.....	79
Tabla 24. Métodos de instalación de referencia	86
Tabla 25. Intensidades máximas.....	87
Tabla 26. Características de los fusibles DC	94

Tabla 27. Características de los fusibles AC	96
Tabla 28. Características del seccionador AC	96
Tabla 29. Características fusible DC	97
Tabla 30. Características fusible AC	98
Tabla 31. Características seccionador AC	98

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se hace una introducción de este proyecto despertando el interés del lector por el proyecto y describiendo la motivación del proyecto.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad, las alternativas energéticas renovables están en plena ebullición, convirtiéndose en una opción muy interesante para muchos individuos. En este proyecto se va a diseñar y analizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una fábrica.

Tras contactar con la Cátedra de Transición Energética de la universidad, y hacer una visita a la nave industrial, la empresa de cerámica Fanal es una candidata perfecta para recubrir integralmente la cubierta de su nave con paneles solares. La nave industrial se encuentra en Castellón, una región muy soleada de España y presentando una buena orientación.

Tras analizar los datos disponibles del consumo eléctrico, se diseñará una instalación de autoconsumo y se estudiará, en el caso de existir excedentes, la mejor solución para la empresa.

1.2 OBJETO

El objeto de este proyecto es el diseño y análisis de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectado a la red, para la empresa de cerámica Fanal, seleccionando los mejores componentes de esta instalación para maximizar el rendimiento, ayudando así a reducir el coste económico de las facturas energéticas. Asimismo, se pretende también reducir las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por las centrales eléctricas.

De igual manera, el objetivo de este proyecto es servir como Trabajo de Fin de Grado en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, para profundizar sobre los conocimientos adquiridos a lo largo del título de Ingeniería de Tecnologías Industriales.

1.3 ALCANCE

El alcance del proyecto se reparte en los siguientes aspectos:

- El estudio de las distintas modalidades de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo y de las normativas impuestas por el gobierno español.
- El diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.
- Estudio económico y viabilidad del proyecto para la empresa Fanal.

Capítulo 2. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y AUGE DE LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

2.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sector eléctrico español es un sistema que sigue un esquema relativamente sencillo. Las tres fases del sistema eléctrico son la generación, el transporte y la distribución.

La fase de generación es la primera fase, en la que se produce la energía en los distintos tipos de centrales eléctricas. En España, cualquier forma de generación eléctrica está regulada por el Estado. En el caso de la generación fotovoltaica, existen numerosas regulaciones que se comentarán en un apartado futuro. En la fase de transporte se conduce la energía a las fuentes de consumo mediante una vasta red de comunicación por todo el país. La empresa Red Eléctrica de España es el único encargado de la red de transporte, realizando el mantenimiento y supervisando en tiempo real la operación de la red. La distribución es la fase en la que se transmite la energía de las redes de transporte a los consumidores.

Cabe destacar además la relevancia de la comercialización de la energía. Antes de llegar al cliente, la energía se le vende mediante las comercializadoras. Las comercializadoras actúan como intermediarios entre las redes de transporte o de distribución y los consumidores (Ley 54/1997). Existen dos tipos de comercializadoras: de referencia y de mercado libre. Las comercializadoras de referencia ofertan un precio regulado por el Gobierno. Por otro lado, las comercializadoras de mercado libre venden la energía a precios establecidos bajo libre competencia. En España, un 62% de la población recurre a las comercializadoras de mercado libre.

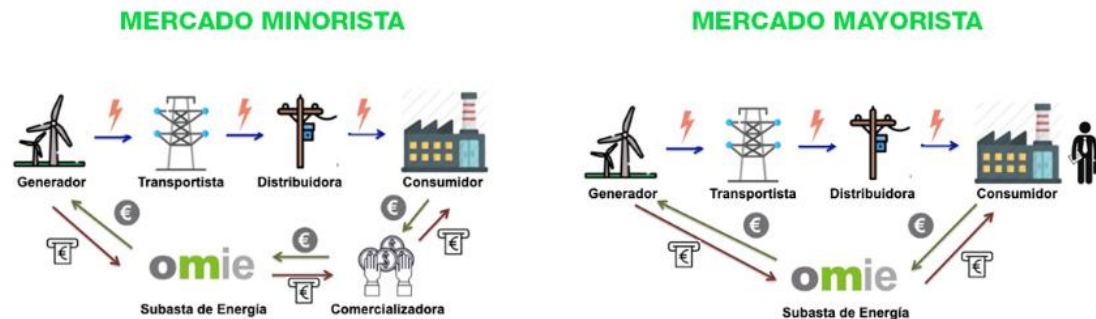


Figura 1. Estructura del Sistema Eléctrico Español (Aura Energía)

Esta liberalización del sistema eléctrico crea una inestabilidad importante en el coste de la energía para los consumidores. El precio que el consumidor paga se determina diariamente en el “pool eléctrico”. Este es el mercado mayorista donde se subasta la energía eléctrica, negociándose entre comercializadores y productores el precio de la energía. El precio viene determinado por varios factores, como la meteorología (en un día de más viento las centrales eólicas generan más, por lo que produce un descenso en el precio), los picos de consumo (por ejemplo, los días más fríos se usa más la calefacción), o el precio de las materias primas (el del petróleo o el gas, este último especialmente con la reciente guerra entre Rusia y Ucrania). Estos factores han desembocado en una subida histórica del precio de la energía, que han llegado a aumentar más de un 300% frente al año anterior, como se puede apreciar en la Figura 2.

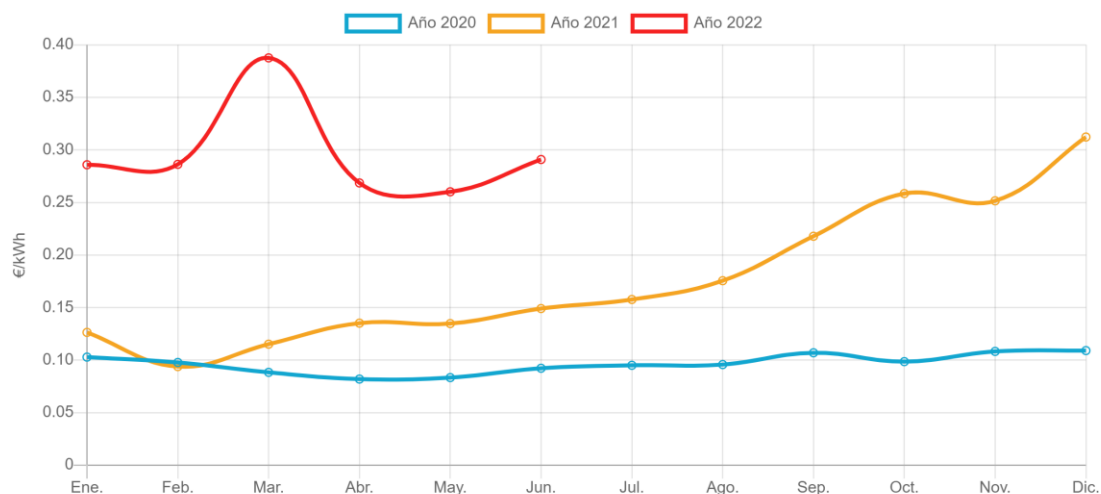


Figura 2. Evolución del precio de la luz en los últimos años (tarifasgasluz)

2.2 TENDENCIA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

En los últimos años, debido a las históricas subidas en el precio de energía, acentuadas por el corte de suministro de gas debido a la guerra entre Ucrania y Rusia, y gracias a los Decretos-ley publicados en los últimos años impulsando el uso de energías renovables, la tendencia en España de la energía solar es creciente.

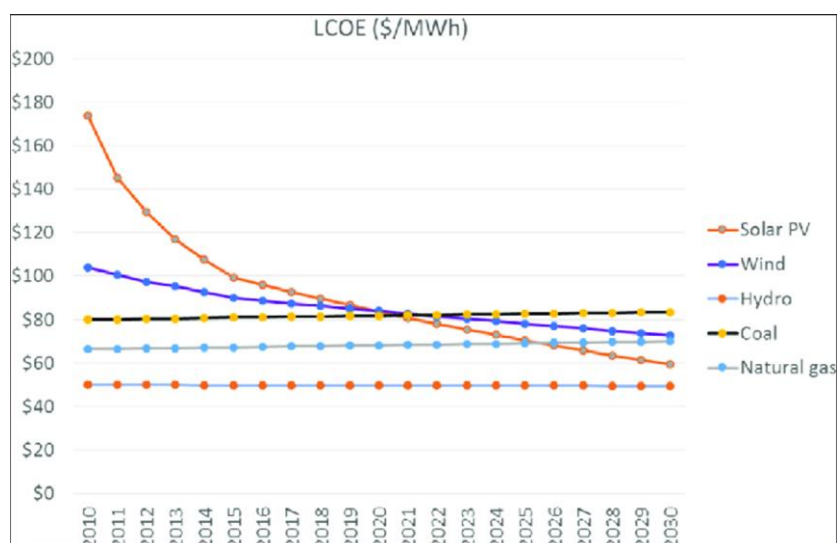


Figura 3. Coste Nivelado de Fuentes de Energía

Sumándose a estas razones, de entre todas las energías renovables, la energía solar no solo ha presentado la mayor reducción de precios entre 2009 y 2022, con un descenso de más del 100% en los costes de los paneles fotovoltaicos. Debido a este descenso, la energía solar no solo se ha vuelto competitiva frente a las fuentes de energía contaminantes, sino que también ha superado a la mayoría de las fuentes de bajas emisiones de carbono, como la hidroeléctrica o nuclear.

Como se puede observar en la Figura 4, en la Unión Europea, España presenta claramente las mejores condiciones de radiación solar, dato que sitúa la en una clara ventaja frente a otros países europeos. Frente a Francia, España presenta una radiación solar superior al 30%.

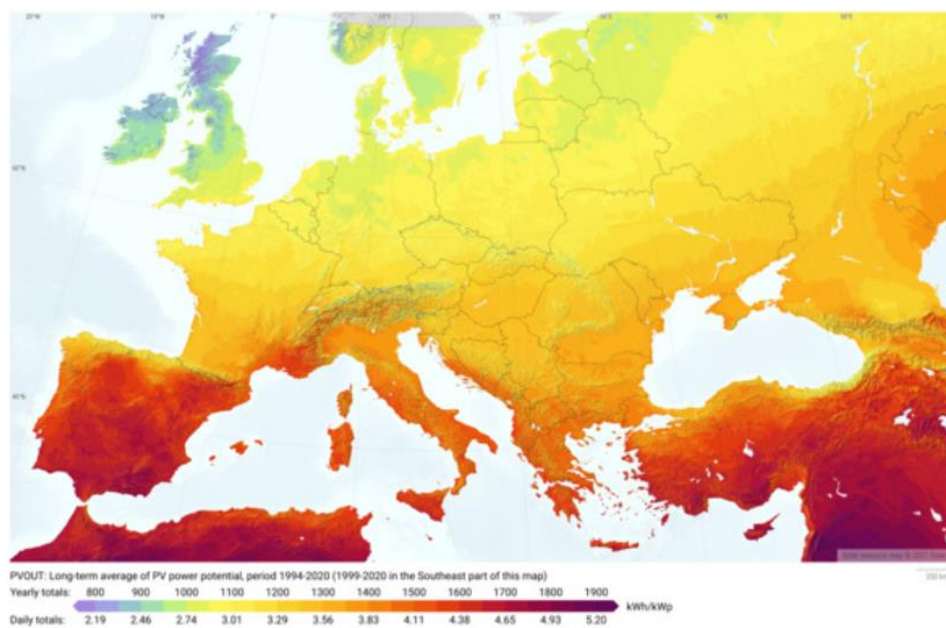


Figura 4. Potencial Fotovoltaico en la Unión Europea (eidsolar)

Además de estar en una posición geográfica ventajosa frente a otros países refiriéndonos al recurso solar, el autoconsumo energético presenta numerosas ventajas para las industrias. Entre estas ventajas, las más notorias están listadas a continuación:

- Ahorro energético de la factura (desde un 20% hasta un 60%), con posibilidad de vender energía sobrante a la red

- Rápida amortización de la inversión (suele estar entre 5 y 7 años)
- Gasto bajo en mantenimiento
- Largo periodo de garantía de los paneles solares
- Posibilidad de acogerse a desgravaciones fiscales o subvenciones
- Disminución de la dependencia energética de combustibles procedentes de otros países

Frente a estas condiciones tan favorables, se ha dado una explosión de la potencia fotovoltaica instalada en España durante los últimos años. En 2022, se estima que la cifra de capacidad nueva instalada de autoconsumo solar supere los 2 GW, una cifra récord. Según datos de un informe de la energética Iberdrola, gracias al autoconsumo los usuarios pueden llegar a ahorrar hasta un 70% en la factura.

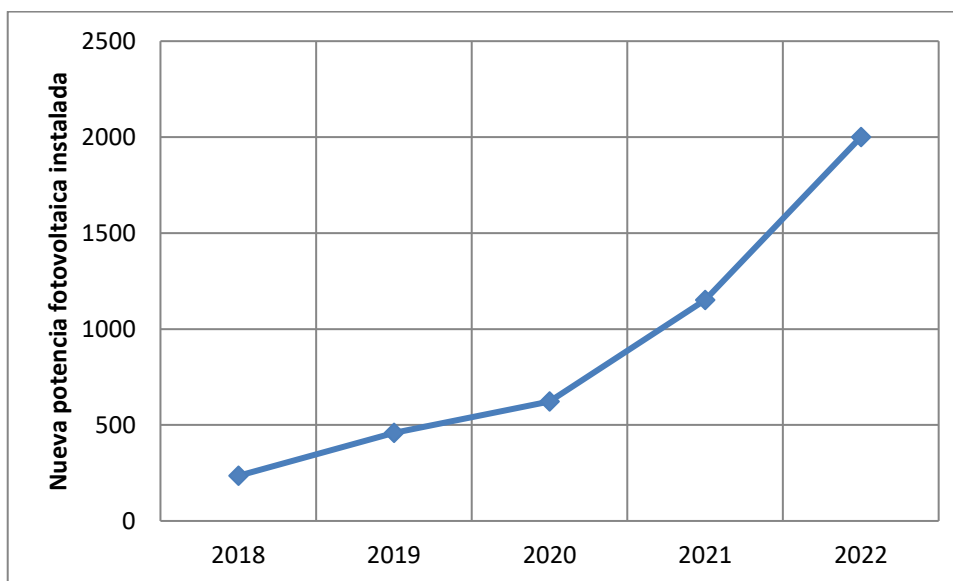


Figura 5. Nueva potencia solar fotovoltaica de autoconsumo instalada en los últimos años

Tras la derogación en 2018 del llamado “impuesto al sol”, que dificultó el desarrollo del autoconsumo solar en España, se puede observar en la Figura 5 cómo en 2019 se duplicó la potencia instalada para el autoconsumo y aumentó un 30% adicional en 2020. La verdadera explosión llegó en 2021 (1.151 MW nuevos) y durante este año, donde es posible duplicar la cifra de 2021 si el ritmo de inversión no decrece.

Los datos de estos últimos años muestran un cambio de tendencia, presentando un nuevo escenario en el que se deja ver una posible alternativa a la generación tradicional de energía. Es tanto el optimismo, que tras haber realizado el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDEA) un estudio, se ha fijado el objetivo de llegar a los 9 GW de potencia instalada para el autoconsumo en 2030.

Capítulo 3. INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Al ser España el país más soleado de toda Europa, la tecnología solar fotovoltaica se encuentra en pleno auge. Para las instalaciones de autoconsumo en concreto, las normas están determinadas por el Real Decreto-Ley 15/2018, que derogó el Real Decreto 900/2015 que instauró el “impuesto al sol”, y el Real Decreto 244/2019, que profundiza normativamente el Real decreto-Ley 15/2018.

Así pues, se desarrollaron distintas modalidades que se ajustan a las necesidades del consumidor. Las instalaciones de autoconsumo se pueden clasificar actualmente en dos modalidades: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes. Cabe destacar que, en todos los casos, las instalaciones de autoconsumo son instalaciones que están conectadas a la red de distribución y transporte, tanto si producen excedentes como si no.

Para cada modalidad, se puede clasificar el autoconsumo como individual o colectivo (en este proyecto, al tratarse de una empresa, el autoconsumo es individual). El autoconsumo individual tiene un solo consumidor asociado a la instalación. El autoconsumo colectivo tiene dos o más consumidores asociados. También se debe tener en cuenta la posibilidad de instalar elementos de almacenamiento asociados a las instalaciones. No obstante, debido al elevado precio actual de las baterías, si se decide instalarla la inversión es mucho mayor y el tiempo de retorno también, por lo que la mayoría de los consumidores deciden no optar por esta opción.

En todas las modalidades puede haber instalaciones conectadas en la red interior de los consumidores (circuito interno del edificio) e instalaciones conectadas a través de red. Para la instalación que se va a diseñar, esta va a estar conectada a la red.

Es necesario resaltar además que un consumidor sólo podrá estar asociado a una modalidad de autoconsumo a la vez y es necesario que este disponga de un contrato de suministro de electricidad.

Para hacer un inciso, en cuanto a la propia tecnología solar fotovoltaica, esta es la preferida en la mayoría de las aplicaciones gracias a sus propiedades de modularidad y sencillez de montaje y adaptación haciéndola ideal para aplicaciones urbanas y sobre tejados. Los módulos fotovoltaicos para las instalaciones de autoconsumo son los habituales para cualquier generación fotovoltaica. Estos suelen ser módulos cuya tecnología se basa en el silicio añadiendo avances de los últimos años. Los módulos fotovoltaicos más comunes son los módulos basados en células PERC (Passivated Emitter Rear Cell), células partidas (Half-cut) o células MBB (Multi Bus Bar), tecnologías de heterounión (HJT).

3.1 AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

El autoconsumo sin excedentes consiste en instalaciones que no aportan energía eléctrica a la red de transporte o de distribución en ningún caso. En esta modalidad la instalación solar fotovoltaica tiene como única función el aporte de energía al consumidor que haya instalado la instalación. Para cumplir este requisito, se utilizan mecanismos de antivertido que impiden toda inyección de energía a la red. En estas instalaciones existe un solo actor: el consumidor.

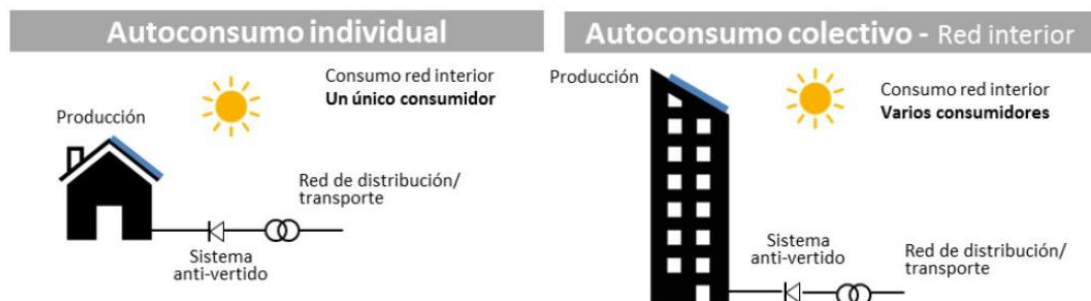


Figura 6. Esquema simplificado del autoconsumo sin excedentes (miteco)

3.2 AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES

El autoconsumo con excedentes se puede subdividir en dos posibilidades. En primer lugar, tenemos el autoconsumo con excedentes acogida a compensación. Se trata de instalaciones en las que es posible comprar energía de la red en los momentos en los que la energía producida no sea suficiente a la vez que proporcionar a la red energía que no se utiliza, obteniendo así una compensación en la factura eléctrica, descontando la cantidad de energía vertida valorada al precio medio del mercado horario o al precio acordado con la comercializadora. Sin embargo, en ningún caso la factura energética puede ser negativa. En esta modalidad existen tanto consumidor como productor, que deben firmar un “contrato de compensación de excedente” aunque ambos sujetos sean la misma persona física o jurídica. Para esta modalidad es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes (así es estipulado en el Real Decreto 244/2019):

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- iv. El consumidor y productor hayan firmado un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo
- v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

Por otra parte, también existen instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación. En este caso las instalaciones no cumplen con alguno de los requisitos anteriores o bien optan por acogerse a la modalidad anterior. Los excedentes producidos se venden en el mercado eléctrico. En esta modalidad existen consumidor y productor, y es el productor quien recibe el importe de la venta de energía eléctrica.



Figura 7. Esquema simplificado del autoconsumo con excedentes

3.3 RÉGIMEN ECONÓMICO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA

Existen dos maneras de obtener un retorno económico por la energía excedentaria producida por la instalación de autoconsumo. Cada una asociada a cada tipo de autoconsumo con excedentes (acogido a compensación o sin acogerse a compensación). Aunque ya se ha mencionado en su apartado correspondiente, se considera necesario desarrollar los sistemas de retorno económico para clarificar la opción más beneficiaria.

Por un lado, en la modalidad de compensación de excedentes, al verter sobre la red la energía que no se consume, la comercializadora contratada compensará económicamente al productor de los excedentes, haciéndose la compensación efectiva al final de cada mes en la factura de la luz. La comercializadora descontará del consumo la energía al precio que el productor y la compañía hayan acordado.

No obstante, este descuento por la energía excedentaria alcanza un límite. En ningún caso se le abonará dinero al productor de excedentes. Es decir que el máximo es que el consumo en la factura de la luz sea cero. Además, este descuento solo se aplica a la parte variable de la factura, que es la energía consumida. Los costes como la potencia, el alquiler del contador e impuestos se deben seguir pagando.

Para terminar con la primera modalidad, es necesario tener en cuenta que la energía que se consume tiene un valor mayor que la excedentaria vendida. Para entenderlo mejor, si la

comercializadora cobra 0,20 €/kWh por la energía consumida, los excedentes podrían estar valorados en 0,05 €/kWh. Algunas tarifas solares (las mejores encontradas) se pueden comparar en la Tabla 1.

Compañía Energética	Tarifa	Precio Consumo (€/kWh)	Precio de Potencia (€/kW/día)	Precio Venta (€/kWh)
EDP	Plan Tranquilidad	0,25	P1: 0,081/P2: 0,005	0,138
Aquí Energía	Tarifa Solar	0,267	P1: 0,094/P2: 0,022	Indexado
Holaluz	Tarifa Solar Un Precio	0,276	P1: 0,076/P2: 0,003	0,1
Iner Energía	Tarifa Solar Estable	0,284	P1: 0,087/P2: 0,015	0,08
Repsol	Tarifa Solar	0,285	P1: 0,081/P2: 0,086	0,07
Escandinavia Electricidad	Tarifa Solar 24 horas	0,315	P1: 0,085/P2: 0,008	Indexado
Electra Energía	Tarifa Solar	Indexado	Indexado	Indexado
Nexus Energía	Tarifa Solar	Indexado	Indexado	0,05
Unieléctrica	Tarifa Solar	Indexado+0,02	Indexado	0,08
Som Energía	2.0TD SOM Generation kWh	P1: 0,179/P2: 0,127/ P3: 0,101	P1: 0,081/ P2: 0,009	0,187
Endesa	Tempo Solar Endesa	Punta: 0,343/Valle: 0,200	Punta: 0,105/Valle: 0,028	0,066
Iberdrola	Plan Solar Iberdrola	Punta: 0,254/ Valle: 0,196	Punta: 0,091/Valle: 0,015	0,051

Tabla 1. Tarifas solares ofertadas por distintas comercializadoras (energía roams)

Por otro lado, se encuentra la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación. En esta modalidad, de la misma manera que la anterior, se vierten los excedentes a la red eléctrica. Sin embargo, en esta modalidad la compensación no viene en forma de descuento en la luz, sino que se venderá directamente a la comercializadora al precio actualizado del mercado eléctrico.

Para acogerse a esta modalidad hay dos opciones posibles. El productor y comercializadora pueden formalizar un acuerdo de representación en el mercado eléctrico para vender la energía. También existe la posibilidad de darse de alta como productor en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE), tras realizar los trámites exigidos por el operador del mercado.

En cualquiera de estas dos opciones de la modalidad sin compensación, se añaden obligaciones tributarias y fiscales propias de una actividad económica, teniendo que declarar estas rentas a Hacienda y disponer de la licencia de actividad del Ayuntamiento.

3.4 ¿QUÉ MODALIDAD CON EXCEDENTES ES MÁS CONVENIENTE?

En caso de una instalación de pequeño tamaño, el consumo tiende a ser más continuo, por lo que es más interesante la compensación de excedentes vía reducción de la factura de la luz.

No obstante, si la instalación es de mayor tamaño, en el que el consumo no es constante durante la semana o durante meses, la opción de vender los excedentes a una comercializadora o darse de alta como productor de energía es más interesante.

La decisión debe tomarse una vez se sepa la dimensión de la instalación y hacer números, teniendo en cuenta los excedentes producidos, y las obligaciones fiscales y tributarias que estos pueden acarrear.

3.5 PROCEDIMIENTO NECESARIO PARA LA LEGALIZACIÓN DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Para dar de alta y poder usar una instalación de autoconsumo fotovoltaica es necesario realizar una serie de trámites burocráticos y técnicos que serán explicados a continuación.

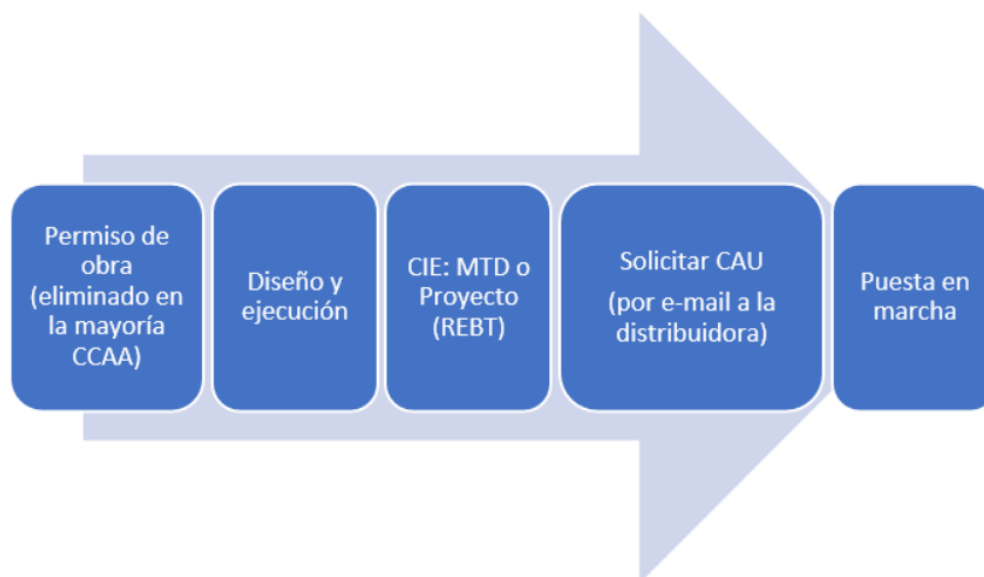


Figura 8. Procedimiento para la legalización de una instalación de autoconsumo solar (censolar)

En primer lugar, se tiene que solicitar al ayuntamiento el permiso de obra. Desafortunadamente, a causa de la interminable lista de requisitos y las diferencias existentes en cada municipio, este primer trámite ha frenado mucho el desarrollo del autoconsumo en España. Sin embargo, actualmente la mayoría de Comunidades Autónomas han eximido a las instalaciones de autoconsumo de necesitar este permiso. Las comunidades en las que todavía se necesita el permiso de obras son: Cantabria, Murcia, El País Vasco, Asturias, La Rioja y Madrid.

