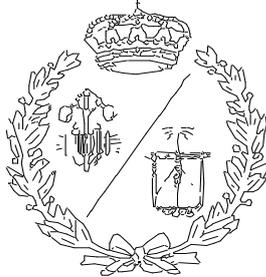


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Grado

**ESTUDIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y
MEDIDAS DE MEJORA EN UNA COMUNIDAD
DE PROPIETARIOS
STUDY OF ENERGY EFFICIENCY AND
IMPROVEMENT MEASURES IN A RESIDENTS'
ASSOCIATION**

Para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: Pedro Gómez Jiménez

Julio - 2024

Quisiera expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas que han sido fundamentales en la realización de este Trabajo de Fin de Grado, cuyo apoyo y confianza han marcado la diferencia en este camino.

A mi madre, por estar a mi lado en cada tarde de estudio, brindándome su apoyo incondicional incluso en los momentos en los que yo mismo dudaba de mis capacidades. Su fuerza y aliento han sido un pilar esencial para mí.

A mis amigos y compañeros de clase, Diego, Hernán, Laura, Víctor, Raúl y Ainhara, por ser mucho más que compañeros, os habéis convertido en parte de mi familia. Su apoyo constante y su amistad inquebrantable han sido invaluable en este proceso.

A Igor y Mateo, quienes desde el principio confiaron en que llegaría a ser ingeniero, convirtiéndose en una fuente de motivación en los momentos de incertidumbre.

A Paula quien ha demostrado una fortaleza y un apoyo incondicionales. Gracias por acompañarme en este proceso y por soportar mis interminables conversaciones sobre el proyecto.

A mi tutor, Félix, por su guía experta y por sus consejos valiosos, siempre orientándome de la mejor manera posible.

Quiero cerrar estos agradecimientos con palabras que me han inspirado a lo largo de este camino en la universidad. Como dijo Naruto: *"Jamás retrocederé a mi palabra, este es mi camino ninja"*. Este es el camino que he decidido seguir: no rendirse nunca. También, como expresó Kyojuro Rengoku: *" Mantén tu corazón ardiendo, no importa qué pase, sigue avanzando. y no te rindas a pesar de haberte caído. Recuerda que el tiempo no espera a nadie, no te hará compañía ni compartirá tus penas."*

"I'd rather be hated for who I am than loved for who I'm not." Lil Peep (Gustav Elijah Åhr).

Gracias a todos por ser parte de este viaje y por ayudarme a alcanzar esta meta.

"666 & 999"

RESUMEN

El objetivo principal de este proyecto es diseñar e implementar una instalación solar fotovoltaica destinada al autoconsumo colectivo en un edificio residencial en la localidad de Santander, con la capacidad de inyectar los excedentes de energía generados a la red eléctrica. Con este diseño se busca optimizar el rendimiento energético del edificio, reducir los costes asociados al consumo de electricidad, y fomentar la sostenibilidad mediante el uso de energías renovables como bien indican las nuevas normativas europeas.

El documento incluye la evaluación de las características técnicas del edificio, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, el análisis de viabilidad económica y el cumplimiento de las normativas vigentes. Además, se integra un estudio detallado de eficiencia energética para mejorar el rendimiento global del sistema y garantizar su viabilidad técnica, económica y ambiental a largo plazo.

Antes de proceder en el diseño de la instalación fotovoltaica, se realizó un estudio exhaustivo de la eficiencia energética del edificio mediante el programa CE3X, en el cual se introducen todos los parámetros a analizar y el mismo programa otorga una serie de valores característicos de la instalación actual, como las calderas, aislamiento, etc. Este análisis incluyó la evaluación del consumo eléctrico actual, identificando patrones de demanda y posibles áreas de mejora.

Se analizaron factores como el aislamiento térmico, la iluminación, los electrodomésticos y el uso de energía en las zonas comunes del edificio. Este diagnóstico permitió identificar medidas correctivas para optimizar el uso de energía y complementar el diseño de la instalación fotovoltaica.

Además, se estimó el impacto de la instalación en la reducción del consumo energético proveniente de la red eléctrica, proyectando un ahorro significativo en la factura eléctrica del edificio. Este estudio no solo establece una base sólida para el dimensionamiento fotovoltaico, sino que también refuerza los objetivos de sostenibilidad y eficiencia económica del proyecto.

Para el diseño de la instalación fotovoltaica, se evaluaron las características del emplazamiento, analizando la cubierta del edificio en términos de orientación, inclinación y posibles sombras proyectadas por edificios cercanos. Para obtener datos precisos de irradiación solar adaptados a la ubicación específica del proyecto en Santander, se empleó la herramienta PVGIS, que proporcionó información clave para los cálculos posteriores.

A partir de esta evaluación inicial, se seleccionaron los componentes principales de la instalación. Tras analizar varios modelos de paneles solares, se optó por los 116 paneles Atersa A-550M GS, destacados por su alta eficiencia y relación calidad precio. En cuanto al inversor, se eligió un Solis S5-GC60K, que garantiza un rendimiento óptimo y es capaz de gestionar toda la potencia generada por la instalación solar.

Los cálculos técnicos incluyeron el dimensionamiento de los conductores eléctricos, considerando longitudes y secciones adecuadas para minimizar las pérdidas de energía y garantizar la seguridad del sistema. Asimismo, se realizaron cálculos estructurales para determinar las cargas mecánicas en la estructura de soporte, teniendo en cuenta hipótesis de viento y nieve, en cumplimiento con el Código Técnico de la Edificación (CTE). También se diseñaron sistemas de protección necesarios para la instalación, incluyendo protecciones contra sobretensiones, cortocircuitos y contactos indirectos, siguiendo la normativa establecida por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

El diseño fue optimizado analizando diferentes combinaciones de paneles e inversores para maximizar la eficiencia y reducir los costes totales de la instalación. Además, se seleccionaron soportes específicos según la ubicación de los paneles. Para la cubierta inclinada se emplearon soportes coplanares, mientras que para las casetas planas se utilizaron soportes inclinados abiertos regulables Sunfer 12V, ajustados al ángulo óptimo para maximizar la captación de radiación solar.

Desde el punto de vista económico, se analizó la viabilidad del sistema mediante un cálculo detallado del coste-beneficio a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación. Este análisis incluyó los ahorros generados en la factura eléctrica, los ingresos por la inyección de excedentes a la red y los costes de instalación, confirmando que el proyecto es rentable. El presupuesto total asciende a 50.580,31 €, una inversión inicial que se justifica por los beneficios proyectados y el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad.

Finalmente, el diseño cumple con todas las normativas vigentes, como el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), garantizando la seguridad y confiabilidad del sistema. Se implementaron sistemas de protección contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones, así como dispositivos diferenciales para prevenir contactos indirectos. Estos elementos aseguran el correcto funcionamiento de la instalación y la protección de las personas y equipos involucrados.

En conclusión, este proyecto demuestra la viabilidad técnica, económica y ambiental de una instalación fotovoltaica adaptada a las características del edificio y a las condiciones climáticas de Santander, promoviendo la transición hacia un modelo energético más eficiente y sostenible.

ABSTRACT

The primary objective of this project is to design and implement a photovoltaic solar installation for collective self-consumption in a residential building located in Santander, with the capacity to inject surplus energy into the electrical grid. This design aims to optimize the building's energy performance, reduce electricity consumption costs, and promote sustainability through the use of renewable energy, as advocated by the new European regulations.

The document includes an evaluation of the building's technical characteristics, the dimensioning of the photovoltaic installation, an economic feasibility analysis, and compliance with current regulations. Furthermore, it integrates a detailed energy efficiency study to enhance the system's overall performance and ensure its technical, economic, and environmental viability in the long term.

Before proceeding with the design of the photovoltaic installation, an exhaustive energy efficiency study of the building was conducted using the CE3X software. This program evaluates all relevant parameters and generates key values characterizing the current installation, such as boiler performance, insulation quality, and more. This analysis also included an evaluation of the building's current electricity consumption, identifying demand patterns and potential areas for improvement.

Factors such as thermal insulation, lighting, appliances, and energy usage in the building's common areas were analysed. This diagnosis allowed the identification of corrective measures to optimize energy use and complement the photovoltaic installation design.

Additionally, the study estimated the impact of the photovoltaic installation on reducing energy consumption from the electrical grid, projecting significant savings on the building's electricity bill. This study not only provided a solid foundation for photovoltaic system dimensioning but also reinforced the project's goals of sustainability and economic efficiency.

For the photovoltaic installation design, the characteristics of the site were evaluated by analysing the building's roof in terms of orientation, tilt, and potential shading caused by nearby buildings. To obtain accurate solar irradiance data tailored to the project's specific location in Santander, the PVGIS tool was employed, offering key information for subsequent calculations.

Based on this initial evaluation, the main components of the installation were selected. After analysing several models of solar panels, 116 Atersa A-550M GS panels were chosen due to their high efficiency and excellent cost-performance ratio. For the inverter, a Solis S5-GC60K was selected, ensuring optimal performance and the capacity to manage the total power generated by the solar installation.

The technical calculations included the dimensioning of electrical conductors, considering suitable lengths and cross-sections to minimize energy losses and ensure system safety. Structural calculations were also conducted to determine the mechanical loads on the support structure, considering wind and snow hypotheses, in compliance with the Código Técnico de la Edificación (CTE). Necessary protection systems were also designed, including surge protectors, circuit breakers, and residual current devices, following the requirements established by the Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

The design was optimized by analysing different combinations of panels and inverters to maximize efficiency and reduce total installation costs. Specific supports were selected according to the panel locations. Coplanar supports were used for the inclined roof, while Sunfer 12V adjustable open inclined supports were employed for the flat-roof areas, set at the optimal angle to maximize solar radiation capture.

From an economic perspective, the system's feasibility was analysed through a detailed cost-benefit calculation over the installation's 25-year lifespan. This analysis included savings on the electricity bill, revenues from surplus energy injection into the grid, and installation costs, confirming the project's profitability.

The total budget amounts to €50,580.31, an initial investment justified by the projected benefits and the achievement of sustainability objectives.

Finally, the design complies with all current regulations, such as the Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ensuring the system's safety and reliability. Protection systems against overloads, short circuits, and surges were implemented, along with residual current devices to prevent indirect contact. These elements ensure the proper functioning of the installation, and the protection of people and equipment involved.

In conclusion, this project demonstrates the technical, economic, and environmental feasibility of a photovoltaic installation tailored to the building's characteristics and Santander's climatic conditions, promoting the transition to a more efficient and sustainable energy model.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-----|
| DOCUMENTO 1: MEMORIA..... | 16 |
| DOCUMENTO 2: ANEXOS..... | 50 |
| DOCUMENTO 3: PLANOS | 224 |
| DOCUMENTO 4: PLIEGO DE CONDICIONES | 236 |
| DOCUMENTO 5: PRESUPUESTO | 258 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Plantas del edificio a estudiar | 55 |
| Tabla 2: Distribución del edificio a estudiar..... | 55 |
| Tabla 3: Identificación del edificio a certificar (CE3X) | 63 |
| Tabla 4: Tipología del edificio (CE3X)..... | 64 |
| Tabla 5: Clasificación energética | 64 |
| Tabla 6: Cerramientos opacos del edificio | 68 |
| Tabla 7: Huecos y lucernarios..... | 69 |
| Tabla 8: Generadores de calefacción | 74 |
| Tabla 9: Generadores de refrigeración | 74 |
| Tabla 10: Demanda diaria de ACS..... | 74 |
| Tabla 11: Generadores de ACS | 74 |
| Tabla 12: Consumos eléctricos y condiciones de contratación | 75 |
| Tabla 13: Consumos eléctricos | 76 |
| Tabla 14: Consumos eléctricos, valores globales de la facturación | 77 |
| Tabla 15: Consumos eléctricos, resumen anual | 79 |
| Tabla 16: Consumo de combustible, características del suministro..... | 81 |
| Tabla 17: Consumo de combustible, resumen de consumo | 81 |
| Tabla 18: Consumo de combustible, resumen de facturación | 82 |
| Tabla 19: Consumo de combustible, distribución mensual | 83 |
| Tabla 20: Consumo de combustible, resumen anual | 84 |
| Tabla 21: Datos previos | 85 |
| Tabla 22: Clasificación energética en emisiones (CE3X) | 85 |
| Tabla 23: Emisiones de dióxido de carbono..... | 85 |
| Tabla 24: Clasificación energética del edificio, consumo de energía primaria no renovable (CE3X) | 86 |
| Tabla 25: Clasificación parcial de la demanda energética de calefacción y refrigeración (CE3X) | 86 |
| Tabla 26: Calificación energética global (CE3X) | 87 |
| Tabla 27: Calificaciones energéticas parciales (CE3X)..... | 87 |
| Tabla 28: Indicadores energéticos (CE3X) | 88 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 29: Resumen de las medidas de mejora | 88 |
| Tabla 30: Informe descriptivo..... | 89 |
| Tabla 31: Resumen de las medidas de mejora | 89 |
| Tabla 32: Calificación energética global (CE3X) | 89 |
| Tabla 33: Calificaciones energéticas parciales (CE3X)..... | 90 |
| Tabla 34: Nuevos indicadores energéticos (CE3X)..... | 90 |
| Tabla 35: Cerramientos opacos post mejora | 91 |
| Tabla 36: Generadores de refrigeración | 92 |
| Tabla 37: Instalaciones de ACS | 92 |
| Tabla 38: Resultados de las coordenadas de los vértices..... | 148 |
| Tabla 39: Transformación a coordenadas esféricas..... | 149 |
| Tabla 40: Valores de k dependientes de la latitud. [18] | 161 |
| Tabla 41: Valores por mes de los rendimientos de limpieza | 165 |
| Tabla 42: Resultado temperaturas mínima y máxima | 168 |
| Tabla 43: Datos de los inversores a valorar | 171 |
| Tabla 44: Resultados de los cálculos..... | 172 |
| Tabla 45: Resultados para el inversor SUN2000-30KTL-M3 | 175 |
| Tabla 46: Resultados para el inversor SUN2000-36KTL-M3 | 176 |
| Tabla 47: Resultados para el inversor SUN2000-40KTL-M3 | 177 |
| Tabla 48: Resultados para el inversor SUN2000-50KTL-M3 | 178 |
| Tabla 49: Resultados para el Inversor S5-GC60K (Solis)..... | 179 |
| Tabla 50: Resultado del presupuesto aproximado la instalación..... | 183 |
| Tabla 51: Consumos eléctricos mensuales | 184 |
| Tabla 52: Cálculos precio electricidad | 186 |
| Tabla 53: Proyección de los flujos de caja y recuperación de la inversión..... | 191 |
| Tabla 54: Proyección de los flujos de caja y recuperación de la inversión..... | 192 |
| Tabla 55: Resultado de los cálculos anteriores | 193 |
| Tabla 56: Cálculos de secciones en continua de los diferentes circuitos | 203 |
| Tabla 57: Cálculos de secciones en alterna | 209 |
| Tabla 58: Datos de irradiancia solar | 223 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 1: Edificio en perspectiva. [1] | 20 |
| Figura 2: Visualización de la cubierta del edificio. [2] | 21 |
| Figura 3: Zonas disponibles en la azotea. [3]..... | 22 |
| Figura 4: Visualización de áreas. [4]..... | 27 |
| Figura 5: Procedimiento a seguir..... | 28 |
| Figura 6: Diferencia de áreas. [5] | 29 |
| Figura 7: Esquema de las posibles instalaciones generadoras existentes. [6] .. | 32 |
| Figura 8: Esquema de las posibles instalaciones generadoras existentes. [7] .. | 34 |
| Figura 9: Esquema 4 de Instalaciones Generadoras de Baja Tensión. [8]..... | 35 |
| Figura 10: Comparación de la generación y el consumo por mes..... | 43 |
| Figura 11: Esquema de las tramitaciones administrativas | 45 |
| Figura 12: Edificio en perspectiva. [9] | 56 |
| Figura 13: Plano situación. [10]..... | 56 |
| Figura 14: Envolvente térmica. [11]..... | 65 |
| Figura 15: Envolvente térmica. [12]..... | 65 |
| Figura 16: Envolvente térmica. [13]..... | 66 |
| Figura 17: Envolvente térmica. [14]..... | 66 |
| Figura 18: Envolvente térmica. [15]..... | 67 |
| Figura 19: Envolvente térmica. [16]..... | 67 |
| Figura 20: Consumos eléctricos, distribución mensual | 78 |
| Figura 21: Consumos eléctricos, distribución mensual por periodos | 79 |
| Figura 22: Consumos eléctricos, resumen anual | 80 |
| Figura 23: Consumos eléctricos, distribución de los términos de facturación.... | 80 |
| Figura 24: Consumo de combustible, distribución mensual..... | 83 |
| Figura 25: Diagrama de trayectorias del Sol. [17]..... | 146 |
| Figura 26: Representación en AutoCAD..... | 147 |
| Figura 27: Representación en AutoCAD..... | 147 |
| Figura 28: Representación en AutoCAD..... | 148 |
| Figura 29: Primera parte del código..... | 157 |
| Figura 30: Segunda parte del código | 158 |

| | |
|--|-----|
| Figura 31: Tercera parte del código | 158 |
| Figura 32: Resultado de la ejecución | 158 |
| Figura 33: Resultado de la ejecución, gráfica | 158 |
| Figura 34: Esquema para los cálculos. [19] | 161 |
| Figura 35: Datos introducidos para enero. [20] | 163 |
| Figura 36: Gráfico y tabla con el histórico de temperaturas. [21] | 168 |
| Figura 37: Evolución precio electricidad mercado mayorista | 187 |
| Figura 38: Evolución precio electricidad a pagar por el consumidor..... | 187 |
| Figura 39: Factores de reducción por agrupamiento de circuitos en varias capas. [22] | 199 |
| Figura 40: Datos técnicos del cable TECSUN-H1Z2Z2-K. [23] | 199 |
| Figura 41: Factores de reducción por agrupamiento de circuitos en varias capas. [24] | 200 |
| Figura 42: Datos técnicos del cable TECSUN-H1Z2Z2-K. [25] | 201 |
| Figura 43: Factores de reducción por agrupamiento de circuitos en varias capas. [26] | 206 |
| Figura 44: Métodos de instalación de referencia. [27]..... | 207 |
| Figura 45: Corrientes admisibles para los diferentes métodos de instalación. [28] | 208 |
| Figura 46: Características mínimas para las canalizaciones superficiales ordinarias. [29]..... | 211 |
| Figura 47: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. [30]..... | 212 |
| Figura 48: Valores característicos de las sobrecargas de uso. [31]..... | 216 |
| Figura 49: Valores del coeficiente de exposición ce. [32] | 218 |
| Figura 50: Coeficiente eólico en edificios de pisos cp. [33] | 218 |
| Figura 51: Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas. [34] | 220 |

DOCUMENTO 1. MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

| | |
|---|----|
| 1. OBJETO..... | 18 |
| 2. UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y SUPERFICIE/ES DISPONIBLES. | 19 |
| 3. EMPRESA DISTRIBUIDORA Y EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA..... | 23 |
| 4. NORMATIVA APLICADA AL PROYECTO | 24 |
| 5. ELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS..... | 27 |
| 6. SISTEMA ELÉCTRICO..... | 31 |
| 6.1 ACOMETIDA, LÍNEA GENERAL DE CONEXIÓN (LGC), CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN (CGP), CONTADORES Y DERIVACIÓN | 35 |
| 6.2 CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN | 35 |
| 6.3 DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCIÓN | 36 |
| 6.4 CANALIZACIÓN | 37 |
| 6.5 CONDUCTORES..... | 38 |
| 6.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN..... | 39 |
| 7. ESTRUCTURA DE LOS PANELES..... | 41 |
| 8. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN..... | 43 |
| 9. TRÁMITES LEGALES | 44 |
| 9.1 TRÁMITES PREVIOS A LA INSTALACIÓN..... | 44 |
| 9.2 TRÁMITES POSTERIORES A LA INSTALACIÓN | 44 |
| 10. BIBLIOGRAFÍA..... | 46 |

1. OBJETO

Este documento tiene como objetivo llevar a cabo el estudio de la eficiencia energética de una comunidad de vecinos en la ciudad de Santander y estudiar la posible medida de mejora de una instalación solar fotovoltaica destinada al autoconsumo colectivo, con la posibilidad de inyectar los excedentes generados a la red de distribución eléctrica.

Se realizará un estudio de viabilidad económica en el cual se compararán diferentes modelos comerciales de paneles fotovoltaicos y diferentes inversores, cada uno con diferentes características en lo que se refiere a eficiencia, potencia y con costes económicos distintos. La finalidad de este análisis es comprobar que opción es más rentable desde el punto de vista económico. Una vez este seleccionado el modelo, se elaborará un presupuesto con dicha opción para mayor precisión en los cálculos.

Para la realización de estos cálculos, se tendrán en cuenta la superficie disponible para la colocación de los paneles solares, la producción estimada de energía en función de la irradiación solar, las condiciones climáticas de la ubicación y la elección final de los dispositivos e instrumentos a utilizar en la instalación.

También se llevará a cabo el dimensionamiento de la instalación eléctrica, determinando la longitud y sección de los cables necesarios a utilizar, así como la implementación de un sistema de protección adecuado para la instalación.

2. UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y SUPERFICIE/ES DISPONIBLES

La instalación será ubicada en la azotea, en una comunidad de vecinos que abarca las calles: Calle García Morato nº11 y nº13, Calle Marqués de la Hermita nº24 y la Calle Ruiz de Alda nº14 y nº16, Santander (Cantabria), con referencia catastral 4119110VP3141G, se trata de un único edificio que comprende otras 5 referencias catastrales, correspondientes a cada uno de los portales que forman la comunidad de vecinos "Cosantra": 4119110VP3141G, 4119111VP31416G 4119112VP3141G, 4119113VP3141G, 4119114VP3141G.

La ubicación específica de la instalación solar fotovoltaica será sobre unas casetas situadas en la azotea del edificio, las cuales son estructuras que albergan el equipamiento eléctrico de los ascensores y ofrecen una base sólida para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Estas casetas, al estar elevadas y tener una superficie completamente plana, proporcionan una buena base para colocar los paneles y además una buena exposición a la irradiación solar, optimizando la eficiencia de la instalación.

Asimismo, se ha evaluado la posibilidad de incrementar la cantidad de paneles solares en la sección del tejado con mayor superficie disponible. Esta área presenta una inclinación aproximada de 24° y está cubierta con tejas de cemento, sobre las cuales se instalará una estructura que permitirá la colocación de los paneles solares. Dado que esta inclinación no corresponde al ángulo óptimo, se anticipan una serie de pérdidas asociadas, las cuales serán calculadas en el apartado correspondiente.

Esta instalación se realizará en un edificio de uso colectivo, de acuerdo con los estatutos de la comunidad de vecinos, y será utilizada para abastecer el consumo de las instalaciones compartidas del mismo (iluminación, ascensores, etc.).

El edificio cuenta con una superficie total de 4991 m² y una superficie construida de 28288 m². La altura del edificio sobre rasante es de 25.67 m, teniendo 8 plantas sobre rasante en total.

En relación con la incidencia de sombras, se ha constatado que los edificios adyacentes no generan sombras sobre estas áreas, ya que su altura es igual o superior a la de las estructuras circundantes. Por lo tanto, se anticipa que no habrá pérdidas de producción de energía debido a sombras.



Figura 1: Edificio en perspectiva. [1]



Figura 2: Visualización de la cubierta del edificio. [2]

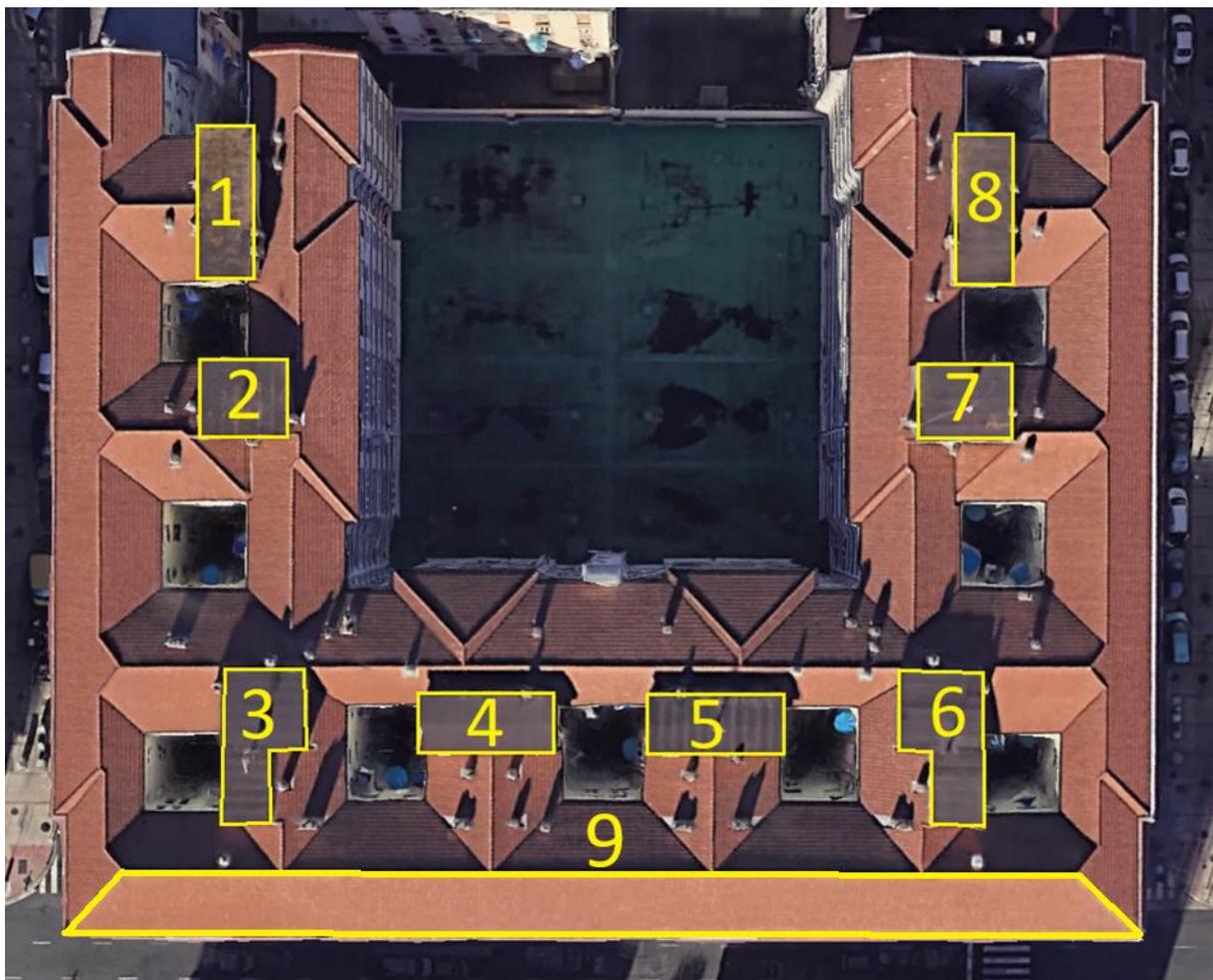


Figura 3: Zonas disponibles en la azotea. [3]

3. EMPRESA DISTRIBUIDORA Y EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA

La empresa responsable de la distribución de energía eléctrica en la localidad mencionada es "Viesgo Distribución Eléctrica S.L."

Este proyecto tiene como objetivo dimensionar una planta fotovoltaica destinada a la generación de energía eléctrica a partir de una fuente renovable como es la energía solar "Praise the Sun!" (Solaire de Astora), esta energía se utilizará principalmente para autoconsumo en la comunidad de vecinos.

La energía producida será consumida en tiempo real y, en caso de generarse excedentes, estos se inyectarán a la red eléctrica. La evacuación de la energía se realizará a baja tensión, situando el punto de evacuación aguas abajo de la protección general existente en la instalación, conforme a las condiciones estipuladas por la compañía de distribución eléctrica local "Viesgo Distribución Eléctrica S.L.". Por tanto, la energía excedente se verterá a la red a través de la caja general de protección que actualmente abastece al edificio.

Es importante mencionar que la empresa comercializadora de la comunidad de vecinos es "LoGOs Energía". La presencia de una empresa comercializadora diferente a la distribuidora puede acarrear implicaciones significativas en el proyecto, ya que el suministro y la gestión de la energía generada podrían estar sujetos a distintas tarifas y condiciones contractuales. Esto puede influir tanto en la rentabilidad del proyecto como en la gestión de los excedentes. Por lo tanto, se llevará a cabo un análisis de estas implicaciones para garantizar que la inyección de energía excedente a la red se realice de manera eficiente y rentable.

4. NORMATIVA APLICADA AL PROYECTO

Son de aplicación para este proyecto las siguientes normativas:

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus actualizaciones posteriores, para la elaboración de este proyecto ha sido utilizada la versión del 14 de junio de 2022.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, que aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y sus actualizaciones posteriores.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología y sus actualizaciones posteriores.

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- UNE-EN IEC 60670-1, Cajas y envolventes para accesorios eléctricos en instalaciones eléctricas fijas para uso doméstico y análogos. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 61439-3, Cuadros de distribución destinados a ser operados por personal no cualificado (DBO).
- UNE-EN 50085, Sistemas de canales para cables y sistemas de conductos cerrados de sección no circular para instalaciones eléctricas.
- UNE-HD 60364-5-52, Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE 21089-1, Identificación de los conductores aislados de los cables.
- UNE-EN IEC 61730, Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 50380, Requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61215, Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 62093, Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos.
- UNE-EN 61683, Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

- UNE-EN 62116, Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.
- UNE 21123, Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1kV.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que regula el sistema eléctrico en España.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 que establece el modelo de contrato tipo y factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Guía Técnica del IDAE, para el autoconsumo colectivo en su publicación de 2024, utilizada para justificar los cálculos de eficiencia y pérdidas en la instalación.
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, la cual establece objetivos de transición energética en España.

5. ELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS

Para la selección de los módulos e inversores a emplear, se han llevado a cabo estudios de viabilidad que permiten estimar cuál sería la opción más adecuada para este proyecto.

En primer lugar, es necesario evaluar el espacio disponible para la instalación de los módulos. La superficie disponible para la colocación de los paneles varía en función del área en cuestión, ya que se han identificado un total de nueve áreas aptas para dicha instalación:

$$\text{Area 1 y Area 8} = 68.14 \text{ m}^2$$

$$\text{Area 2 y Area 7} = 52.91 \text{ m}^2$$

$$\text{Area 3 y Area 6} = 81.16 \text{ m}^2$$

$$\text{Area 4 y Area 5} = 463.73 \text{ m}^2$$

$$\text{Area 9} = 68.14 \text{ m}^2$$

$$\text{Area total} = 993.94 \text{ m}^2$$

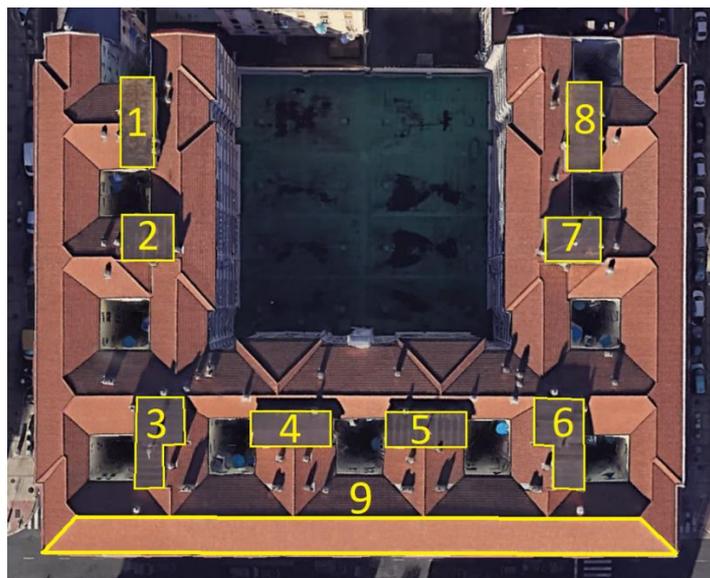


Figura 4: Visualización de áreas. [4]

Ahora que está definida la superficie disponible para la colocación de la instalación fotovoltaica es necesario seguir el procedimiento mostrado a continuación:

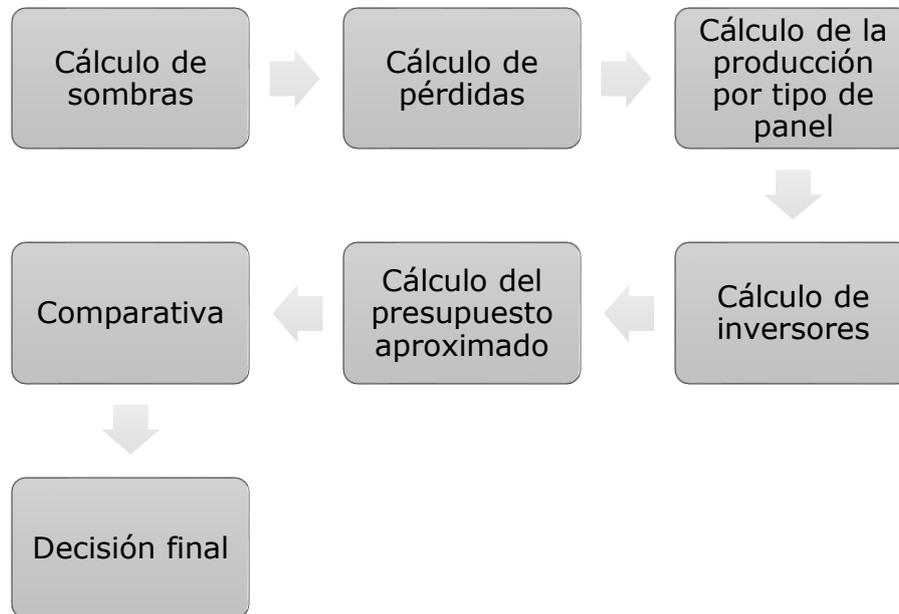


Figura 5: Procedimiento a seguir.