A continuación, se procede con el diseño y la ejecución de la instalación. Posteriormente, es necesaria la emisión del certificado de instalaciones eléctricas (CIE). Para emitir el certificado hay que presentar la memoria técnica del diseño o el proyecto visado. En este paso se debe entablar contacto, en caso de haber excedentes, con las comercializadoras para negociar un nuevo contrato que fije una cifra por la compensación de excedentes.

Para acabar con los trámites se solicita el código de autoconsumo (CAU) a la distribuidora de la región correspondiente. Para este proceso se manda un email a la empresa distribuidora. Finalmente, no queda más que poner en marcha la instalación de autoconsumo.

Capítulo 4. SUBVENCIONES DISPONIBLES PARA EMPRESAS

Para impulsar la transición energética hacia fuentes más renovables, tanto la Unión Europea como el Gobierno ofrecen una serie de subvenciones permitiendo abaratar el coste de la instalación de autoconsumo. A continuación, se van a presentar las subvenciones existentes para una instalación de autoconsumo situada en el municipio de Onda.

4.1 *BONIFICACIONES FISCALES DEL IBI E ICIO*

En el municipio de Onda, las bonificaciones del IBI y del ICIO son:

- Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI): 20%
- Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras: 95%

4.2 *AYUDAS NEXT GENERATION*

Estas ayudas son europeas. El Gobierno se encarga de repartir estas ayudas y las propias Comunidades Autónomas las gestionan. Esta subvención es limitada y se otorga por orden de solicitud.

Para las empresas, las subvenciones presentadas por la comunidad son:

- Gran empresa: 15% del coste subvencionable
- Mediana empresa: 25% del coste subvencionable
- Pequeña empresa: 35% del coste subvencionable

Esta ayuda puede ser solicitada hasta el 31 de diciembre de 2023. Los requisitos para solicitar esta ayuda son:

- Poder medir la producción y el consumo.
- El sistema no podrá superar una producción de excedentes del 25% del consumo anual (si el consumo es 4000 kW como máximo se podrá producir 5000 kW, para evitar el sobredimensionamiento de la instalación).
- La factura de la instalación debe ser posterior al 30 de junio de 2021.
- En el caso de usar baterías, podrán tener el doble de capacidad de la potencia del inversor solar.

Capítulo 5. DATOS DE PARTIDA

El proyecto se va a desarrollar para la empresa de cerámica Fanal.

Además de haber visitado la nave industrial de la empresa para conocer las instalaciones y obtener una primera imagen de las opciones disponibles, la empresa ha proporcionado además los siguientes datos:

- Facturas eléctricas desde enero 2021 hasta noviembre 2021
- Tarifa de la empresa repartida por periodos
- Maquinaria activa de la empresa cada día de la semana

Inicialmente, usando las facturas proporcionadas por la empresa, se obtiene la gráfica del consumo mensual de la fábrica. A partir de este consumo, se va a realizar un análisis más extensivo para obtener los consumos horarios de la fábrica, necesarios para los datos a introducir en el programa de simulación PVSYST.

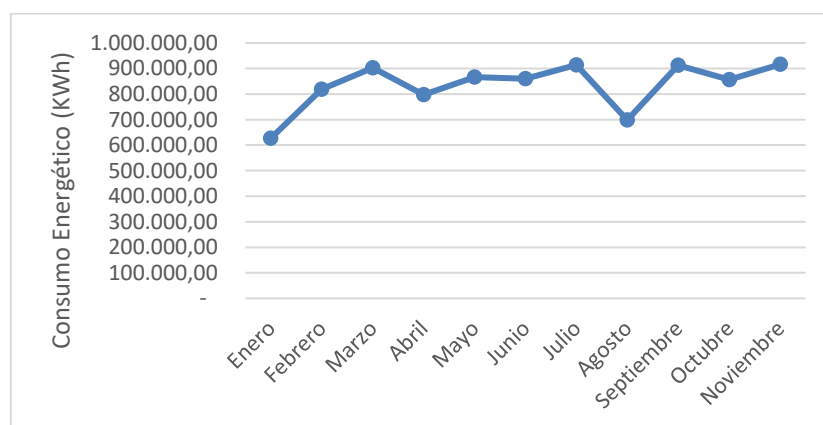


Figura 9. Gráfica del consumo mensual de la fábrica en kWh

A partir de las facturas eléctricas de cada mes, en las que figura la energía consumida en cada periodo, y utilizando los horarios de la tarifa aplicada a la empresa se ha obtenido una media del consumo de energía para cada día de la semana.

	0_1	1_2	2_3	3_4	4_5	5_6	6_7	7_8	8_9	9_10	10_11	11_12	12_13	13_14	14_15	15_16	16_17	17_18	18_19	19_20	20_21	21_22	22_23	23_24
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1ª Quincena Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
2ª Quincena Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto, Sab, Dom y Festivos Nacionales	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

Figura 10. Horarios de la tarifa 6.1A en zona peninsular

Usando la factura eléctrica de cada mes se ha dividido la energía eléctrica consumida de cada periodo en los Kilovatios consumidos por periodo del mes. Para una mejor comprensión del cálculo desarrollado, se puede ver el proceso realizado para el mes de enero a continuación.

Consumo energético del mes de enero:

	KWh						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
Enero	146.514,00	235.815,00				244.647,00	626.976,00

Tabla 2. Consumo energético del mes de enero

Teniendo en cuenta los horarios de la tarifa en enero se puede dividir el consumo en el periodo 1 por horas haciendo un simple cálculo. Para ser exactos, como se puede observar en la Figura 10 en enero hay seis horas en las que se consume energía en el periodo 1. Por

lo tanto, teniendo en cuenta que en enero 2021 hubo 21 días entre semana, en una hora de periodo 1 se consume

$$E_{p1} = \frac{\text{Energía consumida en periodo 1}}{N^{\circ} \text{ días laborables} \times N^{\circ} \text{ de horas en periodo 1}} = \frac{146514}{21 \times 6} = 1163 \text{ KW}$$
 . Con este cálculo se acaba de obtener el consumo energético de las 10:00h hasta las 13:00h y desde las 18:00h hasta las 21:00h de los días laborables. Para enero, se calcula de la misma manera el consumo energético para una hora del periodo 2.

No obstante, para las horas pertenecientes al periodo 6 el cálculo difiere ligeramente. La fábrica de la empresa no detiene su producción durante los fines de semana, pero sí que disminuye la maquinaria activa. La empresa ha proporcionado los datos de las máquinas activas cada día de la semana. La distribución de las máquinas se encuentra a continuación en la siguiente tabla.

Equipo	Días	Unidades Mañana	Unidades Tarde	Unidades Noche
Prensas y secaderos	Lunes a Viernes	4	4	2
Esmaltadoras	Lunes a Viernes	4	4	2
Hornos	Lunes a Domingo	2	2	2
Pulidoras y rectificadoras	Lunes a Viernes y Domingo	24 horas/día		
Pulidoras y rectificadoras	Sábado	De 6:00 a 22:00		

Tabla 3. Distribución de las máquinas activas en la fábrica

Ante esta distribución se ha subdividido el consumo de la energía del periodo 6 en $\frac{2}{3}$ de la energía consumida para las horas de la noche de días laborables y $\frac{1}{3}$ de la energía consumida para las horas de los fines de semana. Además, debido a que las pulidoras y rectificadoras no están encendidas la totalidad del sábado, se vuelve a repartir el tercio restante de la energía consumida en un 45% de ese tercio para el sábado y 55% para el domingo.

Por lo tanto, para el mes de enero, las horas en periodo 6 de los días laborables tienen una consumición de

$$E_{p6l} = \frac{\text{Energía consumida en periodo 6}}{N^{\circ} \text{ días laborables} \times N^{\circ} \text{ de horas en periodo 6} \times \text{Proporción de energía consumida}} = \frac{244647}{21 \times 8 \times \frac{2}{3}} = 971 \text{ KW}$$

Para las horas de los sábados se hace el cálculo con la misma fórmula.

$$E_{p6s} = \frac{\text{Energía consumida en periodo 6}}{N^{\circ} \text{ días laborables} \times N^{\circ} \text{ de horas en periodo 6} \times \text{Proporción de energía consumida}} = \frac{244647}{21 \times 8 \times \frac{1}{3} \times 0,45} = 153 \text{ KW}$$

Para terminar, una vez más se aplica la misma fórmula para las horas de los domingos.

$$E_{p6d} = \frac{\text{Energía consumida en periodo 6}}{N^{\circ} \text{ días laborables} \times N^{\circ} \text{ de horas en periodo 6} \times \text{Proporción de energía consumida}} = \frac{244647}{21 \times 8 \times \frac{1}{3} \times 0,55} = 187 \text{ KW}$$

Este proceso se repite para todos los meses obteniendo los consumos horarios de cada día del año. A continuación, se puede ver los consumos obtenidos tras realizar todo el proceso.

	Enero (KW)	Febrero (KW)	Marzo (KW)	Abril (KW)	Mayo (KW)	Junio (KW)	Julio (KW)	Agosto (KW)	Septiembre (KW)	Octubre (KW)	Noviembre (KW)	Media (KW)
0 1	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
1 2	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
2 3	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
3 4	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
4 5	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
5 6	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
6 7	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
7 8	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406	1.233,55
8 9	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1459	817	1110	1424	1510	1.335,18
9 10	1123	1597	1560	1491	1516	2364	1459	1771	2429	1463	1579	1.668,36
10 11	1163	1658	1560	1491	1516	2364	1459	1771	2429	1463	1579	1.677,55
11 12	1163	1658	1560	1491	1516	2364	1922	1771	2429	1463	1579	1.719,64
12 13	1163	1658	1560	1491	1516	2364	1922	1771	2429	1463	1579	1.719,64
13 14	1123	1597	1560	1491	1516	2364	1922	1771	2429	1463	1579	1.710,45
14 15	1123	1597	1560	1491	1516	2364	1922	817	2429	1424	1510	1.613,91
15 16	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1922	817	1110	1424	1510	1.377,27
16 17	1123	1597	1541	1491	1516	1080	1922	817	1110	1424	1510	1.375,55
17 18	1123	1597	1541	1491	1516	1080	1922	817	1110	1424	1510	1.375,55
18 19	1163	1658	1541	1491	1516	1080	1922	1771	1110	1463	1579	1.481,27
19 20	1163	1658	1541	1491	1516	1080	1459	1771	1110	1463	1579	1.439,18
20 21	1163	1658	1541	1491	1516	1080	1459	1771	1110	1463	1579	1.439,18
21 22	1123	1597	1541	1491	1516	1080	1459	1771	1110	1463	1579	1.430,00
22 23	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1459	817	1110	1424	1510	1.335,18
23 24	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1459	817	1110	1424	1510	1.335,18

P6 sab (KW)	P6 dom (KW)	Media	
153	186,88	169,89	Enero
235	286,89	260,81	Febrero
258	315,89	287,17	Marzo
206	251,49	228,63	Abril
231	282,01	256,37	Mayo
243	296,61	269,65	Junio
216	264,34	240,31	Julio
208	254,11	231,01	Agosto
272	332,81	302,56	Septiembre
232	283,29	257,53	Octubre
290	354,36	322,14	Noviembre

Tabla 4. Consumos horarios de cada mes del año junto a la media

En la Tabla 4, además de calcular el consumo horario de cada mes, se ha obtenido la media del consumo energético para las 24 horas del día. Se ha realizado esta aproximación para poder hacer la simulación de los consumos horarios en PVSYST (es una limitación del programa, ya que definiendo el consumo diario, no es posible diferenciar entre días de cada mes, por lo que esta aproximación ha sido necesaria).

Capítulo 6. EMPLAZAMIENTO

6.1 MEDIDAS DE LA NAVE INDUSTRIAL

La nave industrial se encuentra en la provincia de Castellón, a las afueras del municipio de Onda. La dirección exacta de la fábrica es Camino Colaor 21, Onda, Castellón, 12200.

Para poder modelar la planta en el software PVSYST se han tomado cotas y orientaciones de la nave mediante el programa Google Earth. Gracias a la herramienta regla de Google Earth, se ha determinado las cotas de la cubierta, la inclinación de los tejados, y el azimut del edificio.

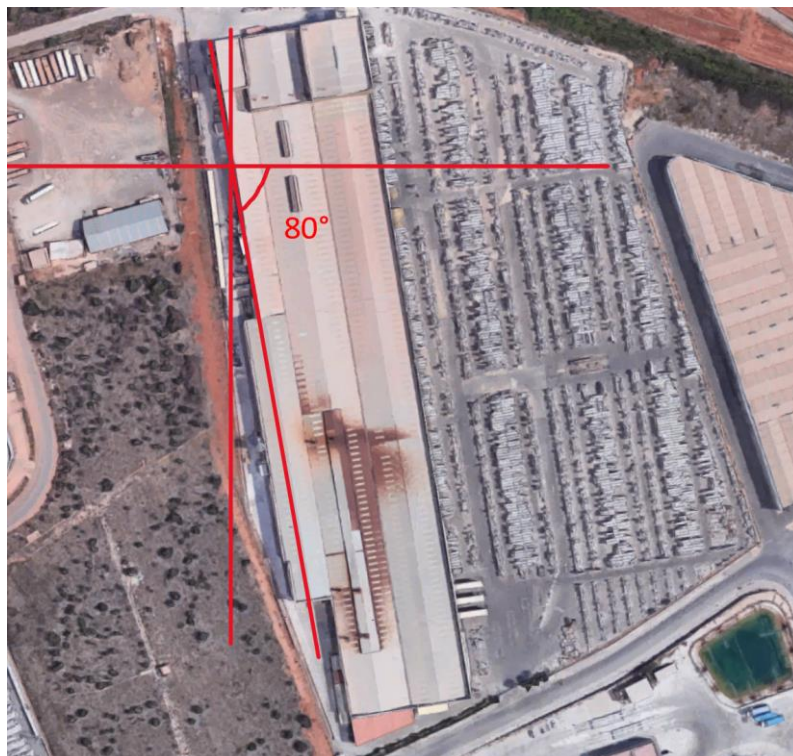


Figura 11. Vista aérea de la nave industrial para la medida del azimut

Si definimos el ángulo de azimut como aquel formado entre la recta horizontal (Este-Oeste), a partir de la Figura 11 se ha medido un azimut de 80°. El azimut de la nave es muy

adecuado para la aplicación de una planta fotovoltaica ya que solo se desvía 10° con el Sur, la dirección “perpendicular” a la trayectoria del sol. Además, se ha medido la inclinación de los tejados de la cubierta. La mayoría de los tejados tienen una inclinación de 10° , con excepción de una porción minoritaria que tiene una inclinación de 15° .

Para terminar con las medidas, se han tomado todas las cotas necesarias para el modelado 3D de la nave. Para no sobrecargar el documento, todas las cotas se pueden encontrar en el Anexo A, al final de este documento.

6.2 DISPOSICIÓN DE LOS PANELES

Una vez tomadas las medidas necesarias de la nave, se ha creado un modelo 3D de la fábrica gracias a la herramienta de edición de PVSYST.

Usando este modelo, se han planteado dos opciones de inclinación de los paneles solares. La primera disposición de los paneles será coplanar a los tejados de la nave, optimizando así el área disponible en la cubierta.

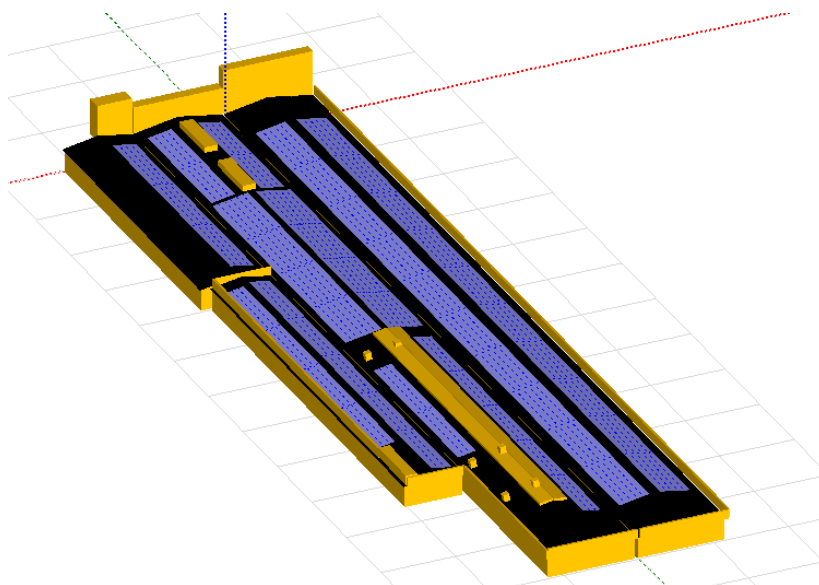


Figura 12. Modelo 3D de la nave con los paneles abatidos sobre cubierta

En la segunda disposición, se ha optado por usar la orientación óptima calculada por el programa PVSYST. Esta orientación busca tener los paneles solares lo más perpendiculares posibles frente a la orientación del sol durante el mayor intervalo de tiempo. Por este motivo, la nueva orientación de los paneles es un ángulo compuesto. Al formar un ángulo compuesto, los paneles van a estar elevados sobre el tejado, creando sombras. En consecuencia, para realizar esta configuración, es necesario separar más los paneles, sacrificando área de la cubierta.

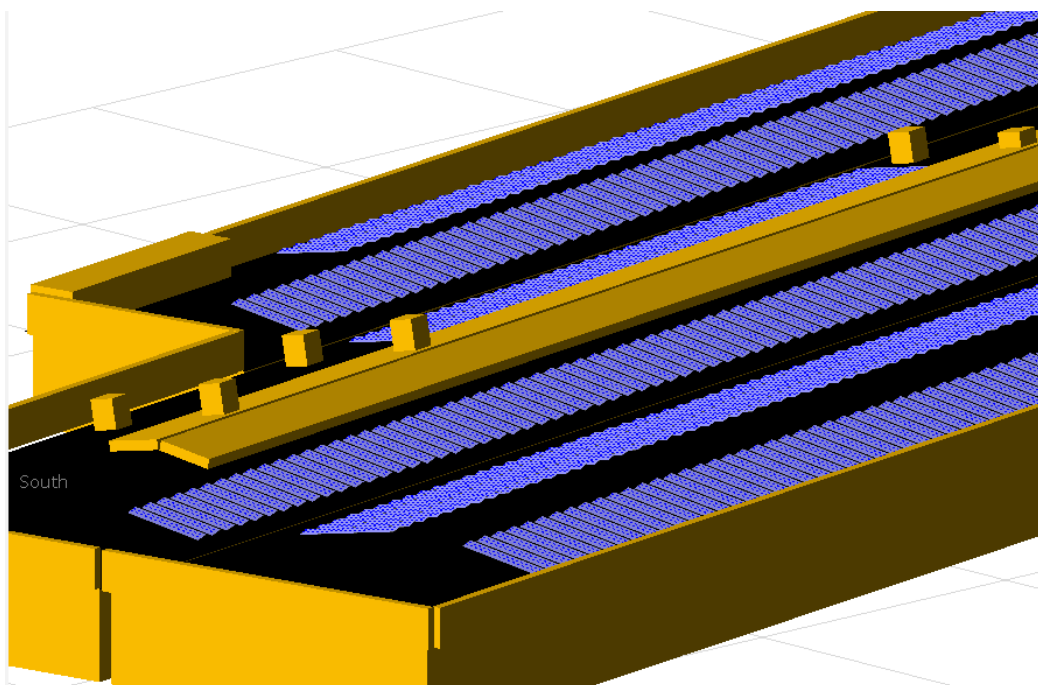


Figura 13. Modelo 3D de la nave con los paneles inclinados

6.3 IRRADIANCIA DEL EMPLAZAMIENTO

Con el fin de hacer un primer estudio del recurso solar disponible, se ha realizado el análisis de la irradiancia incidente en la localización geográfica con el objetivo de comparar el recurso solar frente al consumo energético de la empresa.

Gracias al software PVGIS disponible online, se ha extraído la irradiancia incidente en el emplazamiento introduciendo las coordenadas geográficas y los datos de orientación, obteniendo la siguiente gráfica.

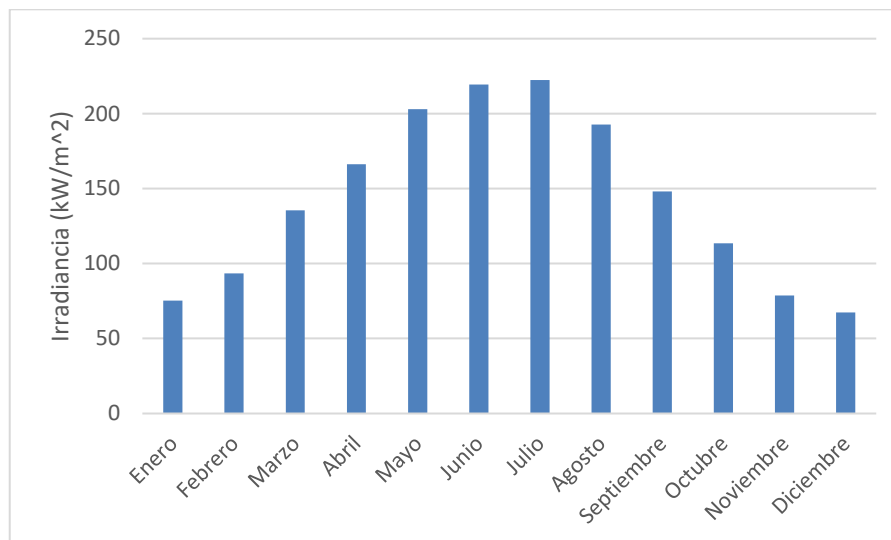


Figura 14. Gráfica de la irradiancia incidente (en kW/m²)

Además, usando de nuevo el software PVGIS, se ha podido aproximar (Figura 15) la producción mensual de energía, con la que se puede estimar, comparando con la Figura 9 del consumo mensual de la planta, se va a consumir un 45% menos de energía aportada por la comercializadora.

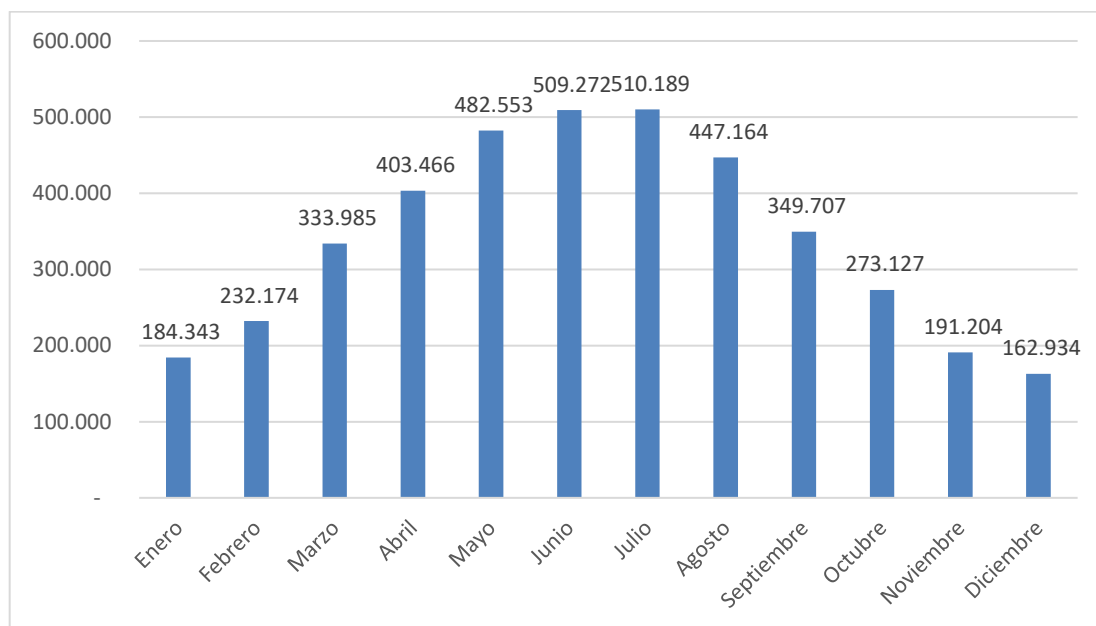


Figura 15. Producción mensual energética en kWh

Como era de esperar, los meses de verano son los que reciben más irradiación y en los que más energía se producirá. Sin embargo, observando en la Figura 9 del capítulo anterior, el consumo mensual no aumenta considerablemente durante junio y julio, y además disminuye en agosto. Contrastando estos datos con el área de la instalación fotovoltaica, se puede prever que será beneficioso acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes.

Aunque el resultado es muy positivo (ahorro en el consumo del 45%), por el previsible tamaño de la instalación de autoconsumo, que se estima de alrededor de 3200 kWp de potencia máxima para el primer modelo y de 1590 kWp para el segundo modelo, la modalidad escogida será probablemente la de excedentes sin compensación.

Antes de poder calcular el ahorro, es necesario diseñar la instalación y hacer la simulación para determinar la cantidad de consumo y de excedentes, para así poder calcular el ahorro mensual de la empresa.

Capítulo 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se va a introducir, explicar y elegir los diferentes elementos y configuraciones para la instalación fotovoltaica. Para la elección de los componentes, se realizará un breve estudio del mercado para escoger aquellos que presentes la mejor relación calidad/precio.

7.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico es el corazón de toda instalación fotovoltaica. Los módulos fotovoltaicos, también llamados placas solares, están compuestos por múltiples células fotovoltaicas. En las propias células fotovoltaicas es donde se fotogenera la corriente eléctrica a través del material semiconductor.

Cada una de estas células produce una pequeña corriente, por lo que es necesario agrupar un número más elevado de ellas para aumentar la energía aportada. Este conjunto de células es denominado como módulo fotovoltaico o panel solar y proporciona una cantidad ya considerable de energía.

Precisamente, una de las características más importantes de los módulos es la potencia máxima que estos pueden aportar (se clasifican con esta característica). Con los avances en el ámbito fotovoltaico hasta la fecha, hay paneles que pueden llegar a alcanzar una potencia máxima de 800 Wp. No obstante, los paneles con mayor potencia pico tienden a presentar un precio muy elevado, por lo que se optará por paneles solares con una potencia pico rondando los 400 Wp.

Por otro lado, de nuevo gracias al avance tecnológico de los últimos años, el uso de células de silicio monocristalino ha permitido aumentar notablemente el rendimiento de las placas solares, llegando hasta un rendimiento de 22,8%. Por este motivo, descartaremos aquellas placas solares con un rendimiento por debajo de 20%.

Para la selección de placas solares, debido al gran número de fabricantes existentes, se va a tener en consideración a las mayores marcas que fabriquen módulos fotovoltaicos. Algunos de estos fabricantes son Longi, Jinko, JA Solar o Canadian Solar, pero no nos remitiremos únicamente a estos.

Después de hacer un simple análisis de varias placas solares, se han seleccionado algunas de ellas que presentan las características deseadas. Estas placas se han agrupado en la Tabla 5. Para poder hacer una mejor comparativa.

Marca	Modelo	Potencia Máxima (W)	Eficiencia (%)	€/Wp
JINERGY	JNMM120-375	375	20,6	0,515
JA SOLAR	JAM60S20-380	380	20,1	0,518
RISEN	RSM40-8-395M	395	20,5	0,532
RISEN	RSM40-8-400M	400	20,8	0,533
GREENHEISS	GH-415	415	20,2	0,552
GREENHEISS	GH-425	425	20,7	0,569
JINERGY	JNMM144-450L	450	20,7	0,513
RISEN	RSM144-7-445M	445	20,4	0,531
RISEN	RSM150-8-500M	500	20,4	0,548
JA SOLAR	JAM72S20-445/MR	445	20,5	0,538
JA SOLAR	JAM72S20-455/MR	455	20,4	0,541
JA SOLAR	JAM66S30-495/MR	495	20,8	0,525
JA SOLAR	JAM72D30-535/MB	535	20,6	0,561
JA SOLAR	JAM72D30-540/MB	540	20,8	0,561

Tabla 5. Comparativa de varias placas solares disponibles en el mercado

Con estos resultados, se ha decidido elegir el módulo solar de JA Solar modelo JAM72S20-445/MR, ya que presenta buenas cualidades frente a las restricciones impuestas. Las características principales de este módulo fotovoltaico son las siguientes.

JKM460M-7RL3-V	
Potencia nominal	460 Wp
Eficiencia	21,32%
Tensión a potencia máxima	34,2 V
Intensidad a potencia máxima	13,45 A
Tensión de circuito abierto	41,48 V
Intensidad de cortocircuito	14,01 A
Dimensiones	2,180×0,996×0,04 m ³

Tabla 6. Características del módulo fotovoltaico

Estas características se obtienen para todos los módulos bajo unas condiciones estandarizadas de medida. Estas condiciones estándares son: Irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de la célula de $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y masa de aire (parámetro indicador de la cantidad de atmósfera que atraviesa la radiación) de 1,5 G. Estas características son necesarias para posteriormente hacer el cálculo de inversores y cableado.

Para el primer modelo, aprovechando la totalidad de la cubierta, se va a usar **5472** módulos.

Para el segundo modelo, optimizando la orientación de los paneles, se va a usar **2448** módulos.

7.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE PARA LOS MÓDULOS

Las estructuras deben poder resistir fuerzas producidas por las condiciones climáticas (nieve, viento, lluvia), a la vez que deben ser duraderas. Por estos motivos, se usan el aluminio y el acero galvanizado, que son materiales resistentes al óxido (los soportes suelen ser de acero y los tornillos y demás piezas de aluminio).

Además, las estructuras determinan la orientación de los paneles de la instalación, por lo que debido al inmenso número de posibilidades, hay una gran variedad de estructuras.

Debido a que se plantean dos orientaciones distintas, hay que hacer una diferenciación en el tipo de cubierta de cada opción. Para la primera orientación, en la que los paneles solares tienen la misma inclinación que la cubierta de la nave, probablemente se use la estructura para cubierta metálica. En el segundo caso, los paneles tienen inclinación y orientación distinta a la cubierta, por lo que se optará por una estructura elevada.



Figura 16. Estructura elevada y estructura coplanar (seguí, efectoled)

Naturalmente, en la segunda disposición, al estar los módulos elevados y con una inclinación distinta a la de la cubierta, estos causarán más sombras que en la primera orientación. Teniendo esto en cuenta, se decide que la distancia entre los paneles sea de **1,8 metros** (se suele dejar una distancia de 1,8 veces la altura del módulo fotovoltaico).

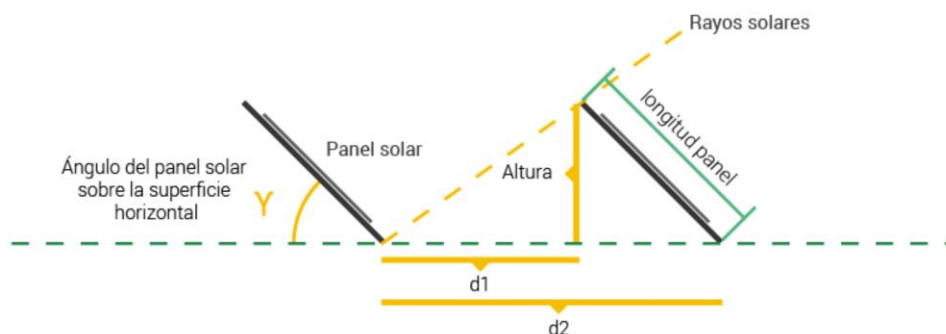


Figura 17. Separación necesaria entre filas de paneles solares (autosolar)

Además de calcular la distancia necesaria entre los paneles, para la segunda configuración también es necesario hacer un análisis de las fuerzas soportadas por las estructuras para asegurarse de que en el peor de los casos (vientos huracanados, lluvias torrenciales o capas de nieve acumuladas) las estructuras aguanten correctamente los esfuerzos sufridos.

Al ser más sencilla la estructura coplanar a la cubierta, también es más económica, y teniendo en cuenta que permite aprovechar más área para los paneles solares, puede llegar a ser más rentable que la opción con los paneles dispuestos en la orientación óptima.

7.3 INVERSORES DE CORRIENTE

Los inversores son unos dispositivos diseñados para convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para inyectarla en la red o en la nave además de sincronizar la frecuencia con la red. Además, el inversor es capaz de optimizar la energía producida obteniendo la mayor eficiencia de la instalación.

Al ser un aparato constituido por componentes electrónicos, estos pueden ser fácilmente reemplazados, y la vida útil de los inversores suele rondar en torno a los 10 años. Para mejorar el rendimiento de los inversores, es conveniente que sean colocados en una zona con poca exposición al sol, para evitar que su temperatura interna aumente.

Debido al número de obstáculos en la cubierta, y de las paredes laterales de esta, los paneles solares van a verse afectados por sombras durante largos periodos del día. Como las sombras hacen decrecer considerablemente el rendimiento de la instalación (el motivo se explica más adelante/Anexo C), la solución al problema del sombreado es el uso de varios inversores, para independizar lo máximo posible a los módulos fotovoltaicos los unos de los otros, minimizando así las pérdidas cuando un panel recibe sombras de objetos cercanos.

Al conectarse con la red eléctrica, el inversor debe cumplir una serie de normas impuestas, ya que, si no es acorde a esta, se podría causar daños importantes al inyectar energía a la red (las distribuidoras no permiten que se inyecte a la red con inversores no normalizados). Los requisitos mínimos están listados a continuación:

- Protección contra funcionamiento en isla, cumpliendo con la IEC 62116, en la Norma UNE EN 50438, en la UNE 206006:2011 IN y en la UNE 206007-1 IN:2013
- RD 661/2007, RD 1699/2011 y RD 413/2014 sobre la conexión de instalaciones de autoconsumo fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- DIN EN 50178, DIN EN 61000-6-2 y DIN EN 61000-6-4 sobre la emisión de armónicos.

- Directriz 2004/108/CE sobre la compatibilidad electromagnética.

La elección del inversor ha sido relativamente sencilla, puesto que el mercado está repartido en pocas empresas. Las más predominantes son Huawei, Sungrow, Ingeteam o SMA. Además, el inversor elegido tiene que ser compatible con los módulos fotovoltaicos escogidos, por lo que acota aún más la selección del inversor.

Para el diseño de la instalación se ha optado por usar un inversor de una potencia que no es demasiado elevada. Al soportar menos potencia, se tendrá que usar más inversores que si se escogiese uno más potente. Se opta por esta opción ya que al usar numerosos inversores, se trabaja más cerca del punto de máxima potencia y además, en caso de fallo de alguno de los paneles, no se perdería el funcionamiento de muchos módulos.

Además, se ha selecciona un inversor cuya tensión de salida sea de 400 Vac de tal manera que no sea necesaria ninguna fase de transformación inicial antes de conectarse a la red de baja tensión de la nave industrial.

Finalmente, se ha optado por escoger el inversor Ingecon Sun 160TL 400V de la marca Ingeteam. La ficha técnica del inversor se puede encontrar en el anexo F. Se ha escogido este inversor ya que pertenece a la marca Ingetam, una de las más predominantes del mercado, por lo que se asegura una calidad superior.

El inversor escogido tiene la capacidad de trabajar con alimentación de corriente trifásica. Dispone de una eficiencia del 98,7% y soporta una potencia de 136 kWp en continua y 87 kWac en alterna. La corriente máxima de entrada es 168 A mientras que la de salida es 134 Aac.

Debido a que estos inversores solo tienen un puerto de conexión en la entrada, habrá que usar cajas de combinación solar para agrupar los strings.

7.4 STRINGS

Un string (cuerda en inglés) no es más que el nombre asignado a varios módulos conectados en serie. Esta configuración se realiza para que a la entrada de los inversores haya un rango de voltaje aceptable. Si el voltaje no fuese suficientemente alto, el rendimiento del inversor sería muy bajo, perdiendo energía. Si, por el contrario, la tensión es demasiado alta, el inversor podría sufrir daños irreversibles, hasta llegar a incendiarse.

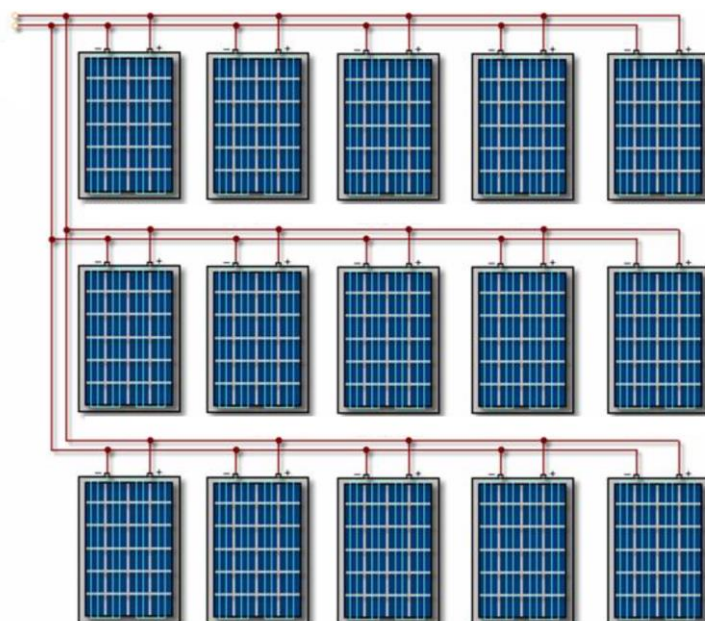


Figura 18. Configuración de 3 strings en paralelo de 5 módulos cada uno (prostarsolar)

7.4.1 PRIMER MODELO

Afortunadamente, para calcular el rango aceptable de módulos conectados en por string, basta con hacer una simple operación para los puntos extremos de funcionamiento de las células fotovoltaicas. Este cálculo está automáticamente hecho en el software de PVSyst, avalando que el número de módulos por string debe estar entre 15 y 25. Estos cálculos también nos permiten determinar el número de strings que colocaremos en paralelo.

Gracias al simulador de PVSyst, es muy fácil ajustar estos parámetros para no sobredimensionar ni subdimensionar la instalación. Ajustando los números de inversores con el área de paneles fotovoltaicos disponible obtenemos los siguientes números.

- 24 módulos por string
- 9 strings en paralelo por cada inversor
- 24 inversores

7.4.2 SEGUNDO MODELO

Procediendo de la misma manera que para el primer modelo, se obtiene lo siguientes parámetros.

- 16 módulos por string
- 17 strings en paralelo por cada inversor
- 9 inversores

7.5 CAJA DE COMBINADO

Dado que los inversores escogidos solo tienen una entrada, es necesario el uso de cajas de combinación. Este aparato junta varias entradas en una sola salida. Generalmente reúnen también las protecciones necesarias de corriente continua.

7.5.1 PRIMER MODELO

En el primer modelo, la tensión máxima en la entrada es de 1279,44 V y se van a juntar 9 strings. Por este motivo, se ha escogido la caja de combinación de la marca USFULL. En el ANEXO G: Fichas técnicas, se pueden encontrar las características de este componente.

7.5.2 SEGUNDO MODELO

En el segundo modelo, la tensión máxima de entrada es de 852,96 V y se van a juntar 17 strings en paralelo. Por este motivo, se ha escogido la caja de combinación de la marca

USFULL. En el ANEXO G: Fichas técnicas, se pueden encontrar las características de este componente.

7.6 CABLEADO

En este apartado, se va a seleccionar el cableado de la instalación. Como ya hemos explicado, hay que tener en cuenta que en la instalación, hay dos fases distintas. Desde las placas solares hasta el inversor, la corriente es continua. Una vez la corriente es transformada en el inversor, pasa a ser alterna.

El cableado de corriente continua debe estar preparado para las condiciones más extremas (temperaturas elevadas y bajas, con protecciones para incendios y debe ser de larga duración). Por estas razones, se va a utilizar cables C_{ca} , siguiendo la normativa europea CPR (Construction Product Regulation) para la seguridad contra incendios. Los cables deben también seguir la norma a 1500V EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

Los cables seleccionados serán conductores de cobre con doble aislamiento XLPE o HEPR (cada tipo de aislamiento tiene sus ventajas). Es necesario dimensionar adecuadamente la sección para evitar caídas de tensión y no sobrepasar la corriente máxima. La caída de tensión, que es la medida más restrictiva, se limitará a 1,5 % como máximo (ver ANEXO C: Cálculos para las secciones de los cables). La tensión del cableado será de 1,8 kV D.C.

De la misma forma que para la corriente continua, el cableado de corriente alterna se dimensionarán para no sobrepasar la tensión máxima y evitar caídas de tensión superiores a 1,5 % en este caso (ver ANEXO C: Cálculos para las secciones de los cables).

7.6.1 PRIMER MODELO

A continuación, se muestran los detalles de los diferentes tramos.

	Sección del tramo (mm ²)	Longitud total (m)
Tramo de módulos a caja de combinación	6	69170,4
Tramo de caja de combinación a inversor	95	882
Tramos de inversor a cuadro de protecciones AC	120	1080
Tramo de protecciones AC a centro de transformación	240	1920

Tabla 7. Secciones y longitudes del cableado

7.6.2 SEGUNDO MODELO

	Sección del tramo (mm ²)	Longitud total (m)
Tramo de módulos a caja de combinación	6	48995,7
Tramo de caja de combinación a inversor	240	330,75
Tramos de inversor a cuadro de protecciones AC	150	405
Tramo de protecciones AC a centro de transformación	240	960

Tabla 8. Secciones y longitudes del cableado

7.7 PROTECCIONES

Como es de esperar, los sistemas fotovoltaicos deben estar dotados de ciertos sistemas automáticos integrados en sus circuitos que mantengan a salvo a las personas operando cerca o en la instalación y aseguren que los equipos funcionen de una manera segura.

La normativa vigente establece una serie de protecciones mínimas que las instalaciones fotovoltaicas deben incorporar. Aquellas instalaciones que dispongan de tensiones superiores a 48 V deben tener una toma de tierra. Además, las instalaciones deben estar protegidas de posibles sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.

Para la selección de protecciones se va a proceder por tipos de corriente. Para la corriente continua, se usan protecciones para los paneles solares y el cableado de corriente continua. Es típico utilizar seccionadores, fusibles y tomas de tierra. Para la corriente alterna, se suele usar magnetotérmicos, diferenciales y protecciones contra las sobretensiones.

No obstante, debido a que la longitud del tramo de alterna no es muy elevada y las protecciones ya existentes, el tramo de alterna se dotará de fusibles y seccionadores, y no de interruptores magnetotérmicos y diferenciales.

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes se van a diseñar para que se pueda transportar al menos el 125% de la intensidad de cortocircuito. En el tramo de corriente continua, se instalarán en cada salida de los strings (y no en la entrada del inversor), para no cortar la producción total de energía en caso de interrupción.

Además, para la conexión de la instalación a la red de distribución, es necesario que se dote de unos elementos de protección específicos. Estas protecciones son requeridas por la compañía distribuidora (i-DE en este caso) y sin ellas se denegará el acceso a la red.

Para la conexión a la red de media tensión, se describen a continuación las protecciones necesarias:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia conectado entre fases, y ajustado a 51Hz y 48 Hz con una temporización de 0,2 y de 3 segundos respectivamente.
- Un relé de máxima tensión conectado entre fases, ajustado a 1,10 Un y 1,15 Un con una temporización de 1 y de 0,2 segundos respectivamente.
- Un relé trifásico de mínima tensión, ajustado a 0,85 Un con una temporización de 1,5 segundos.
- Un relé de máxima tensión homopolar conectado en triangulo abierto, ajustado a 20V para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110/3 con una temporización en 0,6 segundos.
- Un interruptor automático de corte general, puesto en el punto de conexión a la red de distribución.
- Un relé de fase asociado al interruptor automático. Su arranque se hará como máximo en un 40 % de la potencia nominal del transformador.
- Un relé de tierra asociado al interruptor automático

La conexión de estas protecciones se puede observar en el ANEXO H: Planos.

7.8 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas carece de una reglamentación técnica específica. Se debe poner a tierra tanto los equipos de la instalación como los conductores activos.

Los módulos fotovoltaicos suelen tener orificios en sus marcos específicamente diseñados para para la puesta a tierra (normalmente se señalan con el símbolo de tierra), como se puede observar en la Figura 19.

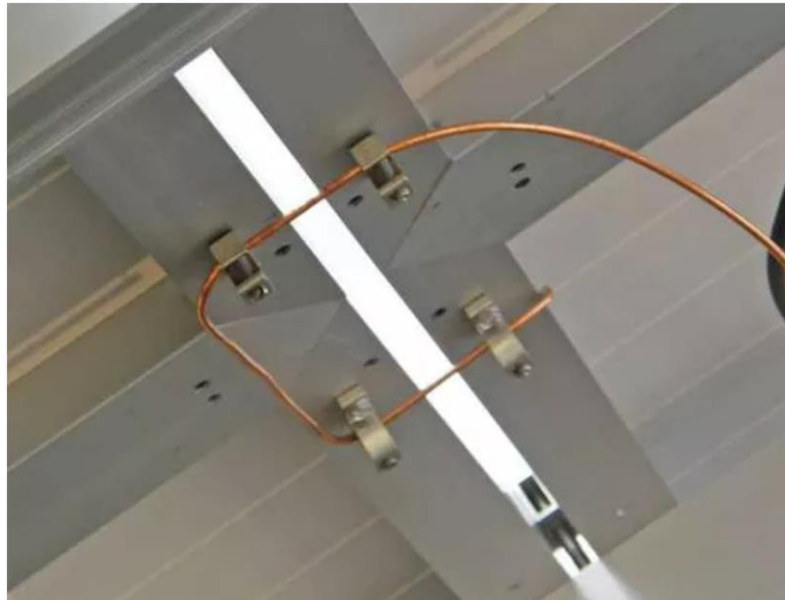


Figura 19. Orificios en el marco de un módulo para la puesta a tierra

La mejor opción de conexión a tierra de los equipos es usar un terminal auxiliar y no directamente en los marcos de los módulos, para poder retirar algún panel en el caso de avería sin tener que desconectar de tierra los demás paneles. Además, no basta con simplemente conectar los marcos a alguna estructura en el suelo, puesto que no es una puesta a tierra eficaz (es un error muy habitual).

Asimismo, los conductores de protección eléctrica deben estar conectados a la puesta a tierra de la instalación, conectada ella misma al electrodo principal de tierra usando el conductor de enlace.

Los reglamentos de baja tensión (ITC-BT-8) estipulan las secciones necesarias de los conductores de protección, que según el cálculo conforme a la norma UNE 20.460-5-54 apartado 543.1.1, deben ser las siguientes

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Figura 20. Secciones de los conductores de protección en función de los conductores de la instalación

7.8.1 PRIMER MODELO

Por lo tanto, la sección de los conductores de protección a tierra debe ser:

- Tramo de strings a caja de conexión: 6 mm^2
- Tramo de caja de conexión a inversor: 48 mm^2
- Tramo de inversor al cuadro de protecciones: 60 mm^2
- Tramo del cuadro de protecciones al centro de transformación: 120 mm^2

7.8.2 SEGUNDO MODELO

Por lo tanto, la sección de los conductores de protección a tierra debe ser:

- Tramo de strings a caja de conexión: 6 mm^2
- Tramo de caja de conexión a inversor: 120 mm^2
- Tramo de inversor al cuadro de protecciones: 75 mm^2
- Tramo del cuadro de protecciones al centro de transformación: 120 mm^2

Para la puesta a tierra de los conductores activos de corriente continua se debe tener en cuenta que la puesta a tierra debe hacerse en un único punto llamado tierra del sistema, ya que en caso contrario podría circular corriente por los conductores de protección, haciendo que los inversores (y equipos de protección) no funcionen correctamente.

La solución más simple para la puesta a tierra de los conductores activos es la unión eléctrica de sus bornes puestos a tierra con los bornes de los conductores de protección (unidos al electrodo de tierra a través del conductor principal de tierra). Por lo que esencialmente, se debe unir todas las tierras del sistema.

Capítulo 8. BALANCE DE LA INSTALACIÓN Y ESTUDIO ECONÓMICO

8.1 PRIMER MODELO

8.1.1 BALANCE ENERGÉTICO

Tras completar el modelo 3D de la nave, y haber diseñado la instalación de autoconsumo, en este capítulo se procede a estudiar el balance energético de la totalidad de la nave industrial. A raíz de este balance, se hará en el siguiente capítulo un estudio económico de la instalación y del proyecto, para analizar la viabilidad de este.

	Energía Generada (kWh)	Energía Consumida (kWh)	Balance (kWh)
Enero	137.517	626.976	- 489.459
Febrero	181.597	818.709	- 637.112
Marzo	269.015	902.126	- 633.111
Abril	341.156	797.234	- 456.078
Mayo	389.112	865.855	- 476.743
Junio	407.998	860.359	- 452.361
Julio	430.957	914.082	- 483.125
Agosto	357.440	698.378	- 340.938
Septiembre	278.424	913.227	- 634.803
Octubre	226.118	856.675	- 630.557
Noviembre	153.239	916.233	- 762.994
Diciembre	124.428	773.687	- 649.259
TOTAL	3.297.001	9.943.541	- 6.646.540

Tabla 9. Balance energético de la instalación

Haciendo el balance bruto energético (sin tener en cuenta excedentes), se obtiene un ahorro del consumo del 33% aproximadamente. Si se estima el ahorro, se alcanza una cantidad de alrededor de 348.000 € (a precios de 2021). No obstante, en este balance no se ha computado la cantidad de excedentes, por lo que el ahorro probablemente sea mayor.

Para hacer el cómputo del balance energético con excedentes, es necesario hacer una aproximación. Esta aproximación ya se hizo en el capítulo de los consumos energéticos, y no es más que calcular el consumo horario de cada día de cada mes, y después hacer la media de los días de fin de semana. Esta aproximación es una de las limitaciones del software de PVSyst, que únicamente admite la entrada del consumo diario medio del todo el año (diferencia entre día laboral y fin de semana). A continuación, se vuelve a recordar en la siguiente tabla la media de los consumos horarios.

	Enero (KW)	Febrero (KW)	Marzo (KW)	Abril (KW)	Mayo (KW)	Junio (KW)	Julio (KW)	Agosto (KW)	Septiembre (KW)	Octubre (KW)	Noviembre (KW)
0_1	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
1_2	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
2_3	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
3_4	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
4_5	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
5_6	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
6_7	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
7_8	971	1252	1199	1176	1259	1177	1373	964	1320	1472	1406
8_9	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1459	817	1110	1424	1510
9_10	1123	1597	1560	1491	1516	2364	1459	1771	2429	1463	1579
10_11	1163	1658	1560	1491	1516	2364	1459	1771	2429	1463	1579
11_12	1163	1658	1560	1491	1516	2364	1922	1771	2429	1463	1579
12_13	1163	1658	1560	1491	1516	2364	1922	1771	2429	1463	1579
13_14	1123	1597	1560	1491	1516	2364	1922	1771	2429	1463	1579
14_15	1123	1597	1560	1491	1516	2364	1922	817	2429	1424	1510
15_16	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1922	817	1110	1424	1510
16_17	1123	1597	1541	1491	1516	1080	1922	817	1110	1424	1510
17_18	1123	1597	1541	1491	1516	1080	1922	817	1110	1424	1510
18_19	1163	1658	1541	1491	1516	1080	1922	1771	1110	1463	1579
19_20	1163	1658	1541	1491	1516	1080	1459	1771	1110	1463	1579
20_21	1163	1658	1541	1491	1516	1080	1459	1771	1110	1463	1579
21_22	1123	1597	1541	1491	1516	1080	1459	1771	1110	1463	1579
22_23	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1459	817	1110	1424	1510
23_24	1123	1597	1560	1491	1516	1080	1459	817	1110	1424	1510

P6 sab (KW)	P6 dom (KW)	Media	
153	186,88	169,89	Enero
235	286,89	260,81	Febrero
258	315,89	287,17	Marzo
206	251,49	228,63	Abril
231	282,01	256,37	Mayo
243	296,61	269,65	Junio
216	264,34	240,31	Julio
208	254,11	231,01	Agosto
272	332,81	302,56	Septiembre
232	283,29	257,53	Octubre
290	354,36	322,14	Noviembre

Tabla 10. Consumos horarios de cada mes y medias de los fines de semana

Como ya se ha comentado, el software de PVSyst presenta una limitación importante a la hora de introducir el consumo energético, ya que solo permite introducir una media del consumo horario anual. Esta limitación se ha solucionado haciendo una simulación, para cada mes del año, introduciendo el consumo cada mes y recolectando los datos interesantes únicamente de ese mes.