Para el cálculo de la producción de electricidad, es fundamental considerar varios factores. La superficie disponible se divide en dos áreas diferenciadas según su inclinación, mientras que la orientación es uniforme para todas las zonas, con un azimut de 30° , este ángulo influye en la irradiancia recibida, se calcularán las pérdidas posteriormente.

En las zonas 1 a 8, la inclinación es de 0° (superficie plana), mientras que en la zona 9 la inclinación es de 24° , lo que requiere un análisis diferenciado en términos de producción y eficiencia energética, además se calcularán las pérdidas correspondientes en materia de producción de energía, al tener una inclinación distinta de la óptima.

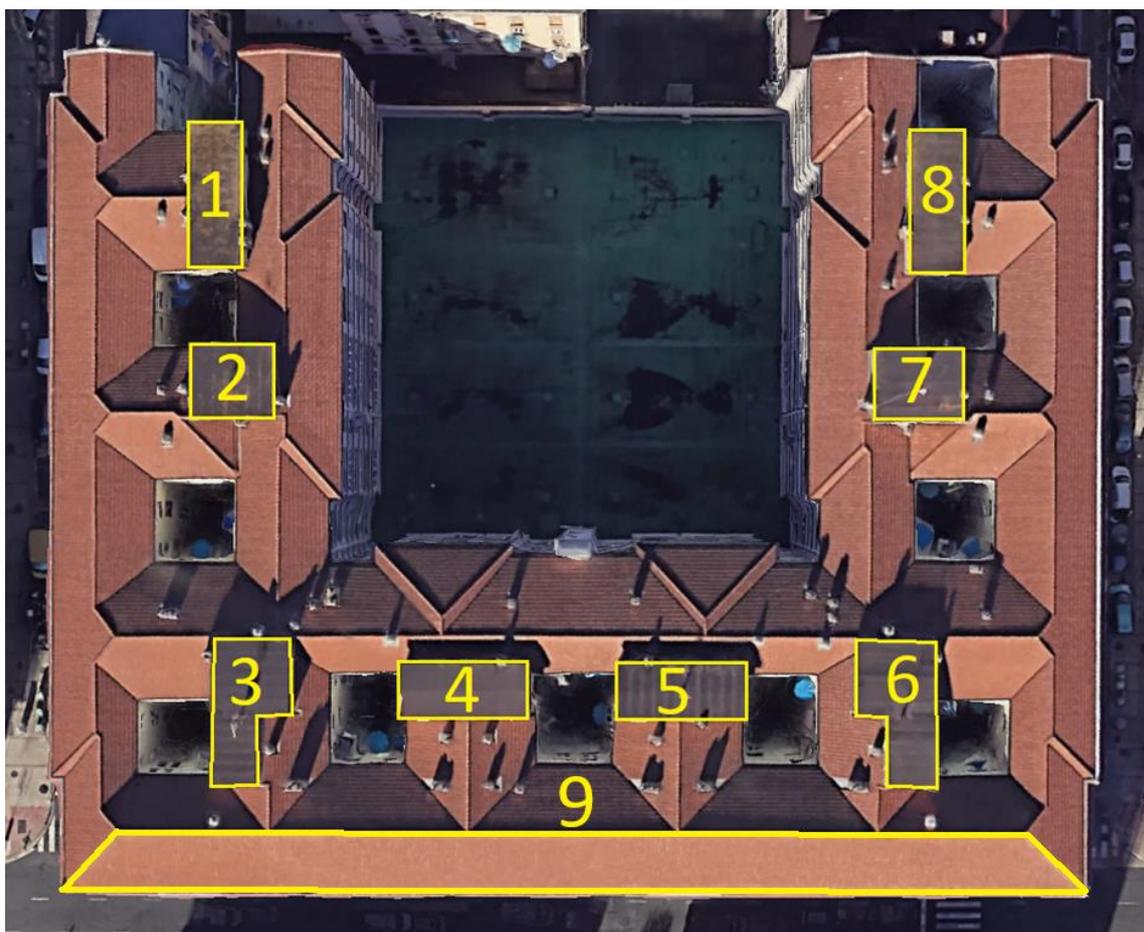


Figura 6: Diferencia de áreas. [5]

Para este estudio, han sido seleccionados 3 módulos fotovoltaicos con distinto precio, potencia, eficiencia, vida útil y precio para hacer una comparación acerca de cuál de ellos es más indicado para este tipo de instalación.

Los modelos de paneles solares evaluados han sido los siguientes:

- Módulo Trina Solar Vertex S+TSM-505 NEG18R.28, Trina Solar Co., Ltd. (garantía de 25 años de 98% de su valor inicial de eficiencia en el primer año y 87.4% tras 30 años, potencia 505 Wp, 22.7% de eficiencia, 125.00€/ud).
- Módulo ATERSA A-550M GS, Atersa (garantía de 25 años de 84.8% de su valor inicial de eficiencia tras 25 años, potencia 550 Wp, 21.3% de eficiencia, 89.56€/ud).

- Módulo Tensite EM550-PH, Tensite Energy Co. (garantía de 25 años de 84.5% de su valor inicial de eficiencia tras 25 años, potencia 550 Wp, 21% de eficiencia, 96.26€/ud).

Por otro lado, se han elegido varios inversores con distintos precios, eficiencias y vidas útiles para hacer la comparativa. Los modelos evaluados han sido:

- Inversores Huawei SUN2000-30/36/40/50KTL-L1, también el inversor de Solis modelo Inversor S5-GC60K con rendimientos comprendido entre el 96.7% y el 98.4%, el precio de estos varía entre 709€/ud y 2676,47 €/ud.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico que se instalará, se continua con el dimensionamiento del resto de la instalación eléctrica.

Una vez reunidos todos los datos de cada uno de los modelos de módulos fotovoltaicos planteados, se realizan los estudios de viabilidad. Se observa que el módulo fotovoltaico ATERSA A-550M GS de Atersa es el más rentable, como se detalla en el Anexo III, de acuerdo con los cálculos presentados en el Anexo II. Este módulo permite obtener un mayor beneficio económico al cabo de los 25 años de vida estimada para esta instalación. Con una potencia de 550 Wp y una eficiencia del 21.3%, ofrece una garantía de rendimiento del 84.8% de su valor inicial de eficiencia tras 25 años.

Teniendo en cuenta la capacidad del tejado, en el que se podrán instalar 116 paneles, se estima que la producción total será significativa en comparación con los otros módulos, gracias a la combinación de eficiencia y una baja degradación anual del modelo ATERSA A-550M GS. Esta combinación de eficiencia, menor degradación y garantía prolongada hace que este panel sea la opción más adecuada para maximizar el rendimiento económico de la instalación a lo largo de su vida útil.

6. SISTEMA ELÉCTRICO

Se hace uso de las 'Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión'. En particular, la ITC-BT-40 se centra en el propósito y ámbito de aplicación de las instalaciones generadoras.

Según esta instrucción, las instalaciones generadoras se clasifican en función de su relación operativa con la red de distribución pública, en las siguientes categorías:

- Instalaciones generadoras aisladas
- Instalaciones generadoras asistidas
- Instalaciones generadoras interconectadas, clasificándose estas como:
 - c1) Las instalaciones generadoras que se conectan a la red de distribución de baja tensión donde también se encuentran otros circuitos e instalaciones de baja tensión. Estas instalaciones pueden estar diseñadas tanto para vender energía como para alimentar cargas en paralelo con la red.
 - c2) Las instalaciones generadoras que se conectan a la red de alta tensión mediante un transformador que eleva la tensión, sin otras redes de distribución de baja tensión para cargas externas conectadas a este transformador. Este tipo de conexión también se contempla en el REBT; sin embargo, al estar directamente conectado a la red de alta tensión, requiere condiciones específicas de conexión, de acuerdo con la normativa vigente sobre protecciones y requisitos de conexión en alta tensión.

Esta instalación es una instalación generadora interconectada tipo c1.

El siguiente esquema representa todas las clasificaciones posibles que existen según su funcionamiento respecto a la red de distribución pública mencionada con anterioridad:

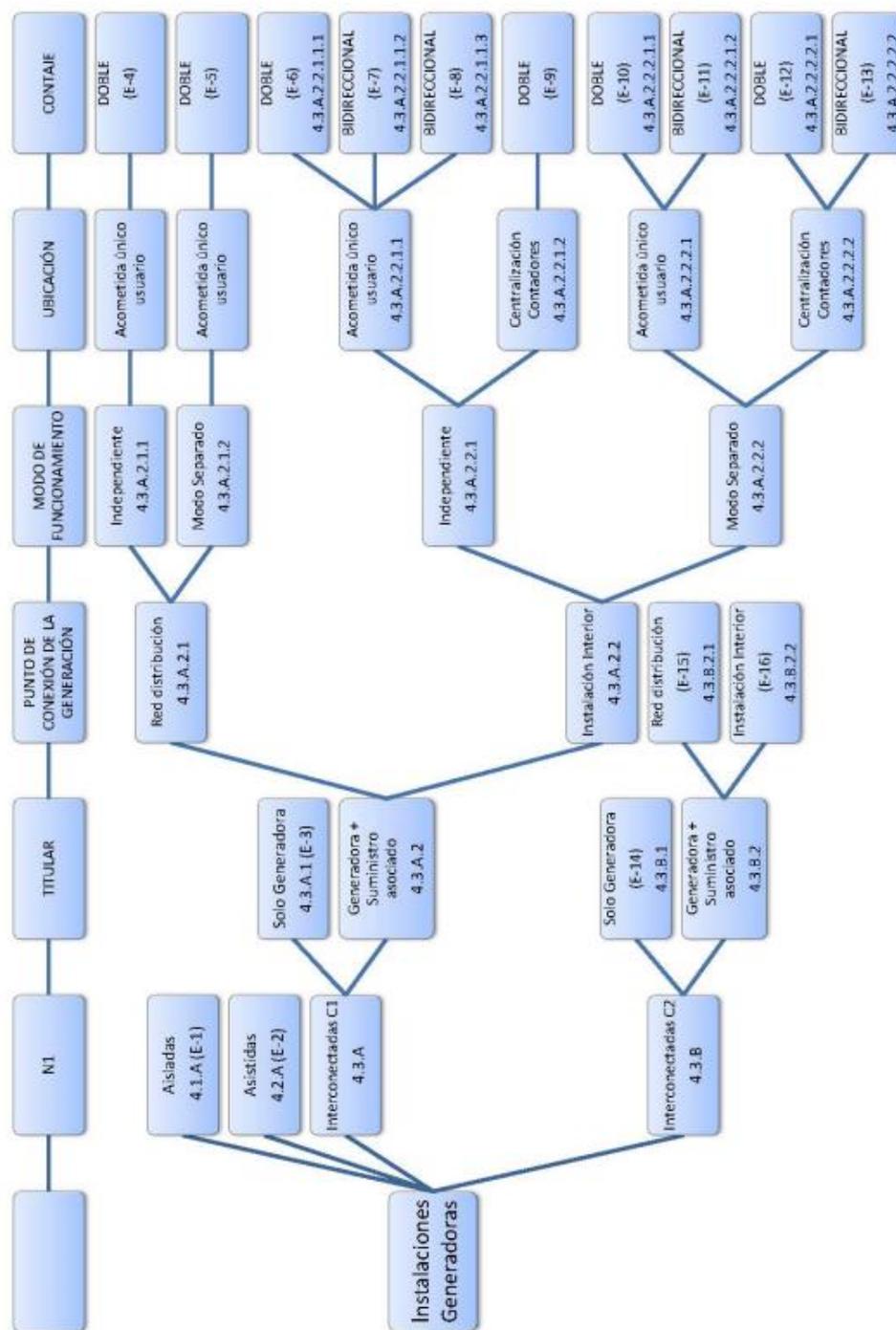


Figura 7: Esquema de las posibles instalaciones generadoras existentes. [6]

Estas instalaciones están constituidas estructuralmente por las mismas que las instalaciones de enlace (ITC-BT-12) y sus componentes principales son:

- Caja General de Protección (CGP).
- Línea General de conexión (LGC) • Interruptor general de maniobra (IGM).
- Equipo de medida de generación (EMG).
- Línea Individual del generador (LIG).
- Interruptor de Control de Potencia (ICP).
- Dispositivos de Protección Interiores (DPI).
- Equipo generador (GEN).

La conexión de la instalación generadora no debe interferir con el funcionamiento habitual de la red ni con la calidad del suministro a los clientes conectados a ella. Asimismo, no debe alterar los principios de operación, protección y desarrollo de la red. El punto de conexión deberá contar con dispositivos que permitan el corte y aislamiento de la red, accesibles en todo momento a la empresa distribuidora para facilitar la desconexión de la instalación generadora cuando sea necesario.

ESQUEMAS DE INSTALACIONES INTERCONECTADAS. (C1)

| INTERCONECTADAS TIPO C1 | TITULAR | CONEXIÓN GENERACIÓN | FUNCIONAMIENTO | UBICACIÓN | MEDIDA |
|--------------------------------|---------------------|---------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| Esq-3 | SÓLO GENERACIÓN (G) | RED DISTRIBUCIÓN (R) | INDEPENDIENTE (I) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | SÓLO GENERACIÓN (G) |
| Esq-4 | SUMTRO ASOCIADO (A) | RED DISTRIBUCIÓN (R) | INDEPENDIENTE (I) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | DOBLE (D) GENERACIÓN/CONSUMO |
| Esq-5 | SUMTRO ASOCIADO (A) | RED DISTRIBUCIÓN (R) | MODO SEPARADO (S) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | DOBLE (D) GENERACIÓN/CONSUMO |
| Esq-6 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR (P) LGA | INDEPENDIENTE (I) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | DOBLE (D) GENERACIÓN/CONSUMO |
| Esq-7 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR (P) DI | INDEPENDIENTE (I) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | ÚNICO BIDIRECCIONAL (B) |
| Esq-8 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR (P) A DGMP o CMP | INDEPENDIENTE (I) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | ÚNICO BIDIRECCIONAL (B) |
| Esq-9 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR CENTRALIZACIÓN | INDEPENDIENTE (I) | CENTRALIZACIÓN CONTADORES (C) | DOBLE (D) GENERACIÓN/CONSUMO |
| Esq-10 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR (P) LGA | MODO SEPARADO (S) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | DOBLE (D) GENERACIÓN/CONSUMO |
| Esq-11 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR (P) DI | MODO SEPARADO (S) | ACOMETIDA (U) ÚNICO USUARIO | ÚNICO BIDIRECCIONAL (B) |
| Esq-12 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR CENTRALIZACIÓN | MODO SEPARADO (S) | CENTRALIZACIÓN CONTADORES (C) | DOBLE (D) GENERACIÓN/CONSUMO |
| Esq-13 | SUMTRO ASOCIADO (A) | INSTALACIÓN INTERIOR (P) DI | MODO SEPARADO (S) | CENTRALIZACIÓN CONTADORES (C) | ÚNICO BIDIRECCIONAL (B) |

Figura 8: Esquema de las posibles instalaciones generadoras existentes. [7]

Teniendo en cuenta esta información podemos ir a el esquema 4 de conexionado de la instalación:

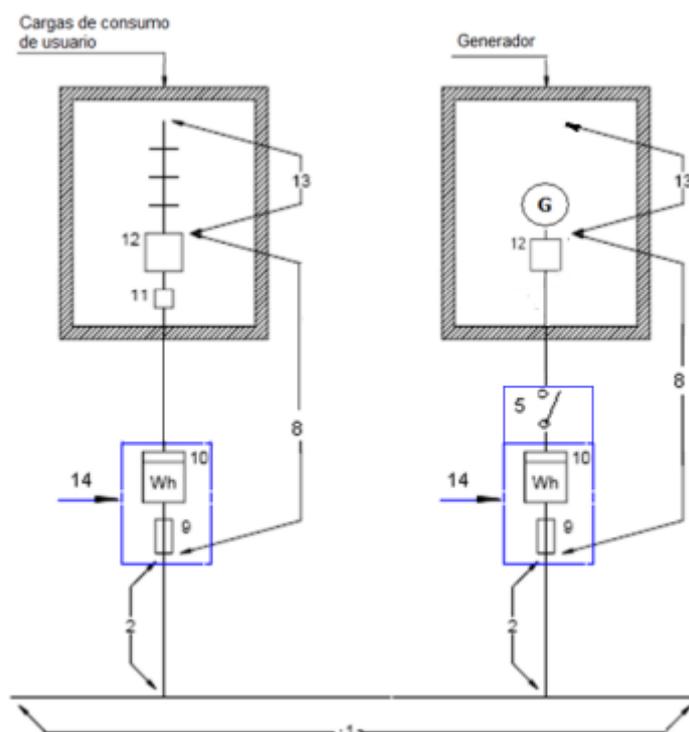


Figura 9: Esquema 4 de Instalaciones Generadoras de Baja Tensión. [8]

6.1 ACOMETIDA, LÍNEA GENERAL DE CONEXIÓN (LGC), CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN (CGP), CONTADORES Y DERIVACIÓN

Todos los componentes que forman parte de esta sección son exclusivos de la instalación eléctrica del edificio y no se modificarán en ningún momento. La potencia generada por la instalación fotovoltaica no interfiere ni altera los elementos ya existentes, ya que la energía producida es completamente compatible con todos los componentes en operación.

Por lo tanto, la instalación fotovoltaica se puede considerar una ampliación complementaria de la instalación eléctrica actual.

6.2 CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN

El cuadro de distribución es el que ya existe antes de la instalación fotovoltaica, formando parte de la instalación eléctrica original del edificio. Este cuadro no se verá afectado por la incorporación de la instalación fotovoltaica.

6.3 DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCIÓN

Los dispositivos de protección de la instalación fotovoltaica se instalarán en una caja auxiliar independiente del cuadro general de distribución, procurando una distancia mínima entre ambos elementos, aunque esto no es un requisito obligatorio. Esta caja de protecciones se ubicará a una altura de entre 1,4 y 2 metros desde el suelo para facilitar su acceso.

Las envolventes de estos cuadros deben cumplir con la normativa vigente, en particular con las normas UNE-EN IEC 60670-1 (requisitos generales para cajas y envolventes) y UNE-EN 61439-3 (cuadros de distribución de baja tensión destinados a personal no cualificado), asegurando un grado de protección mínimo de IP30.

Los dispositivos necesarios para esta instalación incluyen:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar, en conformidad con la ITC-BT-22.
- Un interruptor diferencial general, con una intensidad asignada igual o superior al automático y una sensibilidad mínima de 30 mA, cumpliendo con la ITC-BT-24.

Estos dispositivos se instalarán después del interruptor diferencial general de la instalación original, para proteger y preservar la integridad de los componentes preexistentes.

Para facilitar la identificación y el mantenimiento de la instalación fotovoltaica, la caja de protecciones mostrará de manera permanente el nombre o marca de cada componente, su fecha de instalación y la intensidad asignada al interruptor automático.

Además, se recomienda realizar revisiones periódicas de los dispositivos de protección para asegurar su correcto funcionamiento.

6.4 CANALIZACIÓN

Las canalizaciones son esenciales para proteger los conductores en la instalación eléctrica y deben cumplir las pautas establecidas en la ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La normativa también establece que las canalizaciones deben ser resistentes y, en casos de exteriores, contar con una adecuada protección frente a la intemperie, como resistencia a los rayos UV.

Para la instalación fotovoltaica, se emplean dos tipos de canalizaciones:

- Bandeja perforada: Utilizada para guiar los conductores desde los módulos fotovoltaicos hasta el borde de la cubierta, esta bandeja debe cumplir con las especificaciones de la norma UNE-EN 50085-1, que regula sistemas de canalización para cables y define sus características mecánicas y de seguridad. Es fundamental que el número de conductores en la bandeja sea compatible con un tendido ordenado, facilitando así la instalación y el mantenimiento.
- Tubo empotrado en pared: Este método se emplea para llevar el cableado desde la cubierta hacia los inversores y desde estos hasta el cuadro de protecciones. Es fundamental que la superficie interior de los tubos esté en condiciones óptimas, sin aristas, fisuras o defectos que pudieran perjudicar los conductores. Asimismo, las características de protección en las uniones entre el tubo y otros elementos no deben ser inferiores a las del propio tubo. La instalación de los tubos debe cumplir con lo establecido en la norma UNEHD 60364-5-52, así como en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

En ambos casos, es crucial seguir las normativas mencionadas y asegurar que las canalizaciones ofrezcan una adecuada protección a los conductores de la instalación eléctrica fotovoltaica. Los cálculos se encuentran detallados en el Anexo IV de cálculos eléctricos.

6.5 CONDUCTORES

Los conductores utilizados en la instalación serán siempre de cobre, asegurando que cuenten con un aislamiento adecuado. Para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores, se utilizará un tipo especial de cable diseñado específicamente para esta función. Estos conductores están optimizados para maximizar el rendimiento de la instalación y presentan una mayor durabilidad. Además, son autoextinguibles y emiten niveles reducidos de gases nocivos en caso de incendio, lo que contribuye a disminuir los riesgos en situaciones de emergencia.

Para facilitar su identificación, los conductores estarán codificados por colores en sus aislamientos. El conductor neutro se marcará con color azul, la tierra con verde y amarillo, y las diferentes fases se identificarán con negro, marrón y gris.

La sección de los conductores se determinará considerando la caída de tensión máxima permitida entre el origen de la instalación y cualquier punto dentro de ella. Esta caída de tensión no deberá exceder el 1,5% para derivaciones individuales, el 3% para sistemas de alumbrado y el 5% para circuitos de fuerza. Este cálculo asegura un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación fotovoltaica.

Es esencial proteger los conductores de posibles daños mecánicos o químicos. Los conductores aislados deberán tener una tensión mínima de 450/750 V y pueden instalarse bajo tubos protectores, siempre que se busque que estén empotrados o dispongan de una cubierta de protección. Estos tubos deben ubicarse en huecos de construcción fabricados con materiales que presenten una resistencia al fuego mínima de RF-120, garantizando así la seguridad contra incendios.

En el caso de utilizar conductores rígidos, estos deberán tener una tensión mínima de 600/1000 V y siempre se instalarán sobre bandejas o fijados a las paredes. La instalación del cableado se llevará a cabo de tal manera que no comprometa las características de seguridad contra incendios.

Para toda la instalación, se emplearán cables que cumplan con la normativa UNE-EN 50.085-1 y que sean clasificados como "no propagadores de la llama". Esto garantizará que los cables no contribuyan a la propagación de un incendio en caso de que se produzca un accidente.

El cálculo de las secciones de toda la instalación se realiza conforme a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, específicamente en la Instrucción Técnica Complementaria 19.

Los cálculos están detallados en el Anexo IV de cálculos eléctricos.

6.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección son elementos fundamentales que garantizan la integridad de la instalación eléctrica y la seguridad de las personas que la manipulan o se encuentran en sus proximidades. Su función principal es prevenir accidentes, mitigar riesgos y asegurar un funcionamiento seguro y confiable de la instalación fotovoltaica.

La instalación debe estar protegida contra sobretensiones transitorias de acuerdo con lo que establece la ITC-BT-23, clasificándose como instalación fija de categoría III o IV, según su ubicación. Se recomienda seguir las directrices de la ITC-BT-23 para la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias y contra sobretensiones temporales.

En instalaciones expuestas a la intemperie que no estén cubiertas por el Código Técnico de la Edificación (como huertos solares, parques eólicos, etc.), es necesario considerar la instalación de sistemas de protección externos contra rayos.

Para la protección contra contactos indirectos, se instalará un dispositivo diferencial que puede integrarse en un sistema de supervisión de la instalación, que incluya contactos auxiliares y gestión de planta, entre otros.

Se aconseja implementar sistemas que prevengan la pérdida de producción debida a disparos intempestivos. Entre estos sistemas se incluyen:

- Sistemas de reconexión automática.
- Uso de protecciones diferenciales adecuadas para prevenir disparos intempestivos previsibles.

Asimismo, se han incorporado las especificaciones indicadas en la ficha técnica del módulo fotovoltaico, destacando que la caja de protección de uniones tiene una clasificación IP 68.

Además, los inversores están equipados con:

- LVRT (Low Voltage Ride Through): que ayuda a estabilizar la red y a evitar cortes de energía.
- Protección anti-islanding: esta función evita que la instalación permanezca energizada en caso de que la red se desenergice, ya sea por eventos programados o no programados.
- Protección contra cortocircuitos en corriente alterna (AC).
- Protección contra corrientes de fuga.
- Interruptor de corriente continua (DC).
- Fusible de corriente continua (DC).
- SPD tipo II para DC y AC: estos dispositivos protegen los equipos de sobretensiones.

En cuanto a la puesta a tierra, debe cumplir con lo estipulado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, específicamente en la ITC-BT-18. Los cálculos relevantes se encuentran en el Anexo IV de cálculos eléctricos.

7. ESTRUCTURA DE LOS PANELES

El sistema de sujeción desempeña un papel crucial al garantizar que los paneles solares permanezcan firmemente fijados en su posición. Se emplean diversos tipos de estructuras como sistemas de sujeción, entre las cuales destacan:

- Sistema coplanar: Este tipo de sistema es común en cubiertas inclinadas y generalmente consiste en un conjunto de perfiles que sostienen los módulos mediante grapas. La metodología de anclaje de la perfilera a la cubierta puede variar según el tipo de tejado, que puede ser de paneles sándwich, tejas árabes o pizarras. Es fundamental señalar que si la cubierta está compuesta de uralita, la instalación no podrá llevarse a cabo sin la previa sustitución de este material, debido a las normativas que restringen su manipulación.
- Estructura de vela o lastradas: Este sistema se utiliza en instalaciones sobre cubiertas planas o en terrenos. Permite inclinar los paneles para maximizar la captación de radiación solar. Generalmente, estas estructuras están fabricadas en aluminio y se fijan al suelo mediante hormigonado. Sin embargo, hoy en día existen alternativas igualmente efectivas y más económicas, como bloques de hormigón diseñados específicamente para este propósito.

Estos sistemas de sujeción son fundamentales para garantizar una correcta instalación de los paneles solares y optimizar su rendimiento, maximizando la captación de radiación solar. Se implementarán dos tipos de sistemas diferentes en función de la zona de instalación.

Para la instalación de los paneles fotovoltaicos, se implementarán diferentes sistemas de sujeción según la disposición y la inclinación del tejado. En el área inclinada, donde se ubican 66 paneles, se utilizarán soportes coplanares de la modelo "COPLANAR (ASCxG; ASCxM)", seleccionando aquellos adecuados para configuraciones de 6 y 2 paneles.

Esto garantiza una sujeción firme y un rendimiento óptimo en la captación de radiación solar.

Para las casetas que presentan una superficie plana, se ha optado por el Soporte Inclinado Abierto Regulable Vertical de Sunfer 12V, que permite ajustar el ángulo de inclinación de los paneles. Este modelo facilita la optimización de la captación solar al adaptarse a las condiciones específicas de cada ubicación.

De esta manera, se asegura que la instalación fotovoltaica maximice su eficiencia y se adapte de forma óptima a las características de cada zona, utilizando las uniones y soportes más adecuados para cada configuración.

8. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La configuración de la instalación de paneles fotovoltaicos ha sido diseñada con el objetivo de optimizar la cantidad de paneles necesarios, asegurando así un balance anual favorable entre los ingresos generados por la inyección de excedentes y los costos asociados a la falta de energía eléctrica consumida en el edificio.

Como se ilustra en la gráfica, durante los meses de invierno (enero, febrero, noviembre y diciembre), el consumo supera la generación de energía, lo que resulta en un saldo negativo que requiere el pago por la falta de suministro. Por el contrario, en los meses estivales, se presenta una situación inversa, donde la producción de energía excede el consumo, generando ingresos por los excedentes inyectados a la red.

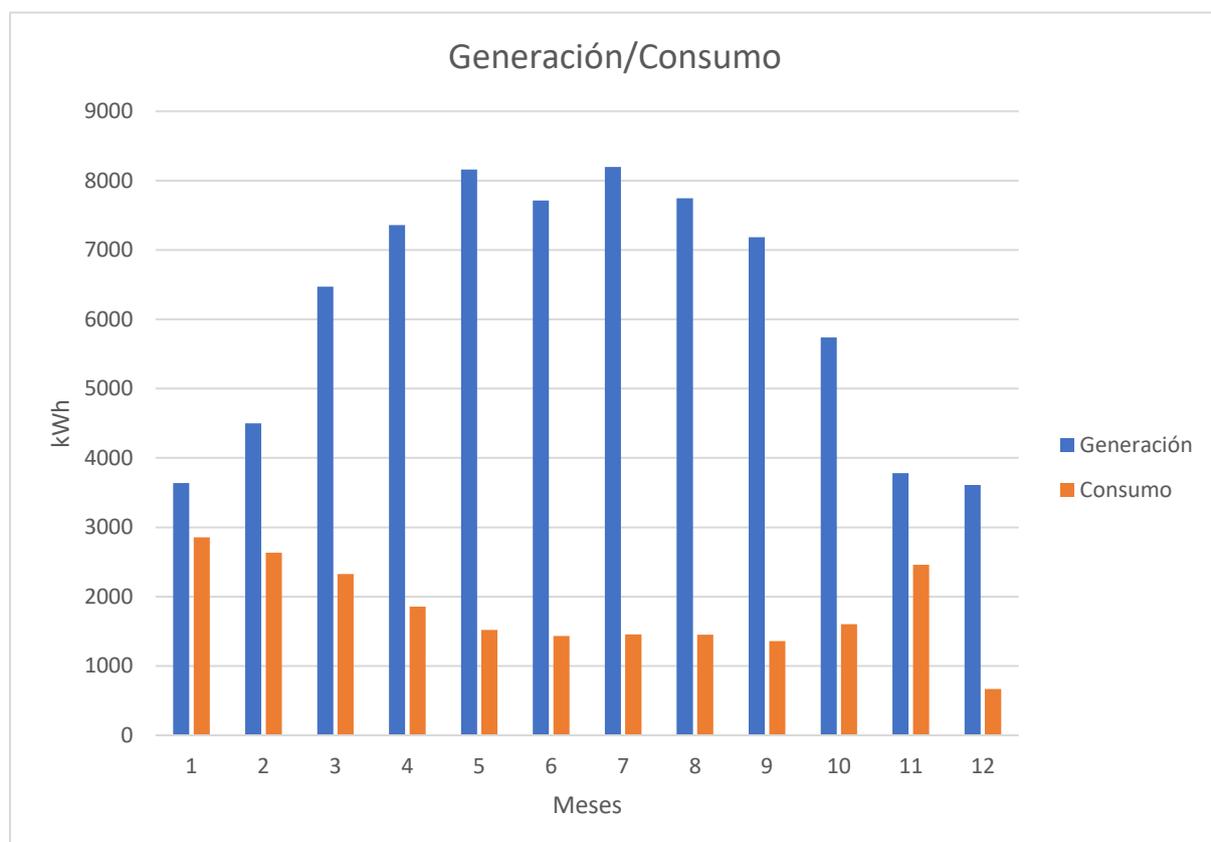


Figura 10: Comparación de la generación y el consumo por mes.

9. TRÁMITES LEGALES

9.1 TRÁMITES PREVIOS A LA INSTALACIÓN

Los procedimientos requeridos por la normativa antes de llevar a cabo la instalación son los siguientes:

- **Gestión de subvenciones:** Para acceder a las ayudas disponibles para la implementación de instalaciones fotovoltaicas, es necesario presentar la solicitud antes de realizar la instalación. Esto se efectúa mediante una orden de convocatoria en la oficina correspondiente de la administración, que en este caso es la Consejería de Industria.
- **Licencia de obra:** Se debe solicitar al Ayuntamiento de Santander el permiso necesario para llevar a cabo la instalación, realizando los pagos correspondientes para la tramitación de dicha licencia.

9.2 TRÁMITES POSTERIORES A LA INSTALACIÓN

Los requisitos establecidos por la legislación después de completar la instalación incluyen:

- **Licencia de actividad:** Este permiso municipal es obligatorio para permitir el ejercicio de actividades comerciales, industriales o de servicios en un local, nave u oficina.
- **Inspección inicial:** Antes de la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica, se debe superar una evaluación por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA).
- **Certificado final de obra:** Este documento es emitido por la dirección técnica al finalizar las obras y debe detallar las principales características de la instalación.
- **Legalización de la instalación:** Implica la inscripción de la planta fotovoltaica en el Servicio de Energía y en la Consejería de Industria correspondiente.

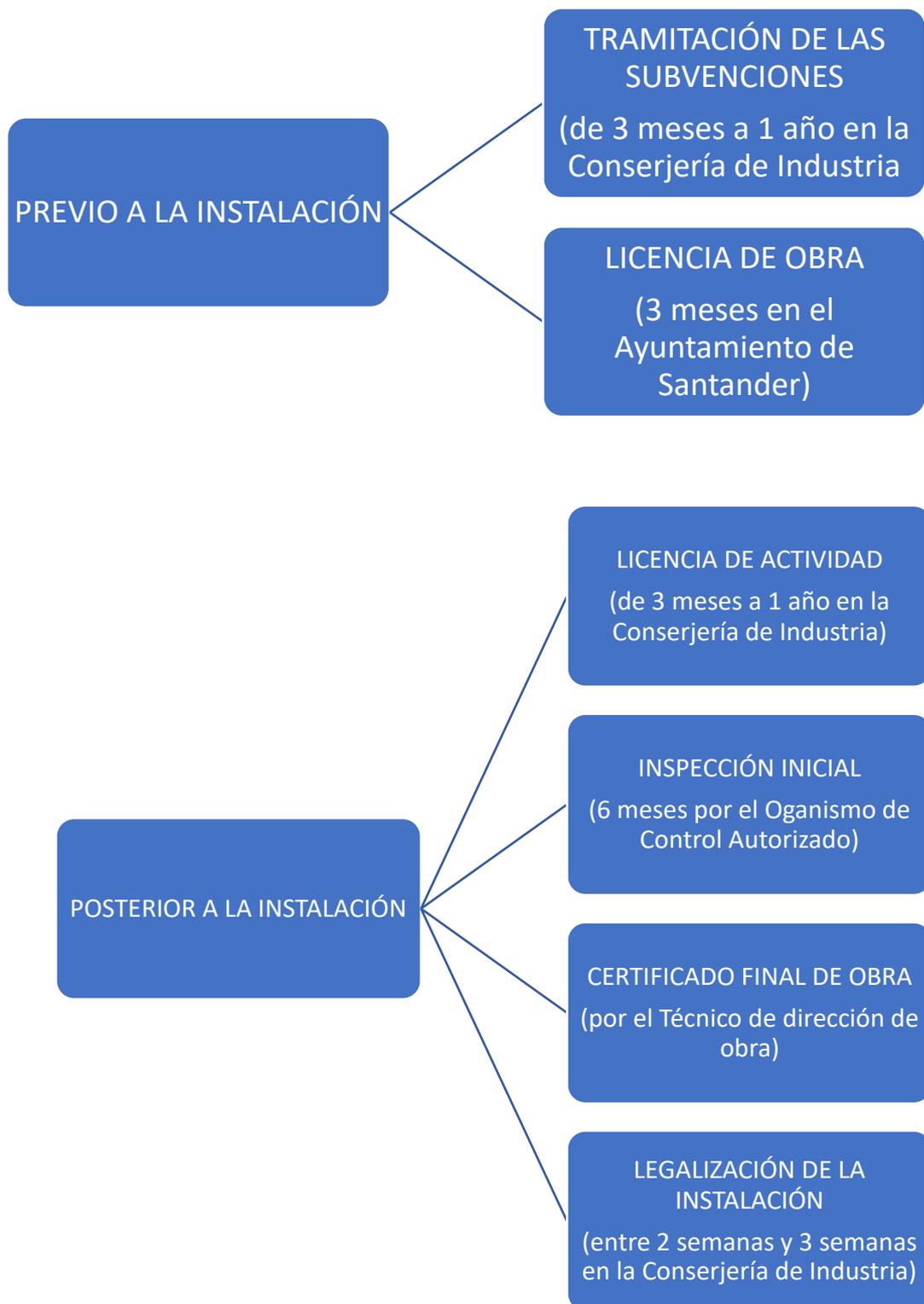


Figura 11: Esquema de las tramitaciones administrativas.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Google. (2024). Vista satelital de la Calle Castilla, Santander. Google Maps.
- [2] Google. (2024). Vista satelital de la Calle Marqués de la Hermita, Santander. Google Maps.
- [3] Google. (2024). Imagen aérea de la Calle Castilla, Santander. Google Maps.
- [4] Google. (2024). Imagen aérea de la Calle Marqués de la Hermita, Santander. Google Maps.
- [5] Google. (2024). Plano de ubicación general en Santander. Google Maps.
- [6] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT completa*. Boletín Oficial del Estado (BOE).
- [7] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-40*. Boletín Oficial del Estado (BOE).
- [8] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-19*. Boletín Oficial del Estado (BOE).
- [9] Google. (2024). Vista satelital de Santander. *Google Maps*.
- [10] Google. (2024). Imagen aérea de la Calle Castilla, Santander. *Google Maps*.
- [11] Google. (2024). Imagen aérea de la Calle Marqués de la Hermita, Santander. *Google Maps*.
- [12] Google. (2024). Plano de ubicación de Santander, Calle Castilla. *Google Maps*.
- [13] Google. (2024). Vista satelital de la Calle Marqués de la Hermita, Santander. *Google Maps*.

[14] Google. (2024). Detalle geográfico de Santander. *Google Maps*.

[15] Google. (2024). Ubicación general de la zona centro de Santander. *Google Maps*.

[16] Google. (2024). Plano general de Santander, vista desde satélite. *Google Maps*.

[17] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2024). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

[18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2024). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

[19] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2024). *Guía técnica para la integración de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

[20] Comisión Europea. (2024). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Centro Común de Investigación.

[21] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2024). *Datos meteorológicos de Santander* [Datos]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

[22] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-18*. Boletín Oficial del Estado (BOE).

[23] Prysmian Group. (2024). *Ficha técnica del cable H1Z2Z2-K para corriente continua*.

[24] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-25*. Boletín Oficial del Estado (BOE).

[25] Prysmian Group. (2024). *Ficha técnica del cable H1Z2Z2-K para corriente continua.*

[26] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-34.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[27] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-44.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[28] Nexans. (2024). *Ficha técnica del cable de corriente alterna 0,6/1kV XLPE.*

[29] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-35.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[30] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-36.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[31] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-37.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[32] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-38.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[33] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-39.* Boletín Oficial del Estado (BOE).

[34] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Guía de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-41*. Boletín Oficial del Estado (BOE).

[Ficha técnica] Atersa. (2024). *Ficha técnica del modelo Atersa A-550M GS*.

[Ficha técnica] JA Solar. (2024). *Ficha técnica del modelo DeepBlue 3.0 540Wp*.

[Ficha técnica] Huawei. (2024). *Ficha técnica del inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3*.

[Ficha técnica] Solis. (2024). *Ficha técnica del inversor Solis S5-GC60K*.

[Ficha técnica] Sunfer. (2024). *Ficha técnica del soporte inclinado abierto regulable vertical 12V*.

[Ficha técnica] Xiamen Mount Tech Co., Ltd. (2024). *Ficha técnica del sistema HQ Mount Pre-assembled Aluminium Solar Carport*.

[Ficha técnica] Xiamen Mount Tech Co., Ltd. (2024). *Ficha técnica del sistema HQ-GT4 Double Post Solar Ground Mounting Solution*.

[Planos catastrales] Dirección General del Catastro. (2024). *Planos catastrales de Santander*.

DOCUMENTO 2. ANEXOS

ÍNDICE DE LOS ANEXOS

| | |
|--|-----|
| DOCUMENTO 2. ANEXOS | 50 |
| ANEXO I. ESTUDIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA..... | 52 |
| ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS | 93 |
| ANEXO III. ESTUDIO DE VIABILIDAD | 145 |
| ANEXO IV. CÁLCULOS ELÉCTRICOS..... | 194 |
| ANEXO V. CÁLCULOS MECÁNICOS | 214 |
| ANEXO VI. DATOS DE IRRADIACION SOLAR | 222 |

ANEXO I. ESTUDIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

En este anexo se presenta el estudio de eficiencia energética del edificio, elaborado utilizando la herramienta CE3X, con el objetivo de analizar el consumo energético actual y proponer mejoras que puedan optimizar el rendimiento energético de la instalación. Este estudio forma parte integral del análisis global de eficiencia energética del proyecto y se basa en los siguientes elementos:

- **Características del edificio:** Se ha evaluado la envolvente térmica del edificio, incluyendo el tipo de cerramientos, aislamiento y ventanas, así como el comportamiento térmico de cada elemento.
- **Sistemas energéticos:** Se ha analizado la eficiencia de los sistemas de calefacción, refrigeración, ventilación, y producción de agua caliente sanitaria, determinando su impacto en el consumo global de energía.
- **Consumo energético y emisiones:** El estudio proporciona un cálculo detallado del consumo de energía primaria no renovable y de las emisiones de CO₂ asociadas al uso del edificio.
- **Medidas de mejora propuestas:** A partir de la evaluación energética, se incluyen recomendaciones de mejora en la eficiencia energética, como podrían ser la mejora de la envolvente térmica, la sustitución de sistemas de calefacción, y la instalación de energías renovables como la fotovoltaica.

El propósito de este estudio es identificar áreas clave donde se pueden aplicar mejoras que reduzcan tanto el consumo energético como las emisiones contaminantes, contribuyendo a la sostenibilidad del edificio y mejorando su calificación energética.

1. DATOS GENERALES DEL EDIFICIO

El edificio objeto de estudio se encuentra en la siguiente ubicación:

Dirección: CL/Ruiz de Alda, 14-00/01, 39009 Santander (Cantabria).

Comunidad de Propietarios: "Cosantra", Ruiz de Alda 14, Bajo, 39009 Santander (Cantabria).

Teléfono de Contacto: 942 052 053.

A. Identificación edificio:

Referencia catastral: 4119110VP3141G.

Tipo de vía: CL.

Vía: Ruiz de Alda.

Piso/Letra: 00/01.

Número: 14.

Código postal: 39009.

Población: Santander.

Provincia: Cantabria.

Otras referencias catastrales a las que pertenece el edificio: 4119110VP3141G, 4119111VP3141G, 4119112VP3141G, 4119113VP3141G, 4119114VP3141G.

Observaciones: Se trata de un único edificio que comprende las cinco referencias catastrales señaladas, una por cada portal.

El edificio objeto del presente informe es: Un único edificio.

El edificio no comparte elementos comunes con edificaciones contiguas.

B. Datos urbanísticos:

Planeamiento en vigor: PGOU (Plan General de Ordenación Urbana) de Santander.

Clasificación: Urbano.

Ordenanza: Zona de mantenimiento de manzana intensiva.

C. Datos de la propiedad:

Régimen jurídico de la propiedad: Comunidad de propietarios.

Titular: Comunidad de Propietarios "Cosantra".

CIF/NIF: H39270590.

Dirección: Ruiz de Alda 14 Bajo.

Código postal: 39009.

Población: Santander.

Provincia: Cantabria.

Teléfono fijo: 942052053.

D. Datos generales del edificio:

Uso característico del edificio: Residencial privado.

Año de construcción: 1972.

Referencia: Catastro.

Superficie de la parcela: 4.991,0 m².

Superficie construida: 28.288,0 m².

Altura sobre rasante: 25,67 m.

Plantas del edificio:

| Nº plantas | Uso igual al principal | Uso secundario | Uso secundario, tipo de uso | Total |
|---------------|------------------------|----------------|-----------------------------|-------|
| Sobre rasante | 7 | 1 | Comercial | 8 |
| Bajo rasante | 0 | 0 | | 0 |
| Total | 7 | 1 | | |

Tabla 1: Plantas del edificio a estudiar.

Distribución del edificio:

| | Nº | Superficie media (m ²) |
|------------------------|-----|------------------------------------|
| Viviendas | 224 | 98,0 |
| Locales | 27 | 188,41 |
| Plazas de aparcamiento | 0 | |
| Trasteros | 0 | |

Tabla 2: Distribución del edificio a estudiar.

Tipología edificatoria: El edificio se encuentra implantado en una parcela en la que se ha desarrollado una edificación entre medianeras, adosada, formando parte de una manzana cerrada.

El número medio de viviendas por planta es 32.

E. Archivos gráficos, plano situación y fotografías:



Figura 12: Edificio en perspectiva. [9]

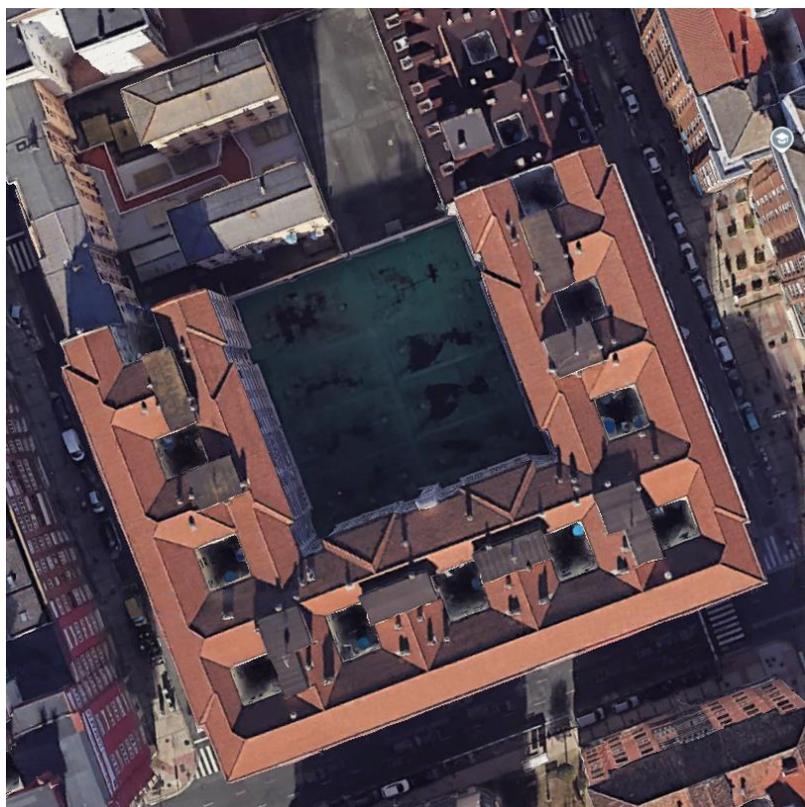


Figura 13: Plano situación. [10]

F. Descripción normalizada de los sistemas constructivos del edificio a efectos estadísticos:

Cimentación:

Cimentación profunda.

Pilotes.

Estructura:

Estructura vertical:

Pilares de hormigón armado.

Estructura horizontal: Planta tipo.

Estructura principal (vigas) de hormigón armado.

Forjado (Elementos secundarios, viguetas) de hormigón armado.

Forjado (Entrevigado) de bovedilla cerámica.

Estructura horizontal: Suelo, planta en contacto con el terreno.

Otros, como la solera.

Estructura de cubierta:

Forjado inclinado de hormigón armado.

Cerramientos verticales y cubiertas:

Fachada principal:

Superficie: 4.289,24 m².

Dispone de cámara de aire.

No dispone de aislamiento térmico.

Porcentaje sobre superficie de cerramiento vertical total: 36,35%.

El acabado revestido de la fachada principal es de mortero monocapa.

Otras fachadas, fachadas a patios y medianerías:

Superficie: 7.509,74 m².

Dispone de cámara de aire.

No dispone de aislamiento térmico.

Porcentaje sobre superficie de cerramiento vertical total: 63,65%.

El acabado revestido en otras fachadas es de aplacado cerámico.

Carpintería y vidrio en huecos:

Superficie: 3.611,56 m².

Porcentaje sobre superficie de cerramiento vertical total: 30,61%.

El tipo de carpintería predominante es de PVC.

El tipo de vidrio predominante es de doble acristalamiento.

Cubierta inclinada:

Superficie: 4.230,00 m².

Dispone de aislamiento térmico.

Porcentaje sobre superficie de cerramiento horizontal total: 100,0%.

La cobertura es de teja de cemento.

Observaciones: se dispone de aislamiento rígido colocado sobre forjado horizontal de techo de la última planta, no sobre el faldón de cubierta.

Instalaciones del edificio:

Saneamiento Evacuación de aguas:

Dispone de Sistema Evacuación a red de alcantarillado público.

Bajantes:

Bajantes Vistas.

Bajantes Empotradas.

Colectores:

Colectores Enterrados.

Abastecimiento de agua:

Dispone de conexión a Red de Abastecimiento público:

Contadores:

Contadores individuales por vivienda/local.

Instalación eléctrica:

El edificio dispone:

De Caja General de Protección (CGP).

De Interruptor Diferencial.

De Interruptor Automático al inicio de los circuitos de servicios comunes.

De fusible al inicio de las derivaciones individuales a viviendas o locales.

Contadores:

Contadores individuales centralizados.

Calefacción:

Se dispone de sistema de Calefacción Colectiva/Central.

Sistema de calefacción:

Caldera comunitaria.

Combustible Calefacción Colectiva/Central:

Gas Natural.

Agua Caliente Sanitaria ACS:

El edificio dispone de sistema de ACS Central.

Combustible para producción ACS:

Gas Natural.

Ventilación y renovación de aire

El edificio dispone de los siguientes sistemas de ventilación para los cuartos húmedos (baños y cocinas) de las viviendas:

Ventanas.

Shunts.

Protección Contra Incendios:

El edificio dispone de:

Extintores móviles.

Instalaciones de Comunicaciones ICT:

El edificio dispone de:

Antena para recepción de TDT.

Otras instalaciones de ICT: Existen viviendas con telecomunicaciones por cable, acceso por fachada.

2. CONDICIONES BÁSICAS DE ACCESIBILIDAD

1. Condiciones funcionales del edificio:

Accesibilidad en el exterior:

El edificio dispone de un itinerario accesible que comunica una entrada principal al mismo:

Con la vía pública: Si.

Con las zonas comunes exteriores: Si.

Accesibilidad entre plantas:

En el edificio hay que salvar más de dos plantas desde alguna entrada principal accesible al mismo hasta alguna vivienda o zona comunitaria: Si.

Dispone de Ascensor accesible entre ellas: Si.

Dispone de Rampa accesible entre ellas: No

Dispone de Ascensor no accesible según DB SUA 9: No.

Dimensiones de la cabina: 112x92

El edificio tiene más de doce viviendas situadas en plantas sin entrada principal accesible: Si.

Dispone de Ascensor accesible entre ellas: Si.

Dispone de Rampa accesible entre ellas: No.

Dispone de Ascensor no accesible según DB SUA 9: No.

Observaciones: Existen itinerarios accesibles desde el exterior de los portales hasta los ascensores que comunican con las plantas de vivienda, ya que estos se encuentran situados a nivel de acceso al portal, en planta baja de acceso a los portales.

Accesibilidad en las plantas del edificio:

Todas las plantas disponen de un itinerario accesible que comunica los accesos accesibles a ellas:

Entre sí: Si.

Con las viviendas situadas en las mismas plantas: Si.

Con las zonas de uso comunitario situadas en las mismas plantas: Si.

Dotación de elementos accesibles:

Mecanismos accesibles:

Los interruptores, los dispositivos de intercomunicación y los pulsadores de alarma son mecanismos accesibles (según CTE-DB-SUA) en cualquier zona, excepto en el interior de las viviendas y en las zonas de ocupación nula: No.

Dotación y características de la información y la señalización de elementos accesibles:

No se ha aportado información al respecto.

Valoración final de las condiciones básicas de accesibilidad:

El edificio satisface completamente las condiciones básicas de accesibilidad.

3. CERTIFICADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Indicador global:

Emisiones globales: 22,50 [kgCO₂/m² año].

Calificación: E.

Indicadores parciales:

Emisiones de calefacción:

Emisiones calefacción: 15,81 [kgCO₂/m² año].

Emisiones de refrigeración:

Emisiones refrigeración: 0,00 [kgCO₂/m² año].

Emisiones ACS:

Emisiones ACS: 6,56 [kgCO₂/m² año].

La calificación global del edificio se expresa en términos de dióxido de carbono liberado a la atmósfera como consecuencia del consumo energético del mismo.

Calificación parcial de la demanda energética de calefacción y refrigeración:

La demanda energética de calefacción y refrigeración es la energía necesaria para mantener las condiciones internas del confort del edificio.

Demanda de calefacción:

Demanda global de calefacción: 43,80 [kWh/m² año].

Calificación: D.

Demanda de refrigeración:

Demanda global de refrigeración: 0,00 [kWh/m² año].

Calificación: N.C.

Calificación parcial de consumo de energía primaria:

Por energía primaria se entiende la energía consumida por el edificio procedente de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación.

Indicador global:

Consumo global de energía primaria: 106,10 [kWh/m² año].

Calificación: E.

Indicadores parciales:

Calefacción:

Energía primaria calefacción: 74,67 [kWh/m² año].

Refrigeración

Energía primaria refrigeración: 0,00 [kWh/m² año].

ACS:

Energía primaria ACS: 31,00 [kWh/m² año].

A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante el programa CE3X, utilizado para la elaboración del estudio de eficiencia energética del edificio.

Este software, reconocido por el Ministerio de Industria, permite evaluar la eficiencia energética de edificaciones, proporcionando un certificado que clasifica el inmueble en función de su consumo de energía y emisiones de CO₂.

Los resultados generados en el estudio reflejan aspectos clave como el consumo energético en kilovatios hora (kWh) y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del edificio.

Las siguientes imágenes resumen los resultados obtenidos:

| IDENTIFICACIÓN DEL EDIFICIO O DE LA PARTE QUE SE CERTIFICA: | | | |
|--|---|--------------------|-----------|
| Nombre del edificio | Edificio Cosantra | | |
| Dirección | García Morato 11-13, Marqués de la Hermida 24, Ruiz de Alda 14-16 | | |
| Municipio | Santander | Código Postal | 39009 |
| Provincia | Cantabria | Comunidad Autónoma | Cantabria |
| Zona climática | C1 | Año construcción | 1972 |
| Normativa vigente (construcción / rehabilitación) | Anterior a la NBE-CT-79 | | |
| Referencia/s catastral/es | 4119110VP3141G | | |

Tabla 3: Identificación del edificio a certificar (CE3X).

| Tipo de edificio o parte del edificio que se certifica: | |
|---|---|
| ○ Edificio de nueva construcción | ● Edificio Existente |
| <ul style="list-style-type: none"> ● Vivienda <ul style="list-style-type: none"> ○ Unifamiliar ● Bloque <ul style="list-style-type: none"> ● Bloque completo ○ Vivienda individual | <ul style="list-style-type: none"> ○ Terciario <ul style="list-style-type: none"> ○ Edificio completo ○ Local |

Tabla 4: Tipología del edificio (CE3X).

La calificación energética obtenida es:

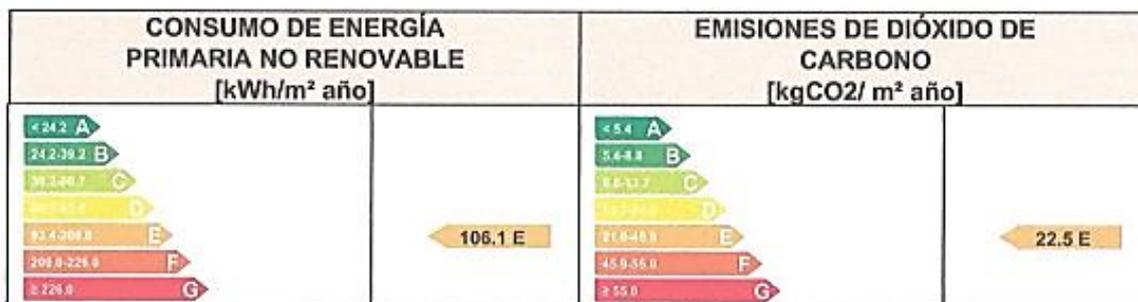


Tabla 5: Calificación energética (CE3X).

4. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DEL EDIFICIO

En este apartado se describen las características energéticas del edificio, envolvente térmica, instalaciones, condiciones de funcionamiento y ocupación y demás datos utilizados para obtener la calificación energética del edificio.



Figura 14: Envolvente térmica. [11]



Figura 15: Envolvente térmica. [12]



Figura 16: Envoltente térmica. [13]



Figura 17: Envoltente térmica. [14]



Figura 18: Envoltente térmica. [15]

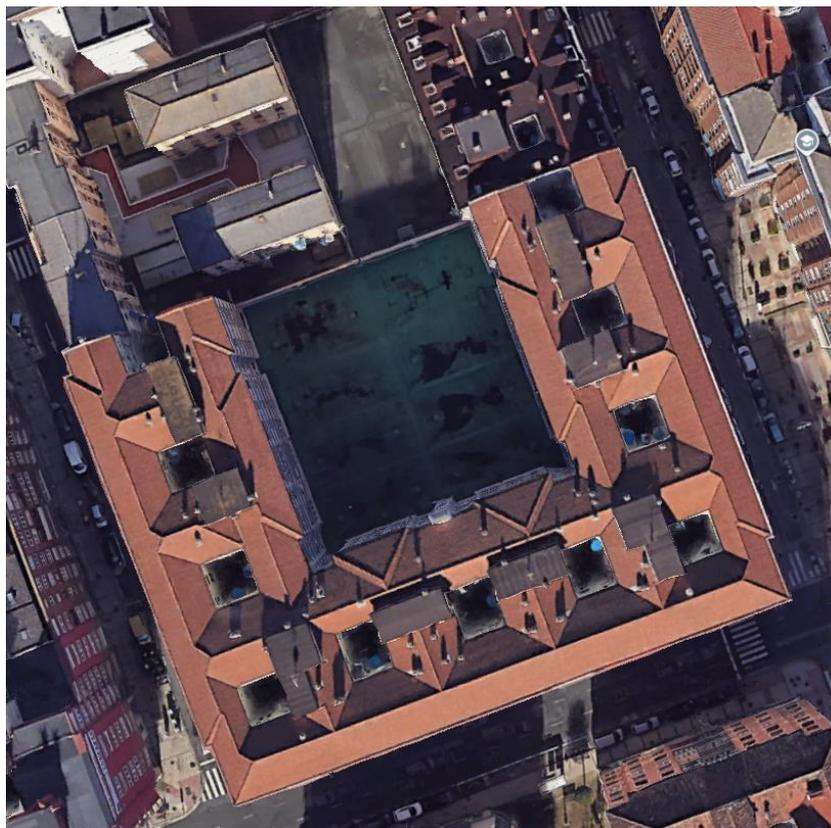


Figura 19: Envoltente térmica. [16]

Cerramientos opacos:

| Nombre | Tipo | Superficie [m ²] | Transmitancia [W/m ² *K] | Modo de obtención |
|---------------------|--------------------|---------------------------------|--|----------------------|
| Muro de fachada-O | Fachada | 423,02 | 2,00 | Estimadas |
| Muro de fachada-S | Fachada | 634,7 | 2,00 | Estimadas |
| Muro de fachada-E | Fachada | 423,02 | 2,00 | Estimadas |
| Muro de fachada-E2 | Fachada | 366,53 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-O2 | Fachada | 366,53 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-N | Fachada | 365,92 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P0 | Fachada | 211,61 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P1 | Fachada | 270,19 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P2 | Fachada | 397,75 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P3 | Fachada | 263,17 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P4 | Fachada | 210,05 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P5 | Fachada | 366,29 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P6 | Fachada | 210,05 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P7 | Fachada | 263,17 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P8 | Fachada | 397,75 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P9 | Fachada | 242,37 | 1,69 | Estimadas |
| Muro de fachada-P0' | Fachada | 211,61 | 1,69 | Estimadas |
| Techo | Partición interior | 2843,73 | 1,36 | Por defecto |

Tabla 6: Cerramientos opacos del edificio.