Con esta solución, se consigue obtener los resultados reales de los balances energéticos. No obstante, no se ha podido evitar hacer una aproximación para los fines de semana. El programa no permite discernir entre sábado y domingo, por lo que se ha calculado la media del consumo horario del fin de semana de cada mes y se ha introducido esa media en el programa.

Si bien esta aproximación no permite obtener los balances exactos, estos se acercan mucho al escenario real, dando unas cifras parecidas a los consumos reales. Al hacer las simulaciones para cada mes, se obtiene el siguiente balance.

	Energía Generada (MWh)	Energía Solar Aprovechada (MWh)	Energía solar consumida (MWh)	Energía excedentaria inyectada en la red (MWh)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía Factura (MWh)
Enero	132,515	130,600	110,447	20,153	519,641	630,088
Febrero	174,422	172,162	138,565	33,597	629,827	768,792
Marzo	258,126	254,907	210,303	44,605	609,325	819,628
Abril	326,824	322,903	248,706	74,197	499,302	748,008
Mayo	372,774	368,371	291,683	76,689	547,013	838,696
Junio	390,680	386,209	300,942	85,267	479,778	780,720
Julio	412,717	407,910	316,056	91,853	572,488	888,544
Agosto	342,591	338,402	246,700	91,702	473,162	719,862
Septiembre	266,948	263,768	210,998	52,770	586,402	797,400
Octubre	217,097	214,342	179,508	34,834	672,981	852,489
Noviembre	147,496	145,495	127,618	17,877	726,844	854,462
Diciembre	119,874	118,236				
TOTAL	3.162,064	3.123,305	2.381,526	623,544	6.316,763	8.698,689

Tabla 11. Balances energéticos

Con este balance ya se puede hacer una estimación de los excedentes y de la energía ahorrada, que se pueden observar en la Tabla 12. Para esta estimación se ha obtenido el precio medio del kWh de cada mes (del año 2021) y multiplicado por los excedentes.

	Excedentes (MWh)	€/MWh	Venta excedentes (€)
Enero	20,153	60,17	1.212,61
Febrero	33,597	28,49	957,18
Marzo	44,605	45,44	2.026,85
Abril	74,197	65,02	4.824,29
Mayo	76,689	67,12	5.147,37
Junio	85,267	83,30	7.102,74
Julio	91,853	92,42	8.489,05
Agosto	91,702	105,94	9.714,91
Septiembre	52,770	156,15	8.240,04
Octubre	34,834	200,06	6.968,89
Noviembre	17,877	193,43	3.457,95
Diciembre	-	239,17	-
Total	623,544		58.141,87

Tabla 12. Ganancia por la venta de excedentes

Además de la ganancia total de 58.142 € (a precios de 2021, igual que las facturas) a raíz de la venta de excedentes, sin tener en cuenta el mes de diciembre ya que no se dispone de la factura de este mes, hay que tener en cuenta que también se ahorra energía que no se consume de la red.

Usando las facturas proporcionadas, se hace una estimación del precio medio por kilovatio-hora de cada mes, para calcular el ahorro que se habría producido en 2021. De este modo se computa la siguiente tabla.

	Energía solar consumida (kWh)	Coste Energía(€/kWh)	Ahorro (€)
Enero	110.447	0,135	14.898
Febrero	138.565	0,127	17.563
Marzo	210.303	0,109	22.846
Abril	248.706	0,104	25.848
Mayo	291.683	0,103	30.006
Junio	300.942	0,114	34.402
Julio	316.056	0,061	19.197
Agosto	246.700	0,104	25.652
Septiembre	210.998	0,097	20.526
Octubre	179.508	0,086	15.446
Noviembre	127.618	0,115	14.624
TOTAL	2.381.526		241.007

Tabla 13. Cálculo del ahorro por la energía de la red no consumida

Como se puede observar, se calcula que el ahorro aproximado de la instalación llega a un montante de 241.007 €. Es necesario recalcar que esta cifra no es exacta, ya que se ha aproximado el precio de la energía sin tener en cuenta el periodo en el que es ahorrado (el precio de la energía varía en función del periodo). No obstante, esta cifra sí es un buen indicador, y se toma como referente del orden de magnitud de los ahorros.

Para concluir este apartado, se vuelve a recordar la ganancia por la venta de excedentes junto con el ahorro de la energía solar que se consume en lugar de consumir energía de la red eléctrica. El ahorro de energía es de 241.007 € y la ganancia por la venta de energía es de 58.142 €. Finalmente, se vuelve a recalcar que para obtener estos números, se han realizado varias aproximaciones, además de no haber sido posible hacer estos cálculos para el mes de diciembre.

8.1.2 ESTUDIO ECONÓMICO

En primer lugar, se debe confeccionar un presupuesto de la instalación completa. A continuación se puede ver en detalle el presupuesto del primer modelo.

	Unidades	Unidad	Precio Unitario (€)	Total (€)
Módulos JAM78S10 445/MR	5.472	Ud	238,00	1.302.336,00
Estructuras para 4 módulos fotovoltaicos	1.368	Ud	155,72	213.024,96
Cable rojo 6mm2	34.585,2	m	1,20	41.502,24
Cable negro 6mm2	34.585,2	m	1,20	41.502,24
Cuadro protecciones DC	216	Ud	180,00	38.880,00
String combiner USFULL	24	Ud	515,00	12.360,00
Cable rojo 95mm2	441	m	14,53	6.407,08
Cable negro 95mm2	441	m	14,53	6.407,08
Inversor Ingecon SUN 160TL	24	Ud	10.625,00	255.000,00
Cable 120mm2	1.080	m	18,51	19.986,38
Cuadro protecciones AC	2	Ud	1.204,03	2.408,06
Cable 240mm2	1.920	m	36,00	69.129,30
Centro de protecciones de media tensión	1	Ud		-
Canalización cableado	660,7	m	34,48	22.892,15
Mano de obra	1	Ud	406.367,10	406.367,10
Margen previsto por la instaladora	1	Ud	365.730,39	365.730,39
				2.803.933
				TOTAL

Tabla 14. Presupuesto de la instalación para el primer modelo

Una vez obtenido el presupuesto, se procede a calcular el flujo de caja en el periodo de inversión (se ha establecido un periodo de 30 años) y seguidamente se calcula el VAN y el TIR.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Coste inicial	- 2.803.933,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste mantenimiento	-	- 14.019,67	- 14.159,86	- 14.301,46	- 14.444,47	- 14.588,92	- 14.734,81	- 14.882,16	- 15.030,98	- 15.181,29	- 15.333,10	- 15.486,43	- 15.641,30	- 15.797,71	- 15.955,69	- 16.115,24
Ahorro	-	299.149,00	302.589,21	306.068,99	309.588,78	313.149,05	316.750,27	320.392,90	324.077,41	327.804,30	331.574,05	335.387,16	339.244,11	343.145,42	347.091,59	351.083,14
Cash Flow	- 2.803.933,00	285.129,34	288.429,35	291.767,53	295.144,31	298.560,13	302.015,46	305.510,74	309.046,44	312.623,02	316.240,95	319.900,72	323.602,81	327.347,71	331.135,90	334.967,90

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 16.276,40	- 16.439,16	- 16.603,55	- 16.769,59	- 16.937,28	- 17.106,66	- 17.277,72	- 17.450,50	- 17.625,00	- 17.801,25	- 17.979,27	- 18.159,06	- 18.340,65	- 18.524,06	- 18.709,30	- 18.896,40
355.120,60	359.204,48	363.335,34	367.513,69	371.740,10	376.015,11	380.339,28	384.713,19	389.137,39	393.612,47	398.139,01	402.717,61	407.348,86	412.033,37	416.771,76	421.513,90
338.844,20	342.765,32	346.731,78	350.744,10	354.802,82	358.908,45	363.061,56	367.262,69	371.512,38	375.811,21	380.159,74	384.558,55	389.008,21	393.509,32	398.062,46	402.613,90

VAN	2.666.127,39 €
TIR	11%

Tabla 15. Estudio de viabilidad de la instalación

Como se puede observar en la Tabla 15, el VAN de la inversión es de 2.666.127 € y el TIR del 11%. Esto conlleva un Payback time de 10 años.

8.2 SEGUNDO MODELO

8.2.1 BALANCE ENERGÉTICO

Se ha procedido de la misma manera que con el anterior modelo, obteniendo así los balances energéticos de cada mes.

	Energía Generada (MWh)	Energía Solar Aprovechada (MWh)	Energía solar consumida (MWh)	Energía excedentaria inyectada en la red (MWh)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía Factura (MWh)
Enero	84,231	82,995	73,050	9,945	557,038	630,088
Febrero	100,285	98,873	85,721	13,153	683,071	768,792
Marzo	136,309	134,408	119,629	14,779	699,999	819,628
Abril	159,099	156,918	133,727	23,192	614,281	748,008
Mayo	174,037	171,672	149,332	22,338	689,364	838,696
Junio	179,503	177,095	153,696	23,399	627,024	780,720
Julio	191,586	188,990	158,576	30,415	729,968	888,544
Agosto	163,391	161,119	136,743	24,376	583,119	719,862
Septiembre	135,497	133,642	117,791	15,851	679,609	797,400
Octubre	121,259	119,560	106,319	13,241	746,170	852,489
Noviembre	91,750	90,439	84,086	6,353	770,376	854,462
Diciembre	77,366	76,265	-	-	-	-
TOTAL	1.614,313	1.591,976	1.318,670	197,042	7.380,019	8.698,689

Tabla 16. Balances energéticos

Con este balance ya se puede hacer una estimación de los excedentes y de la energía ahorrada, que se pueden observar en la Tabla 17. Para esta estimación se ha obtenido el precio medio del kWh de cada mes (del año 2021) y multiplicado por los excedentes.

	Excedentes (MWh)	€/kWh	Venta excedentes (€)
Enero	9,945	60,17	598,39
Febrero	13,153	28,49	374,73
Marzo	14,779	45,44	671,56
Abril	23,192	65,02	1.507,94
Mayo	22,338	67,12	1.499,33
Junio	23,399	83,30	1.949,14
Julio	30,415	92,42	2.810,95
Agosto	24,376	105,94	2.582,39
Septiembre	15,851	156,15	2.475,13
Octubre	13,241	200,06	2.648,99
Noviembre	6,353	193,43	1.228,86
Diciembre	-	239,17	-
Total	197,042		18.347,42

Tabla 17. Ganancia por la venta de excedentes

Además de la ganancia total de 18.347 € (a precios de 2021, igual que las facturas) a raíz de la venta de excedentes, sin tener en cuenta el mes de diciembre ya que no se dispone de

la factura de este mes, hay que tener en cuenta que también se ahorra energía que no se consume de la red.

Usando las facturas proporcionadas, se hace una estimación del precio medio por kilovatio-hora de cada mes, para calcular el ahorro que se habría producido en 2021. De este modo se computa la siguiente tabla.

	Energía solar consumida (kWh)	Coste Energía(€/kWh)	Ahorro (€)
Enero	73.050	0,135	9.854
Febrero	85.721	0,127	10.865
Marzo	119.629	0,109	12.996
Abril	133.727	0,104	13.898
Mayo	149.332	0,103	15.362
Junio	153.696	0,114	17.570
Julio	158.576	0,061	9.632
Agosto	136.743	0,104	14.218
Septiembre	117.791	0,097	11.459
Octubre	106.319	0,086	9.148
Noviembre	84.086	0,115	9.636
TOTAL	1.318.670		134.637

Tabla 18. Cálculo del ahorro por la energía de la red no consumida

Como se puede observar, se calcula que el ahorro aproximado de la instalación llega a un montante de 134.637 €. Es necesario recalcar que esta cifra no es exacta, ya que se ha aproximado el precio de la energía sin tener en cuenta el periodo en el que es ahorrado (el precio de la energía varía en función del periodo). No obstante, esta cifra sí es un buen indicador, y se toma como referente del orden de magnitud de los ahorros.

Para concluir este apartado, se vuelve a recordar la ganancia por la venta de excedentes junto con el ahorro de la energía solar que se consume en lugar de consumir energía de la red eléctrica. El ahorro de energía es de 134.637 € y la ganancia por la venta de energía es de 18.347€. Finalmente, se vuelve a recalcar que para obtener estos números, se han realizado varias aproximaciones, además de no haber sido posible hacer estos cálculos para el mes de diciembre.

8.2.2 ESTUDIO ECONÓMICO

En primer lugar, se debe confeccionar un presupuesto de la instalación completa. A continuación se puede ver en detalle el presupuesto del primer modelo.

	Unidades	Unidad	Precio Unitario (€)	Total (€)	
Módulos JAM78S10 445/MR	2.448	Ud	238,00	582.624,00	
Estructuras para 4 módulos fotofoltaicos	300	Ud	246,95	74.085,00	
Estructuras para 3 módulos fotofoltaicos	442	Ud	189,95	83.957,90	
Cable rojo 6mm2	24.497,9	m	1,20	29.397,42	
Cable negro 6mm2	24.497,9	m	1,20	29.397,42	
Cuadro protecciones DC	153	Ud	180,00	27.540,00	
String combiner	9	Ud	449,00	4.041,00	
Cable rojo 240mm2	165	m	36,00	5.953,50	
Cable negro 240mm2	165	m	36,00	5.953,50	
Inversor Ingecon SUN 160TL	9	Ud	10.625,00	95.625,00	
Cable 150mm2	405	m	8,10	3.280,50	
Cuadro protecciones AC	2	Ud	1.204,03	2.408,06	
Cable 240mm2	960	m	36,00	34.560,00	
Centro de protecciones de media tensión	1	Ud		-	
Canalización cableado	660,7	m	34,48	22.893,30	
Mano de obra	1	Ud	200.343,32	200.343,32	
Margen previsto por la instaladora	1	Ud	180.308,99	180.308,99	
				1.382.369	TOTAL

Tabla 19. Presupuesto de la instalación

Una vez obtenido el presupuesto, se procede a calcular el flujo de caja en el periodo de inversión (se ha establecido un periodo de 30 años) y seguidamente se calcula el VAN y el TIR.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Coste inicial	- 1.382.369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste mantenimineto	-	- 6.911,85	- 6.980,96	- 7.050,77	- 7.121,28	- 7.192,49	- 7.264,42	- 7.337,06	- 7.410,43	- 7.484,54	- 7.559,38	- 7.634,98	- 7.711,33	- 7.788,44	- 7.866,32	- 7.944,99
Ahorro	-	152.984,00	154.743,32	156.522,86	158.322,88	160.143,59	161.985,24	163.848,07	165.732,32	167.638,25	169.566,09	171.516,10	173.488,53	175.483,65	177.501,71	179.542,98
Cash Flow	- 1.382.369,00	146.072,16	147.762,35	149.472,09	151.201,60	152.951,10	154.720,82	156.511,01	158.321,89	160.153,71	162.006,70	163.881,12	165.777,20	167.695,21	169.635,39	171.597,99

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 8.024,44	- 8.104,68	- 8.185,73	- 8.267,59	- 8.350,26	- 8.433,76	- 8.518,10	- 8.603,28	- 8.689,32	- 8.776,21	- 8.863,97	- 8.952,61	- 9.042,14	- 9.132,56	- 9.223,88
181.607,73	183.696,21	185.808,72	187.945,52	190.106,89	192.293,12	194.504,49	196.741,30	199.003,82	201.292,37	203.607,23	205.948,71	208.317,12	210.712,77	213.135,96
173.583,29	175.591,53	177.622,99	179.677,93	181.756,63	183.859,36	185.986,39	188.138,01	190.314,51	192.516,16	194.743,26	196.996,10	199.274,98	201.580,21	203.912,08

VAN	1.419.857,52 €
TIR	11%

Tabla 20. Estudio de viabilidad de la instalación

Como se puede observar en la Tabla 20, el VAN de la inversión es de 1.419.858 € y el TIR del 11%. Esto conlleva un Payback time de 10 años.

Capítulo 9. CONCLUSIÓN

Después de haber seleccionado todos los componentes de la instalación de autoconsumo tanto para el primero como para el segundo modelo, se ha realizado para ambos casos un simple estudio de viabilidad.

Con una inversión inicial de 2.803.933 € para el primer modelo, se ha obtenido un VAN de 2.666.127 € y un TIR de 11%, mientras que para el segundo modelo, con una inversión inicial de 1.382.369 €, se tiene un VAN de 1.419.858 € y un TIR de 11%.

Se puede concluir que los dos proyectos son viables y el TIR de ambos es el mismo. No obstante, a cambio de realizar una inversión inicial mayor, con el primer modelo se obtiene un VAN más elevado, por lo que se considera más rentable la primera opción.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

1. Álvarez, C.. “El Sistema eléctrico español: características y próximos retos”, Vector Renewables, Abril 2022. <https://www.vectorenrenewables.com/es/recursos/blog/sistema-electrico-espanol>
2. “Cómo se calcula el precio de la luz y quien lo establece”, Aura Energía Junio 2022. <https://www.aura-energia.com/como-se-calcula-el-precio-de-la-luz/#:~:text=El%20t%C3%A9rmino%20de%20potencia%20y,luz%20total%20de%20tu%20factura>
3. “¿Merece la pena optar por una tarifa indexada? Ventajas y desventajas”, Tarifasgasluz, Mayo 2022. <https://tarifasgasluz.com/comparador/precios-indexados>
4. “La crisis energética dispara el autoconsumo residencial en España: en 2022 se doblará la capacidad con más de 2 GW”, El Español, Mayo 2022. https://www.elespanol.com/invertia/empresas/turismo/20220828/iberia-express-cancela-vuelos-easyjet-huelgas-domingo/698930172_0.html
5. “Hoja de Ruta del Autoconsumo”, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, Diciembre 2021. https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf
6. “¿Compensación de Excedentes de Autoconsumo o Venta de Energía Solar a la Red?”, Cambio Energético, Marzo 2021. <https://www.cambioenergetico.com/blog/compensacion-excedentes-autoconsumo-vs-venta/>
7. Villasur, S.. “Precios de la instalación de energía solar”, Roams, Julio 2022. <https://energia.roams.es/energia-renovable/energia-solar/precio/>
8. Soria, A.. “Legislación fotovoltaica en España”, Censolar, Mayo 2021. <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
9. Carrasco, A.. “Inversor solar: qué es, funcionamiento, tipos y cómo escoger el más adecuado”, Otovo, Junio 2022. <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/inversores-solares/>
10. De las Heras, I.. “¿Qué requisitos debe cumplir el inversor fotovoltaico?”, Certifica en Energía Sevilla, Mayo 2020. <https://www.certificaenergiassevilla.com/que-requisitos-debe-de-cumplir-el-inversor-fotovoltaico/>

11. “Conexión en paralelo de paneles solares”, Prostar, Agosto 2020.
<https://www.prostarsolar.net/es/conexion-paralelo-de-placas-solares.html>
12. “Requisitos para los cables de las instalaciones fotovoltaicas”, Auna Distribución, Junio 2021.
<https://www.aunadistribucion.com/blog/requisitos-para-los-cables-de-instalaciones-fotovoltaicas/>
13. “Protecciones frente a contactos eléctricos”, Seslab.
http://seslab.org/fotovoltaico/22_proteccion_frente_a_contactos_elctricos.html
14. Lorenzo, J.. “Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas”, Sunfields, Febrero 2019.
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puesta-a-tierra-de-instalaciones-con-placas-solares/>
15. “Condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-DE redes eléctricas inteligentes”, i-DE, Diciembre 2020. https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf

ANEXOS

ANEXO A: ANÁLISIS DEL CONSUMO

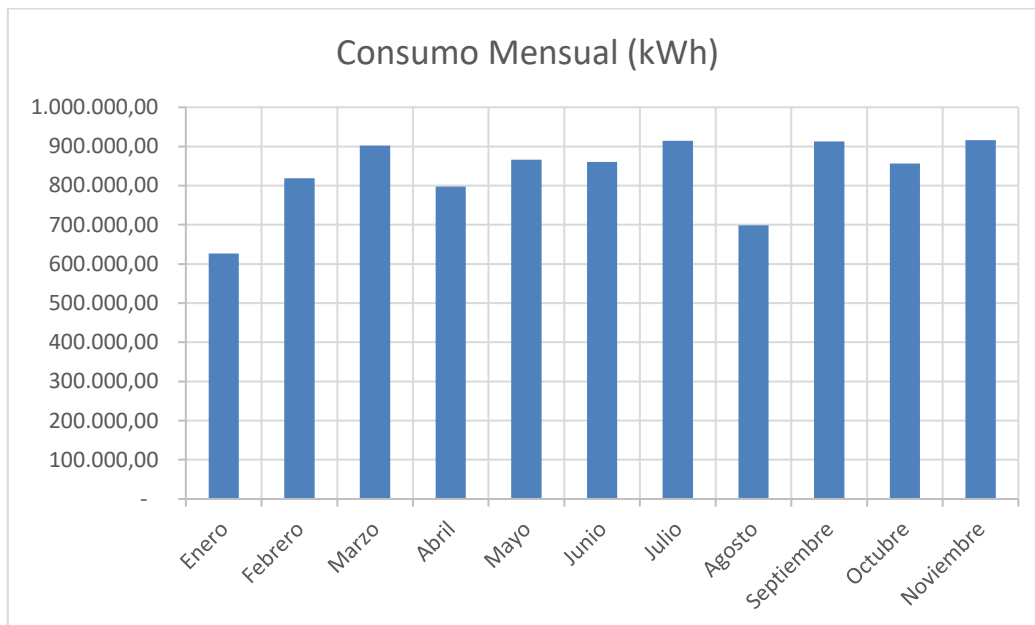


Figura 21. Gráfica del consumo mensual

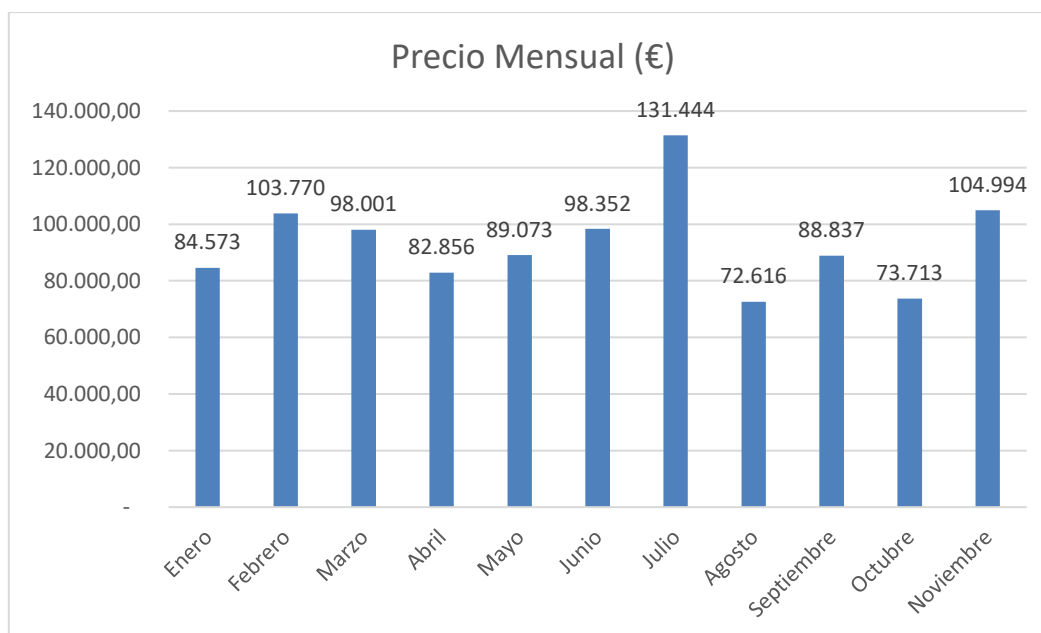
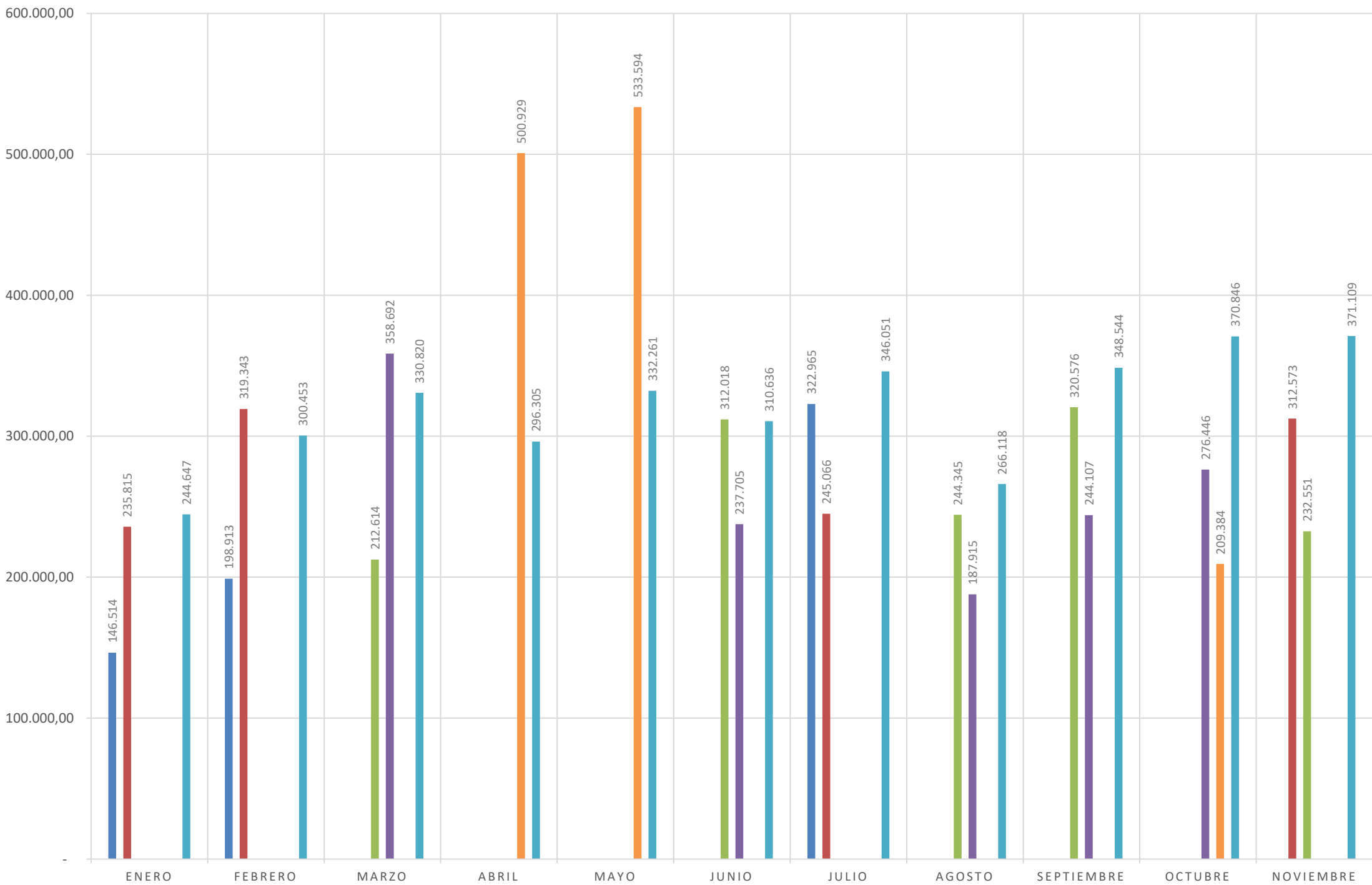


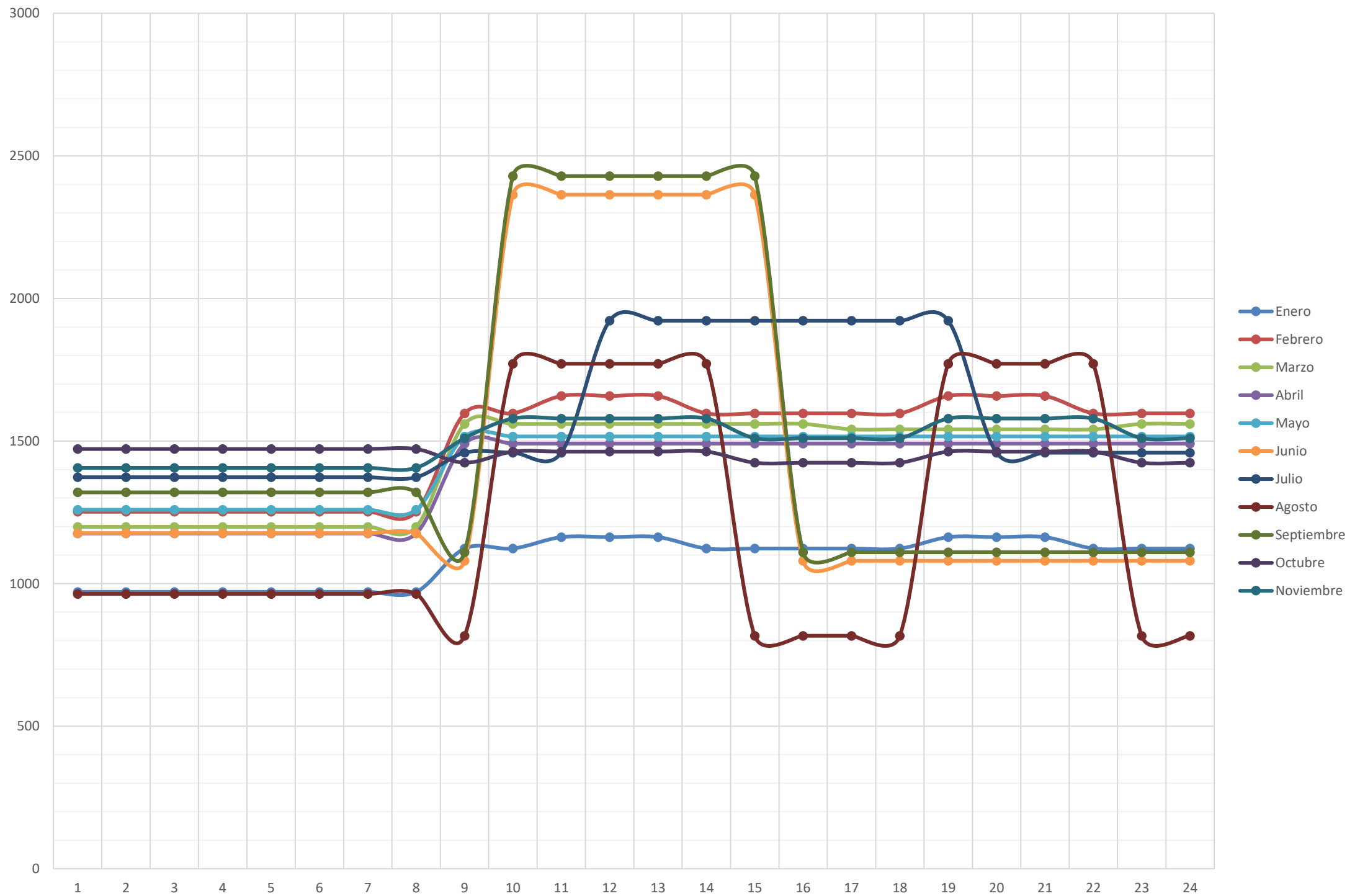
Figura 22. Gráfica del coste mensual de la factura eléctrica



CONSUMO MENSUAL EN FUNCIÓN DEL PERIODO (KHW)



Consumo horario de cada mes (kW)



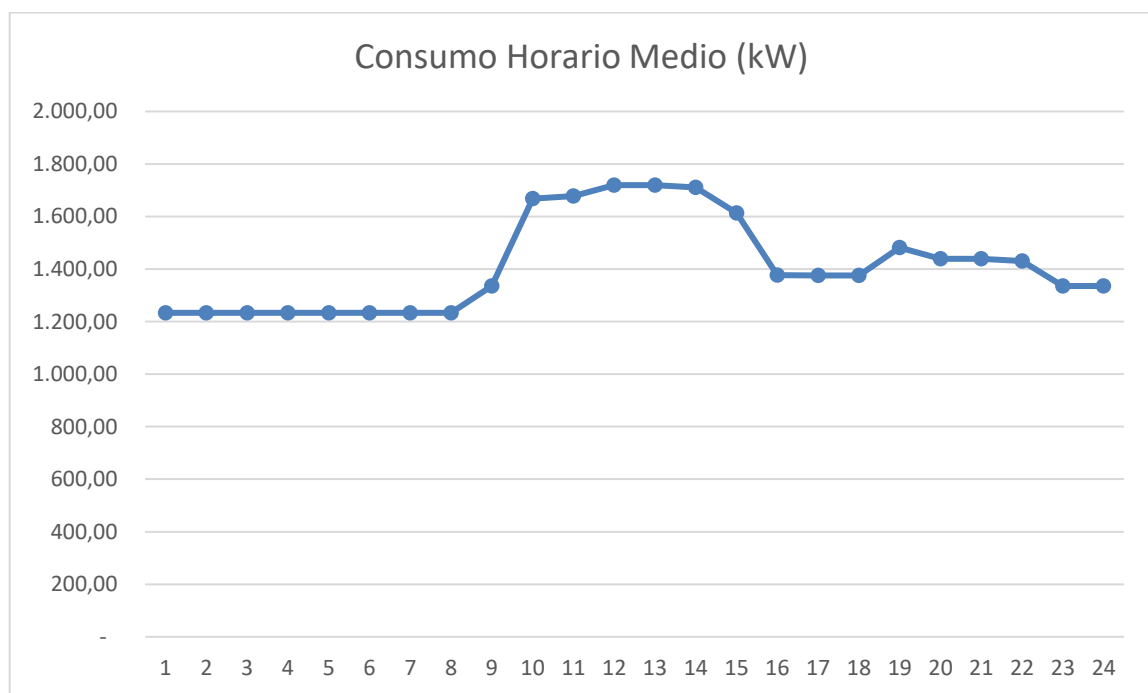


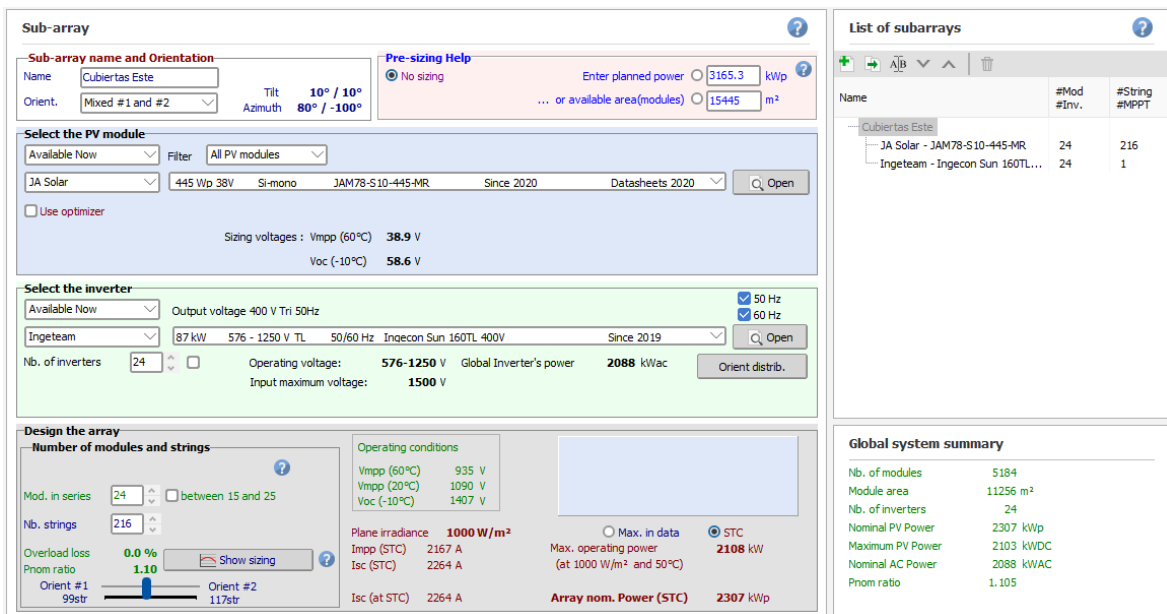
Figura 23. Consumo horario medio

ANEXO B: CÁLCULOS DE STRINGS Y PARALELOS

I. Primer modelo

Con los resultados de estos cálculos se determina el número de módulos en serie y los strings en paralelo para no sobrepasar los rangos admisibles de tensión e intensidad en la entrada de los inversores.

Estos resultados se pueden ajustar de manera sencilla en la ventana de Sistema en el software de PVSyst. Una vez seleccionados los modelos de paneles solares e inversor, el software nos indica los parámetros utilizados para el dimensionamiento de los strings (Vmpp (60°C), Voc (-10°C) y tensión máxima en la entrada del inversor).



Sub-array

Sub-array name and Orientation
Name: Cubiertas Este
Orient.: Mixed #1 and #2
Tilt: 10° / 10°
Azimuth: 80° / -100°

Pre-sizing Help
☒ No sizing
Enter planned power: 3165.3 kWp
... or available area(modules): 15445 m²

Select the PV module
Available Now: Filter: All PV modules
JA Solar: 445 Wp 38V Si-mono JAM78-S10-445-MR Since 2020 Datasheets 2020
☐ Use optimizer
Sizing voltages: Vmpp (60°C) 38.9 V
Voc (-10°C) 58.6 V

Select the inverter
Available Now: Output voltage 400 V Tri 50Hz
Ingeteam: 87 kW 576 - 1250 V TL 50/60 Hz Ingecon Sun 160TL 400V Since 2019
Nb. of inverters: 24
Operating voltage: 576-1250 V Global Inverter's power: 2088 kWac
Input maximum voltage: 1500 V

Design the array
Number of modules and strings
Mod. in series: 24 (between 15 and 25)
Nb. strings: 216
Overload loss: 0.0 %
Prom ratio: 1.10
Orient #1: 99str
Orient #2: 117str

Operating conditions
Vmpp (60°C): 935 V
Vmpp (20°C): 1090 V
Voc (-10°C): 1407 V
Plane irradiance: 1000 W/m²
Impp (STC): 2167 A
Isc (STC): 2264 A
Isc (at STC): 2264 A

Global system summary
Nb. of modules: 5184
Module area: 11256 m²
Nb. of inverters: 24
Nominal PV Power: 2307 kWp
Maximum PV Power: 2103 kWDC
Nominal AC Power: 2088 kWAC
Prom ratio: 1.105

Figura 24. Ventana de Sistema en PVSyst

Los resultados de los cálculos realizados a continuación deberían confirmar los datos de la Figura 24, ya que estos están directamente realizados por PVSyst.

Para el cálculo del número máximo de módulos en serie por string se utiliza la tensión máxima en la entrada del inversor y la tensión de circuito abierto a -10°C de un módulo fotovoltaico. Se usa esta tensión ya que es la tensión más elevada a la que podría operar un módulo.

$$N_{max} = \frac{U_{inv\ max}}{U_{OC(-10^{\circ}C)}} = \frac{1500\ V}{58,6\ V} = 25\ \text{módulos}$$

Para el cálculo del número mínimo de módulos en serie por string se utiliza la tensión mínima de operación en la entrada del inversor y la tensión de punto de máxima potencia a 60°C de un módulo fotovoltaico. Se usa esta tensión ya que es la tensión menos elevada a la que podría operar un módulo.

$$N_{min} = \frac{U_{opmin}}{U_{mpp(60^{\circ}C)}} = \frac{576\ V}{38,9\ V} = 15\ \text{módulos}$$

Se ha comprobado que los módulos en serie por string deben estar comprendidos entre 15 y 25 módulos. Para la instalación se ha escogido por tanto poner 24 módulos fotovoltaicos por cada string.

Para comprobar que no se excede la intensidad máxima a la entrada de los inversores se ha utilizado la intensidad máxima de operación del inversor y la intensidad de cortocircuito a 60°C de un módulo fotovoltaico. Esta es la intensidad máxima que puede alcanzar un módulo.

$$N_{pmax} = \frac{I_{opmax}}{I_{cc(60^{\circ}C)}} = \frac{168}{10,48} = 16\ \text{strings en paralelo}$$

Para el área disponible, se ha dispuesto un total de 216 strings (aprovechamiento máximo de la cubierta). Por esta razón, si se tiene en cuenta que por cada inversor se puede tener 16 strings en paralelo como máximo, se ha decidido usar 9 strings en paralelo (hay 24 inversores en la instalación y si se conecta 9 strings en paralelo a la entrada de cada uno, se obtiene un total de 216 strings).

Como se ha podido ver a raíz de estos cálculos, se confirman todos los parámetros de dimensionamiento del sistema determinados por el software de PVSyst.

Por último, es necesario comprobar que no se excede la potencia que circula de los cuadros de protección AC al centro de transformación y que se inyecta en el transformador. Cómo se dispone de 24 inversores y se asume que el centro de transformación está formado por 2

transformadores de 1250 kVA cada uno, y asociados de un cuadro de protecciones respectivamente, se ha decidido juntar 12 inversores en cada cuadro de protecciones.

Para comprobar que no se excede la potencia máxima se realiza el siguiente cálculo.

$$P = \sqrt{3} \times V \times I = \sqrt{3} \times 400 \times 12 \times 134 = 1114 \text{ kWac}$$

Siendo V la tensión de la red e I la intensidad de los 12 inversores. Como se observa, no se sobrepasa la potencia máxima del transformador, por lo que es correcta la conexión de 12 inversores a cada cuadro de protecciones AC.

II. Segundo modelo

Una vez más, se calcula el número máximo de módulos por string.

$$N_{max} = \frac{U_{inv\ max}}{U_{OC(-10^{\circ}C)}} = \frac{1000\ V}{58,6\ V} = 17 \text{ módulos}$$

De igual manera, se calcula el número mínimo de módulos por string.

$$N_{min} = \frac{U_{opmin}}{U_{mpp(60^{\circ}C)}} = \frac{590\ V}{38,9\ V} = 16 \text{ módulos}$$

Se procede a continuación a calcular el número máximo de strings en paralelo.

$$N_{pmax} = \frac{I_{opmax}}{I_{cc(60^{\circ}C)}} = \frac{180}{10,48} = 17 \text{ strings en paralelo}$$

Para el área disponible, se ha dispuesto un total de 153 strings. Por esta razón, si se tiene en cuenta que por cada inversor se puede tener 17 strings en paralelo como máximo, se ha decidido usar los 17 strings en paralelo (hay 9 inversores en la instalación y si se conecta 17 strings en paralelo a la entrada de cada uno, se obtiene un total de 153 strings).

Por último, es necesario comprobar que no se excede la potencia que circula de los cuadros de protección AC al centro de transformación y que se inyecta en el transformador. Cómo se dispone de 9 inversores y se asume que el centro de transformación está formado por 2

transformadores de 1250 kVA cada uno, y asociados de un cuadro de protecciones respectivamente, se ha decidido juntar 5 inversores en un cuadro de protecciones y los 4 restantes en un segundo cuadro de protecciones.

Para comprobar que no se excede la potencia máxima se realiza el siguiente cálculo.

$$P = \sqrt{3} \times V \times I = \sqrt{3} \times 400 \times 5 \times 151 = 523 \text{ kWac}$$

Siendo V la tensión de la red e I la intensidad de los 5 inversores. Como se observa, no se sobrepasa la potencia máxima del transformador, por lo que es correcta la conexión de 5 inversores a cada cuadro de protecciones AC.

ANEXO C: CÁLCULOS PARA LAS SECCIONES DE LOS CABLES

I. Primer modelo

Como criterio principal de dimensionamiento de la sección de los cables, cumpliendo los requisitos impuestos por la ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de Baja Tensión), se tendrá en cuenta dos aspectos.

- Los cables deben estar dimensionados para poder transportar una intensidad superior al 125% de la máxima intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.
- La caída de tensión de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red eléctrica no puede sobrepasar el 1,5% con la intensidad nominal.

El cálculo de las secciones se va a dividir en los distintos tramos de la instalación para asegurar que los criterios se cumplen para cada uno de ellos:

a. Tramo del string a la caja de conexión

Este cálculo se va a realizar para el peor de los casos, en el que la separación entre el string y la caja de conexionado es de 280 metros.

Se va a calcular la sección siguiendo las restricciones de sobrecorriente y de sobretensión expuestas anteriormente. Para estos cálculos vamos a necesitar los siguientes parámetros:

Panel fotovoltaico		Tramo	
Potencia max (W)	445	nº de paneles por string	24
Voc (V)	53,31	Longitud max (m)	280
Icc (A)	10,48	Conductividad	56
Voltaje de potencia max (V)	45,18		
Intensidad de potencia max (A)	9,85		

Tabla 21. Parámetros para el cálculo de sección en corriente continua

Cálculo por criterio de intensidad admisible

Se considera intensidad máxima que puede circular por el cableado es la intensidad de cortocircuito de los paneles solares. Esta intensidad es de 10,48 A.

Además de dimensionar la sección para una intensidad de 125%, es necesario aplicar ciertos factores de corrección debidos a las condiciones del entorno. La ecuación para la intensidad viene dada por la siguiente expresión.

$$I_{min} = \frac{1,25 \times I_{cc}}{f}$$

Para calcular el factor de corrección, hay que tener en cuenta los siguientes coeficientes:

- $f_a = 0,9$ por exposición solar directa.
- $f_b = 0,75$ por agrupación de cables.
- $f_c = 0,9$ por máxima temperatura ambiente (considerada 50°C).

Por lo tanto, la intensidad mínima es

$$I_{min} = \frac{1,25 \times 10,48}{0,9 \times 0,75 \times 0,9} = 21,56 \text{ A}$$

Haciendo uso de la Tabla 22 y de la Tabla 23, se obtiene una sección normalizada de $2,5 \text{ mm}^2$.

Cálculos por criterio de caída de tensión

Para este cálculo, se considera que la máxima caída de tensión admisible, según la normativa de la ITC-BT-40, es del 1,5%. La fórmula utilizada es la siguiente.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{\gamma \times \Delta V}$$

Siendo L la longitud máxima de la línea, Icc la corriente de cortocircuito de los paneles, γ la conductividad del cobre y ΔV la caída de tensión, se obtiene la siguiente sección.

$$S = \frac{2 \times 305 \times 10,48}{56 \times 0,015 \times 53,31 \times 24} = 5,94 \text{ mm}^2$$

Cómo existe una norma para la sección de cables, se selecciona la sección normalizada (usando las siguientes tablas) que cumpla los resultados de la ecuación anterior.

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia			Tabla y columna			
			Intensidad admisible para los circuitos simples			
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
			Número de conductores			
			2	3	2	3
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Tabla 22. Métodos de instalación de referencia

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																		
A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2											
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2												
B1					PVC 3	PVC 2				XLPE 3					XLPE 2				
B2					PVC 3	PVC 2			XLPE 3	XLPE 2							XLPE 2		
C						PVC 3			PVC 2			PVC 3		XLPE 3			XLPE 2		
E							PVC 3				PVC 2				XLPE 3		XLPE 2		
F									PVC 3					PVC 2		PVC 3	XLPE 3	XLPE 2	
1	2	3	4		5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm²																			
Cobre																			
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	20	21	23	—
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—	—
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—	—
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—	—
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	66	72	78	—	—
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—	—
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	—
35	—	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	—	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	—	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	—	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	—	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	—	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	—	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	—	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Alu- minio																			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	—	—
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—	—
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—	—
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—	—
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—	—
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	—
35	—	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	—	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	—	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	—	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	—	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	—	—	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	—	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	405
240	—	—	—	—	—	—	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482
Aislamientos termoestables (90°C)																			
XLPE: Polietileno reticulado										EPR: Etileno-propileno									
Aislamientos termoplásticos (70°C)																			
PVC: Policloruro de vinilo																			

Tabla 23. Intensidades máximas

La sección de este tramo será por tanto de 6 mm^2 , y capaz de soportar una intensidad máxima de 49 A.

Cómo el criterio más restrictivo es el de máxima caída de tensión, se usará la sección calculada con este criterio, de 6 mm^2 , y no la calculada para la intensidad máxima admisible.

b. Tramo de caja de conexionado al inversor

Para este tramo es necesario conocer la tensión y la intensidad a la salida de la caja de conexionado. La tensión máxima en su salida es de 1279,44 V (es la tensión de vacío de un módulo fotovoltaico multiplicada por 24, ya que cada string está compuesto por 24 paneles solares). La intensidad máxima en la salida de la caja de conexionado es la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico multiplicada por la suma de todos los strings conectados en la entrada. Como se tiene 9 strings conectados en paralelo la intensidad máxima que puede circular por este tramo es $I_{cc} \times 9 = 10,48 \times 9 = 94,32 \text{ A}$.

Cálculo por criterio de intensidad admisible

La máxima intensidad que puede circular por este tramo es intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos multiplicada por el número de strings en paralelo. Esta intensidad se multiplicará para obtener el 125% de la máxima intensidad y además se le aplicará un factor de corrección.

$$I_{\min adm} = \frac{1,25 \times I_{\max}}{f} = \frac{1,25 \times 94,32}{0,9 \times 0,75 \times 0,9} = 194,07 \text{ A}$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 22 y de la Tabla 23 la sección normalizada de 95 mm^2 , que admite una tensión máxima de 234 A.

Cálculos por criterio de caída de tensión

Para este cálculo, se considera que la máxima caída de tensión admisible, según la normativa de la ITC-BT-40, es del 1,5%. La fórmula utilizada es la siguiente.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{\max}}{\gamma \times \Delta V}$$

Siendo L la longitud máxima de la línea, I_{cc} la corriente de cortocircuito de los paneles, γ la conductividad del cobre y ΔV la caída de tensión, se obtiene la siguiente sección.

$$S = \frac{2 \times 85 \times 94,32}{56 \times 0,015 \times 1279,44} = 14,92 \text{ mm}^2$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 22 y de la Tabla 23 la sección normalizada de 16 mm². Esta sección resiste una intensidad máxima de 77 A. Esta intensidad es inferior a la mínima intensidad admisible calculada.

Por lo tanto, se va a usar la sección obtenida para la intensidad mínima admisible. Se hace el siguiente cálculo para verificar que no se sobrepase el 1,5% de caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{2 \times L \times I_{\min adm}}{\gamma \times S \times V} = \frac{2 \times 85 \times 194,07}{56 \times 95 \times 1279,44} = 0,48\%$$

Cómo no sobrepasa la máxima caída de tensión, el conductor seleccionado será de 95 mm² y admite una tensión máxima de 234 A.

c. Tramo del inversor al cuadro de protecciones AC

Se diseña la instalación para que los inversores se encuentren en la misma sala que los cuadros de protección de AC. La tensión a la salida del inversor es de 400 V y su intensidad máxima de salida es de 134 A. Se estima que la longitud máxima del cableado para este tramo es de 15 metros.

Cálculo por criterio de intensidad admisible

La máxima intensidad que puede circular por este tramo es intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos multiplicada por el número de strings en paralelo. Esta intensidad se multiplicará para obtener el 125% de la máxima intensidad y además se le aplicará un factor de corrección. Los factores de corrección a tener en cuenta son el factor por agrupación de cables y el de máxima temperatura ambiental

$$I_{\min adm} = \frac{1,25 \times I_{\max}}{f} = \frac{1,25 \times 134}{0,75 \times 0,9} = 248,15 \text{ A}$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 22 (esta vez teniendo en cuenta que la instalación es de tipo B2)12 y de la Tabla 23 la sección normalizada de 120 mm^2 , que admite una tensión máxima de 251 A.

Cálculos por criterio de caída de tensión

Para este cálculo, se considera que la máxima caída de tensión admisible, según la normativa de la ITC-BT-40, es del 1,5%. La fórmula utilizada es la siguiente.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{max}}{\gamma \times \Delta V}$$

Siendo L la longitud máxima de la línea, Icc la corriente de cortocircuito de los paneles, γ la conductividad del cobre y ΔV la caída de tensión, se obtiene la siguiente sección.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 134}{56 \times 0,015 \times 400} = 10,36 \text{ mm}^2$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 22 y de la Tabla 23 la sección normalizada de 16 mm^2 . Esta sección resiste una intensidad máxima de 72 A. Esta intensidad es inferior a la mínima intensidad admisible calculada.