Huecos y lucernarios:

| Nombre | Tipo | Superficie [m ²] | Transmitancia [W/m ² *K] | Factor solar | Modo de obtención. Transmitancia | Modo de obtención. Factor solar |
|------------|-------|------------------------------|-------------------------------------|--------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Hueco 1 | Hueco | 18,11 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 2 | Hueco | 40,96 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco 3 | Hueco | 57,11 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 4 | Hueco | 21,74 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 5 | Hueco | 39,02 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco 6 | Hueco | 38,98 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco 7 | Hueco | 47,22 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 8 | Hueco | 47,57 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 9 | Hueco | 45,86 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 10 | Hueco | 43,78 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 11 | Hueco | 39,69 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 12 | Hueco | 42,78 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 13 | Hueco | 42,59 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 14 | Hueco | 22,22 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco 15 | Hueco | 22,22 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco 16 | Hueco | 41,0 | 3,08 | 0,51 | Estimado | Estimado |
| Hueco 17 | Hueco | 17,79 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 18 | Hueco | 18,99 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 1.1 | Hueco | 18,11 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 2.1 | Hueco | 40,96 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco 3.1 | Hueco | 57,11 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 4.1 | Hueco | 21,74 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 5.1 | Hueco | 39,02 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco 6.1 | Hueco | 38,98 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco 7.1 | Hueco | 47,22 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 8.1 | Hueco | 47,57 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 9.1 | Hueco | 45,86 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 10.1 | Hueco | 43,78 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 11.1 | Hueco | 39,69 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 12.1 | Hueco | 42,78 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |

| | | | | | | |
|-------------|-------|-------|------|------|----------|----------|
| Hueco 13.1 | Hueco | 42,59 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |
| Hueco 14.1 | Hueco | 22,22 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco 15.1 | Hueco | 22,22 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco 16.1 | Hueco | 41,0 | 3,08 | 0,51 | Estimado | Estimado |
| Hueco 17.1 | Hueco | 17,79 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 18.1 | Hueco | 18,99 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 19 | Hueco | 63,6 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco 20 | Hueco | 37,99 | 3,08 | 0,46 | Estimado | Estimado |
| Hueco 21 | Hueco | 18,01 | 3,08 | 0,41 | Estimado | Estimado |
| Hueco 22 | Hueco | 17,73 | 3,08 | 0,41 | Estimado | Estimado |
| Hueco 23 | Hueco | 80,73 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 24 | Hueco | 91,0 | 3,08 | 0,45 | Estimado | Estimado |
| Hueco 25 | Hueco | 81,05 | 3,08 | 0,46 | Estimado | Estimado |
| Hueco 26 | Hueco | 78,05 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 27 | Hueco | 89,94 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco 28 | Hueco | 61,95 | 3,08 | 0,45 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P1 V1 | Hueco | 13,76 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V2 | Hueco | 6,92 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V3 | Hueco | 12,66 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V4 | Hueco | 12,68 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V5 | Hueco | 7,43 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V6 | Hueco | 13,76 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V7 | Hueco | 13,41 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P1 V8 | Hueco | 14,41 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P2 V1 | Hueco | 13,51 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V2 | Hueco | 13,67 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V3 | Hueco | 7,07 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V4 | Hueco | 13,39 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V5 | Hueco | 13,67 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V6 | Hueco | 7,21 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V7 | Hueco | 13,89 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V8 | Hueco | 13,89 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |

| | | | | | | |
|--------------|-------|-------|------|------|----------|----------|
| Hueco P2 V9 | Hueco | 13,56 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V10 | Hueco | 13,41 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P2 V11 | Hueco | 11,86 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P3 V1 | Hueco | 13,49 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V2 | Hueco | 13,49 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V3 | Hueco | 7,18 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V4 | Hueco | 7,18 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V5 | Hueco | 13,89 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V6 | Hueco | 7,28 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V7 | Hueco | 7,28 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P3 V8 | Hueco | 13,71 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P4 V1 | Hueco | 13,71 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P4 V2 | Hueco | 14,25 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P4 V3 | Hueco | 12,86 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P4 V4 | Hueco | 14,34 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P4 V5 | Hueco | 13,39 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P5 V1 | Hueco | 28,64 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P5 V2 | Hueco | 27,69 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P5 V3 | Hueco | 27,13 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P6 V1 | Hueco | 13,71 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P6 V2 | Hueco | 14,25 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P6 V3 | Hueco | 12,86 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P6 V4 | Hueco | 14,34 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P6 V5 | Hueco | 13,39 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P7 V1 | Hueco | 13,49 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P7 V2 | Hueco | 13,49 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P7 V3 | Hueco | 7,18 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P7 V4 | Hueco | 7,18 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P7 V5 | Hueco | 13,89 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |

| | | | | | | |
|--------------|-------|-------|------|------|----------|----------|
| Hueco P7 V6 | Hueco | 7,28 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P7 V7 | Hueco | 7,28 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P7 V8 | Hueco | 13,71 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P8 V1 | Hueco | 13,51 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V2 | Hueco | 13,67 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V3 | Hueco | 7,07 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V4 | Hueco | 13,39 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V5 | Hueco | 13,67 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V6 | Hueco | 7,21 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V7 | Hueco | 13,89 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V8 | Hueco | 13,89 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V9 | Hueco | 13,56 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V10 | Hueco | 13,41 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P8 V11 | Hueco | 11,86 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P9 V1 | Hueco | 13,76 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P9 V2 | Hueco | 6,92 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P9 V3 | Hueco | 12,66 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P9 V4 | Hueco | 12,68 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P9 V5 | Hueco | 7,43 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| Hueco P9 V6 | Hueco | 13,76 | 3,08 | 0,61 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P0 V1 | Hueco | 13,71 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco P0 V2 | Hueco | 7,29 | 3,08 | 0,46 | Estimado | Estimado |
| Hueco P0 V3 | Hueco | 7,11 | 3,08 | 0,46 | Estimado | Estimado |
| Hueco P0 V4 | Hueco | 26,81 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco P0' V1 | Hueco | 13,71 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco P0' V2 | Hueco | 7,29 | 3,08 | 0,46 | Estimado | Estimado |
| Hueco P0' V3 | Hueco | 7,11 | 3,08 | 0,46 | Estimado | Estimado |
| Hueco P0' V4 | Hueco | 26,81 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco PN V1 | Hueco | 81,71 | 3,08 | 0,55 | Estimado | Estimado |

| | | | | | | |
|--------------|-------|-------|------|------|----------|----------|
| Hueco PN V2 | Hueco | 39,36 | 3,08 | 0,53 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V3 | Hueco | 39,36 | 3,08 | 0,53 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V4 | Hueco | 10,98 | 3,08 | 0,49 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V5 | Hueco | 10,98 | 3,08 | 0,49 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V6 | Hueco | 19,11 | 3,08 | 0,53 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V7 | Hueco | 19,11 | 3,08 | 0,53 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V8 | Hueco | 19,11 | 3,08 | 0,53 | Estimado | Estimado |
| Hueco PN V9 | Hueco | 19,11 | 3,08 | 0,53 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco PE V1 | Hueco | 23,7 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V2 | Hueco | 17,85 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V3 | Hueco | 17,34 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V4 | Hueco | 17,74 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V5 | Hueco | 18,46 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V6 | Hueco | 39,22 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V7 | Hueco | 49,18 | 3,08 | 0,51 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V8 | Hueco | 26,07 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V9 | Hueco | 18,4 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V10 | Hueco | 22,14 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco PE V11 | Hueco | 39,79 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| | | | | | | |
| Hueco PO V1 | Hueco | 23,7 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V2 | Hueco | 17,85 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V3 | Hueco | 17,34 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V4 | Hueco | 17,74 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V5 | Hueco | 18,46 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V6 | Hueco | 39,22 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V7 | Hueco | 49,18 | 3,08 | 0,51 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V8 | Hueco | 26,07 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| Hueco PO V9 | Hueco | 18,4 | 3,08 | 0,50 | Estimado | Estimado |
| HuecoPO V10 | Hueco | 22,14 | 3,08 | 0,48 | Estimado | Estimado |
| HuecoPO V11 | Hueco | 36,79 | 3,08 | 0,52 | Estimado | Estimado |

Tabla 7: Huecos y lucernarios.

Generadores de calefacción:

| Nombre | Tipo | Potencia nominal [kW] | Rendimiento estacional [%] | Tipo de energía | Modo de obtención |
|----------------------|------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|
| Equipo 2 Calefacción | Caldera estándar | 24,0 | 69,7 | Gas natural | Estimado |
| Equipo 3 Calefacción | Caldera estándar | 24,0 | 69,8 | Gas natural | Estimado |
| Totales | Calefacción | 48,0 | | | |

Tabla 8: Generadores de calefacción.

Generadores de refrigeración:

| Nombre | Tipo | Potencia nominal [kW] | Rendimiento estacional [%] | Tipo de energía | Modo de obtención |
|---------|---------------|-----------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|
| | | | | | |
| Totales | Refrigeración | 0 | | | |

Tabla 9: Generadores de refrigeración.

Instalaciones de Agua Caliente Sanitaria (ACS):

| | |
|--|---------|
| Demanda diaria de ACS a 60° [Litros/día] | 18816,0 |
|--|---------|

Tabla 10: Demanda diaria de ACS.

| Nombre | Tipo | Potencia nominal [kW] | Rendimiento estacional [%] | Tipo de energía | Modo de obtención |
|--------------|------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|
| Equipo 1 ACS | Caldera estándar | 930,2 | 81,3 | Gas natural | Estimado |
| Totales | Refrigeración | 932,2 | | | |

Tabla 11: Generadores de ACS.

Análisis del consumo energético anual, electricidad:

En este apartado se presentan las gráficas y tablas obtenidas del análisis de las facturas de luz y gas de un año completo, correspondiente al año 2023, con el fin de entender mejor los patrones de consumo energético y sus variaciones mensuales.

Este análisis permite identificar picos de consumo, épocas de menor uso y los costos asociados a cada fuente de energía, proporcionando una base para optimizar el consumo y evaluar medidas de eficiencia energética.

El suministro eléctrico se encuentra contratado con la comercializadora "LoGOs Energía".

Se trata de la línea principal de la comunidad de vecinos y, las condiciones de contratación a fecha de octubre de 2024 son las indicadas en la siguiente tabla:

| CUPS: * | Tarifa de acceso: 3.0 TD | | | | | |
|--|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
| Potencia contratada (kW) | 26,3270 | 26,3270 | 26,3270 | 26,3270 | 26,3270 | 26,3270 |
| Término de potencia (€/kW año) | 10,2673 | 10,0398 | 2,6513 | 2,3032 | 1,3819 | 1,3819 |
| Término de energía (€/kWh año) | 0,0195 | 0,0157 | 0,0064 | 0,0046 | 0,0004 | 0,0004 |
| Impuesto a la energía eléctrica | 5,10% | | | | | |
| Término de potencia (€/kW año) - IEE incl. | 10,7909 | 10,5519 | 2,7865 | 2,4207 | 1,4524 | 1,4524 |
| Término de energía (€/kWh año) - IEE incl. | 0,0205 | 0,0165 | 0,0067 | 0,0049 | 0,0004 | 0,0004 |

Tabla 12: Consumos eléctricos y condiciones de contratación.

Se ha realizado un análisis de los consumos eléctricos a partir de los datos de las facturas eléctricas del último año (2023). En esta tabla se recogen los datos más relevantes extraídos de dicho análisis:

| Fecha inicio | Fecha fin | P1 (kWh) | P2 (kWh) | P3 (kWh) | P4 (kWh) | P5 (kWh) | P6 (kWh) | Reactiva (€) | Total |
|--------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|-------|
| 01/01/2023 | 31/01/2023 | 898 | 774 | 0 | 0 | 0 | 1185 | 0 | 2857 |
| 01/02/2023 | 28/02/2023 | 713 | 776 | 127 | 0 | 0 | 1019 | 0 | 2635 |
| 01/03/2023 | 31/03/2023 | 0 | 662 | 539 | 69 | 48 | 1009 | 0 | 2327 |
| 01/04/2023 | 30/04/2023 | 0 | 0 | 0 | 593 | 428 | 837 | 0 | 1858 |
| 01/05/2023 | 31/05/2023 | 0 | 0 | 40 | 418 | 293 | 768 | 0 | 1519 |
| 01/06/2023 | 30/06/2023 | 40 | 32 | 394 | 293 | 0 | 673 | 0 | 1432 |
| 01/07/2023 | 31/07/2023 | 365 | 274 | 77 | 58 | 0 | 682 | 8,91 | 1456 |
| 01/08/2023 | 31/08/2023 | 0 | 0 | 386 | 291 | 0 | 772 | 8 | 1449 |
| 01/09/2023 | 30/09/2023 | 0 | 0 | 342 | 307 | 39 | 669 | 5,1 | 1357 |
| 01/10/2023 | 31/10/2023 | 0 | 58 | 44 | 348 | 261 | 892 | 7,04 | 1603 |
| 01/11/2023 | 30/11/2023 | 135 | 806 | 528 | 0 | 0 | 992 | 4,48 | 2461 |
| 01/12/2023 | 31/12/2023 | 159 | 127 | 0 | 0 | 0 | 381 | 1,36 | 667 |
| Total | | 2310 | 3509 | 2477 | 2377 | 1069 | 9879 | | 21621 |

Tabla 13: Consumos eléctricos.

En las facturas de energía revisadas, se observa que en algunos meses existe un consumo de potencia reactiva, lo cual indica la presencia de cargas inductivas en la instalación (como motores o transformadores). Aunque este consumo de reactiva no genera energía útil, puede suponer penalizaciones si supera ciertos límites establecidos por la normativa de la compañía distribuidora.

En este caso, se han detectado cargos adicionales con valor de 34,89€ relacionados con el consumo de potencia reactiva, las penalizaciones no son lo suficientemente significativas como para requerir medidas de compensación específicas, como la instalación de baterías de condensadores, que podrían suponer un coste adicional innecesario.

En cuanto a la potencia demandada y contratada, se puede observar que los máxímetros no registran superaciones en relación con la potencia contratada actual, lo que significa que no se han producido excesos en la demanda durante los períodos analizados.

Esto sugiere que la potencia contratada es adecuada para el perfil de consumo de la instalación, eliminando la necesidad de ajustar la contratación. En caso de requerir un aumento de potencia en el futuro, sería necesario gestionar una solicitud ante la compañía distribuidora y asumir el coste asociado a una nueva contratación.

En conclusión, con los niveles de consumo observados y sin penalizaciones relevantes por potencia reactiva, se determina que la potencia contratada actual se adapta bien al perfil de demanda de la instalación. No se recomienda realizar cambios en la contratación en las condiciones actuales, ya que ello mantendría los costos optimizados sin incurrir en pagos adicionales o aumentos innecesarios de potencia.

A continuación, se presenta un resumen de los valores globales de facturación eléctrica correspondientes al período estudiado (2023). En esta tabla se detallan los costes anuales asociados al consumo de energía activa, el coste total en la facturación, las medias de consumo y costes, que afectan el coste final de la electricidad para la instalación.

Este análisis proporciona una visión clara de los costes energéticos anuales, permitiendo evaluar posibles áreas de optimización y ajustes en el consumo.

| | |
|------------------------------------|----------|
| Total consumo energía (kWh/año) | 21621,00 |
| Total facturación (€/año) | 6324,23 |
| Media mensual de consumo (kWh/mes) | 1801,75 |
| Media mensual de coste (€/mes) | 527,02 |
| Coste medio energía (€/kWh) | 0,1224 |

Tabla 14: Consumos eléctricos, valores globales de la facturación.

La tabla muestra los valores globales de consumo y facturación eléctrica para el período anual evaluado. El total de consumo de energía y el coste anual asociado a este consumo. Además, se presenta la media mensual de consumo, junto con la media mensual de coste.

Finalmente, el coste medio de energía, proporcionando una referencia para valorar el coste unitario de la electricidad consumida, todos estos cálculos se han realizado a través de una hoja de cálculo en Excel.

El consumo energético agrupado por meses naturales se refleja de la siguiente manera:

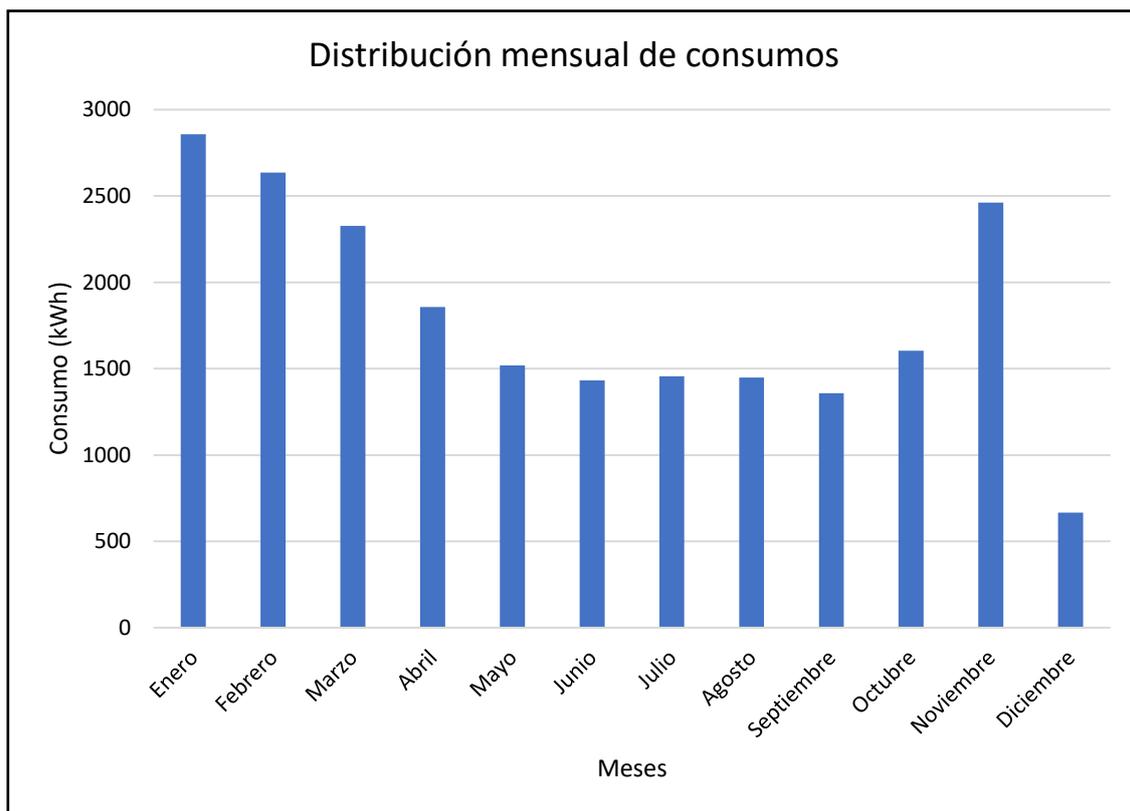


Figura 20: Consumos eléctricos, distribución mensual.

Estos consumos, distribuidos por periodos, desde P1 hasta P6, se corresponden con el siguiente gráfico:

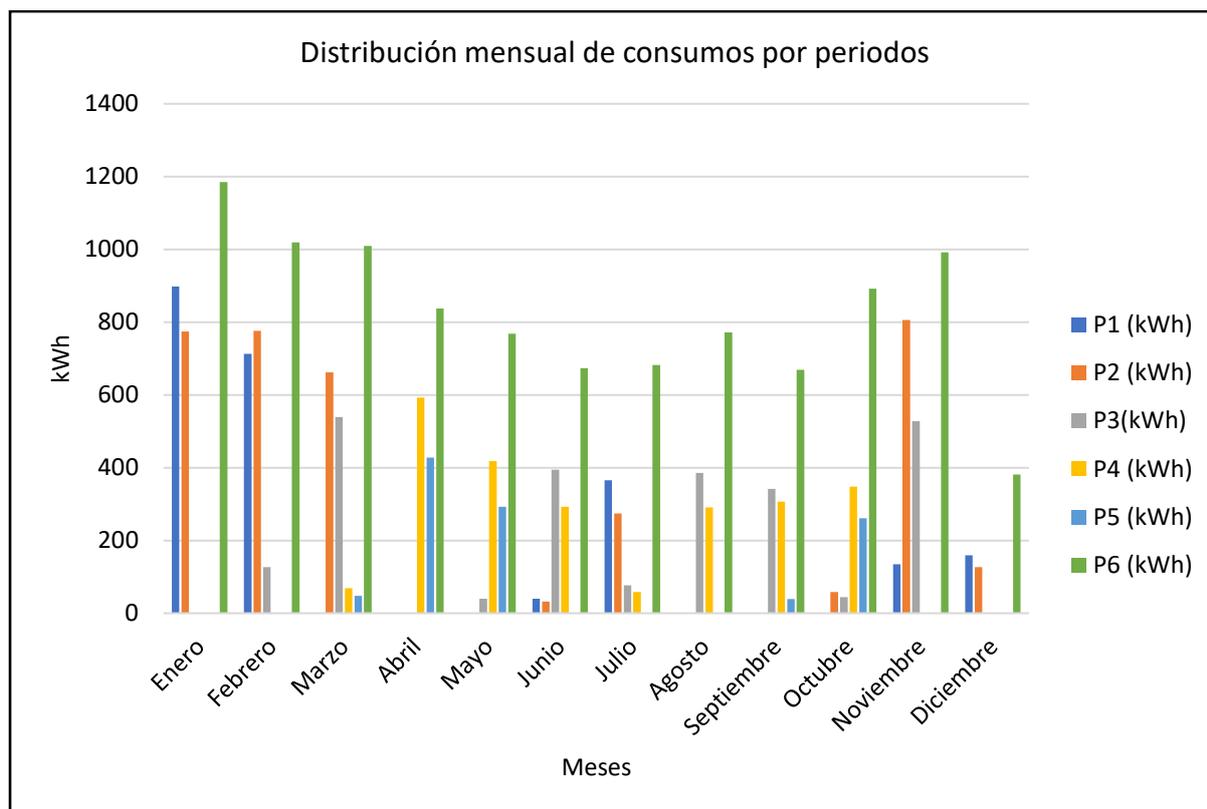


Figura 21: Consumos eléctricos, distribución mensual por periodos.

El gasto anual de la facturación eléctrica es el siguiente, como queda reflejado en la siguiente tabla y gráfica:

| | |
|-------------------------------|---------|
| Término de energía (€/año) | 1796,8 |
| Término de potencia (€/año) | 3268,38 |
| Impuesto electricidad (€/año) | 28,13 |
| Alquiler equipos (€/año) | 80,19 |
| Otros (€/año) | 18,25 |
| IVA (€/año) | 1097,59 |
| Penalización reactiva (€/año) | 34,89 |

Tabla 15: Consumos eléctricos, resumen anual.

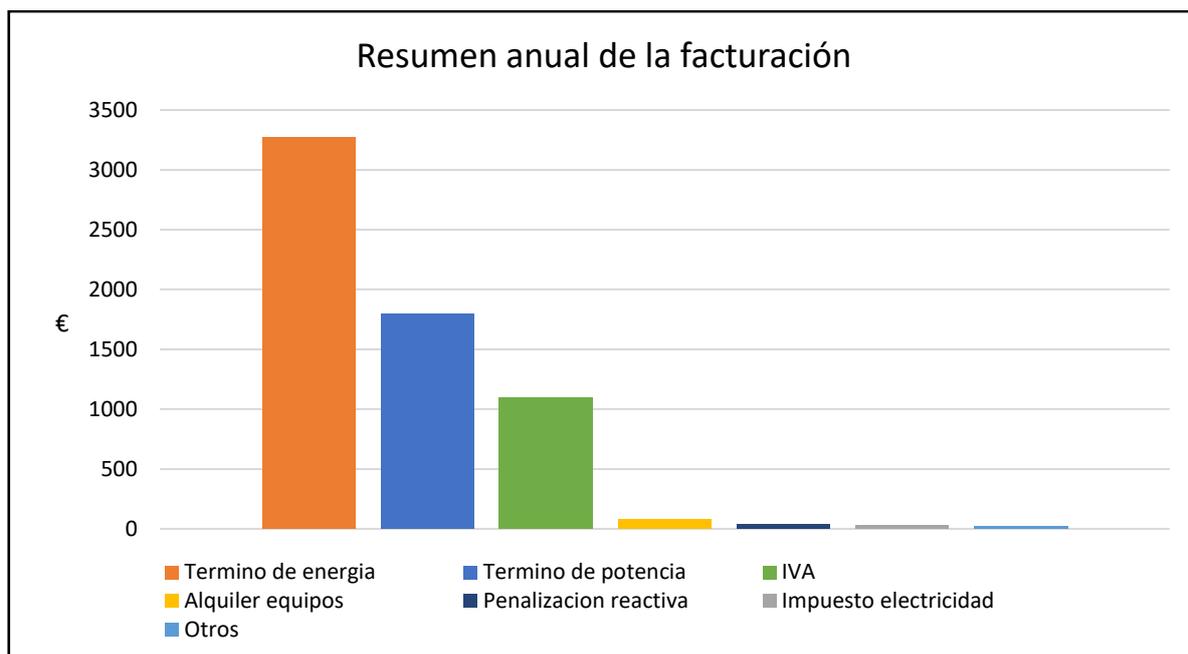


Figura 22: Consumos eléctricos, resumen anual.

El importe total de la facturación eléctrica se distribuye entre los distintos términos de acuerdo con los siguientes porcentajes:

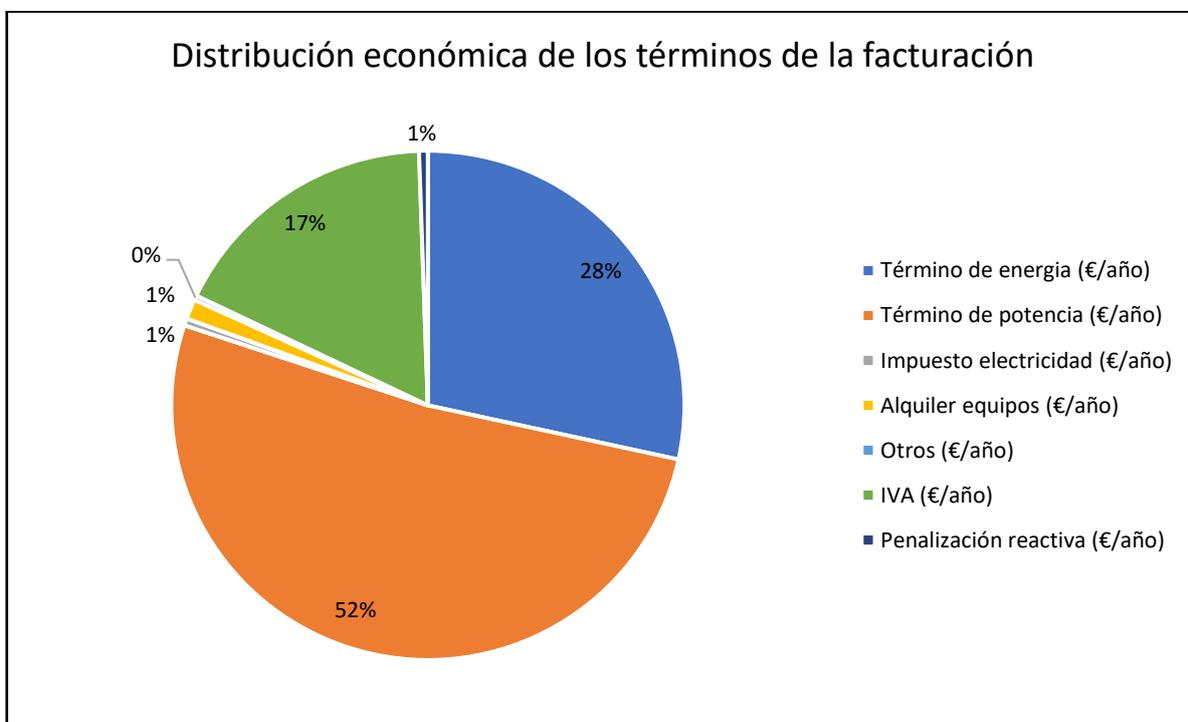


Figura 23: Consumos eléctricos, distribución de los términos de facturación.

Análisis del consumo energético anual, térmicos:

El combustible utilizado es el gas natural, cuyo suministro se encuentra contratado con la empresa "TotalEnergies". A continuación, se resumen las características del contrato de suministro:

| | |
|-------------|----------------------|
| CUPS | ES0219090011797746WN |
| Combustible | Gas natural |
| Tarifa | RLTB. 6 |

Tabla 16: Consumo de combustible, características del suministro.

A continuación, se muestran los consumos térmicos producidos en la comunidad a lo largo del último año (2023):

| Fecha inicio | Fecha fin | Consumo (kWh) | Consumo (m ³) | PCS |
|--------------|------------|---------------|---------------------------|-------|
| 01/01/2023 | 31/01/2023 | 202397 | 17735 | 11,61 |
| 01/02/2023 | 28/02/2023 | 246152 | 21532 | 11,63 |
| 01/03/2023 | 31/03/2023 | 162524 | 14202 | 11,64 |
| 01/04/2023 | 30/04/2023 | 84927 | 7494 | 11,53 |
| 01/05/2023 | 31/05/2023 | 79441 | 6967 | 11,6 |
| 01/06/2023 | 30/06/2023 | 76062 | 6612 | 11,71 |
| 01/07/2023 | 31/07/2023 | 57820 | 5043 | 11,67 |
| 01/08/2023 | 31/08/2023 | 65207 | 5734 | 11,57 |
| 01/09/2023 | 30/09/2023 | 68851 | 6016 | 11,64 |
| 01/10/2023 | 31/10/2023 | 55269 | 4888 | 11,51 |
| 01/11/2023 | 30/11/2023 | 149471 | 13299 | 11,44 |
| 01/12/2023 | 31/12/2023 | 136567 | 12136 | 11,45 |

Tabla 17: Consumo de combustible, resumen de consumo.

| Fecha inicio | Fecha fin | Término fijo (€)* | Importe peaje gas (€) | Término variable (€)* | Cuota del GTS distribuidora (€) | Tasa CNMC distribuidora (€) | Impuesto hidrocarburo (€) | Alquiler equipo (€) | Impuesto aplicado (€) | Factura (€) |
|--------------|------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------------|-------------|
| 01/01/2023 | 31/01/2023 | 1180,31 | 862,41 | 13530,2 | 22,27 | 2,86 | 473,61 | 97,56 | 808,46 | 16977,68 |
| 01/02/2023 | 28/02/2023 | 1146,6 | 1048,85 | 13866,24 | 23,94 | 3,07 | 576 | 103,13 | 838,39 | 17606,22 |
| 01/03/2023 | 31/03/2023 | 1011,7 | 692,52 | 7643,96 | 18,57 | 2,39 | 380,31 | 83,62 | 491,65 | 10324,72 |
| 01/04/2023 | 30/04/2023 | 843,08 | 361,88 | 3538,43 | 7,05 | 1,69 | 198,73 | 91,79 | 255,31 | 5297,96 |
| 01/05/2023 | 31/05/2023 | 1045,43 | 338,5 | 2676,08 | 7,8 | 1,94 | 185,89 | 105,56 | 218,06 | 4579,26 |
| 01/06/2023 | 30/06/2023 | 1180,31 | 324,1 | 2498,39 | 8,48 | 2,11 | 177,99 | 118,05 | 215,47 | 4524,9 |
| 01/07/2023 | 31/07/2023 | 944,26 | 246,37 | 1967,58 | 6,71 | 1,67 | 135,3 | 91,67 | 169,68 | 3563,24 |
| 01/08/2023 | 31/08/2023 | 1079,14 | 277,85 | 2342,22 | 7,65 | 1,9 | 152,58 | 104,46 | 198,29 | 4164,09 |
| 01/09/2023 | 30/09/2023 | 1079,14 | 293,38 | 2742,68 | 7,74 | 1,92 | 161,11 | 108 | 219,7 | 4613,67 |
| 01/10/2023 | 31/10/2023 | 682,43 | 275,35 | 97,69 | 10,9 | 1,34 | 129,33 | 72,57 | 63,48 | 1333,09 |
| 01/11/2023 | 30/11/2023 | 133,86 | 1661,98 | 6677,46 | 21,03 | 2,51 | 349,76 | 100,25 | 894,69 | 9841,54 |
| 01/12/2023 | 31/12/2023 | 87,97 | 1518,49 | 5531,74 | 18,82 | 2,25 | 319,57 | 64,2 | 754,3 | 8297,34 |

Tabla 18: Consumo de combustible, resumen de facturación.

*Los valores que se detallan no incluyen IVA.

Para establecer la referencia de consumo de gas natural se ha considerado el último año completo, en este caso se trata del año 2023. La distribución mensual de consumos es la siguiente:

| Mes | Consumo (%) | Consumo (kWh) |
|-------------------------|-------------|---------------|
| Enero | 14,62% | 202397 |
| Febrero | 17,78% | 246152 |
| Marzo | 11,74% | 162524 |
| Abril | 6,13% | 84927 |
| Mayo | 5,74% | 79441 |
| Junio | 5,49% | 76062 |
| Julio | 4,18% | 57820 |
| Agosto | 4,71% | 65207 |
| Septiembre | 4,97% | 68851 |
| Octubre | 3,99% | 55269 |
| Noviembre | 10,79% | 149471 |
| Diciembre | 9,86% | 136567 |
| Consumo total (kWh/año) | | 1384688 |

Tabla 19: Consumo de combustible, distribución mensual.

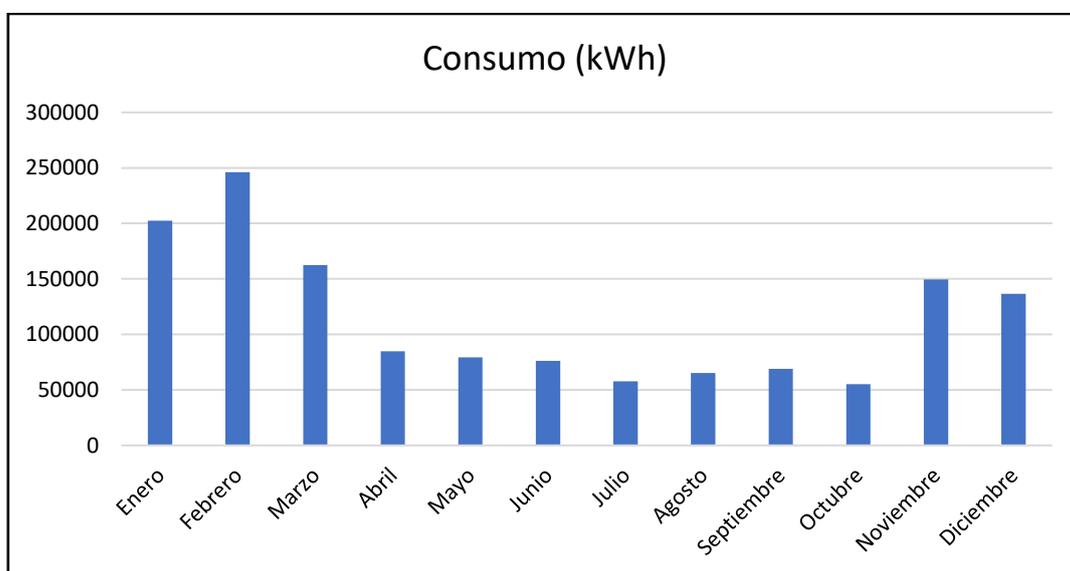


Figura 24: Consumo de combustible, distribución mensual.

El consumo de gas natural en la comunidad se debe al suministro de los siguientes servicios:

- Calefacción.
- Agua caliente sanitaria (ACS).

A continuación, se muestran los datos globales disponibles de consumo de gas natural durante un año completo. En este caso se correspondería con el periodo comprendido entre los meses de enero y diciembre del año 2023:

| Año | Total kWh consumo | Importe | | |
|------|-------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------------|
| | | Total término fijo (€/año) | Total término variable (€/año) | Total facturas (€/año) |
| 2023 | 1384688 | 10414,23 | 63112,67 | 91123,71 |

Tabla 20: Consumo de combustible, resumen anual.

5. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA EDIFICIO

| | | | |
|----------------|----|-----|-------------|
| Zona climática | C1 | Uso | Residencial |
|----------------|----|-----|-------------|

Tabla 21: Datos previos.

Calificación energética del edificio en emisiones:

| INDICADOR GLOBAL | | INDICADORES PARCIALES | | | |
|--|--------|---|---|---|---|
| | 22.5 E | CALEFACCIÓN | | ACS | |
| | | <i>Emisiones calefacción [kgCO₂/m² año]</i> | D | <i>Emisiones ACS [kgCO₂/m² año]</i> | G |
| | | 15.81 | | 6.56 | |
| | | REFRIGERACIÓN | | ILUMINACIÓN | |
| <i>Emisiones globales [kgCO₂/m² año]¹</i> | | <i>Emisiones refrigeración [kgCO₂/m² año]</i> | - | <i>Emisiones iluminación [kgCO₂/m² año]</i> | - |
| | | - | | - | |

Tabla 22: Clasificación energética en emisiones (CE3X).

La clasificación global del edificio se expresa en términos de dióxido de carbono liberado a la atmósfera como consecuencia del consumo energético del mismo.

| | kgCO ₂ /m ² año | kgCO ₂ /año |
|--|---------------------------------------|------------------------|
| Emisiones CO ₂ por consumo eléctrico | 0.08 | 1630.31 |
| Emisiones CO ₂ por otros combustibles | 22.38 | 445214.65 |

Tabla 23: Emisiones de dióxido de carbono.

Calificación energética del edificio en consumo de energía primaria no renovable:

Por energía primaria no renovables se entiende la energía consumida por el edificio procedente de fuentes no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación.

| INDICADOR GLOBAL | | INDICADORES PARCIALES | | | |
|---|---------|---|---|---|---|
| | 106.1 E | CALEFACCIÓN | | ACS | |
| | | Energía primaria calefacción [kWh/m ² año] | D | Energía primaria ACS [kWh/m ² año] | G |
| | | 74.67 | | 31.00 | |
| Consumo global de energía primaria no renovable [kWh/m ² año]* | | REFRIGERACIÓN | | ILUMINACIÓN | |
| | | Energía primaria refrigeración [kWh/m ² año] | - | Energía primaria iluminación [kWh/m ² año] | - |

Tabla 24: Clasificación energética del edificio, consumo de energía primaria no renovable (CE3X).

Calificación parcial de la demanda energética de calefacción y refrigeración:

La demanda energética de calefacción y refrigeración es la energía necesaria para mantener las condiciones internas de confort del edificio.

| DEMANDA DE CALEFACCIÓN | DEMANDA DE REFRIGERACIÓN |
|---|---|
| | No calificable |
| Demanda de calefacción [kWh/m ² año] | Demanda de refrigeración [kWh/m ² año] |

Tabla 25: Clasificación parcial de la demanda energética de calefacción y refrigeración (CE3X).

1-el indicador global es resultado de la suma de los indicadores parciales más el valor del indicador para consumos auxiliares, si los hubiera (solo ed. terciarios, ventilación, bombeo, etcétera). La energía eléctrica auto consumida se descuenta únicamente del indicador global, no así de los valores parciales.

6. RECOMENDACIONES PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

El programa CE3X utilizado para elaborar este estudio de eficiencia energética genera automáticamente una serie de medidas de mejora de dicha eficiencia energética basadas en las características actuales del edificio. Entre las propuestas de mejora para este proyecto, el software sugiere la opción de rellenar las cámaras de la fachada con árido de arcilla expandida tipo "Arlita".

Esta medida busca mejorar el aislamiento térmico del edificio, reduciendo las pérdidas de calor y optimizando el consumo energético. Sin embargo, a continuación, se analizará si esta es la mejor solución en términos de viabilidad económica y eficiencia.

El programa nos da los siguientes resultados:

Mejora del aislamiento térmico.

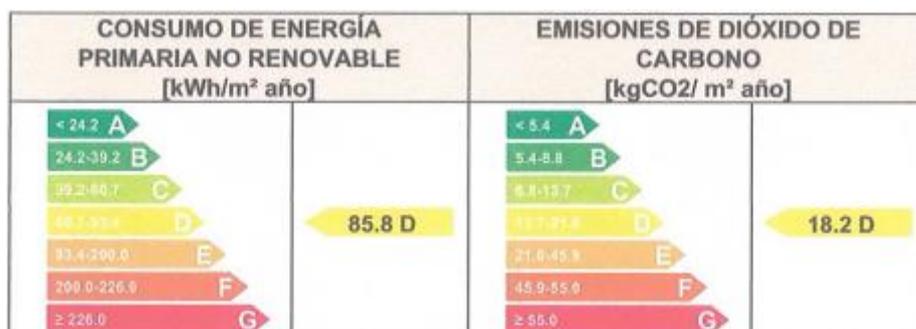


Tabla 26: Calificación energética global (CE3X).



Tabla 27: Calificaciones energéticas parciales (CE3X).

Análisis técnico:

| Indicador | Calefacción | | Refrigeración | | ACS | | Iluminación | | Total | |
|--|-------------|---|---------------|---|-------|---|-------------|---|-------|---|
| | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original |
| Consumo Energía final [kWh/m ² año] | 45.71 | 27.2 % | - | - % | 26.05 | 0.0 % | - | - % | 71.97 | 19.2 % |
| Consumo Energía primaria no renovable [kWh/m ² año] | 54.39 | D 27.2 % | - | - - % | 31.00 | G 0.0 % | - | - - % | 85.80 | D 19.2 % |
| Emisiones de CO2 [kgCO2/m ² año] | 11.52 | D 27.2 % | - | - - % | 6.56 | G 0.0 % | - | - - % | 18.15 | D 19.2 % |
| Demanda [kWh/m ² año] | 31.88 | C 27.2 % | - | - - % | | | | | | |

Tabla 28: Indicadores energéticos (CE3X).

Nota: los indicadores energéticos anteriores están calculados en base a coeficientes estándar de operación y funcionamiento del edificio, por lo que solo son válidos a efectos de su calificación energética. Para el análisis económico de las medidas de ahorro y eficiencia energética, el técnico certificador deberá utilizar las condiciones reales y datos históricos de consumo del edificio, como anteriormente se han expuesto en este trabajo.

| |
|--|
| Descripción de la medida de mejora. |
| Características de la medida (modelo de equipos, materiales, parámetros característicos), la propuesta consiste en el relleno de las cámaras de la fachada con árido de arcilla expandida tipo "Arlita". |
| El coste estimado de la medida es 150000€. |
| Otros datos de interés. |

Tabla 29: Resumen de las medidas de mejora.

Se visitó el inmueble para la recogida de datos en la que se tomaron datos tales como la situación, orientación, sombras propias y de edificios cercanos, elementos constructivos, instalaciones del edificio, y además se han utilizado datos catastrales, web etcétera.

Informe descriptivo de la medida de mejora dada por CE3X:

| |
|-------------------------------------|
| Denominación de la medida de mejora |
| Mejora del aislamiento térmico |

Tabla 30: Informe descriptivo.

| |
|--|
| Descripción de la medida de mejora. |
| Características de la medida (modelo de equipos, materiales, parámetros característicos), la propuesta consiste en el relleno de las cámaras de la fachada con árido de arcilla expandida tipo "Arlita". |
| El coste estimado de la medida es 150000€. |
| Otros datos de interés. |

Tabla 31: Resumen de las medidas de mejora.

Las nuevas certificaciones, de la calificación energética global y la calificación energética parcial, serán las siguientes:

| CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLE [kWh/m ² año] | | EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO [kgCO ₂ / m ² año] | |
|--|--------|---|---------|
| | 85.8 D | | 18.15 D |

Tabla 32: Calificación energética global (CE3X).

| DEMANDA DE CALEFACCIÓN [kWh/ m ² año] | | DEMANDA DE REFRIGERACIÓN [kWh/m ² año] | |
|---|---------|--|--|
|  <p>< 7.7 A 7.7-17.9 B 17.9-32.4 C 32.4-54.2 D 54.2-99.8 E 99.8-108.8 F ≥ 108.8 G</p> | 31.88 C | No calificable | |

Tabla 33: Calificaciones energéticas parciales (CE3X).

El análisis técnico con la medida de mejora será el siguiente:

| Indicador | Calefacción | | Refrigeración | | ACS | | Iluminación | | Total | |
|--|-------------|---|---------------|---|---------|---|-------------|---|---------|---|
| | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original | Valor | ahorro respecto a la situación original |
| Consumo Energía final [kWh/m ² año] | 45.71 | 27.2 % | - | - % | 26.05 | 0.0 % | - | - % | 71.97 | 19.2 % |
| Consumo Energía primaria no renovable [kWh/m ² año] | 54.39 D | 27.2 % | - | - % | 31.00 G | 0.0 % | - | - % | 85.80 D | 19.2 % |
| Emisiones de CO2 [kgCO2/m ² año] | 11.52 D | 27.2 % | - | - % | 6.56 G | 0.0 % | - | - % | 18.15 D | 19.2 % |
| Demanda [kWh/m ² año] | 31.88 C | 27.2 % | - | - % | | | | | | |

Tabla 34: Nuevos indicadores energéticos (CE3X).

Las características de la envolvente térmica una vez fuese implementada esta mejora quedarían de la siguiente manera:

| Nombre | Tipo | Superficie actual [m ²] | Transmitancia actual [W/m ² *K] | Superficie post mejora [m ²] | Transmitancia post mejora [W/m ² *K] |
|---------------------|--------------------|-------------------------------------|--|--|---|
| Muro de fachada-O | Fachada | 423,02 | 2,00 | 423,02 | 0,29 |
| Muro de fachada-S | Fachada | 634,7 | 2,00 | 634,7 | |
| Muro de fachada-E | Fachada | 423,02 | 2,00 | 423,02 | 0,29 |
| Muro de fachada-E2 | Fachada | 366,53 | 1,69 | 366,53 | 0,29 |
| Muro de fachada-O2 | Fachada | 366,53 | 1,69 | 366,53 | 0,29 |
| Muro de fachada-N | Fachada | 365,92 | 1,69 | 365,92 | 0,29 |
| Muro de fachada-P0 | Fachada | 211,61 | 1,69 | 211,61 | 0,29 |
| Muro de fachada-P1 | Fachada | 270,19 | 1,69 | 270,19 | 0,29 |
| Muro de fachada-P2 | Fachada | 397,75 | 1,69 | 397,75 | 0,29 |
| Muro de fachada-P3 | Fachada | 263,17 | 1,69 | 263,17 | 0,29 |
| Muro de fachada-P4 | Fachada | 210,05 | 1,69 | 210,05 | 0,29 |
| Muro de fachada-P5 | Fachada | 366,29 | 1,69 | 366,29 | 0,29 |
| Muro de fachada-P6 | Fachada | 210,05 | 1,69 | 210,05 | 0,29 |
| Muro de fachada-P7 | Fachada | 263,17 | 1,69 | 263,17 | 0,29 |
| Muro de fachada-P8 | Fachada | 397,75 | 1,69 | 397,75 | 0,29 |
| Muro de fachada-P9 | Fachada | 242,37 | 1,69 | 242,37 | 0,29 |
| Muro de fachada-P0' | Fachada | 211,61 | 1,69 | 211,61 | 0,29 |
| Techo | Partición interior | 2843,73 | 1,36 | 2843,73 | 1,36 |

Tabla 35: Cerramientos opacos post mejora.

Generadores de refrigeración:

| Nombre | Tipo | Potencia nominal | Rendimiento Estacional | Estimación Energía Consumida anual | Tipo post mejora | Potencia nominal post mejora | Rendimiento estacional post mejora | Estimación Energía Consumida anual Post mejora | Energía anual ahorrada |
|----------------|------|------------------|------------------------|------------------------------------|------------------|------------------------------|------------------------------------|--|--------------------------|
| | | [kW] | [%] | [kWh/m ² año] | | [kW] | [%] | [kWh/m ² año] | [kWh/m ² año] |
| | | | | | | | | | |
| TOTALES | | - | | - | | - | | - | - |

Tabla 36: Generadores de refrigeración.

Instalaciones de agua caliente sanitaria (ACS):

| Nombre | Tipo | Potencia nominal | Rendimiento Estacional | Estimación Energía Consumida anual | Tipo post mejora | Potencia nominal post mejora | Rendimiento estacional post mejora | Estimación Energía Consumida anual Post mejora | Energía anual ahorrada |
|----------------|------------------|------------------|------------------------|------------------------------------|------------------|------------------------------|------------------------------------|--|--------------------------|
| | | [kW] | [%] | [kWh/m ² año] | | [kW] | [%] | [kWh/m ² año] | [kWh/m ² año] |
| Equipo1- ACS | Caldera Estándar | 930.2 | 81.3 % | - | Caldera Estándar | 930.2 | 81.3 % | - | - |
| TOTALES | | - | | - | | - | | - | - |

Tabla 37: Instalaciones de ACS.

Aunque la propuesta dada por CE3X de aislar la fachada con arcilla expandida puede mejorar la eficiencia térmica, su implementación representa un coste de aproximadamente 150.000€, lo cual supone una inversión significativa para la comunidad de vecinos.

Los paneles solares permiten generar energía renovable en el propio edificio, reduciendo la dependencia de fuentes externas y disminuyendo los costos de consumo eléctrico. Además de ser más económica en términos de inversión inicial, esta medida contribuye al autoconsumo y la sostenibilidad, generando un impacto positivo en el medio ambiente y en la factura energética.

Por lo tanto, se propone priorizar la instalación de paneles solares en el tejado como medida de mejora de eficiencia energética, como se indica en el estudio de la viabilidad económica, dado que su coste es menor y el retorno de inversión se recupera en un plazo razonable gracias a los ahorros en consumo energético.

ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS

En este Anexo se indican las fichas técnicas utilizadas durante el desarrollo del proyecto.

A-550M GS

Mono PERC 144 Medias células
520-550 Wp

atersa

Marca España



Alta **eficiencia** de **21.3%**



Excelente **rendimiento** con baja irradiancia



PID Alta **resistencia** PID



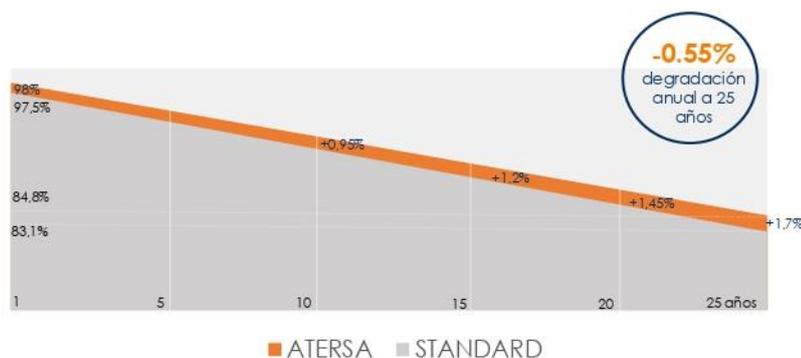
Doble control de **calidad**



Mayor **potencia** a 25 años



GARANTÍA LINEAL DE RENDIMIENTO



Garantía de producto
ATERSA-España



Garantía lineal de
rendimiento



IEC #1215
IEC #1730
IEC #1701



ER-0096/1995-014/00



GA-20000294-014/00



SST-0164/2007



HCO-2015/0011



Características eléctricas

A-535M GS 144 A-540M GS 144 A-545M GS 144 A-550M GS 144

| | | | | |
|--|---------|---------|-----------|----------------|
| Potencia Máxima (Pmax) | 535 Wp | 540 Wp | 545 Wp | 550 Wp |
| Tensión Máxima Potencia (Vmp) | 41.50 V | 41.65 V | 41.80 V | 41.95 V |
| Corriente Máxima Potencia (Imp) | 12.90 A | 12.97 A | 13.05 A | 13.12 A |
| Tensión de Circuito Abierto (Voc) | 49.35 V | 49.50 V | 49.65 V | 49.80 V |
| Corriente en Cortocircuito (Isc) | 13.78 A | 13.85 A | 13.92 A | 13.98 A |
| Eficiencia del Módulo (%) | 20.7 | 20.9 | 21.1 | 21.3 |
| Tolerancia de Potencia (W) | | | 0/+5 | |
| Máxima Serie de Fusibles (A) | | | 25 | |
| Máxima Tensión del Sistema (IEC) | | | DC 1.500V | |
| Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C) | | | 45±2 | |

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m2, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
 Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±3% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%
 Clasificación protección eléctrica: CLASS II
 Clasificación seguridad al fuego: CLASS C

Especificaciones mecánicas

| | |
|---|-----------------|
| Dimensiones (± 2.0 mm.) | 2279x1134x35 mm |
| Peso (± 0.5 kg) | 27.2 kg |
| Máx. carga estática, frontal (nieve y viento) | 5400 Pa (*) |
| Máx. carga estática, posterior (viento) | 2400 Pa (**) |
| Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad) | 25 mm / 23 m/s |

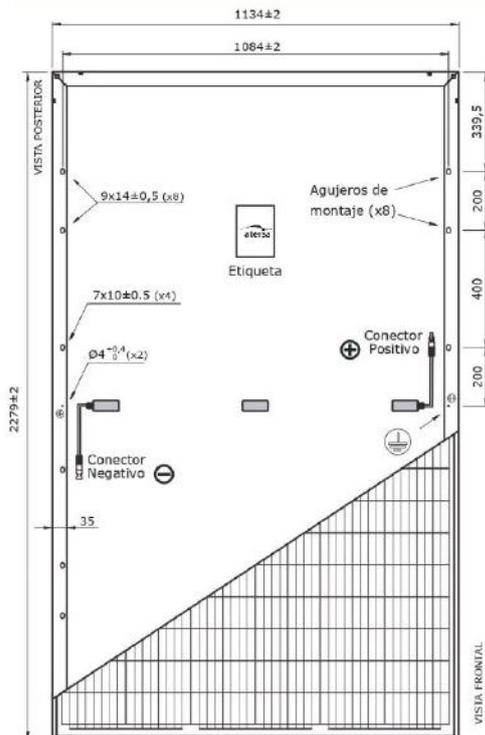
(*) Utilizando 8 taladros de fijación.
 (**) Utilizando los 4 taladros de fijación interiores.

Materiales de construcción

| | |
|---|--|
| Cubierta frontal (material/tipo/espesor)* | Cristal templado/grado PV/3.2 mm |
| Células (cantidad/tipo/dimensiones) | 144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB(10BB)/ 182x91 mm |
| Marco (material/color) | Aleación de aluminio anodizado/plata |
| Caja de conexiones (protección/nº diodos) | IP68/3 diodos |
| Cable (longitud/sección) / Conector | 1400 mm. / 4 mm²/ Compatible MC4 |

(*) Con capa anti-reflectante

Dimensiones mecánicas

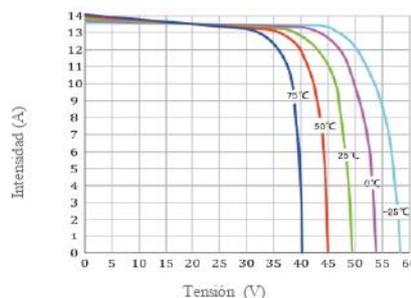


B dibujo no está a escala

Características de temperatura

| | |
|--------------------------------------|--------------|
| Coefficiente Temp. de Isc (TK Isc) | 0.048 % / °C |
| Coefficiente Temp. de Voc (TK Voc) | -0.27 % / °C |
| Coefficiente Temp. de Pmax (TK Pmax) | -0.35 % / °C |
| Reducción eficiencia (200W/m2 25°C) | 3.5% ±2% |
| Temperatura de funcionamiento | -40 a +85 °C |

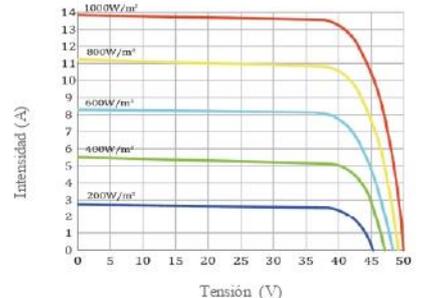
I-V Temperatura



Embalaje

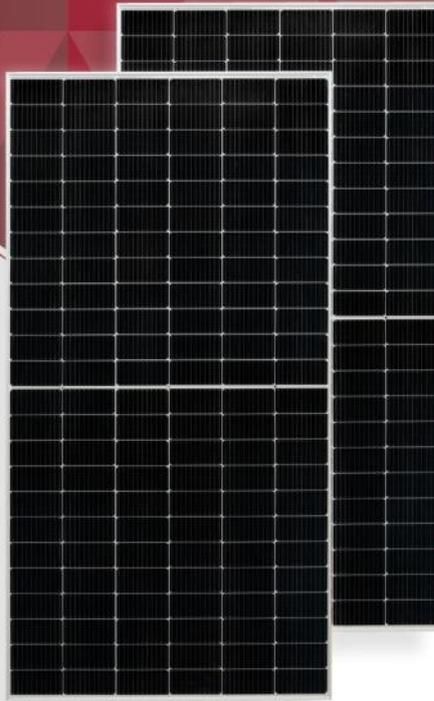
| | |
|---------------------------|-----|
| Módulos/palé | 31 |
| Palés/contenedor 40' HQ | 20 |
| Módulos/contenedor 40' HQ | 620 |

I-V Irradiación



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.





144 Células MBB 72S 2P



Tecnología Half Cell Mono PERC



Mayor potencia de salida



Diseño ligero



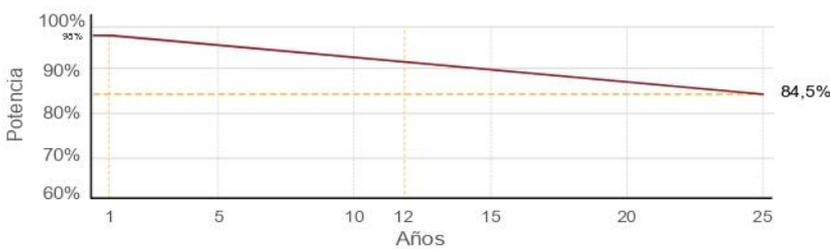
Rendimiento con poca luz



Mayor eficiencia de conversión del módulo

GARANTÍA

Garantía lineal de Potencia



Tolerancia positiva de vatios



Años de garantía del producto



Años de garantía de potencia lineal



Datos Eléctricos STC

EM550-PH

| | |
|---|--|
| Tipo de módulo | 550M Half cell Mono PERC |
| Máxima potencia (Wp) | 550 Wp |
| Corriente de potencia máxima (I _{mp}) | 13,12 A |
| Voltaje de potencia máxima (V _{mp}) | 41,95 V |
| Corriente de cortocircuito (I _{sc}) | 13,98 A |
| Voltaje de circuito abierto (V _{oc}) | 49,80 V |
| Eficiencia del módulo | 21% |
| Fusible de serie máxima | 25 A |
| Número de Diodos | 3 |
| Tolerancia positiva de potencia | 0+3% |
| Condiciones de prueba estándar | 1.000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5 |
| Voltaje máximo del sistema DC | 1.500 V |
| Coefficiente de temperatura I _{sc} | 0,048% / °C |
| Coefficiente de temperatura V _{oc} | -0,270% / °C |
| Coefficiente de temperatura P _{mp} | -0,350% / °C |
| Rango temperatura funcionamiento | -40°C / +85°C |
| Temperatura operación célula (TONC) | 45°C ±2 |
| Capacidad carga frontal del módulo | 5.400 Pa IEC61215 (nieve) |
| Capacidad carga trasera del módulo | 2.400 Pa IEC61215 (viento) |

*Condiciones Estandar de Medida STC: Irradiación 1.000 W/m², espectro AM1.5, célula a 25°C.

Valores en condiciones TONC**

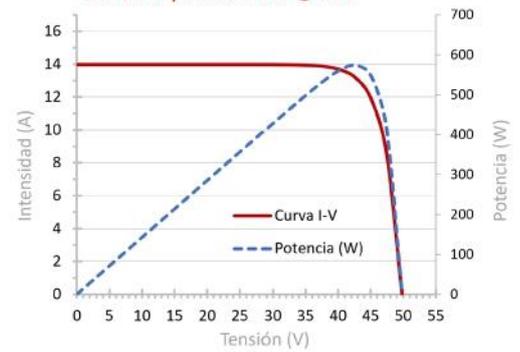
| | |
|---|---------|
| Potencia máxima TONC (P _{max}) | 416 W |
| Voltaje de potencia máxima (V _{mp} TONC) | 39,65 V |
| Corriente de potencia máxima (I _{mp} TONC) | 10,51 A |
| Voltaje de circuito abierto (V _{oc} TONC) | 46,80 V |
| Corriente de cortocircuito (I _{sc} TONC) | 11,11 A |

**Condiciones TONC: Irradiación de 800 W/m², AM1.5, temperatura ambiente 20 °C y viento de 1 m/s.

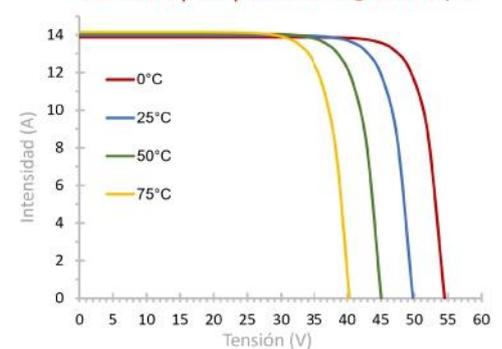
Características mecánicas

| | |
|-------------------------------------|----------------------------------|
| Cubierta frontal (material/espesor) | Vidrio templado / 3.2mm |
| Peso del módulo | 27,2 kg |
| Dimensiones del módulo (L / W / H) | 2.279 x 1.134 x 35mm |
| Lámina de protección posterior | TPT en blanco |
| Células (cantidad/material) | 144 (6x12x2) / Silicio mono |
| Marco (material/color) | Aluminio anodizado / Plata |
| Grado protección caja de conexiones | ≥ IP68 |
| Cables y conectores | 4mm ² , long. 1.400mm |
| Clasificación de calidad | Clase A |
| Clase de protección eléctrica | Clase II |
| Clase de seguridad contra incendios | Clase C |

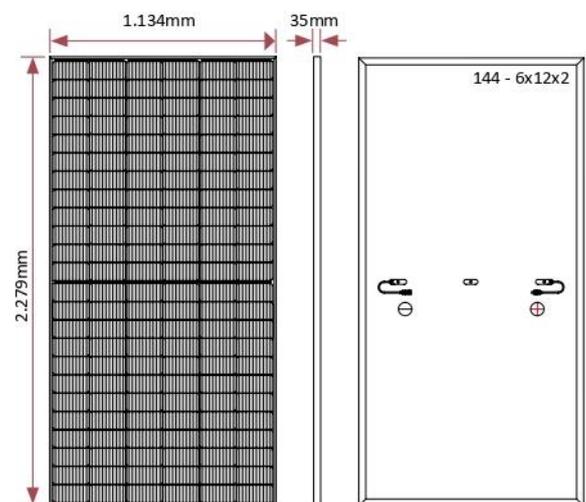
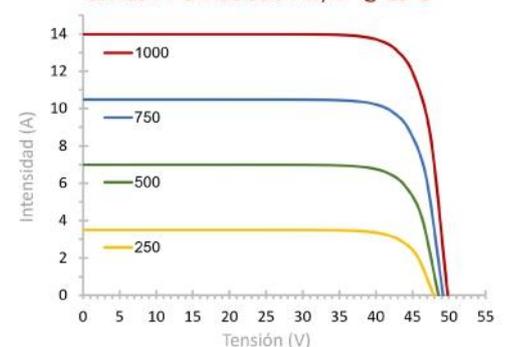
Curva I-V y Potencia W @ STC



Curvas I-V y Temperaturas °C @ 1000 W/m²



Curvas I-V e Irradiación W/m² @ 25°C



505 W

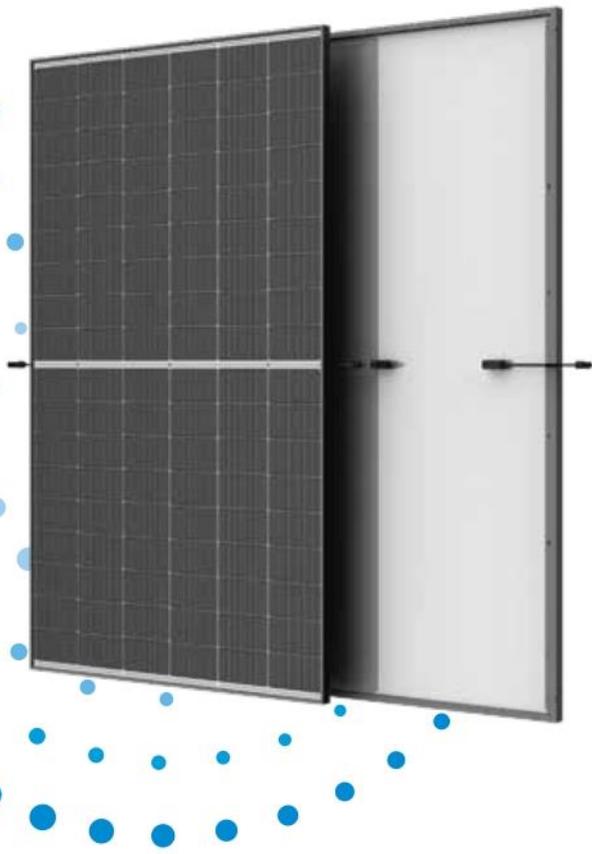
MAXIMUM POWER OUTPUT

0/+5 W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.7 %

MAXIMUM EFFICIENCY



Optimal Size for Commercial & Industrial Rooftops

- Compact module design with medium size for lower total system cost and shorter payback time
- Low voltage design for high string power



Lightweight Dual-glass Design, High Reliability

- Excellent fire resistance; durability in harsh environmental conditions and high temperature or high humidity areas
- Up to 5,400 Pa snow load and 2,400 Pa wind load (test loads)
- 25 years product warranty



Maximized Energy Harvest

- High module power: Up to 505 W, 22.7 % module efficiency with n type i-TOPCon technology
- Maximum 1 % first-year degradation and 0.4 % annual degradation
- 30 years power warranty



Universal Solution for Rooftop Systems

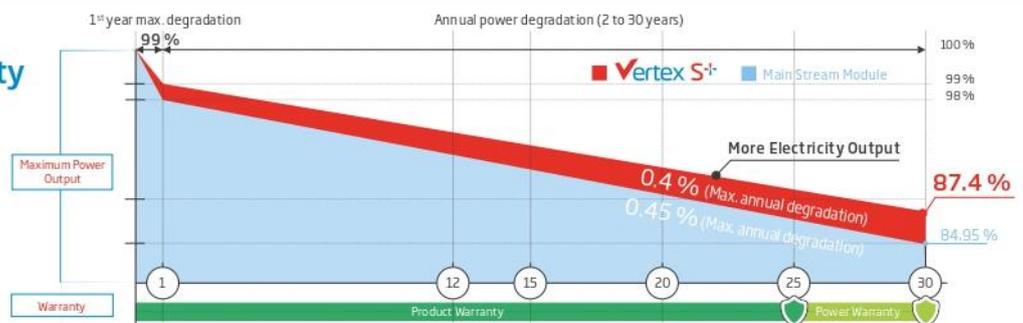
- Designed for compatibility with existing mainstream inverters, optimizers and mounting systems
- Easy to handle (length below 2 meters) and install on roofs with excellent size and light weight
- Flexible installation solutions for system deployment