Por lo tanto, se va a usar la sección obtenida para la intensidad mínima admisible. Se hace el siguiente cálculo para verificar que no se sobrepase el 1,5% de caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{min adm}}{\gamma \times S \times V} = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 248,15}{56 \times 120 \times 400} = 0,24\%$$

Cómo no sobrepasa la máxima caída de tensión, el conductor seleccionado será de 120 mm^2 y admite una tensión máxima de 251 A.

d. Tramo del cuadro de protecciones AC al centro de transformación

Desde el inversor tendremos una línea trifásica llevada hasta el centro de transformación de la nave industrial. De la misma manera que en el tramo de continua, se dimensionará la sección siguiendo los criterios de intensidad máxima y de caída máxima de tensión.

Para este tramo, se considera que la tensión es la del lado de baja tensión de la red (400 V). Como se van a juntar 12 inversores, la potencia por este tramo es de $12 \times 87k = 1044 kW$, por lo que la intensidad es $I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{1044k}{\sqrt{3} \times 400} = 1506,88 A$. La longitud máxima de este tramo es de 40 metros.

Cálculo por criterio de intensidad admisible

Si aplicamos el mismo cálculo que en los otros tramos (en el factor de corrección solo considera la agrupación de cables ya que será subterráneo):

$$I_{\min adm} = \frac{1,25 \times I}{f} = \frac{1,25 \times 1506,88}{0,75} = 2511,47 A$$

Si nos dirigimos a la Tabla 22 (instalación de tipo D para este tramo) y a la Tabla 23, se puede observar que no existe una sección normalizada capaz de soportar una corriente tan elevada. Por este motivo, se va a usar conductores de $240 mm^2$ y se pondrán varios en paralelo. Como en la Tabla 23 la sección de $240 mm^2$ admite una corriente máxima de 345 A, es necesario usar 8 cables de esta sección ($8 \times 345 > 2511,47$).

Cálculos por criterio de caída de tensión

Dado que la intensidad por este tramo es alta, se considera que el criterio más restrictivo es el anterior, y simplemente se va a realizar el cálculo de caída de tensión para comprobar que no se supere el 1,5%.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{\min adm}}{\gamma \times S \times V} = \frac{\sqrt{3} \times 40 \times \frac{2511,47}{8}}{56 \times 240 \times 400} = 0,41\%$$

Como se ha comprobado que la caída de tensión es inferior al 1,5%, se considera que esta sección es adecuada para el tramo, por lo que se usará la sección de 240 mm^2 que soporta una corriente máxima de 345 A.

II. Segundo modelo

Como criterio principal de dimensionamiento de la sección de los cables, cumpliendo los requisitos impuestos por la ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de Baja Tensión), se tendrá en cuenta dos aspectos.

- Los cables deben estar dimensionados para poder transportar una intensidad superior al 125% de la máxima intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.
- La caída de tensión de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red eléctrica no puede sobrepasar el 1,5% con la intensidad nominal.

El cálculo de las secciones se va a dividir en los distintos tramos de la instalación para asegurar que los criterios se cumplen para cada uno de ellos:

a. Tramo del string a la caja de conexión

Este cálculo se va a realizar para el peor de los casos, en el que la separación entre el string y la caja de conexionado es de 280 metros.

Se va a calcular la sección siguiendo las restricciones de sobrecorriente y de sobretensión expuestas anteriormente. Para estos cálculos vamos a necesitar los siguientes parámetros:

Cálculo por criterio de intensidad admisible

Se considera intensidad máxima que puede circular por el cableado es la intensidad de cortocircuito de los paneles solares. Esta intensidad es de 10,48 A.

Además de dimensionar la sección para una intensidad de 125%, es necesario aplicar ciertos factores de corrección debidos a las condiciones del entorno. La ecuación para la intensidad viene dada por la siguiente expresión.

$$I_{min} = \frac{1,25 \times I_{cc}}{f}$$

Para calcular el factor de corrección, hay que tener en cuenta los siguientes coeficientes:

- $f_a = 0,9$ por exposición solar directa.
- $f_b = 0,75$ por agrupación de cables.
- $f_c = 0,9$ por máxima temperatura ambiente (considerada 50°C).

Por lo tanto, la intensidad mínima es

$$I_{min} = \frac{1,25 \times 10,48}{0,9 \times 0,75 \times 0,9} = 21,56 A$$

Haciendo uso de la Tabla 24 y de la Tabla 25, se obtiene una sección normalizada de $2,5 mm^2$.

Cálculos por criterio de caída de tensión

Para este cálculo, se considera que la máxima caída de tensión admisible, según la normativa de la ITC-BT-40, es del 1,5%. La fórmula utilizada es la siguiente.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{\gamma \times \Delta V}$$

Siendo L la longitud máxima de la línea, Icc la corriente de cortocircuito de los paneles, γ la conductividad del cobre y ΔV la caída de tensión, se obtiene la siguiente sección.

$$S = \frac{2 \times 307 \times 10,48}{56 \times 0,015 \times 53,31 \times 24} = 5,98 mm^2$$

Cómo existe una norma para la sección de cables, se selecciona la sección normalizada (usando las siguientes tablas) que cumpla los resultados de la ecuación anterior.

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia			Tabla y columna			
			Intensidad admisible para los circuitos simples			
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
			Número de conductores			
			2	3	2	3
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Tabla 24. Métodos de instalación de referencia

Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire																		
Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2										
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3	PVC 2	XLPE 2			XLPE 3	XLPE 2							
B1				PVC 3	PVC 2					XLPE 3				XLPE 2				
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2							XLPE 2	
C						PVC 3			PVC 2			PVC 3		XLPE 3			XLPE 2	
E							PVC 3				PVC 2				XLPE 3		XLPE 2	
F									PVC 3					PVC 2		PVC 3	XLPE 3	XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm²																		
Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	—
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	66	72	78	—
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	—	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430
185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Alu-minio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	—
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	—	—	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314
185	—	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361
240	—	—	—	—	—	—	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427

Aislamientos termoestables (90°C)

XLPE: Polietileno reticuladoEPR: Etileno-propileno

Aislamientos termoplásticos (70°C)

PVC: Policloruro de vinilo

Tabla 25. Intensidades máximas

La sección de este tramo será por tanto de 6 mm^2 , y capaz de soportar una intensidad máxima de 49 A.

Cómo el criterio más restrictivo es el de máxima caída de tensión, se usará la sección calculada con este criterio, de 6 mm^2 , y no la calculada para la intensidad máxima admisible.

b. Tramo de caja de conexionado al inversor

Para este tramo es necesario conocer la tensión y la intensidad a la salida de la caja de conexionado. La tensión máxima en su salida es de 852,96 V (es la tensión de vacío de un módulo fotovoltaico multiplicada por 16, ya que cada string está compuesto por 24 paneles solares). La intensidad máxima en la salida de la caja de conexionado es la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico multiplicada por la suma de todos los strings conectados en la entrada. Como se tiene 17 strings conectados en paralelo la intensidad máxima que puede circular por este tramo es $I_{cc} \times 17 = 10,48 \times 17 = 178,16 \text{ A}$.

Cálculo por criterio de intensidad admisible

La máxima intensidad que puede circular por este tramo es intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos multiplicada por el número de strings en paralelo. Esta intensidad se multiplicará para obtener el 125% de la máxima intensidad y además se le aplicará un factor de corrección.

$$I_{\min adm} = \frac{1,25 \times I_{max}}{f} = \frac{1,25 \times 178,16}{0,9 \times 0,75 \times 0,9} = 366,58 \text{ A}$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 24 y de la Tabla 25 la sección normalizada de 240 mm^2 , que admite una tensión máxima de 419 A.

Cálculos por criterio de caída de tensión

Para este cálculo, se considera que la máxima caída de tensión admisible, según la normativa de la ITC-BT-40, es del 1,5%. La fórmula utilizada es la siguiente.

$$S = \frac{2 \times L \times I_{max}}{\gamma \times \Delta V}$$

Siendo L la longitud máxima de la línea, I_{cc} la corriente de cortocircuito de los paneles, γ la conductividad del cobre y ΔV la caída de tensión, se obtiene la siguiente sección.

$$S = \frac{2 \times 85 \times 366,58}{56 \times 0,015 \times 852,96} = 86,98 \text{ mm}^2$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 24 y de la Tabla 25 la sección normalizada de 95 mm^2 . Esta sección resiste una intensidad máxima de 234 A. Esta intensidad es inferior a la mínima intensidad admisible calculada.

Por lo tanto, se va a usar la sección obtenida para la intensidad mínima admisible. Se hace el siguiente cálculo para verificar que no se sobrepase el 1,5% de caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{2 \times L \times I_{\min adm}}{\gamma \times S \times V} = \frac{2 \times 85 \times 366,58}{56 \times 240 \times 852,96} = 0,54\%$$

Cómo no sobrepasa la máxima caída de tensión, el conductor seleccionado será de 240 mm^2 y admite una tensión máxima de 419 A.

c. Tramo del inversor al cuadro de protecciones AC

Se diseña la instalación para que los inversores se encuentren en la misma sala que los cuadros de protección de AC. La tensión a la salida del inversor es de 400 V y su intensidad máxima de salida es de 151 A. Se estima que la longitud máxima del cableado para este tramo es de 15 metros.

Cálculo por criterio de intensidad admisible

La máxima intensidad que puede circular por este tramo es intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos multiplicada por el número de strings en paralelo. Esta intensidad se multiplicará para obtener el 125% de la máxima intensidad y además se le aplicará un factor de corrección. Los factores de corrección a tener en cuenta son el factor por agrupación de cables y el de máxima temperatura ambiental

$$I_{\min adm} = \frac{1,25 \times I_{\max}}{f} = \frac{1,25 \times 151}{0,75 \times 0,9} = 279,63 \text{ A}$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 24 (esta vez teniendo en cuenta que la instalación es de tipo B2) y de la Tabla 25 la sección normalizada de 150 mm^2 , que admite una tensión máxima de 289 A.

Cálculos por criterio de caída de tensión

Para este cálculo, se considera que la máxima caída de tensión admisible, según la normativa de la ITC-BT-40, es del 1,5%. La fórmula utilizada es la siguiente.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{max}}{\gamma \times \Delta V}$$

Siendo L la longitud máxima de la línea, Icc la corriente de cortocircuito de los paneles, γ la conductividad del cobre y ΔV la caída de tensión, se obtiene la siguiente sección.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 151}{56 \times 0,015 \times 400} = 11,68 \text{ mm}^2$$

Partiendo de este resultado, se escoge de la Tabla 24 y de la Tabla 25 la sección normalizada de 16 mm^2 . Esta sección resiste una intensidad máxima de 72 A. Esta intensidad es inferior a la mínima intensidad admisible calculada.

Por lo tanto, se va a usar la sección obtenida para la intensidad mínima admisible. Se hace el siguiente cálculo para verificar que no se sobrepase el 1,5% de caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{min adm}}{\gamma \times S \times V} = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 279,63}{56 \times 150 \times 400} = 0,22\%$$

Cómo no sobrepasa la máxima caída de tensión, el conductor seleccionado será de 150 mm^2 y admite una tensión máxima de 289 A.

d. Tramo del cuadro de protecciones AC al centro de transformación

Desde el inversor tendremos una línea trifásica llevada hasta el centro de transformación de la nave industrial. De la misma manera que en el tramo de continua, se dimensionará la sección siguiendo los criterios de intensidad máxima y de caída máxima de tensión.

Para este tramo, se considera que la tensión es la del lado de baja tensión de la red (400 V). Como se van a juntar 5 inversores como máximo, la potencia por este tramo es de $5 \times 100k = 500 kW$, por lo que la intensidad es $I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{500k}{\sqrt{3} \times 400} = 721,69 A$. La longitud máxima de este tramo es de 40 metros.

Cálculo por criterio de intensidad admisible

Si aplicamos el mismo cálculo que en los otros tramos (en el factor de corrección solo considera la agrupación de cables ya que será subterráneo):

$$I_{\min adm} = \frac{1,25 \times I}{f} = \frac{1,25 \times 721,69}{0,75} = 1202,82 A$$

Si nos dirigimos a la Tabla 24 (instalación de tipo D para este tramo) y a la Tabla 25, se puede observar que no existe una sección normalizada capaz de soportar una corriente tan elevada. Por este motivo, se va a usar conductores de $240 mm^2$ y se pondrán varios en paralelo. Como en la Tabla 25 la sección de $240 mm^2$ admite una corriente máxima de 345 A, es necesario usar 8 cables de esta sección ($8 \times 345 > 1202,82$).

Cálculos por criterio de caída de tensión

Dado que la intensidad por este tramo es alta, se considera que el criterio más restrictivo es el anterior, y simplemente se va a realizar el cálculo de caída de tensión para comprobar que no se supere el 1,5%.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{\min adm}}{\gamma \times S \times V} = \frac{\sqrt{3} \times 40 \times \frac{1202,82}{4}}{56 \times 240 \times 400} = 0,38\%$$

Como se ha comprobado que la caída de tensión es inferior al 1,5%, se considera que esta sección es adecuada para el tramo, por lo que se usará la sección de 240 mm^2 que soporta una corriente máxima de 345 A.

ANEXO D: CÁLCULOS PARA LAS PROTECCIONES

I. Primer modelo

a. Tramo de corriente continua

Para el tramo de corriente continua, es necesario disponer de fusibles y descargadores de sobretensiones.

La intensidad nominal de los fusibles debe ser superior a la máxima intensidad que circule por el string e inferior a la máxima intensidad admisible del conductor. La intensidad máxima del conductor es 49 A y la máxima intensidad del string es 10,48 A.

Además, la tensión máxima admisible del fusible debe ser superior a la tensión máxima que puede tener el tramo de corriente continua. Esta tensión es la equivalente a la tensión de circuito abierto de un panel solar multiplicada por 24 (ya que cada string está compuesto por 24 módulos). La tensión máxima de la línea es 1279,44 V.

Se ha escogido un fusible con las siguientes características:

Intensidad nominal	15 A
Tensión máxima	1500 Vdc
Dimensión	10x85 mm

Tabla 26. Características de los fusibles DC

Este fusible además cumple con la intensidad máxima de fusible especificada en la ficha técnica del módulo fotovoltaico, por lo que es ideal.

Se escoge junto al fusible un portafusible de acuerdo con las dimensiones y que admita 1500 Vdc.

También es necesario dotar al tramo de corriente continua de protecciones contra sobretensiones (causadas por rayos o problemas en la conexión de los elementos), para las que se usarán descargadores de sobretensiones.

Cómo la tensión máxima a la que se puede llegar en el peor de los casos es de 1279,44 V, es preciso utilizar un descargador de sobretensión cuyo accionamiento se dé a una tensión superior. Por ese motivo, se utilizará un descargador de tensión de 1500 V.

Además, hay que asegurar que el poder de corte del descargador es superior a la corriente de cortocircuito de la línea en el peor caso.

$$I_{pc} > I_{cc}$$

La intensidad de cortocircuito se calculará teniendo en cuenta el 80% de la tensión máxima.

$$I_{cc} = 0,8 \times \frac{V}{R} = 0,8 \times \frac{1279,44}{0,12502} = 8,2 \text{ kA}$$

$$R = \rho \times \frac{L}{S} = 0,01786 \times \frac{42}{6} = 0,12502 \Omega$$

Además, el descargador escogido tiene una corriente nominal de 20 kA, que supera de largo la intensidad de cortocircuito de la línea (calculada como 8,2 kA para el Sting más cercano, el peor escenario). Por lo tanto, el descargador de corriente cumple todos los requisitos impuestos.

La instalación también necesita un interruptor seccionador, pero estos ya vienen instalados directamente en el inversor, por lo que no es necesario calcularlos.

b. Tramo de corriente alterna

Para el tramo de corriente alterna, se van a utilizar fusibles y seccionadores.

En la salida de cada inversor, se dispondrá un fusible. En el tramo donde se coloca el fusible, la intensidad máxima calculada es de 134 A y la tensión es de 400V. El fusible seleccionado debe por tanto tener una intensidad y tensión nominales superiores a estas.

Intensidad nominal	150 A
Tensión máxima	500 Vac
Dimensión	29x92 mm

Tabla 27. Características de los fusibles AC

Para la elección del seccionador, por el tramo circularán 189 A a 400 Vac. el seccionador debe por tanto tener una intensidad y tensión nominales superiores a estas.

Intensidad nominal	200 A
Tensión máxima	690 Vac
Potencia Nominal	200 kW
Dimensión	233,5x150x82,5 mm

Tabla 28. Características del seccionador AC

El resto de las protecciones se explican en el apartado de Protecciones de la memoria descriptiva, puesto que no requieren realizar ningún cálculo.

II. Segundo modelo

a. Tramo de corriente continua

Para el tramo de corriente continua, es necesario disponer de fusibles y descargadores de sobretensiones.

La intensidad nominal de los fusibles debe ser superior a la máxima intensidad que circule por el string e inferior a la máxima intensidad admisible del conductor. La intensidad máxima del conductor es 49 A y la máxima intensidad del string es 10,48 A.

Además, la tensión máxima admisible del fusible debe ser superior a la tensión máxima que puede tener el tramo de corriente continua. Esta tensión es la equivalente a la tensión de circuito abierto de un panel solar multiplicada por 16 (ya que cada string está compuesto por 16 módulos). La tensión máxima de la línea es 852,96 V.

Se ha escogido un fusible con las siguientes características:

Intensidad nominal	15 A
Tensión máxima	1000 Vdc
Dimensión	10x38 mm

Tabla 29. Características fusible DC

Este fusible además cumple con la intensidad máxima de fusible especificada en la ficha técnica del módulo fotovoltaico, por lo que es ideal.

Se escoge junto al fusible un portafusible de acuerdo con las dimensiones y que admita 1000 Vdc.

También es necesario dotar al tramo de corriente continua de protecciones contra sobretensiones (causadas por rayos o problemas en la conexión de los elementos), para las que se usarán descargadores de sobretensiones.

Cómo la tensión máxima a la que se puede llegar en el peor de los casos es de 852,96 V, es preciso utilizar un descargador de sobretensión cuyo accionamiento se dé a una tensión superior. Por ese motivo, se utilizará un descargador de tensión de 1000 V.

Además, hay que asegurar que el poder de corte del descargador es superior a la corriente de cortocircuito de la línea en el peor caso.

$$I_{pc} > I_{cc}$$

La intensidad de cortocircuito se calculará teniendo en cuenta el 80% de la tensión máxima.

$$I_{cc} = 0,8 \times \frac{V}{R} = 0,8 \times \frac{852,96}{0,12502} = 5,4 \text{ kA}$$

$$R = \rho \times \frac{L}{S} = 0,01786 \times \frac{42}{6} = 0,12502 \Omega$$

Además, el descargador escogido tiene una corriente nominal de 20 kA, que supera de largo la intensidad de cortocircuito de la línea (calculada como 5,4 kA para el Sting más

cercano, el peor escenario). Por lo tanto, el descargador de corriente cumple todos los requisitos impuestos.

La instalación también necesita un interruptor seccionador, pero estos ya vienen instalados directamente en el inversor, por lo que no es necesario calcularlos.

b. Tramo de corriente alterna

Para el tramo de corriente alterna, se van a utilizar fusibles y seccionadores.

En la salida de cada inversor, se dispondrá un fusible. En el tramo donde se coloca el fusible, la intensidad máxima calculada es de 151 A y la tensión es de 400V. El fusible seleccionado debe por tanto tener una intensidad y tensión nominales superiores a estas.

Intensidad nominal	160 A
Tensión máxima	500 Vac
Dimensión	79x59,5 mm

Tabla 30. Características fusible AC

Para la elección del seccionador, por el tramo circularán 180,42 A a 400 Vac. el seccionador seccionador debe por tanto tener una intensidad y tensión nominales superiores a estas.

Intensidad nominal	200 A
Tensión máxima	690 Vac
Potencia Nominal	200 kW
Dimensión	233,5x150x82,5 mm

Tabla 31. Características seccionador AC

El resto de las protecciones se explican en el apartado de Protecciones de la memoria descriptiva, puesto que no requieren realizar ningún cálculo.

ANEXO E: CÁLCULOS PARA LAS ESTRUCTURAS

Para hacer el cálculo de fuerzas sobre la estructura inclinada en el segundo modelo, se va a considerar las peores condiciones climáticas vividas, multiplicándolas por un factor de seguridad, y comprobar la fuerza que debe soportar la estructura.

Si se comienza por el viento, la velocidad más alta registrada que se ha encontrado es de 90 km/h en el municipio de Onda. Para el cálculo se utilizará una velocidad del 150% del peor caso, que equivale a rachas de viento de 135 km/h. Además, se considera que la dirección del viento es la misma que la de las placas solares.

Si se dibuja un diagrama de la fuerza, se obtiene la siguiente figura.

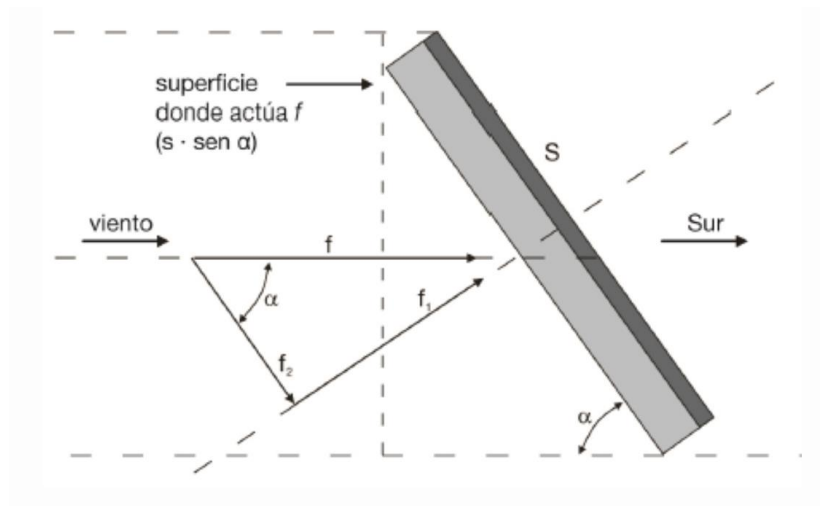


Figura 25. Fuerzas causadas por la acción del viento

Como se puede observar, la fuerza se descompone en f_1 y f_2 . La fuerza que nos interesa es la perpendicular a la superficie de la placa. Esta se calcula como la presión que ejerce el viento sobre la superficie multiplicado por el área de la placa y por el seno de la inclinación.

Para una velocidad de 135 km/h, el viento ejerce una presión de 883 N/m^2 . Por lo tanto, la fuerza ejercida por el viento es:

$$f_1 = P \times S \times \sin(\alpha) = 883 \times 2,18 \times 0,996 \times \sin(15^\circ) = 496,22 \text{ N}$$

Por lo tanto, se escogerá una estructura que soporte esta carga. Para ver los detalles de esta estructura, ver el ANEXO G: Fichas técnicas.