Extended Vertex S+ Warranty

1 %
1st year max. degradation

0.4 %
Max. annual degradation from year 2 to 30

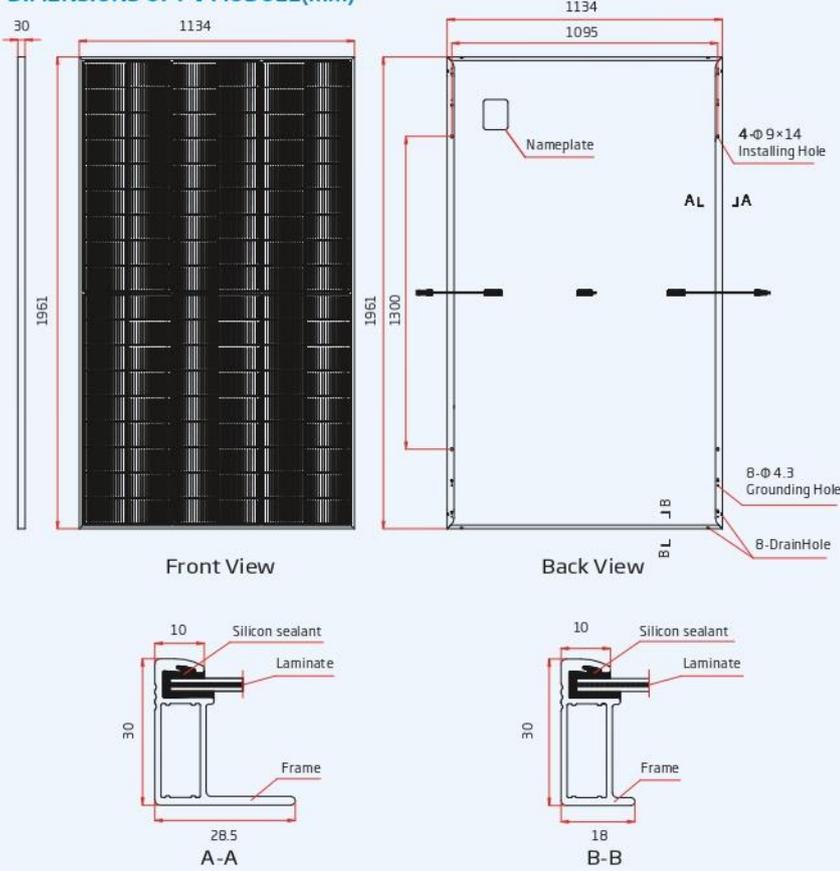
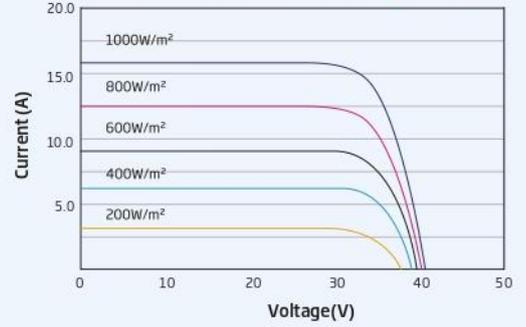
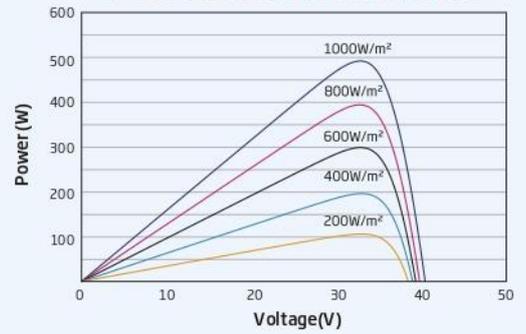
25 Years
Product Workmanship Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

I-V CURVES OF PV MODULE (490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE (490 W)

ELECTRICAL DATA (STC)

| | TSM-475 NEG18R.2B | TSM-480 NEG18R.2B | TSM-485 NEG18R.2B | TSM-490 NEG18R.2B | TSM-495 NEG18R.2B | TSM-500 NEG18R.2B | TSM-505 NEG18R.2B |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)* | 475 | 480 | 485 | 490 | 495 | 500 | 505 |
| Power Tolerance- P_{MAX} (W) | 0/+5 | | | | | | |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 32.3 | 32.5 | 32.7 | 32.9 | 33.1 | 33.3 | 33.5 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 14.72 | 14.77 | 14.84 | 14.91 | 14.97 | 15.03 | 15.09 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 39.0 | 39.2 | 39.4 | 39.6 | 39.8 | 40.1 | 40.3 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 15.68 | 15.72 | 15.76 | 15.80 | 15.83 | 15.86 | 15.89 |
| Module Efficiency η_m (%) | 21.4 | 21.6 | 21.8 | 22.0 | 22.3 | 22.5 | 22.7 |

 STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

| | TSM-475 NEG18R.2B | TSM-480 NEG18R.2B | TSM-485 NEG18R.2B | TSM-490 NEG18R.2B | TSM-495 NEG18R.2B | TSM-500 NEG18R.2B | TSM-505 NEG18R.2B |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Maximum Power- P_{MAX} (Wp) | 363 | 367 | 371 | 375 | 378 | 382 | 386 |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 30.4 | 30.6 | 30.8 | 31.0 | 31.3 | 31.5 | 31.8 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 11.94 | 11.98 | 12.02 | 12.06 | 12.08 | 12.11 | 12.15 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 36.9 | 37.2 | 37.4 | 37.6 | 37.7 | 38.0 | 38.3 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 12.64 | 12.67 | 12.70 | 12.74 | 12.76 | 12.78 | 12.81 |

 NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|---|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 108 cells |
| Module Dimensions | 1961×1134×30 mm |
| Weight | 23.5 kg |
| Front Glass | 1.6 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | POE/EVA |
| Back Glass | 1.6 mm, Heat Strengthened Glass |
| Frame | 30 mm Anodized Aluminium Alloy, Black |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² Landscape: 1300/1300 mm Portrait: 280/350 mm* |
| Connector | TS4 / MC4 EV02* |

*Special order only.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P_{MAX} | -0.29%/°C |
| Temperature Coefficient of V_{OC} | -0.24%/°C |
| Temperature Coefficient of I_{SC} | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|-----------------|
| Operational Temperature | -40 to +85 °C |
| Maximum System Voltage | 1500 V DC (IEC) |
| Max Series Fuse Rating | 30 A |

WARRANTY

25 year Product Workmanship Warranty
 30 year Power Warranty
 1% first year degradation
 0.4% Annual Power Attenuation
 (Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
 Modules per 40' container: 864 pieces

Ficha técnica

Soporte inclinado abierto regulable. Vertical.

12V



- Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado.
- Regulable de 20° a 35°
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

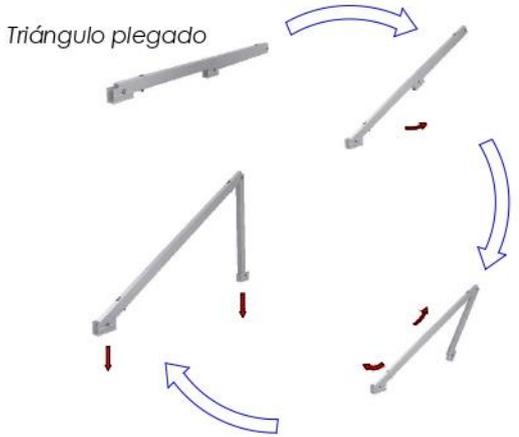
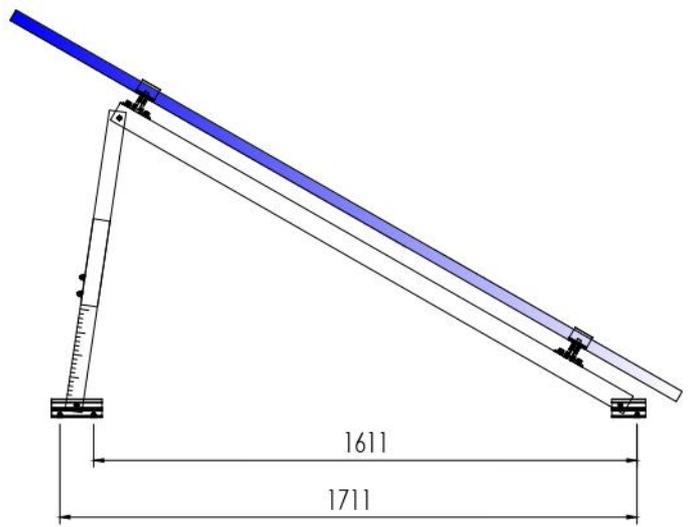
Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150  (Ver página 2)

Para módulos de hasta **2400x1350 - Sistema PS**

2400x1350  (Ver página 3)

 Carga de nieve: 40 kg/m²



Par de apriete:

| | |
|-----------------------------|-------|
| Tornillo Presor | 7 Nm |
| Tornillo M8 Hexagonal | 20 Nm |
| Tornillo M10 Hexagonal | 40 Nm |
| Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal | 6 Nm |
| Tornillo M6.3 Hexagonal | 10 Nm |

Detalle fijación G1 a triángulo
(Son necesarios 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado)

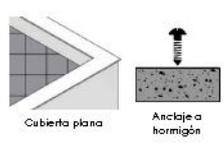
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.



Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Ficha técnica - Sistema KIT

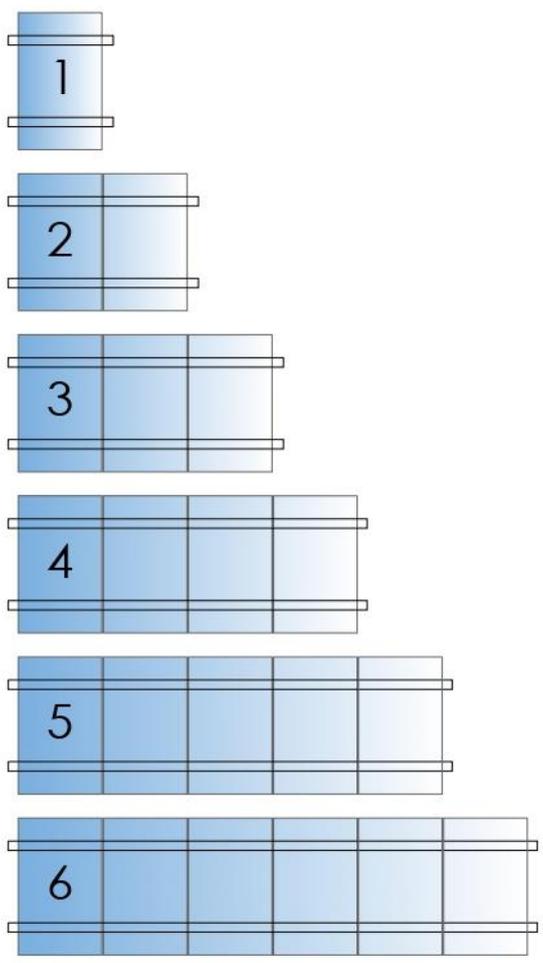
Para módulos de hasta 1150



Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

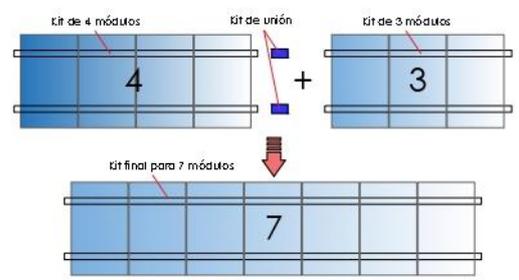
2279x1150 

Kits disponibles:

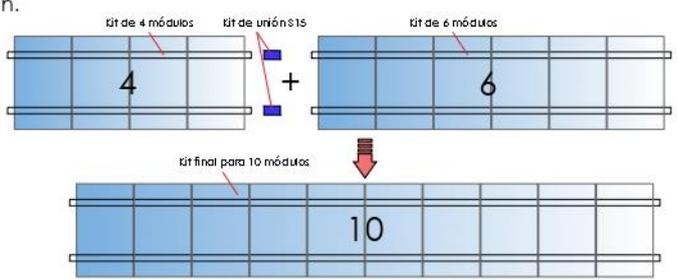


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

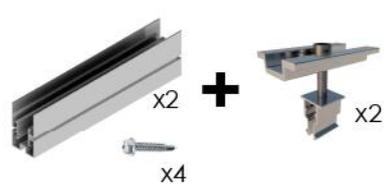
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Ficha técnica - Sistema PS

Para módulos de gran formato hasta 1350



Para módulos de hasta **2400x1350** - Sistema PS

2400x1350



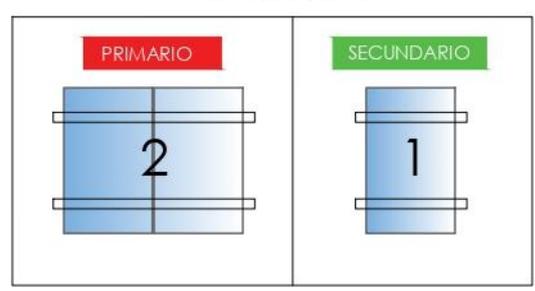
Kits disponibles:

Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.



SOPORTES INCLINADOS COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS

09V

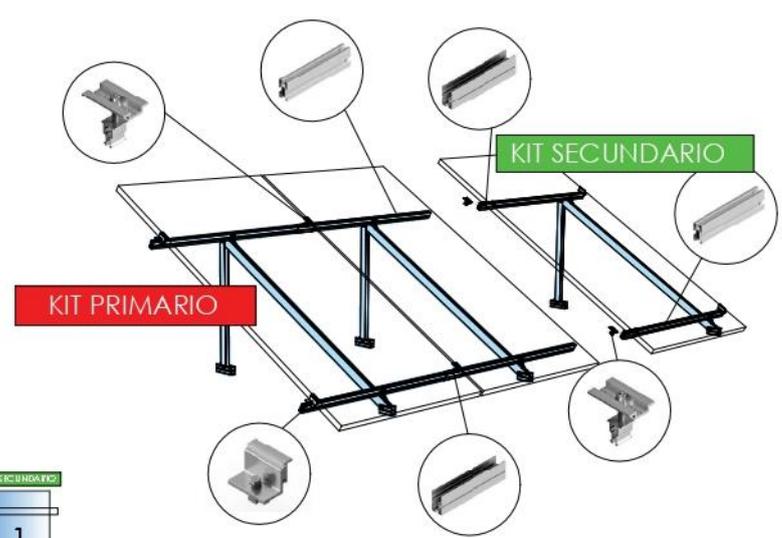
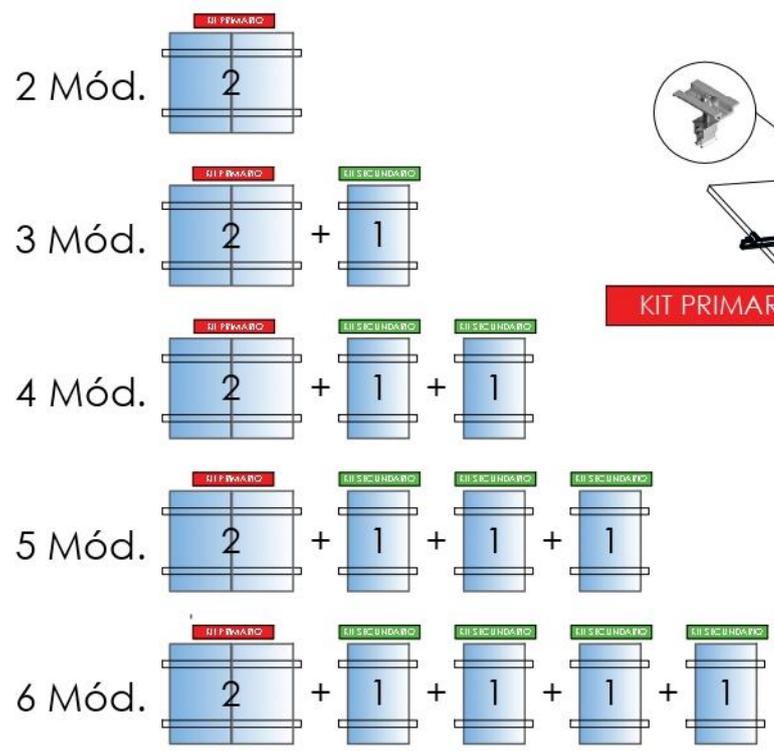
11V

12V

13V



EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Velocidades de viento

Soporte inclinado abierto regulable. Vertical.

12V

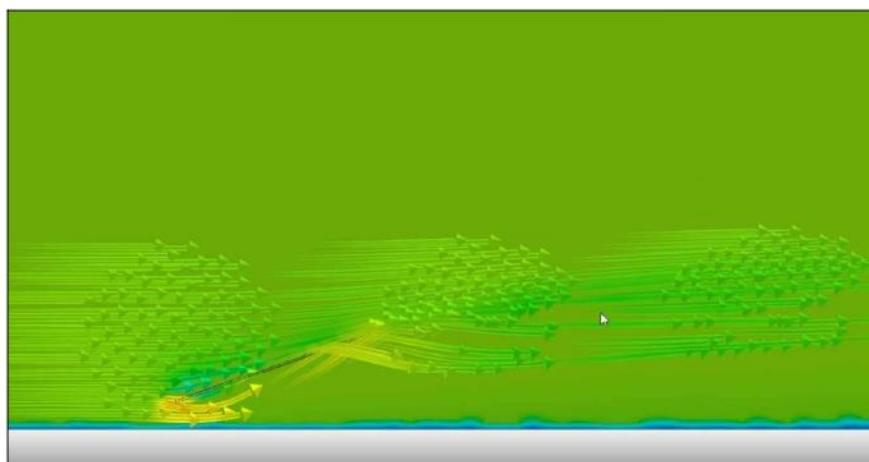



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

| Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento  | | | | | | | | | | | | |
|--|---|------------|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|--------------------------|--|--|--|
| Inclinación | Tamaño del módulo  | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | n° de módulos | | | | |
| KIT | De 5° a 30° | <2000x1000 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | Velocidad de viento km/h | | | |
| | | <2279x1150 | 150 | 150 | 150 | 130 | 150 | 150 | | | | |
| | 35° | <2000x1000 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | | | | |
| | | <2279x1150 | 150 | 150 | 150 | 130 | 130 | 150 | | | | |
| SISTEMA PS | <2400x1350 | 130 | | | | | | | | | | |

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.



SOPORTE COPLANAR



Ficha técnica



Manual de montaje

FICHA TÉCNICA: Soporte COPLANAR

Descripción del sistema

El soporte para módulos solares (COPLANAR) está diseñado para adaptarse a las necesidades de cada instalación. Puede utilizarse en una amplia variedad de tamaños de módulos solares para proyectos con techos inclinados. Permite una instalación rápida y segura, para proporcionar resultados estables y duraderos.

Ventajas

Facilidad y rapidez de montaje:

El reducido número de piezas y sencillez del sistema de montaje hace que este soporte tenga una rápida instalación.

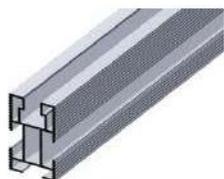
Versatilidad en la fijación:

Por su sistema de unión al suelo, tiene la posibilidad de colocarse en múltiples tipos de superficies. También, ajustar la altura deseada (de 0 a 5 °) con el *Kit perfil en L*.

Componentes

Perfil coplanar

Longitud según dimensiones y cantidad de módulos,



Empalme coplanar

Perfil PEMP
Tornillo DIN 7504-K – M4,8



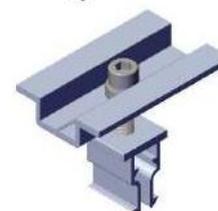
Kit Presor Final

Fijación final
Arandela grower M8
Arandela plana M8
Tornillo DIN 912 M8



Kit Presor Central

Unión central
Arandela grower M6
Arandela plana M6
Tornillo DIN 912 M6



Kit Fijación Coplanar

Perfil EN L
Arandela grower M8
Arandela plana M8
Tornillo cabeza martillo M8

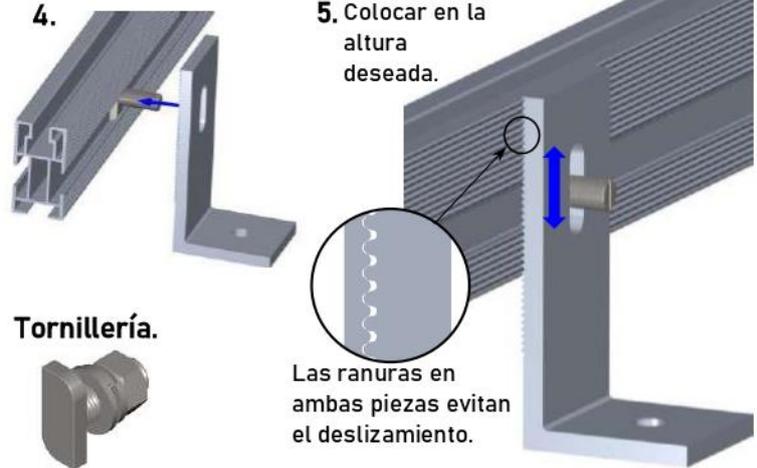
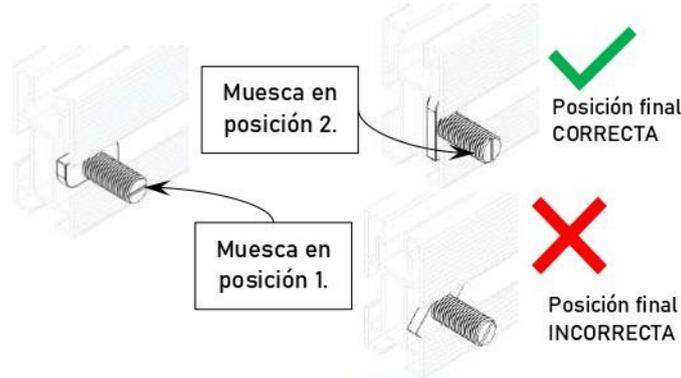
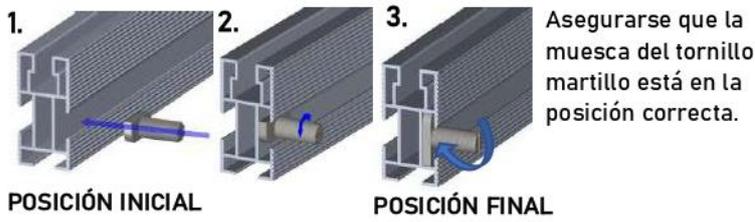


Características técnicas

| | | | |
|-----------------------|----------------------------------|--------------------|-----------------|
| Nombre del soporte | COPLANAR | Espesor de marco | 30 / 35 / 40 mm |
| Tipo de superficie | Techo inclinado | Color | Gris |
| Ángulo de inclinación | 0° - 5° | Normativas diseño | CTE |
| Carga de Viento | 31 m/s | Material perfiles | AL-6063-T5 |
| Carga de Nieve | 1.5 KN/m2 | Tornillería | INOX A2 |
| Compatibilidad | Ladrillos planos y con curvatura | Grapas de sujeción | AL-6063-T5 |
| Disposición módulos | Vertical | Garantía | 10 años |

MANUAL DE MONTAJE: Soporte COPLANAR

1. MONTAJE PERFIL COPLANAR



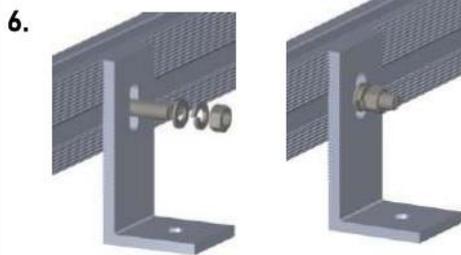
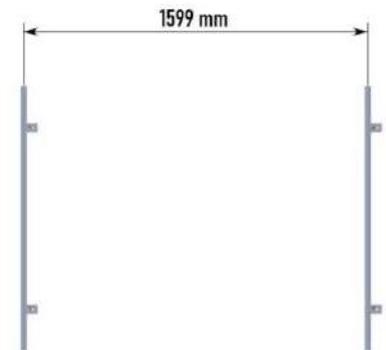
Tornillería.



T02 (x1 por unión al suelo)

Distancia.

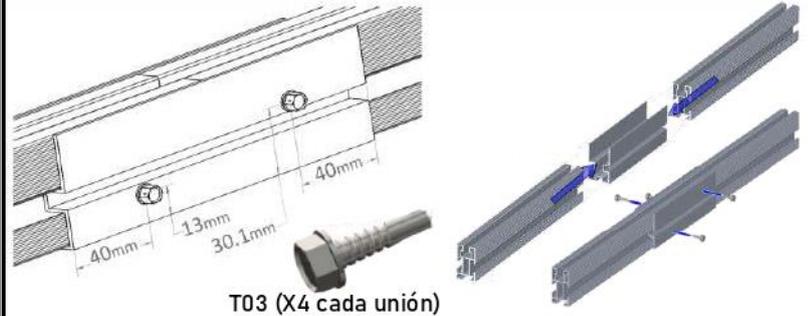
Dejar una distancia de 1599 mm entre perfiles coplanares.



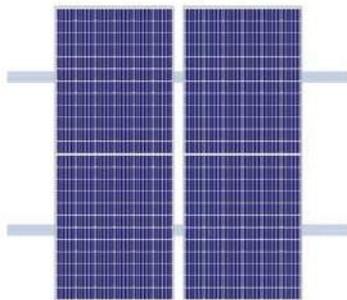
2. ANCLAJE AL SUELO DE PERFIL COPLANAR



3. UNIÓN ENTRE PERFILES COPLANARES



5. COLOCACIÓN MÓDULOS

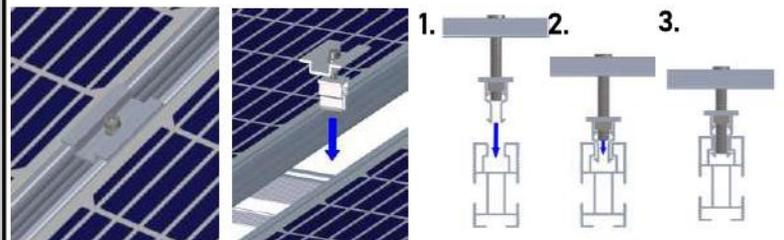


Colocar los paneles de forma que sobre la misma cantidad de perfil coplanar por cada lado.

Entre cada módulo, quedará una distancia de 20 mm por la fijación central.

6. FIJACIÓN DE LOS MÓDULOS

FIJACIÓN CENTRAL



FIJACIÓN FINAL



DIMENSIONES

Para paneles de hasta 2274 x 1134 mm
Espesores de panel compatibles: 30 / 35 / 40 mm

FICHA TÉCNICA Soporte para módulos solares Coplanares (ASCxG, ASCxM)

Descripción del sistema

El soporte para módulos solares (COPLANAR) está diseñado para adaptarse a las necesidades de cada instalación. Puede utilizarse en una amplia variedad de tamaños de módulos solares para proyectos con techos inclinados. Permite una instalación rápida y segura, para proporcionar resultados estables y duraderos.

Características técnicas

| Nombre del soporte | COPLANAR (ASCxG; ASCxM) | | |
|------------------------|----------------------------------|----------------------|------------|
| Tipo de superficie | Techo inclinado | | |
| Ángulo de inclinación | 0° - 5° | Normativas de diseño | CTE |
| Carga de Viento | 31 m/s | Material perfiles | AL-6063-T5 |
| Carga de Nieve | 1.5 KN/m ² | Tornillería | INOX A2 |
| Compatibilidad | Ladrillos planos y con curvatura | Grapas de sujeción | AL-6063-T5 |
| Disposición módulos | Vertical | Color | Gris |
| Válido para marcos de: | 30 / 35 / 40 mm | Garantía | 10 años |

Ventajas

- Facilidad y rapidez de montaje:
El reducido número de piezas y sencillez del sistema de montaje hace que este soporte tenga una rápida instalación.
- Versatilidad en la fijación:
Por su sistema de unión al suelo, tiene la posibilidad de colocarse en múltiples tipos de superficies. También, ajustar la altura deseada (de 0 a 5 °) con el *Kit perfil en L*.

Componentes

| | | | |
|--------------------------|---|-----------------------|---|
| 1. Perfil Coplanar |  | 2. Empalme coplanar |  |
| 3. Kit Presor Final |  | 4. Kit Presor Central |  |
| 5. Kit Fijación Coplanar |  | | |

| | ASC1G | ASC2G | ASC3G | ASC4G | ASC5G | ASC6G |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Nº de Paneles | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 Perfil Coplanar 2250mm | | 2 | 2 | 4 | 6 | 6 |
| 1 Perfil Coplanar 1350mm | 2 | | 2 | | | |
| 1 Perfil Coplanar 300mm | | 2 | | 2 | | 2 |
| 2 Empalme Coplanar | | 2 | 2 | 4 | 4 | 6 |
| 3 Kit Presor Final | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 4 Kit Presor Central | | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| 5 Kit Fijación Coplanar L | 2 | 3 | 3 | 4 | 4 | 5 |

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



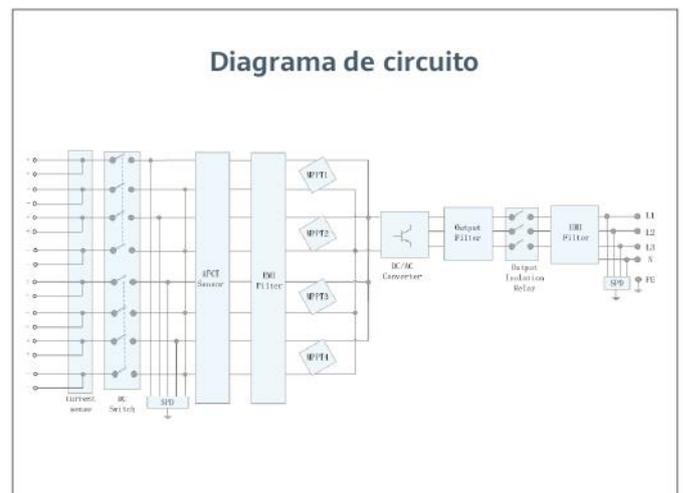
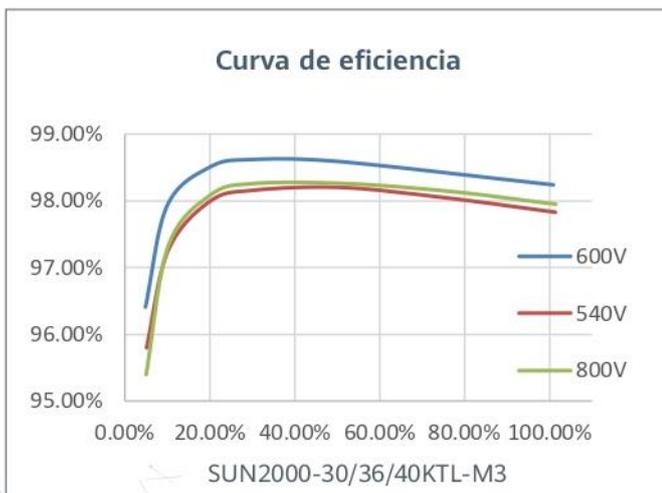
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



| Especificaciones técnicas | SUN2000-30KTL-M3 | SUN2000-36KTL-M3 | SUN2000-40KTL-M3 |
|---------------------------|------------------|------------------|------------------|
|---------------------------|------------------|------------------|------------------|

Eficiencia

| | |
|------------------------------|-------|
| Máxima eficiencia | 98.7% |
| Eficiencia europea ponderada | 98.4% |

Entrada

| | |
|--|----------------|
| Tensión máxima de entrada ¹ | 1,100 V |
| Intensidad de entrada máxima por MPPT | 26 A |
| Intensidad de cortocircuito máxima | 40 A |
| Tensión de arranque | 200 V |
| Rango de tensión de operación ² | 200 V ~ 1000 V |
| Tensión nominal de entrada | 600 V |
| Cantidad de entradas | 8 |
| Cantidad de MPPTs | 4 |

Salida

| | | | |
|---------------------------------|----------------------------|-----------|-----------|
| Potencia nominal activa de CA | 30,000 W | 36,000 W | 40,000 W |
| Máx. potencia aparente de CA | 33,000 VA | 40,000 VA | 44,000 VA |
| Tensión nominal de Salida | 230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE | | |
| Frecuencia nominal de red de CA | 50 Hz / 60 Hz | | |
| Intensidad nominal de salida | 43.3 A | 52.0 A | 57.8 A |
| Máx. intensidad de salida | 47.9 A | 58.0 A | 63.8 A |
| Factor de potencia ajustable | 0.8 LG ... 0.8 LD | | |
| Máx. distorsión armónica total | < 3% | | |

Características y protecciones

| | |
|--|----|
| Dispositivo de desconexión del lado de entrada | Sí |
| Protección anti-isla | Sí |
| Protección contra sobreintensidad de CA | Sí |
| Protección contra polaridad inversa CC | Sí |
| Monitorización a nivel de string | Sí |
| Descargador de sobretensiones de CC | Sí |
| Descargador de sobretensiones de CA | Sí |
| Detección de resistencia de aislamiento CC | Sí |
| Monitorización de corriente residual | Sí |
| Protección ante fallo por arco eléctrico | Sí |
| Control del receptor Ripple | Sí |
| Recuperación PID integrada ³ | Sí |

Comunicación

| | |
|-----------------------|--|
| Display RS485 | Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP Sí |
| Smart Dongle | WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional) |
| Monitoring BUS (MBUS) | Sí (transformador de aislamiento requerido) |

Especificaciones generales

| | |
|---|--|
| Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto) | 640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch) |
| Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido) | 43 kg (94.8 lb) |
| Nivel de Ruido | < 46 dB |
| Rango de temperaturas en operación | -25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F) |
| Ventilación | Convección natural |
| Max. Altitud de operación | 0 - 4,000 m (13,123 ft.) |
| Humedad relativa | 0% RH ~ 100% RH |
| Conector de CC | Staubli MC4 |
| Conector de CA | Terminal PG impermeable + conector OT/DT |
| Grado de Protección | IP 66 |
| Tipología | Sin transformador |
| Consumo de energía durante la noche | ≤ 5.5W |

Compatibilidad con optimizador

| | |
|------------------------------------|----------------|
| Optimizador compatible con DC MBUS | SUN2000-450W-P |
|------------------------------------|----------------|

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

| | |
|--|---|
| Seguridad | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683 |
| Estándares de conexión a red eléctrica | IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA |

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)

SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



Mayor rendimiento

Hasta un 30% más de energía con optimizadores



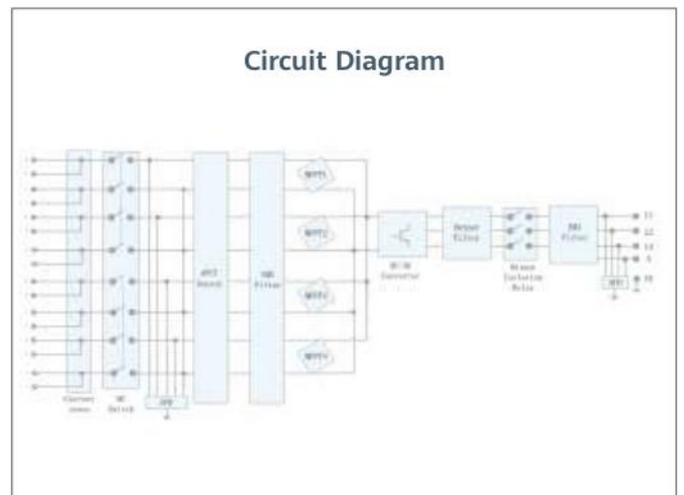
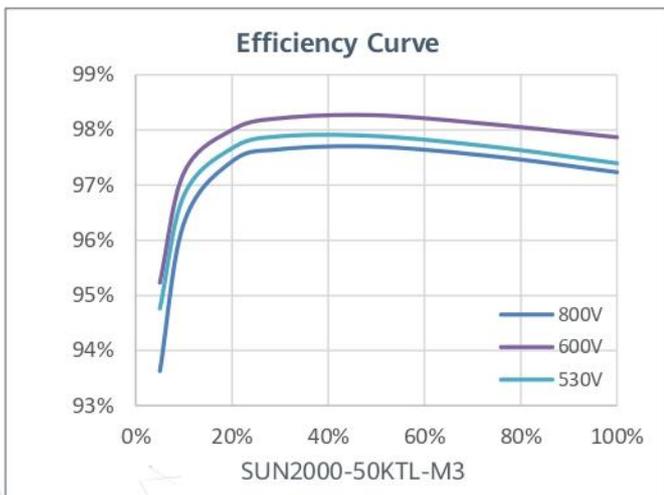
Seguridad Activa

Protección contra arcos eléctricos



Comunicación flexible

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Comunicación soportada



Especificaciones Técnicas **SUN2000-50KTL-M3**

| Eficiencia | |
|--------------------|-------|
| Máx. Eficiencia | 98,5% |
| Eficiencia Europea | 98,0% |

| Entrada | |
|--|-----------------|
| Máx. Tensión de Entrada ¹ | 1,100 V |
| Intensidad de entrada máxima por MPPT | 30 A |
| Intensidad máxima por entrada | 20 A |
| Intensidad de cortocircuito máxima | 40 A |
| Tensión de arranque | 200 V |
| Rango de tensión de operación ² | 200 V ~ 1,000 V |
| Tensión nominal de entrada | 600 V |
| Número de entradas | 8 |
| Número de MPPTs | 4 |

| Salida | |
|---------------------------------|----------------------------------|
| Potencia nominal activa de CA | 50,000 W |
| Máx. potencia aparente de CA | 55,000 VA |
| Máx. Pot. Activa de CA (cosφ=1) | 55,000 W |
| Tensión nominal de salida | 400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE |
| Frecuencia nominal de red | 50 Hz / 60 Hz |
| Intensidad nominal de salida | 72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac |
| Máx. intensidad de salida | 79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac |
| Factor de potencia ajustable | 0.8 capacitivo ... 0.8 inductivo |
| Máx. distorsión armónica total | <3% |

| Protecciones | |
|--|---------|
| Dispositivo de desconexión del lado de entrada | Sí |
| Protección anti-isla | Sí |
| Protección contra sobreintensidad de CA | Sí |
| Protección contra polaridad inversa CC | Sí |
| Monitorización de fallos a nivel string | Sí |
| Descargador de sobretensiones de CC | Tipo II |
| Descargador de sobretensiones de CA | Tipo II |
| Detección de resistencia de aislamiento de CC | Sí |
| Monitorización de corriente residual | Sí |
| Protección ante fallo por arco eléctrico | Sí |
| Control del receptor Ripple | Sí |
| Recuperación PID integrada ³ | Sí |

| Comunicaciones | |
|---------------------------|--|
| Display | Indicadores LED, WLAN + APP |
| RS485 | Sí |
| Smart Dongle | WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional) |
| Monitorización BUS (MBUS) | Sí (Transformador de aislamiento requerido) |

| Optimizadores compatibles | |
|---|-------------------|
| Optimizador compatible por DC MBUS ⁴ | MERC-1100/1300W-P |

| Especificaciones generales | |
|-----------------------------------|--|
| Dimensiones (A x A x P) | 640 x 530 x 270 mm |
| Peso (soporte incluido) | 49 kg |
| Rango de temperatura en operación | -25°C ~ 60°C |
| Método de refrigeración | Sistema inteligente de refrigeración forzada |
| Máx. altitud de operación | 4,000 m |
| Humedad Relativa | 0% RH ~ 100% RH |
| Conector CC | Amphenol Helios H4 |
| Conector CA | Conector resistente al agua + Terminal OT/DT |
| Grado de Protección | IP 66 |
| Tipología | Sin transformador |
| Consumo de energía nocturno | ≤ 5.5W |

| Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud) | |
|---|---|
| Seguridad | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683 |
| Estándares de conexión a red eléctrica | IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, NTS631 (Tipo D), UNE 217001, UNE 217002, P.O. 123, RD 244 (Anexo 1), EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA |

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-50KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT).

S5-GC(50-60)K

Inversores Solis trifásicos

>> Modelo:

S5-GC50K

S5-GC60K



Vista 360°



Eficiente

- 98.7% de eficiencia máxima
- Corriente de string hasta **16 A**
- Diseño de 5/6 MPPT, soporta el diseño de sistema con múltiples orientaciones
- Función de recuperación PID por la noche, que aumenta rendimiento del sistema (opcional)

Inteligente

- Función nocturna SVG
- Soporta el control de exportación de potencia
- Monitorización inteligente de strings. Exploración inteligente de curvas I-V
- Escanea para registrar en SolisCloud, soporta la actualización y control remoto

Seguro

- Nivel de anti-corrosión IP66, C5
- Ventilador redundante inteligente
- Componentes de marca reconocidos mundialmente para una mayor vida útil
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio

Económico

- Soporta comunicación GPRS/WiFi con menos cable, reduciendo costos de instalación
- Admite conectores tipo «Y» en el lado de DC
- Soporta cable de aluminio para reducir costos de material
- Admite 10/12 strings para 150%+ de sobredimensionamiento en DC

Hoja de datos

S5-GC(50-60)K

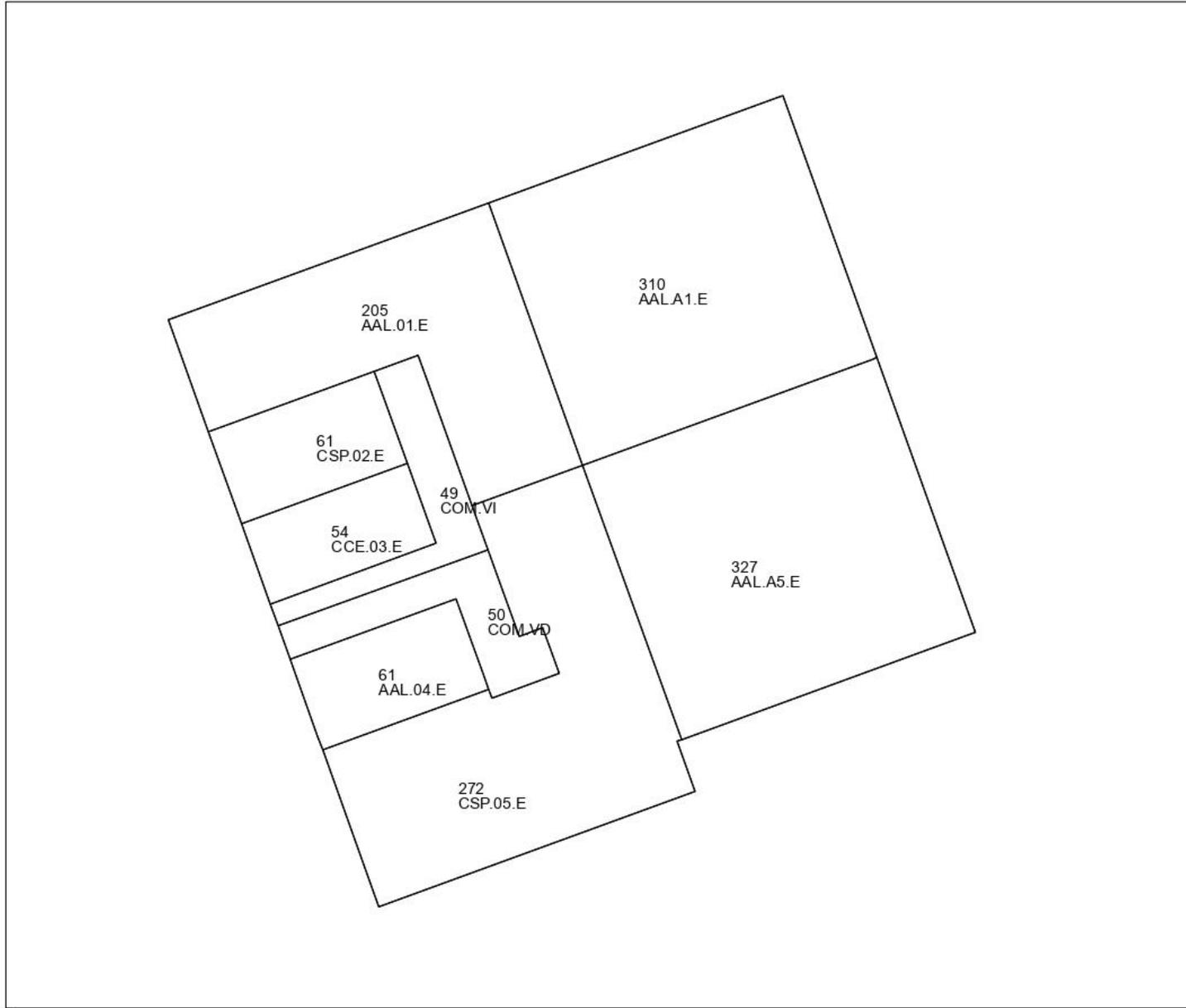
| Modelo | 50K | 60K |
|--|--|-----------------|
| Entrada (DC) | | |
| Voltaje máximo de entrada | 1100 V | |
| Voltaje nominal | 600 V | |
| Voltaje de arranque | 195 V | |
| Rango de voltaje MPPT | 180-1000 V | |
| Corriente máxima de entrada | 5*32 A | 6*32 A |
| Corriente máxima de cortocircuito | 5*40 A | 6*40 A |
| Número de MPPT/Número máximo de cadenas de entrada | 5/10 | 6/12 |
| Salida (AC) | | |
| Potencia nominal de salida | 50 kW | 60 kW |
| Potencia aparente máxima de salida | 55 kVA | 66 kVA |
| Potencia máxima de salida | 55 kW | 66 kW |
| Voltaje nominal de la red | 3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V | |
| Frecuencia nominal de la red | 50 Hz / 60 Hz | |
| Corriente nominal de salida de red | 76.0 A / 72.2 A | 91.2 A / 86.6 A |
| Corriente máxima de salida | 83.6 A | 100.3 A |
| Factor de potencia | >0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo) | |
| THDi | <3% | |
| Eficiencia | | |
| Eficiencia máxima | 98.7% | |
| Eficiencia EU | 98.3% | |
| Protección | | |
| Protección contra polaridad inversa DC | Sí | |
| Protección contra cortocircuito | Sí | |
| Protección de sobrecorriente de salida | Sí | |
| Protección contra sobretensiones | DC Tipo II / AC Tipo II | |
| Monitoreo de red | Sí | |
| Protección Anti-isla | Sí | |
| Protección de temperatura | Sí | |
| Monitoreo de cadenas | Sí | |
| Escaneo de curvas I/V | Sí | |
| AFCI integrado (Protección de falla de arco DC) | Sí ⁽¹⁾ | |
| Recuperación PID integrada | Opcional ⁽²⁾ | |
| Interruptor de DC integrado | Opcional | |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (longitud*altura*ancho) | 691*578*338 mm | |
| Peso | 54.5 kg | |
| Topología | Sin Transformador | |
| Consumo propio (noche) | <1 W | |
| Rango de temperatura de funcionamiento | -25 ~ +60°C | |
| Humedad relativa | 0-100% | |
| Nivel de protección | IP66 | |
| Enfriamiento | Ventilador redundante inteligente | |
| Altitud máxima de funcionamiento | 4000 m | |
| Estándar de conexión de red | G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15 / VFR:2019, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC60068, IEC 61683, EN 50530 | |
| Estándar de seguridad / EMC | IEC 62109-1/-2, IEC62116 & IEC 61000-6-1/-2/-3/-4 | |
| Características | | |
| Conexión de DC | Conector MC4 | |
| Conexión de AC | Terminal OT (máxima 70 mm ²) | |
| Pantalla | LCD, botones táctiles capacitivos | |
| Comunicación | RS485, USB, Opcional: Wi-Fi, GPRS | |

(1) Activación necesaria. (2) Dada su lógica similar de funcionamiento, al integrar la función de recuperación nocturna de la degradación por potencial inducido (PID, por sus siglas en inglés), no se podrá utilizar la función de compensación de reactiva nocturna. Además, la opción de conexión a tierra negativa no está disponible en inversores con función de recuperación PID nocturna.



CL GARCIA MORATO, 0011. SANTANDER [CANTABRIA]

7 de octubre de 2024 10:37



SUPERFICIE PARCELA: 1.380 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| AAL.01.E | 205 | ALMACEN |
| AAL.A1.E | 310 | ALMACEN |
| CSP.02.E | 61 | CSP |
| CCE.03.E | 54 | CCE |
| AAL.04.E | 61 | ALMACEN |
| CSP.05.E | 272 | CSP |
| AAL.A5.E | 327 | ALMACEN |
| COM.VD | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 49 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 1389 | |

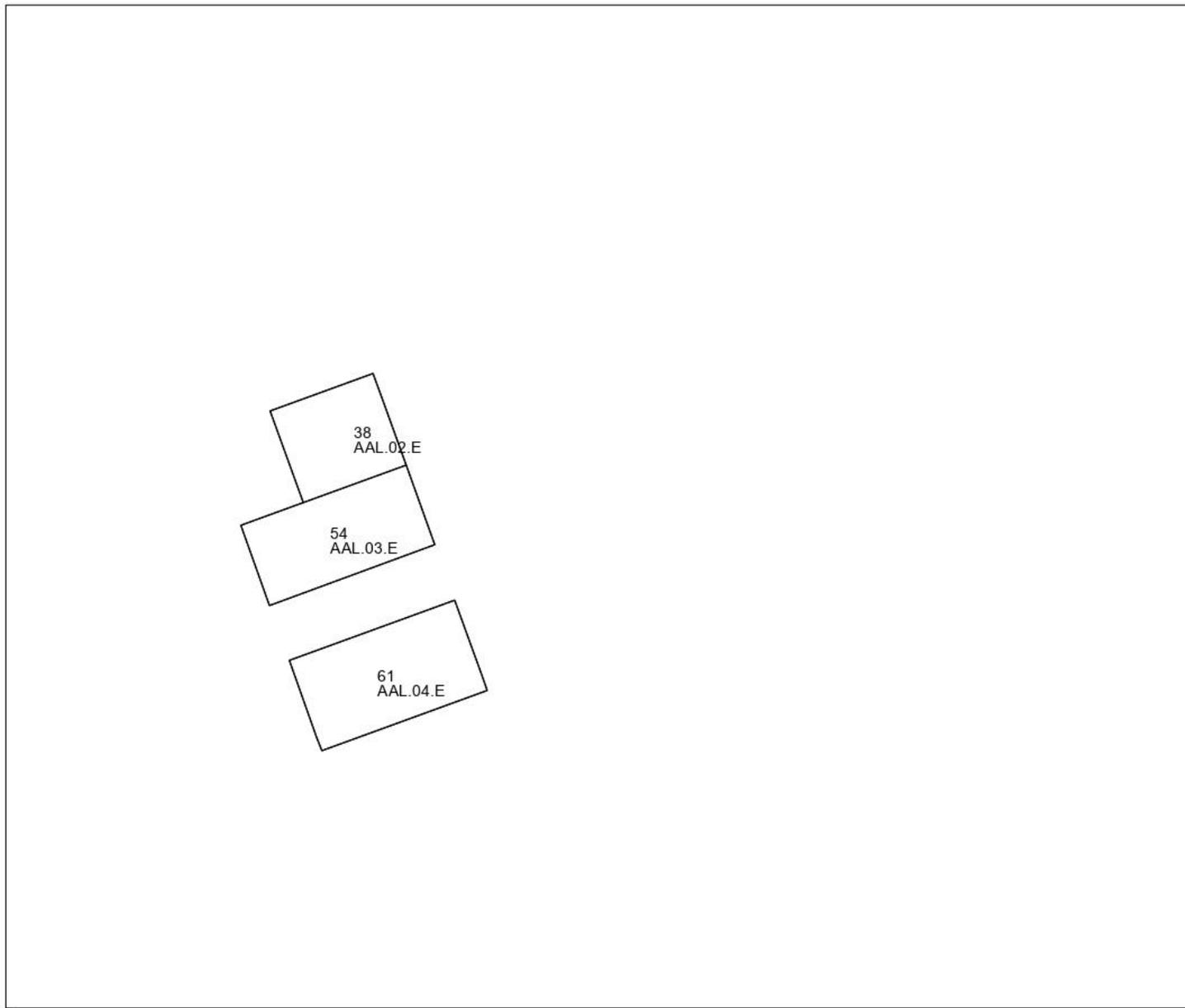
SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| AAL.01.E | 205 | ALMACEN |
| AAL.04.E | 61 | ALMACEN |
| AAL.A1.E | 310 | ALMACEN |
| AAL.A5.E | 327 | ALMACEN |
| CSP.02.E | 61 | CSP |
| CCE.03.E | 54 | CCE |
| COM.VI | 49 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VD | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| CSP.05.E | 272 | CSP |
| TOTAL | 1389 | |



CL GARCIA MORATO, 0011. SANTANDER [CANTABRIA]

7 de octubre de 2024 10:37



SUPERFICIE PARCELA : 1.380 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

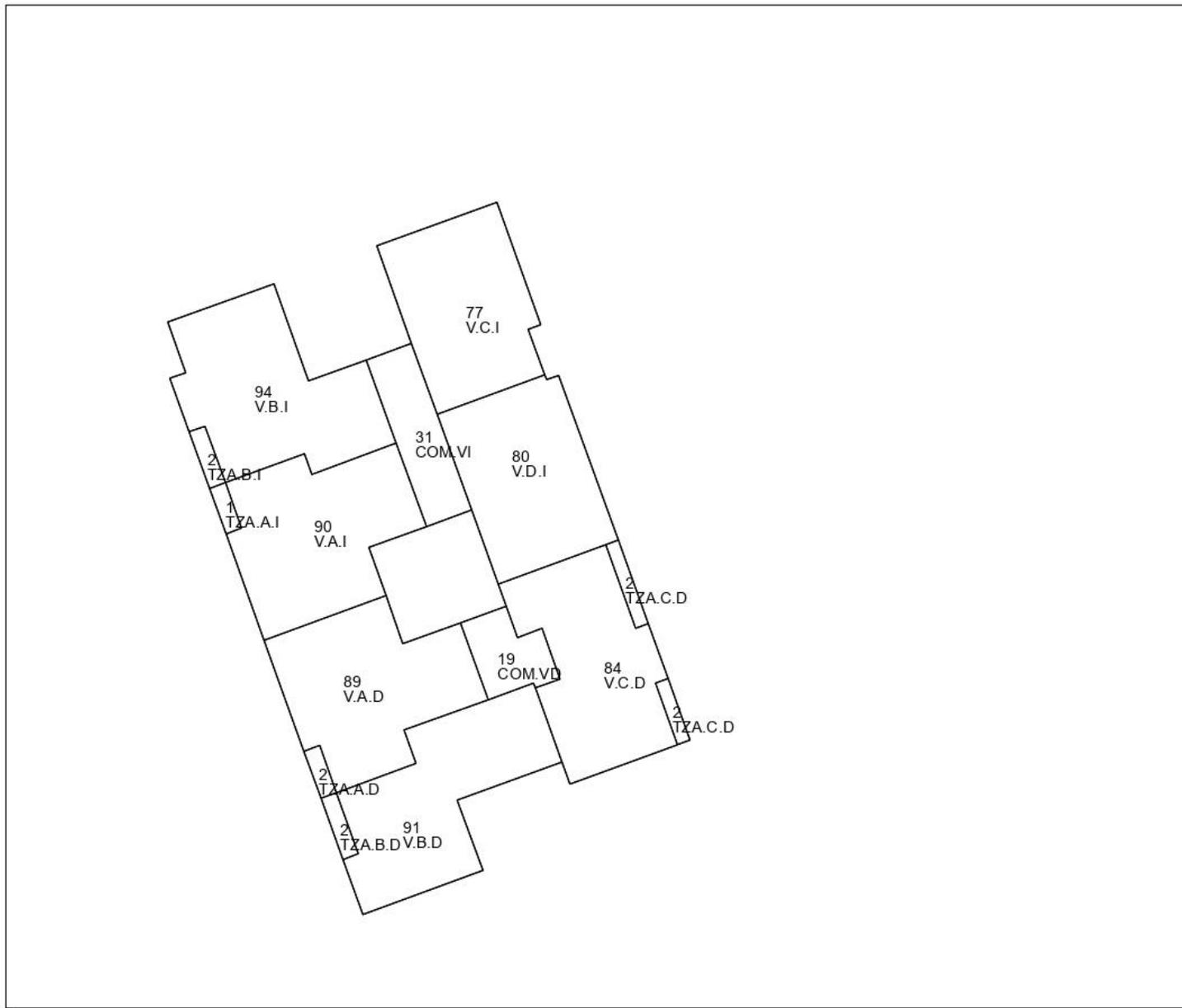
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| AAL.02.E | 38 | ALMACEN |
| AAL.03.E | 54 | ALMACEN |
| AAL.04.E | 61 | ALMACEN |
| TOTAL | 153 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| AAL.03.E | 54 | ALMACEN |
| AAL.02.E | 38 | ALMACEN |
| AAL.04.E | 61 | ALMACEN |
| TOTAL | 153 | |

CL GARCIA MORATO, 0011. SANTANDER [CANTABRIA]

7 de octubre de 2024 10:37



SUPERFICIE PARCELA : 1.380 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

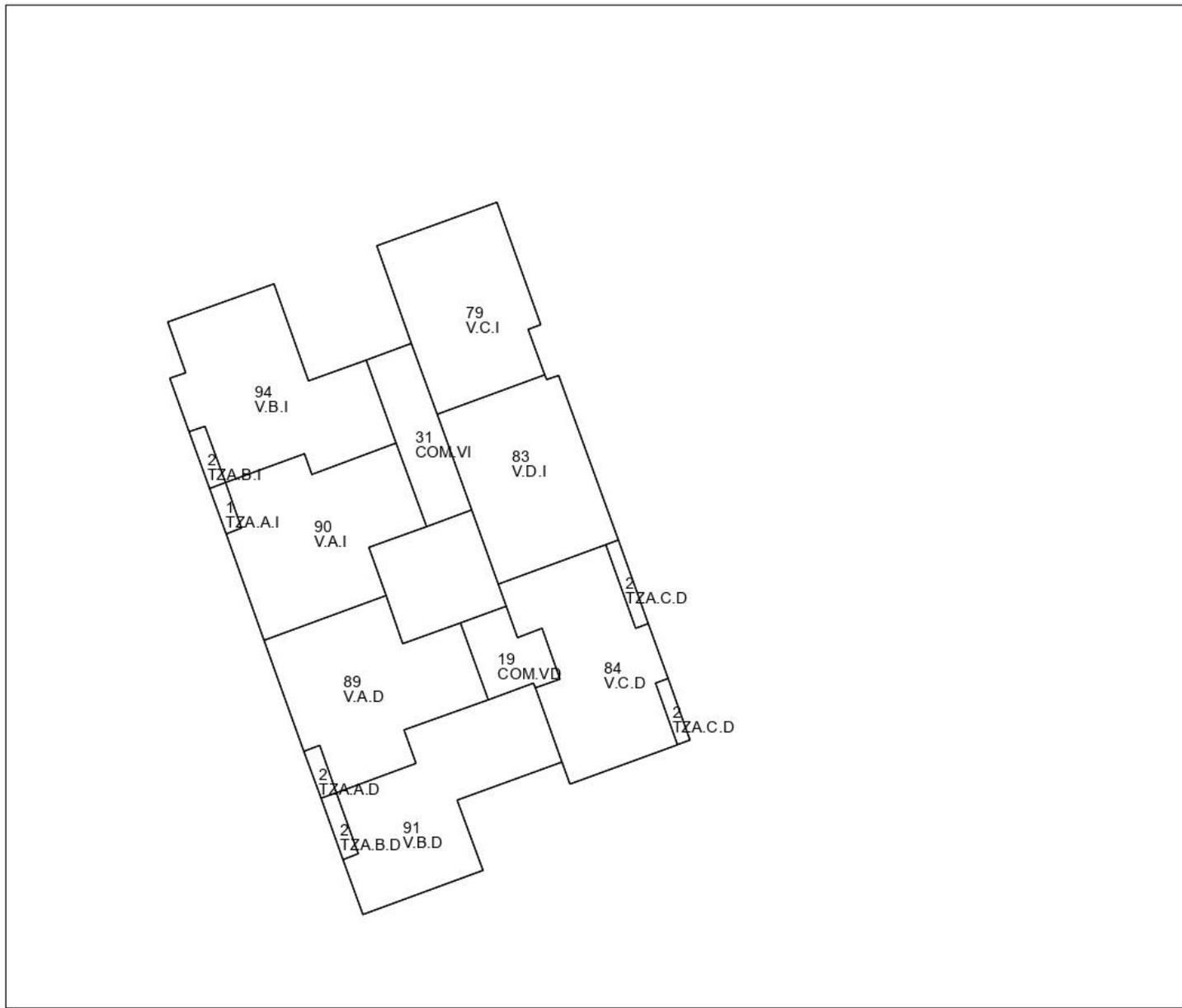
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.VD | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 31 | ELEMENTOS COMUNES |
| V.A.D | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 93 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 96 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.I | 80 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 666 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.VI | 31 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VD | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.B.I | 2 | TERRAZA |
| TZA.A.I | 1 | TERRAZA |
| TZA.A.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.C.D | 4 | TERRAZA |
| V.B.I | 94 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 90 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.D | 89 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.I | 80 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 84 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 666 | |

CL GARCIA MORATO, 0011. SANTANDER [CANTABRIA]

7 de octubre de 2024 10:37



SUPERFICIE PARCELA : 1.380 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.VD | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 31 | ELEMENTOS COMUNES |
| V.A.D | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 93 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 96 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 79 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.I | 83 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 671 | |