ANEXO F: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES



Version 7.1.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Tables on a building

System power: 2435 kWp

FANAL - Spain

Author

Universidad Pontificia Comillas (Spain)



PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

Project summary

Geographical Site

FANAL

Spain

Situation

Latitude 39.97 °N
Longitude -0.23 °W
Altitude 147 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Colador
Meteonorm 7.3 (1997-2006), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed planes 2 orientations
Tilts/azimuths 10 / 80 °
10 / -100 °

Tables on a building

Near Shadings

According to strings
Electrical effect 100 %

User's needs

Daily profile
weekly modulation
Average 25.99 MWh/Day

System information

PV Array

Nb. of modules 5472 units
Pnom total 2435 kWp

Inverters

Nb. of units 24 units
Pnom total 2088 kWac
Pnom ratio 1.166

Results summary

Produced Energy	3296 MWh/year	Specific production	1354 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.17 %
				Solar Fraction SF	27.67 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Detailed User's needs	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10



PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation	2 orientations
Fixed planes	10 / 80 °
Tilts/azimuths	10 / -100 °

Horizon

Free Horizon

Tables on a building

Sheds configuration

Nb. of sheds	11 units
Sizes	
Sheds spacing	26.8 m
Collector width	9.44 m
Ground Cov. Ratio (GCR)	35.2 %
Shading limit angle	
Limit profile angle	5.3 °

Near Shadings

According to strings	
Electrical effect	100 %

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Perez, Meteonorm
Circumsolar	separate

User's needs

Daily profile	
weekly modulation	
Average	25.99 MWh/Day

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Generic
Model	JAM78-S10-445-MR
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	445 Wp
Number of PV modules	5472 units
Nominal (STC)	2435 kWp
Modules	228 Strings x 24 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2225 kWp
U mpp	973 V
I mpp	2287 A

Total PV power

Nominal (STC)	2435 kWp
Total	5472 modules
Module area	11881 m²

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	Ingecon Sun 160TL 400V
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	87 kWac
Number of inverters	24 units
Total power	2088 kWac
Operating voltage	576-1250 V
Max. power (=>25°C)	93 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.17

Total inverter power

Total power	2088 kWac
Nb. of inverters	24 units
Pnom ratio	1.17

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

DC wiring losses

Global array res.	7.1 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.1 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------

System losses



PVsyst V7.1.8
VC5. Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

System losses

Auxiliaries loss

PVsyst classroom

PVsyst classroom

PVsyst classroom

PVsyst classroom



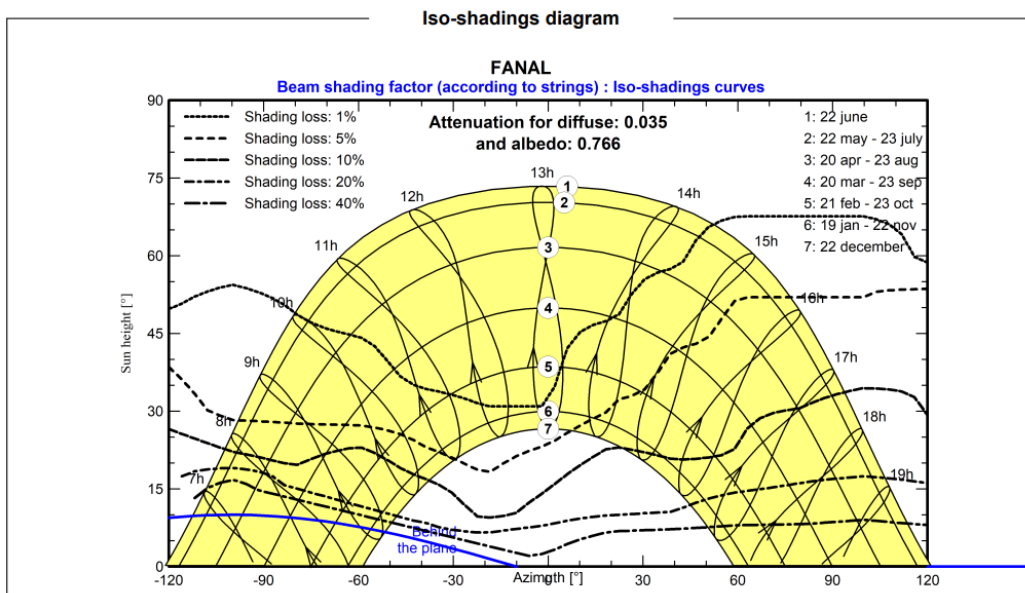
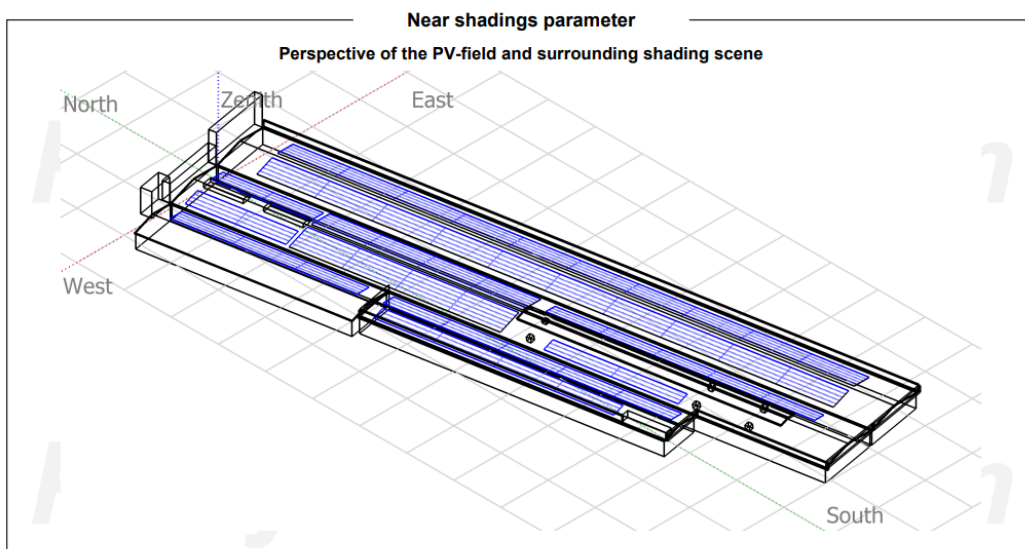
PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)





PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

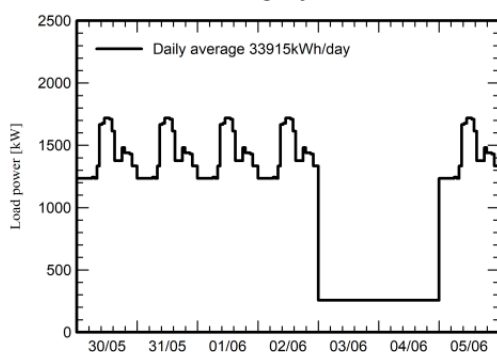
Universidad Pontificia Comillas (Spain)

Detailed User's needs

Daily profile, weekly modulation, average = 25.99 MWh/day

Working Days	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	1234	1234	1234	1234	1234	1234	1244	1234	1335	1668	1678	1720	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	1720	1710	1614	1377	1376	1376	1481	1439	1439	1430	1335	1335	kW
Week-End	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	kW

Working Days



PVsyst classroom

PVsyst classroom



PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy

3296 MWh/year

Specific production

1354 kWh/kWp/year

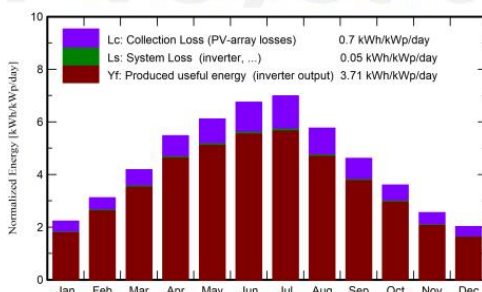
Performance Ratio PR

83.17 %

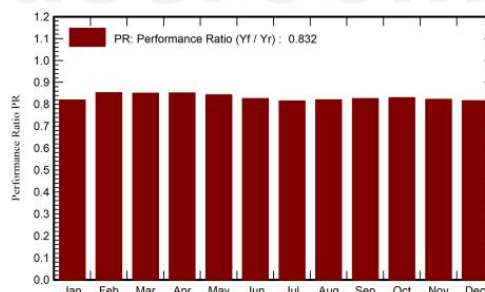
Solar Fraction SF

27.67 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	69.8	23.15	9.91	69.0	60.8	139.7	829.4	120.5	17.2	708.9
February	88.2	34.29	10.87	87.4	80.0	184.0	727.6	145.0	36.6	582.6
March	131.0	49.13	13.73	129.8	121.0	272.3	801.6	218.4	50.5	583.3
April	165.5	65.94	15.48	164.2	155.3	345.0	767.7	268.1	72.8	499.6
May	190.5	87.87	19.15	189.4	179.3	393.5	829.4	309.3	79.6	520.1
June	203.9	83.76	23.59	202.6	192.9	412.4	767.7	314.0	93.7	453.7
July	218.0	75.04	26.31	216.8	206.7	435.7	801.6	326.7	103.9	474.9
August	180.0	76.32	26.45	178.8	169.7	361.6	829.4	282.8	74.4	546.6
September	139.4	57.07	22.60	138.4	129.7	281.7	740.0	217.4	61.0	522.6
October	112.8	40.32	19.19	111.7	103.3	229.0	829.4	188.5	37.6	640.9
November	77.5	26.51	13.47	76.5	68.3	155.4	795.5	130.8	22.6	664.7
December	63.7	24.15	10.50	62.7	54.8	126.3	773.9	105.1	19.5	668.8
Year	1640.2	643.53	17.65	1627.3	1521.9	3336.5	9493.3	2626.5	669.4	6866.8

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid



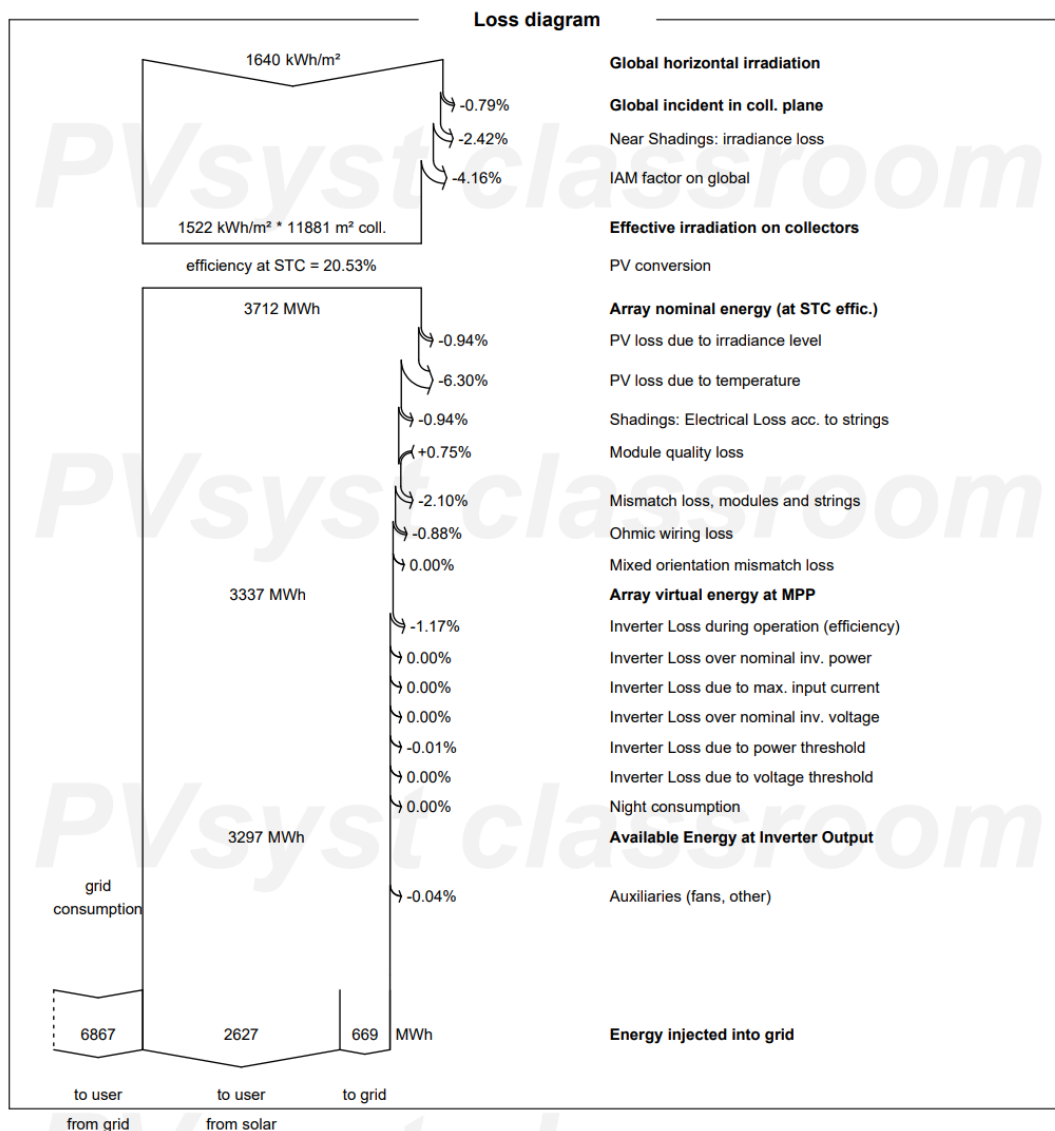
PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)





PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

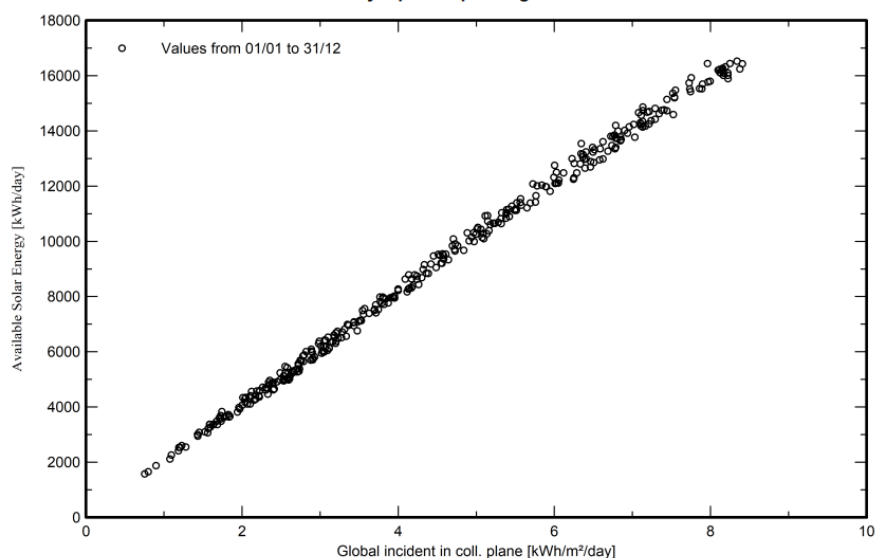
Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

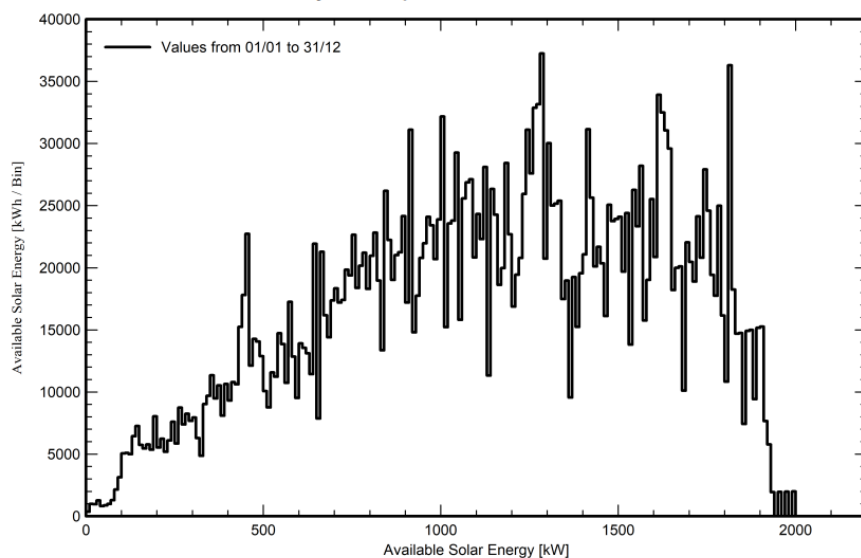
Universidad Pontificia Comillas (Spain)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.1.8

VC5, Simulation date:
30/08/22 13:37
with v7.1.8

Project: FANAL

Variant: Simulation_Coplanar2.0_tables

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Meteo data source: Norm 7.3 (1997-2006), Sat=100%

Kind: Not defined

Year-to-year variability(Variance): 0.5 %

Specified Deviation

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum): 1.9 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters: 1.0 %

Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %

Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %

Degradation uncertainty: 1.0 %

Annual production probability

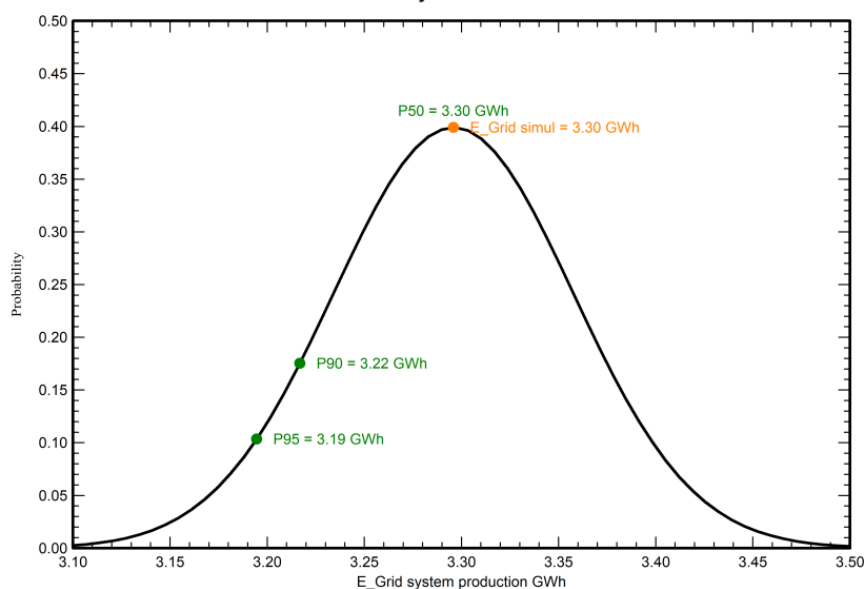
Variability: 62 MWh

P50: 3296 MWh

P90: 3217 MWh

P95: 3195 MWh

Probability distribution



ANEXO G: FICHAS TÉCNICAS

Harvest the Sunshine

Mono

455W MBB Half-Cell PERC Module
JAM78S10 435-455/MR Series

Introduction

Assembled with high-efficiency Multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower temperature coefficient



Less shading effect



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



■ JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design






www.jasolar.com

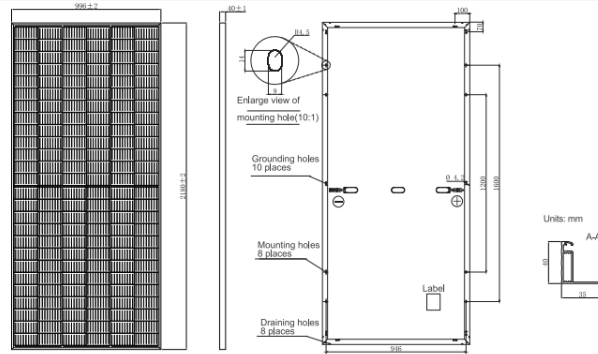
Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.



JA SOLAR

JAM78S10 435-455/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.6kg±3%
Dimensions	2180±2mm×996±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length	Portrait:300mm(+)/400mm(-); (Including Connector) Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

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

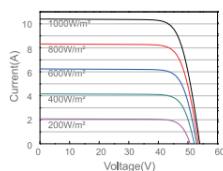
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

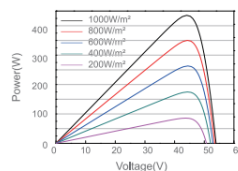
TYPE	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR	JAM78S10 -450/MR	JAM78S10 -455/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	330	334	338	342	346	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC(IEC)
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	50.45	50.66	50.86	51.11	51.38	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.03	41.28	41.57	41.86	42.14	Maximum Series Fuse 20A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	8.43	8.48	8.53	8.57	8.61	Maximum Static Load, Front 5400Pa
Max Power Current(I _{mp}) [A]	8.04	8.09	8.13	8.17	8.21	Maximum Static Load, Back 2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					NOCT 45±2°C
						Safety Class Glass II

CHARACTERISTICS

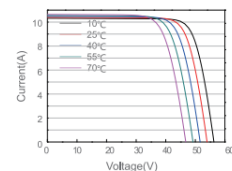
Current-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Power-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Current-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200323A

INGECON

SUN

3Play
1500 Vdc

**INVERSOR TRIFÁSICO
DE STRING
DE 1.500V SIN
TRANSFORMADOR
Y CON LA MÁXIMA
DENSIDAD
DE POTENCIA**

INGECON® SUN 160TL

Familia de inversores trifásicos para plantas fotovoltaicas comerciales, industriales y de gran escala.

Mayor competitividad

Gracias a su mayor potencia de salida (hasta 160 kW si el equipo se conecta a una red de 690 Vac), el nuevo INGECON® SUN 160TL permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total. Es más, gracias a este equipo se puede ahorrar hasta un 20% en cableado AC, ya que no requiere cable de neutro.

Este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC ni en AC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures).

Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.500 V)

y a su amplio rango de tensión MPP (576-1.250 V). Gran densidad de potencia, con hasta 161 kW en un inversor de tan sólo 75 kg.

Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN 3Play TL garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Comunicaciones avanzadas de serie

Gracias a la comunicación Wi-Fi que integra este inversor, la planta solar puede ser controlada y monitorizada sin cableado de comunicaciones adicional. Además, presenta de serie comunicación Ethernet. Todas estas prestaciones, junto con el webserver junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



www.ingetec.com
solar.energy@ingetec.com

Ingeteam

INGECON

SUN

3Play 1500 Vdc

160TL

Totalmente equipado

El modelo de 1.500 V de la familia de inversores INGECON® SUN 3Play se suministra totalmente equipado con las principales protecciones eléctricas, pensando en alcanzar el máximo rendimiento con la máxima competitividad.

Versiones disponibles

	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ⁽¹⁾		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo I+II	✓	✓
Descargadores AC, tipo II	✓	✓
Fusibles DC		✓ ⁽²⁾
Kit de medida de corrientes		✓
Comunicaciones Wi-Fi y Ethernet	✓	✓

Notas: ⁽¹⁾ No necesita herramientas de crimpado. ⁽²⁾ Fusibles de 32A. Opcionalmente, fusibles de corriente continua para el polo negativo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicación Wi-Fi y Ethernet incorporadas de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.

- 3 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores, tipo II.
- Sobretensiones DC con descargadores, tipo I+II.
- Fusibles de 32A (versión PRO).

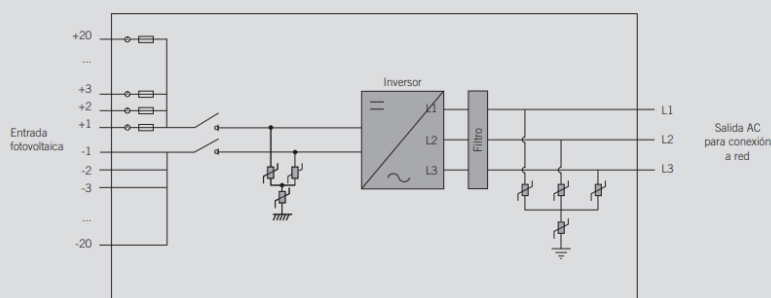
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.
- Compatibilidad con fuente de alimentación nocturna.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

INGECON® SUN 160TL versión PRO



Ingeteam

INGECON

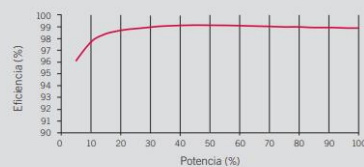
SUN

3Play 1500 Vdc

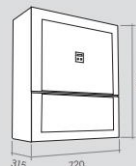
160TL						
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado	95 - 136 kWp	113 - 162,5 kWp	141 - 203 kWp	148 - 213 kWp	153,5 - 220 kWp	162 - 233,5 kWp
Rango de tensión MPP ⁽¹⁾	576 - 1.250 V	692 - 1.250 V	864 - 1.250 V	908 - 1.250 V	936 - 1.250 V	994 - 1.250 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.500 V					
Corriente máxima ⁽²⁾	168 A					
Corriente de cortocircuito	250 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 20					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal a 25 °C / 40 °C / 50 °C	92,8 kW / 85,9 kW / 83,8 kW	111,4 kW / 103,1 kW / 100,6 kW	139,3 kW / 128,9 kW / 125,8 kW	146,2 kW / 135,3 kW / 132 kW	150,9 kW / 139,6 kW / 136,2 kW	160,1 kW / 148,2 kW / 144,6 kW
Corriente máxima a 25 °C / 40 °C / 50 °C	134 A / 124 A / 121 A					
Tensión nominal	400 V	480 V	600 V	630 V	650 V	690 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red	IT					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable ⁽⁴⁾	Sí, 0 - 1 (capacitivo / inductivo)					
THD ⁽⁵⁾	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,7%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m³/h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	Sí					
Altitud máxima	4.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm² (un cable) Conexión DC (PRO): 6 mm² (20 pares de conectores PV-Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marcado	CE					
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:2000, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.O.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notas: ⁽¹⁾ V_{MPP,min} es para condiciones nominales (V_{AC}=1 p.u. y Factor de potencia=1). V_{MPP,min} dependerá de la tensión de red (V_{AC}), de acuerdo con esta relación: V_{MPP,min}=1,44*V_{AC}. ⁽²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que V_{DC}<1.425 V. ⁽³⁾ La corriente máxima por conector FV es 20 A para la versión PRO. ⁽⁴⁾ Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales. ⁽⁵⁾ Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4.

Rendimiento INGECON® SUN 160TL (600 Vac) V_{dc} = 1.075 V



Dimensiones y pesos (mm)



160TL STD
75 kg.
160TL PRO
78 kg.

Ingeteam

CE

Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 Sarriena (Navarra) - España
Tel.: +34 948 288 000
Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingetteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia
Tel.: +39 0546 651 490
Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingetteam.com

Ingeteam SAS
La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - Francia
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingetteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
Milwaukee, WI 53208 - EEUU
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190
Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingetteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 Ostrava - Pustkovec
República Checa
Tel.: +420 59 747 6800
Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingetteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.
Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 Shanghai - China
Tel.: +86 21 65 07 76 36
Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingetteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures
11590 - Miguel Hidalgo
Ciudad de México - México
Tel.: +52 81 8311 4858
Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingetteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brasil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingetteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjespark
Midrand 1682 - Sudáfrica
Tel.: +2711 314 3190
Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingetteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingetteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5
Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingetteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Polonia
Tel.: +48 22 821 9930
Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingetteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 429 111 190
e-mail: australia@ingetteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Av. Manuel Espinosa Batista,
Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407
Urb. C45 Bella Vista
Bella Vista - Panamá
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2,
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business
Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Rumania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo St. corner Rufino St.
1230 Makati
Gran Manila - Filipinas
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam Power Technology, S.A.
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bahrainah
ADIB Building, Street 34
PO BOX 30010 - Abu Dhabi
Emiratos Árabes Unidos
Tel.: +971 50 125 8244

Ingeteam Vietnam Ltd.
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street
Phan Chu Trinh Ward
Hoan Kiem District
Ha Noi City - Vietnam
Tel.: +84 24 71014057
e-mail: vietnam@ingetteam.com

Ingeteam Uruguay, S.A.
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12
11200, Montevideo - Uruguay
Tel.: +598 934 92064

Ingeteam Power Technology, S.A.

www.ingetteam.com

SOPORTES DE ALUMINIO cubierta inclinada

Diseño:

> Estructura coplanar de **aluminio de alta resistencia** ensamblada mediante **tornillería de acero inoxidable** y **tornillería autotaladrante zinc-niquelada**.

Características del kit:

- > El kit viene configurado para su **rápida instalación, ya que todas las perforaciones para pernos están premecanizadas**.
- > La estructura es compatible con distintas tipologías de paneles fotovoltaicos.



MATERIAL:

Soporte: aleación aluminio 6005 T6
Pernos: aleación acero inoxidable A2-70
Tornillos: acero SAR J403 1022

Seleccione la fijación en la página 70.

COMPONENTES KIT



PERFIL P26

Perfil de unión de bastidores.



GRAPA INTERMEDIA G6

Elemento utilizado para realizar la fijación entre paneles.



GRAPA FINAL G7

Elemento utilizado para realizar la fijación del último panel. Existen dos modelos (35 y 40mm).



CONECTOR P26

Elemento de unión de perfiles P26 de diferentes kits

Nota: ver información ampliada de los componentes en página 68.

KITS COPLANAR PANEL 60 células

CÓDIGO	Nº PANELES	PERFIL P26	GRAPA G6	GRAPA G7	CONECTOR P26	P.V.P.
6424000101	1	2	0	4	0	67,06
6424000102 / 6424000105	2	2	2	4	0	96,61
6424000103 / 6424000106	3	4	4	4	2	121,11
6424000104 / 6424000107	4	4	6	4	2	155,72

Nota: en caso de dos códigos, el primero corresponde a grapas de 40 mm. El segundo, a grapas de 35 mm.

KITS COPLANAR PANEL 36 células

CÓDIGO	Nº PANELES	PERFIL P26	GRAPA G6	GRAPA G7	CONECTOR P26	P.V.P.
6424000001	1	2	0	4	0	60,56

CUBIERTAS / Paneles en horizontal triángulo conformado



Nuestro triángulo conformado está preparado para instalarse en todo tipo de cubierta.

- **Simplicidad** de montaje.
- **Variedad** de ángulos para cubrir las necesidades del proyecto.
- **Reducción del tiempo y los costes** de la instalación.
- Gran **adaptabilidad** a las diferentes superficies y tipos de paneles del mercado.
- **10 años de garantía en el material.**

Nº	Referencia	Definición	Dimensiones	Material	Imagen
1	TR()GC	TRIÁNGULO CONFORMADO	10º/15º/20º/25º/30º	ALUMINIO	
4	38X25C	CARRIL ALUMINIO	38x25x6400	ALUMINIO	
5	FIN()	PINZA FINAL	30/35/40/45/50	ALUMINIO	
6	INT()	PINZA INTERMEDIA	OMEGA U10	ALUMINIO	
7	9128X()A2	TORNILLO ALLEN	M8x30/50	ACERO INOXIDABLE	
8	9021M8A2	ARANDELA	M8	ACERO INOXIDABLE	
9	TCM8 38	TUERCA CARRIL	M8	ALUMINIO	
10	9338X20A2	TUERCA HEXAGONAL	M8	ACERO INOXIDABLE	
11	UNCARIN	UNIÓN DE CARRIL	200x47	ALUMINIO	

USFULL®

PV Combiner Box



Specification

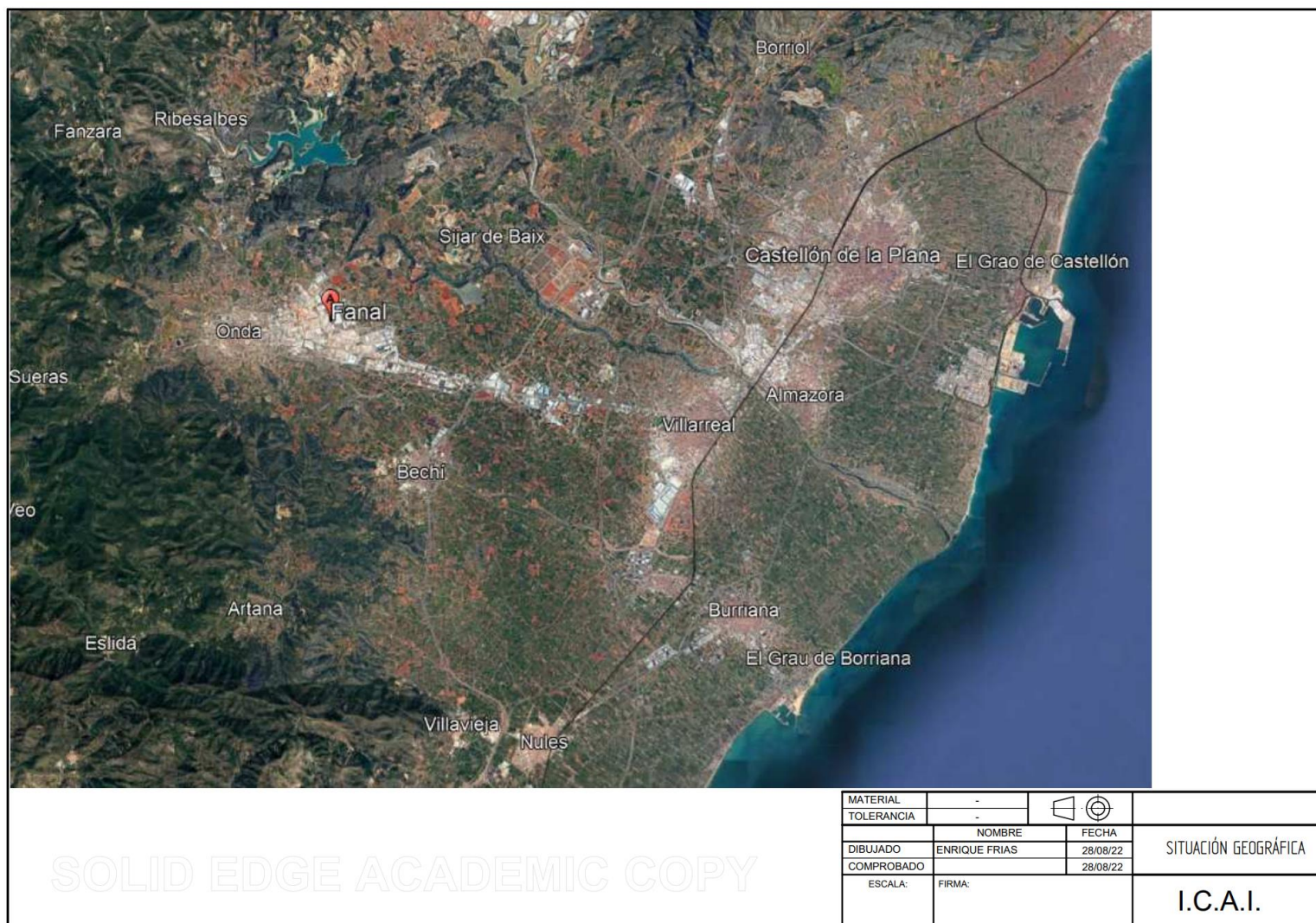
Model	FU-CB 2	FU-CB 4	FU-CB 6	FU-CB 8	FU-CB 10	FU-CB 12	FU-CB 14	FU-CB 16	FU-CB 18	FU-CB 20	FU-CB 22	FU-CB 24
Number of DC Inputs	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Material of Box	Coated Iron											
Protection Level	IP65/IP66											
IK Impact Resistance Class	IK08											
Max Rated Voltage DC	1500V/1000V											
DC Fuse	15A (Recommend 15A, support other ampre)											
Fuse Holder	1500V/1000V DC 30A											
DC Breaker	32A	63A	100A	125A	150A	200A	225A	250A	275A	300A	315A	350A
Surge Protection DC	Type II In=20KA, Imax=40KA, Ucpv=1000V DC											
Over-Voltage Category	Cat III											
Diode for The Function of Anti-Reflux	Bulid in											
Connection Type DC Input	PG09, IP68											
Input Cable Size for Negative and Positive	Φ4-8mm											
Number of DC Outputs	1 (Support customize for output number)											
Connection Type DC Output	PG11	PG11	PG13.5	PG19	PG19	PG25	PG25	PG25	PG29	PG29	PG29	PG29
Gland Connectors	Material: Nylon Plastic, Seals: Nitrile Rubber Buna, IP68											
Ambiant Temperature Range/Humidity	Temperature: -20℃~+60℃, Humidity: 0-99%											
Altitude	≤2000m. Derating for above 2000m.											
Installation	Wall mounting/Padlockable latch											

Function

1. Water proof, dust proof.
2. PV convergence, current anti-reverse protection, over current protection, over voltage protection and lightning protection.
3. Can work for PV grid-tie inverter and off-grid inverter.
4. Anti-theft lock.

ANEXO H: PLANOS





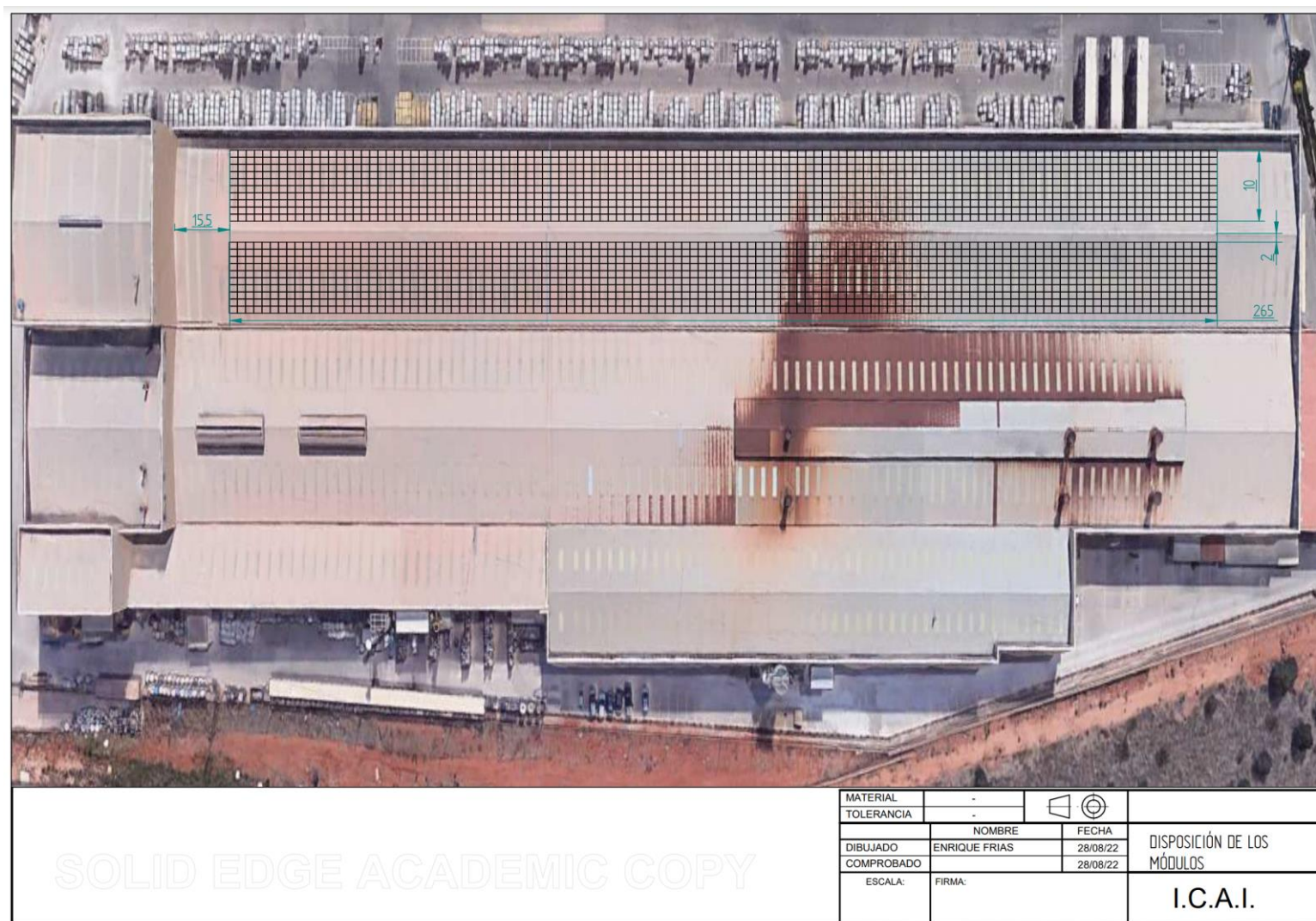


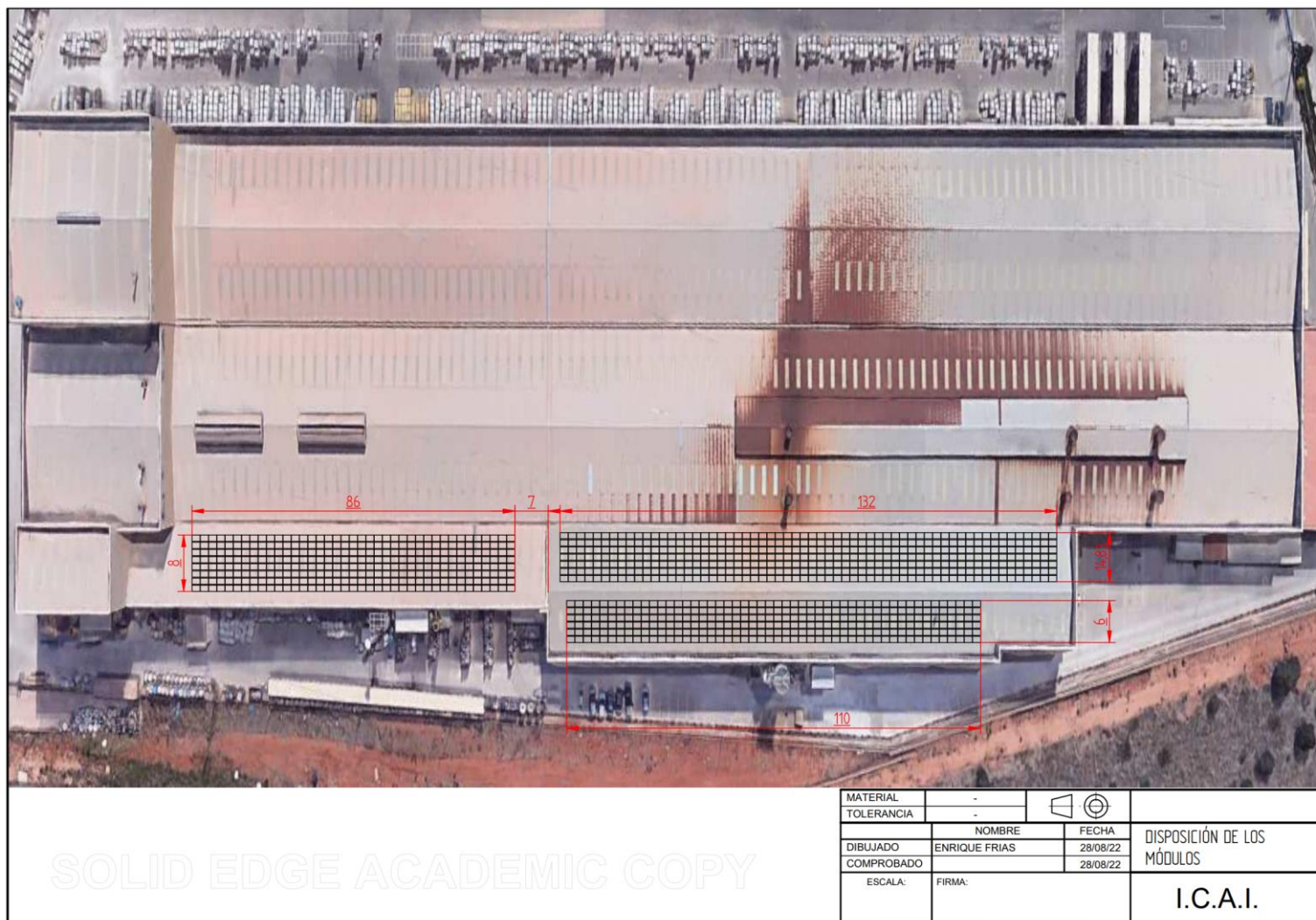
COORDENADAS:
39°58'19.92" N
0°13'49.75" O

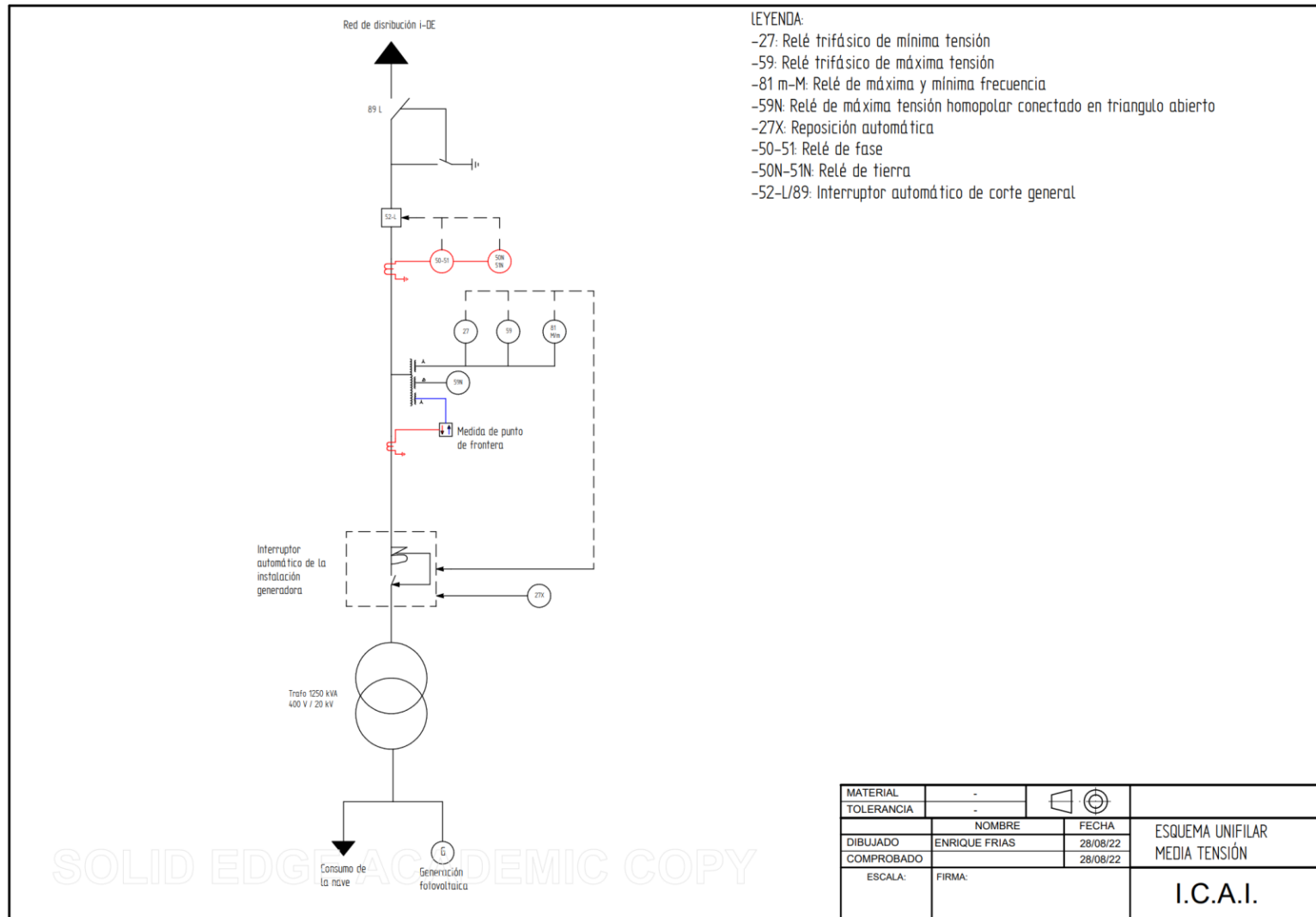
SOLID E ACADEMIC COPY

MATERIAL	-		
TOLERANCIA	-		
	NOMBRE	FECHA	SITUACIÓN GEOGRÁFICA
DIBUJADO	ENRIQUE FRIAS	28/08/22	
COMPROBADO		28/08/22	
ESCALA:	FIRMA:		I.C.A.I.

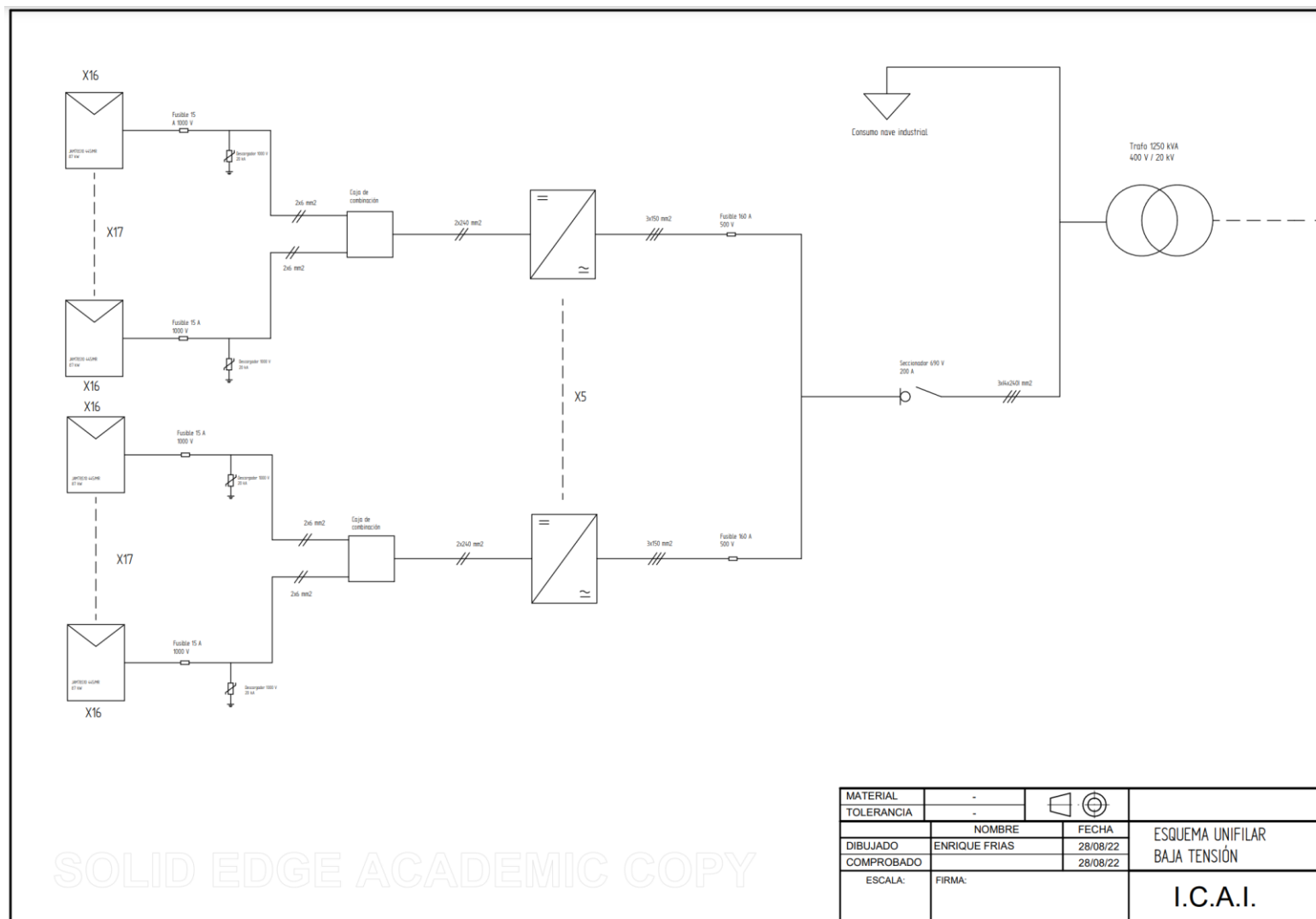
I. Primer modelo

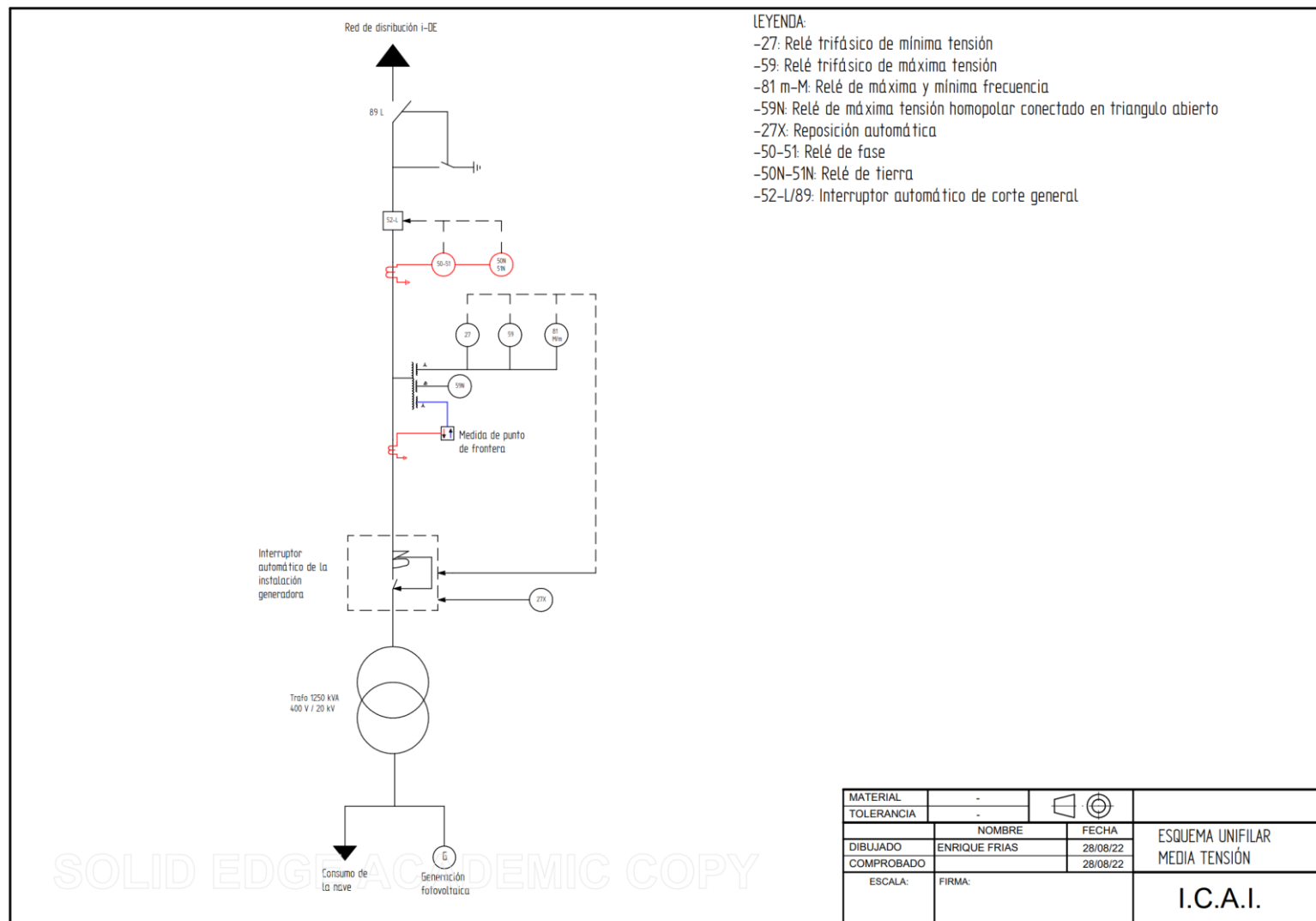






II. Segundo modelo





ANEXO I: ALINEAMIENTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

- **#7 Energía Asequible y No Contaminante:** Puesto que este proyecto se basa en el uso de energía solar fotovoltaica, se va a intercambiar una fuente de energía que produce gases de efecto invernadero, por la producción de energía verde y renovable.
- **#11 Ciudades y Comunidades Sostenibles:** Puesto que el proyecto se desarrollará para la nave industrial de la empresa FANAL, ubicada en un polígono industrial, la instalación de tecnología solar fotovoltaica contribuye a la formación de una comunidad sostenible.
- **#13 Acción por el Clima:** La instalación de energía solar fotovoltaica ayudará a reducir emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂, que son en la actualidad los mayores responsables del calentamiento global.