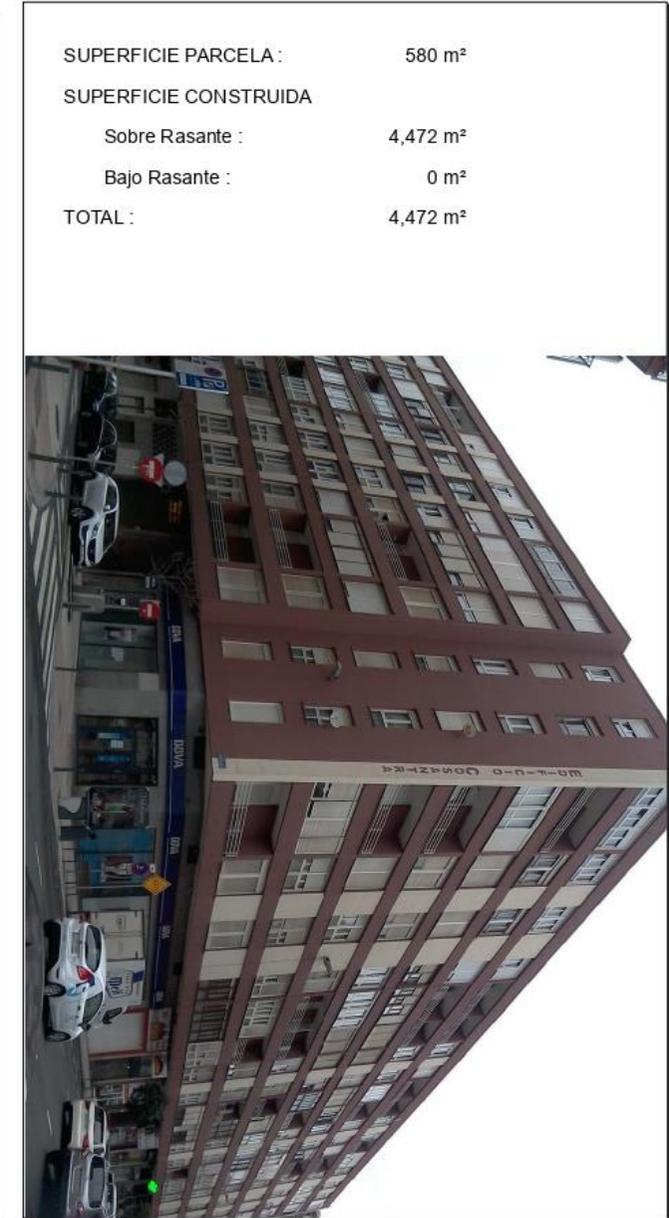
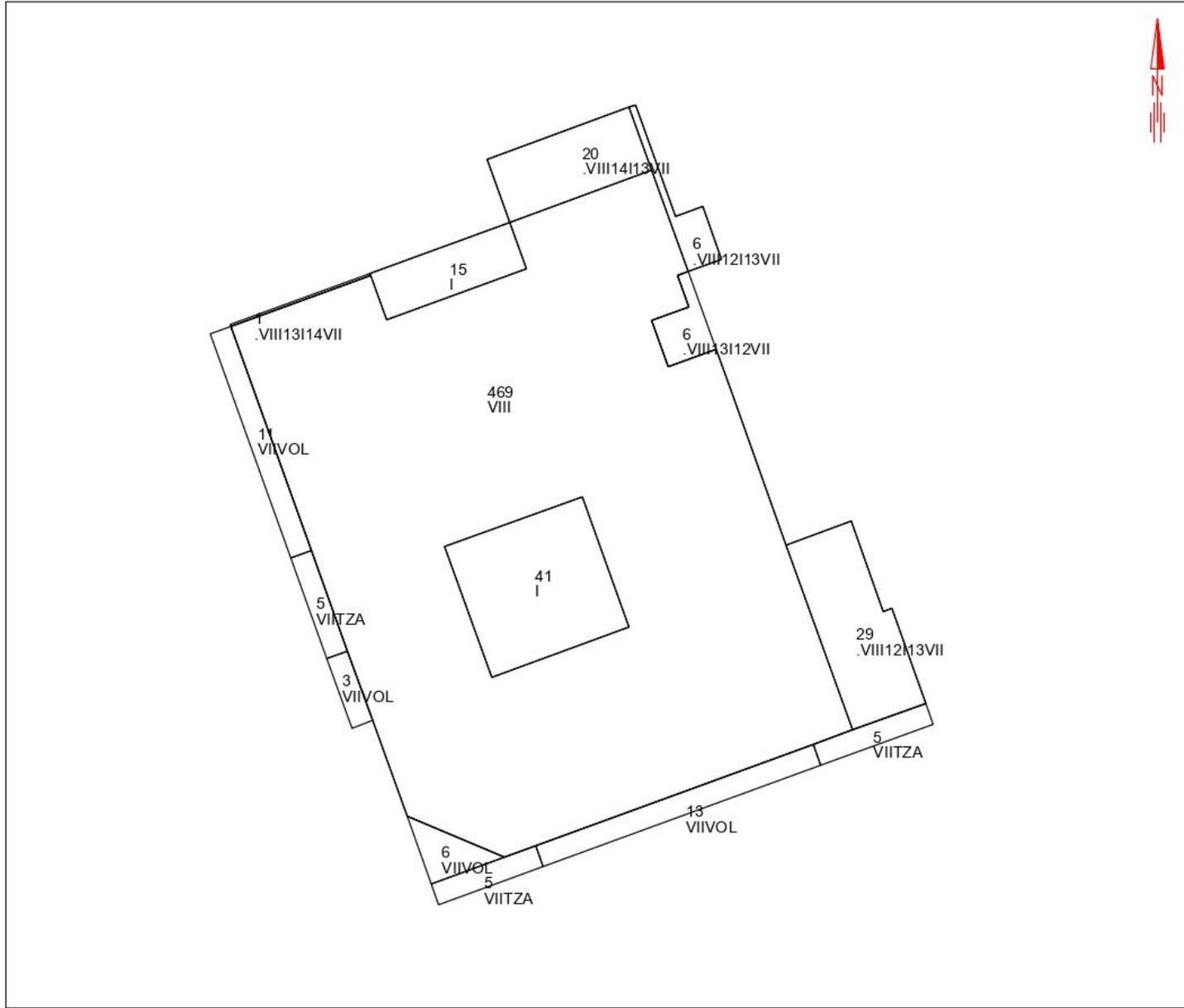
SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.VI | 31 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VD | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.B.I | 2 | TERRAZA |
| TZA.A.I | 1 | TERRAZA |
| TZA.A.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.C.D | 4 | TERRAZA |
| V.B.I | 94 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 90 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.D | 89 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 79 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.I | 83 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 84 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 671 | |



CL GARCIA MORATO, 0013. SANTANDER [Cantabria]

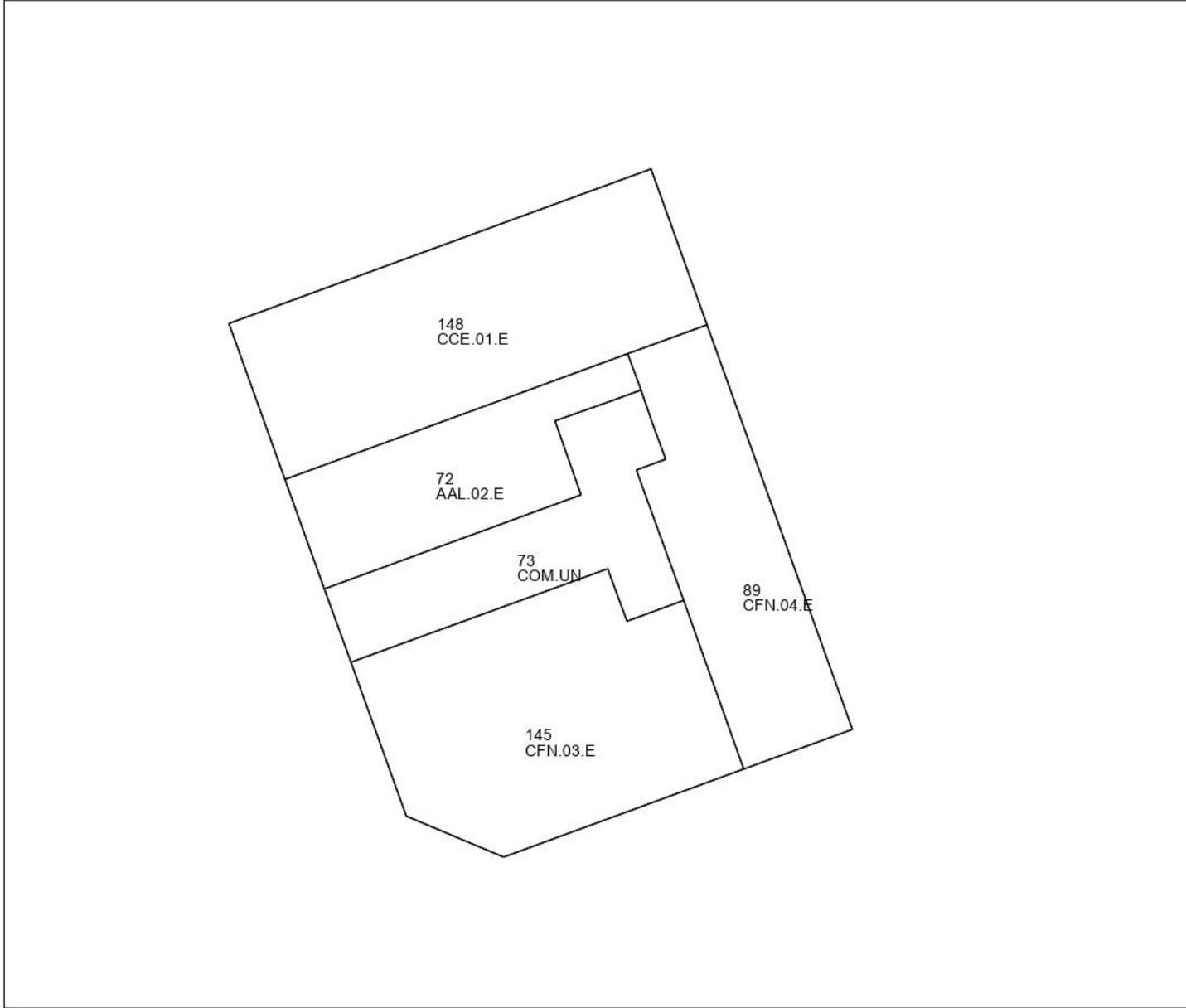
7 de octubre de 2024 10:38



| | |
|-----------------------|----------------------|
| SUPERFICIE PARCELA : | 580 m ² |
| SUPERFICIE CONSTRUIDA | |
| Sobre Rasante : | 4,472 m ² |
| Bajo Rasante : | 0 m ² |
| TOTAL : | 4,472 m ² |

CL GARCIA MORATO, 0013. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



SUPERFICIE PARCELA : 580 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

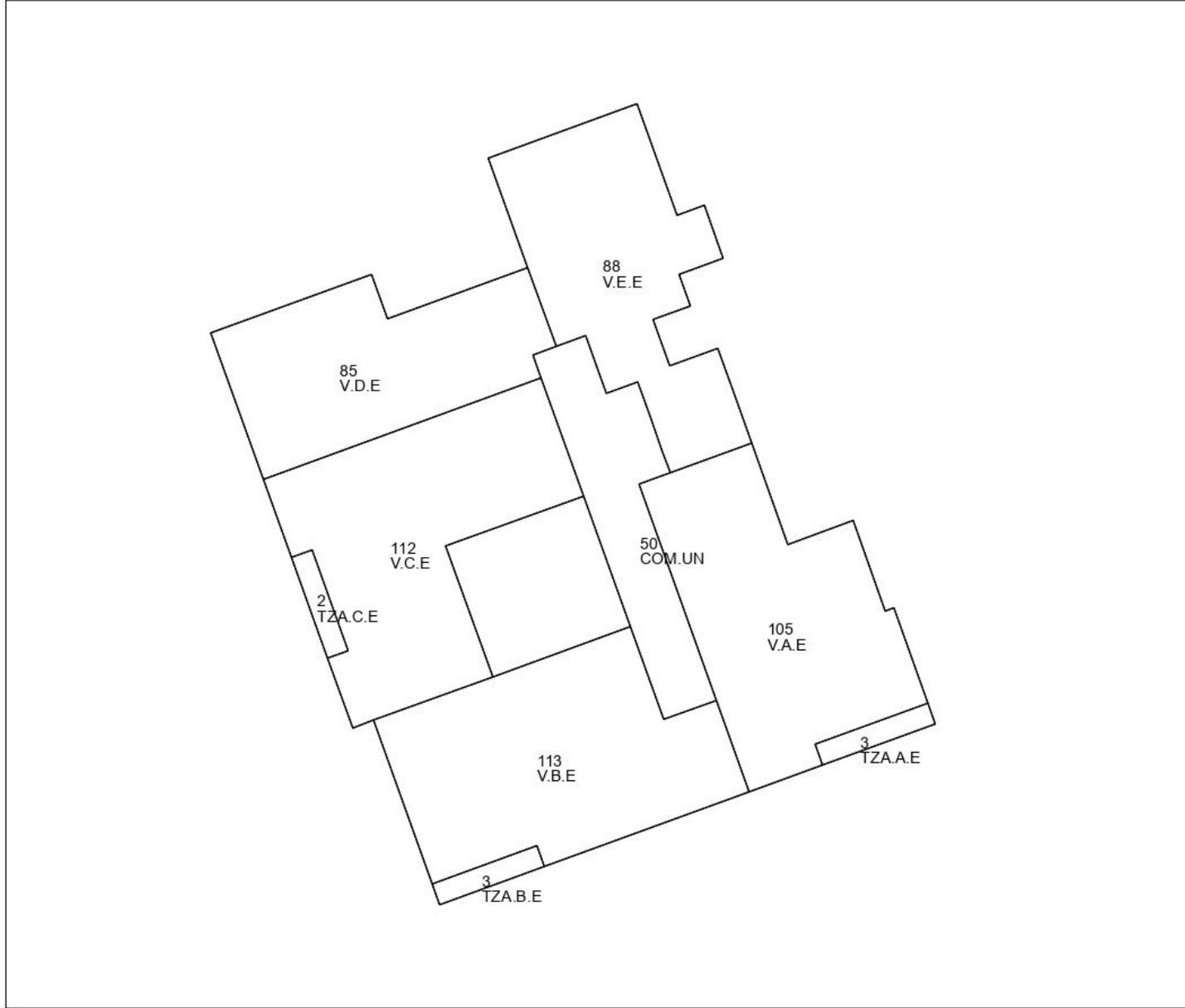
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| CCE.01.E | 148 | CCE |
| AAL.02.E | 72 | ALMACEN |
| CFN.03.E | 145 | CFN |
| CFN.04.E | 89 | CFN |
| COM.UN | 73 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 527 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| AAL.02.E | 72 | ALMACEN |
| CCE.01.E | 148 | CCE |
| COM.UN | 73 | ELEMENTOS COMUNES |
| CFN.03.E | 145 | CFN |
| CFN.04.E | 89 | CFN |
| TOTAL | 527 | |

CL GARCIA MORATO, 0013. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



SUPERFICIE PARCELA : 580 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

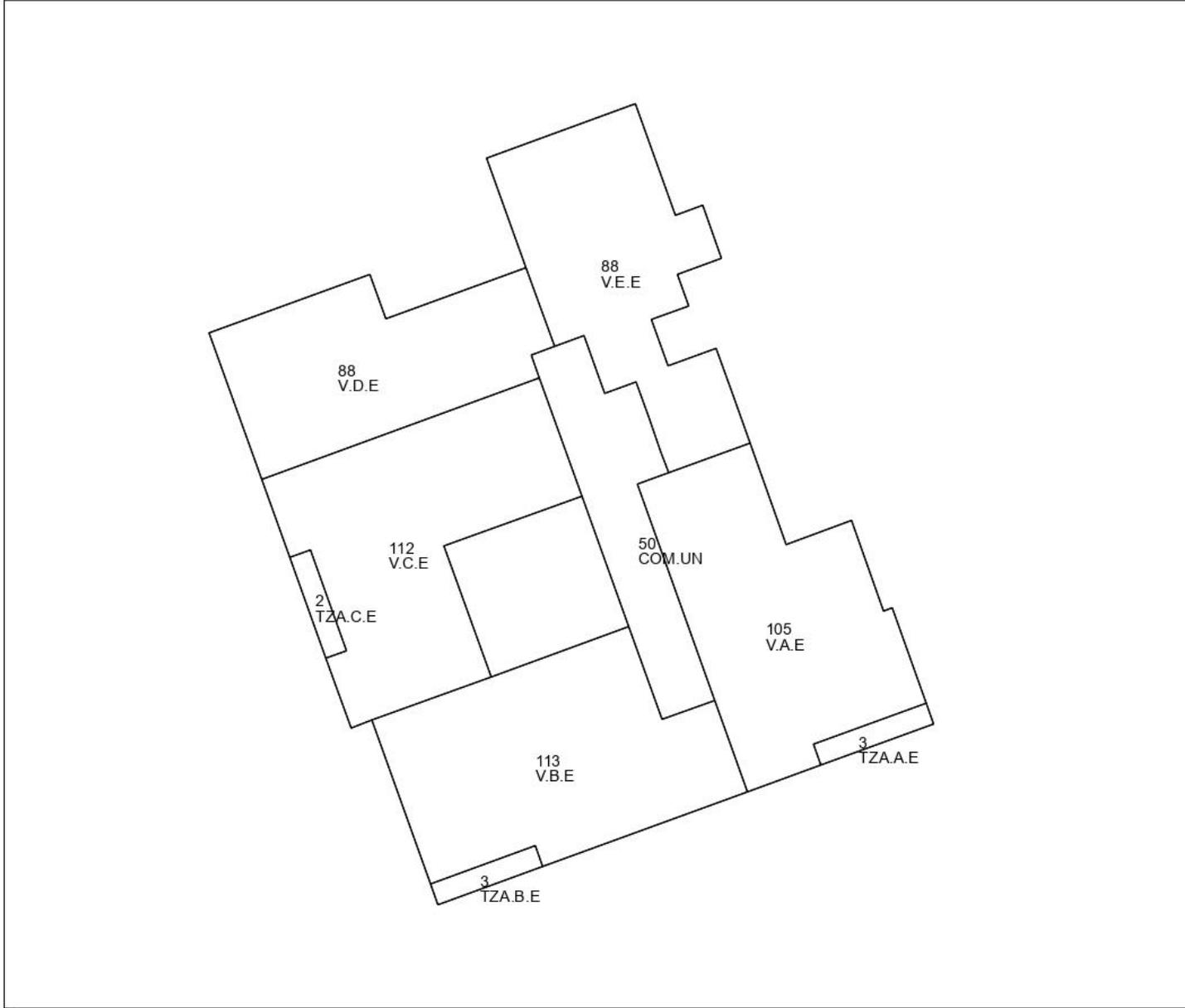
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| V.A.E | 108 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 116 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 114 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.E | 85 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.UN | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 561 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.UN | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.C.E | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.E | 3 | TERRAZA |
| TZA.A.E | 3 | TERRAZA |
| V.D.E | 85 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 112 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 113 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.E | 105 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 561 | |

CL GARCIA MORATO, 0013. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



SUPERFICIE PARCELA : 580 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

| Código | Sup. en m² | Descripción |
|--------------|------------|------------------------|
| V.A.E | 108 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 116 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 114 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.UN | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 564 | |

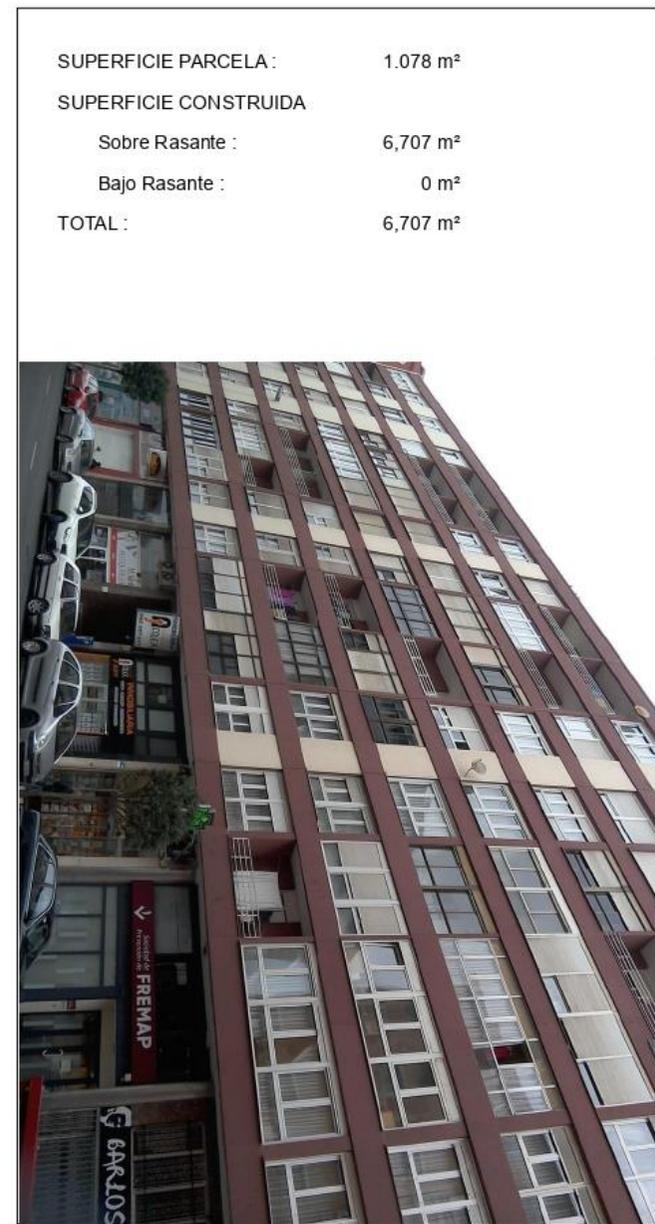
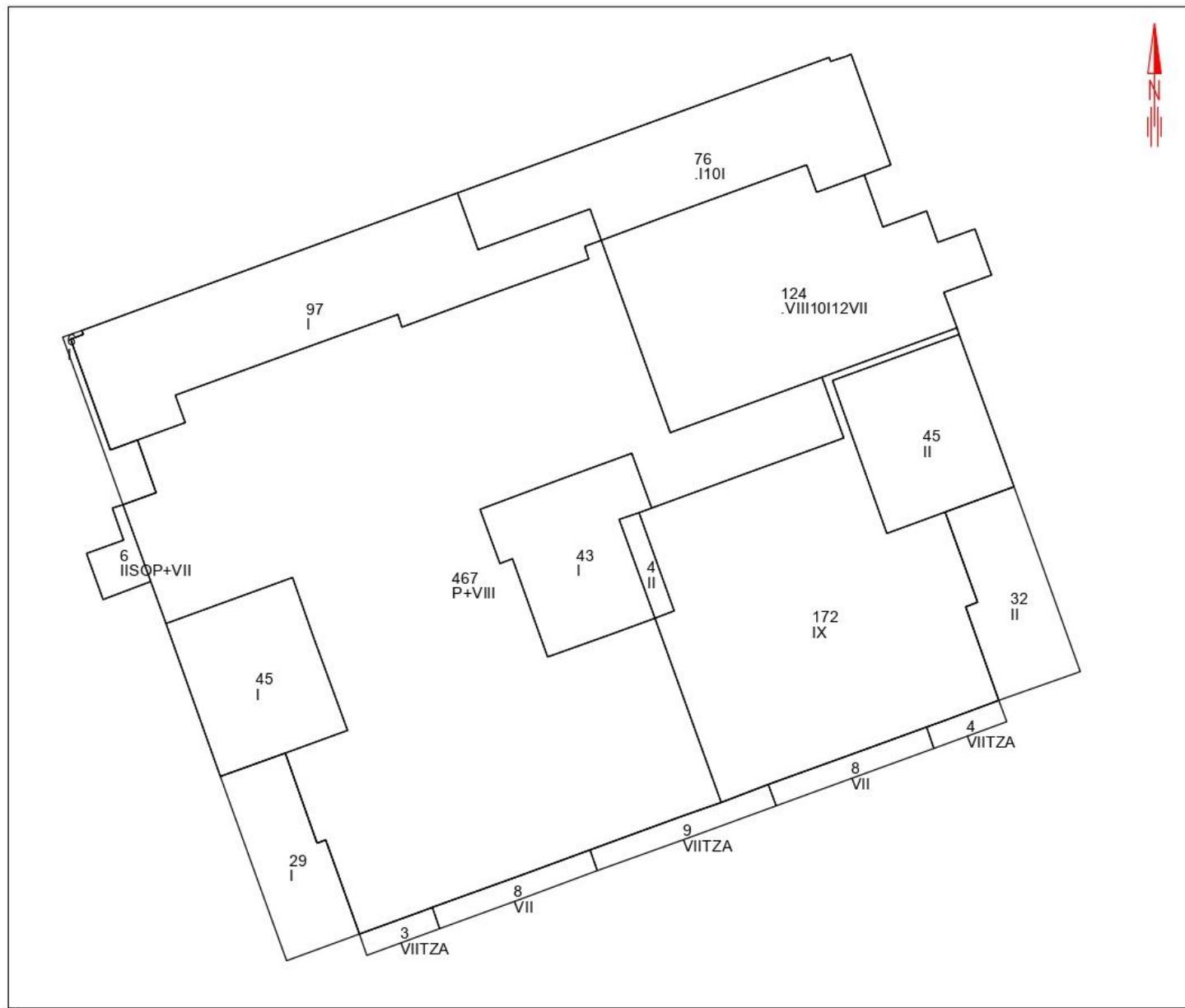
SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m² | Descripción |
|--------------|------------|------------------------|
| COM.UN | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.C.E | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.E | 3 | TERRAZA |
| TZA.A.E | 3 | TERRAZA |
| V.D.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 112 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 113 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.E | 105 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 564 | |



CL MARQUES HERMIDA, 0024. SANTANDER [Cantabria]

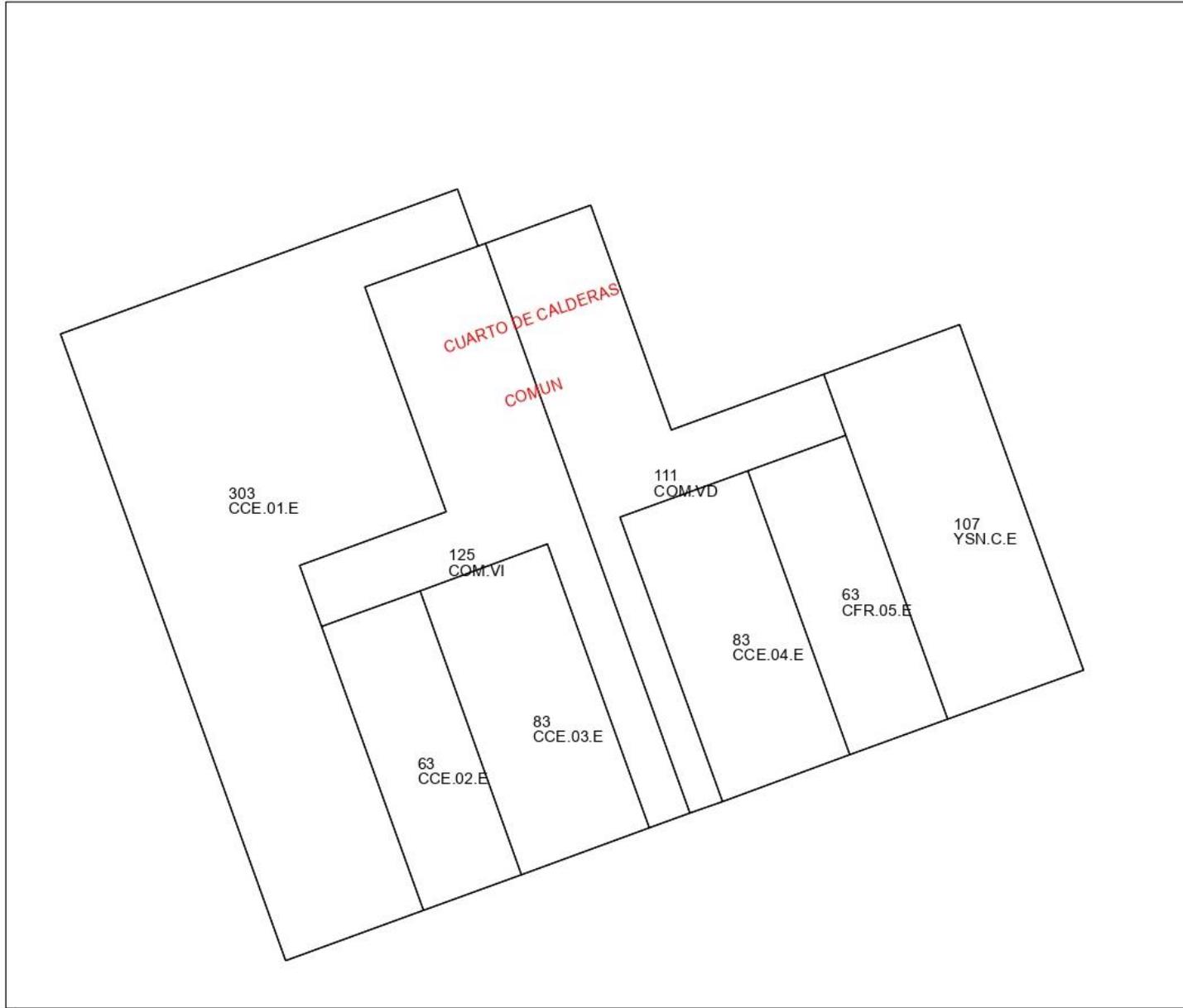
7 de octubre de 2024 10:39



| | |
|-----------------------|----------------------|
| SUPERFICIE PARCELA : | 1.078 m ² |
| SUPERFICIE CONSTRUIDA | |
| Sobre Rasante : | 6,707 m ² |
| Bajo Rasante : | 0 m ² |
| TOTAL : | 6,707 m ² |

CL MARQUES HERMIDA, 0024. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA : 1.078 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

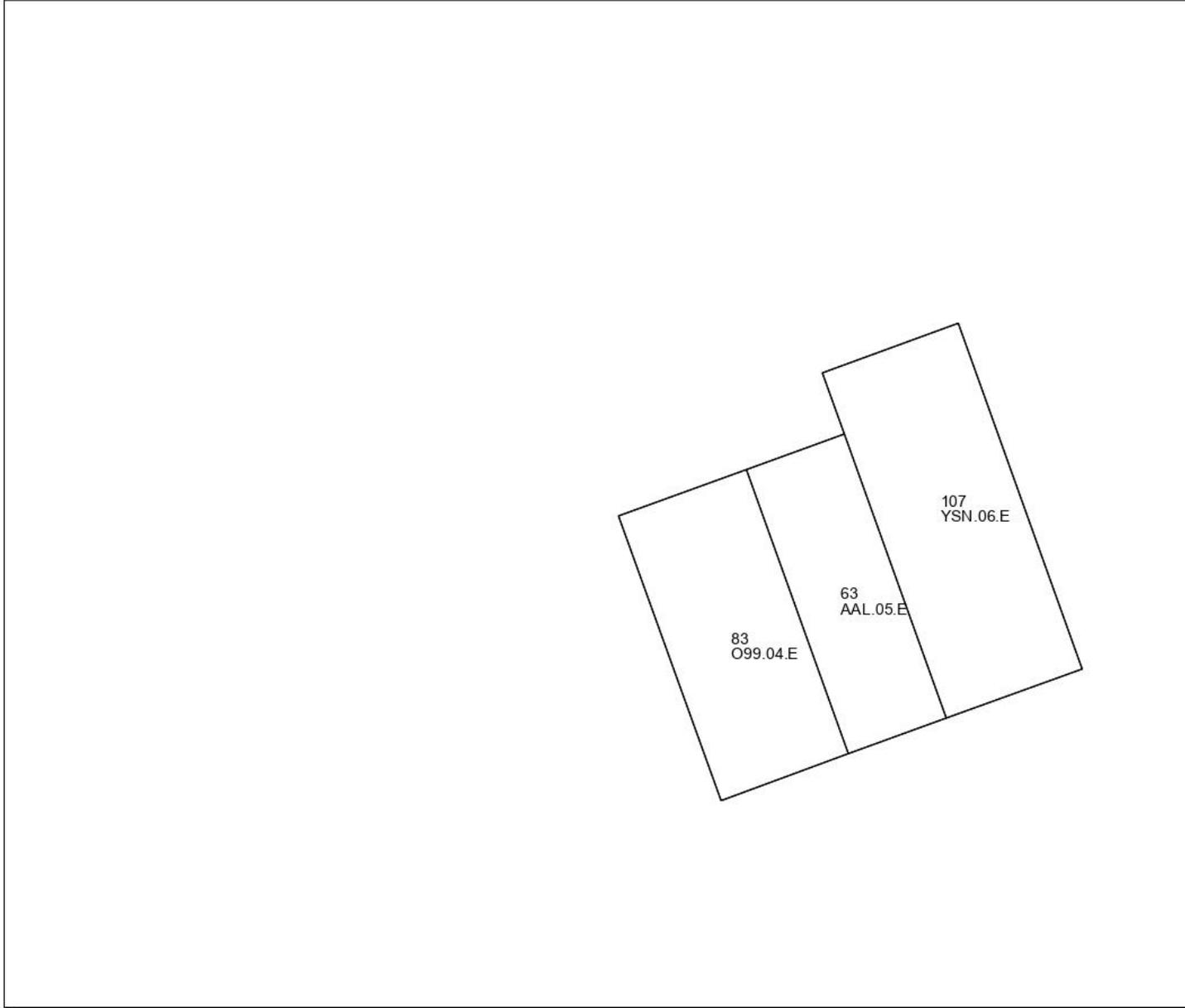
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| YSN.C.E | 107 | YSN |
| CCE.01.E | 303 | CCE |
| CCE.02.E | 63 | CCE |
| CCE.03.E | 83 | CCE |
| CCE.04.E | 83 | CCE |
| CFR.05.E | 63 | CFR |
| COM.VD | 111 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 125 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 938 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| CCE.01.E | 303 | CCE |
| COM.VI | 125 | ELEMENTOS COMUNES |
| CCE.02.E | 63 | CCE |
| CCE.03.E | 83 | CCE |
| COM.VD | 111 | ELEMENTOS COMUNES |
| CCE.04.E | 83 | CCE |
| CFR.05.E | 63 | CFR |
| YSN.C.E | 107 | YSN |
| TOTAL | 938 | |

CL MARQUES HERMIDA, 0024. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA : 1.078 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

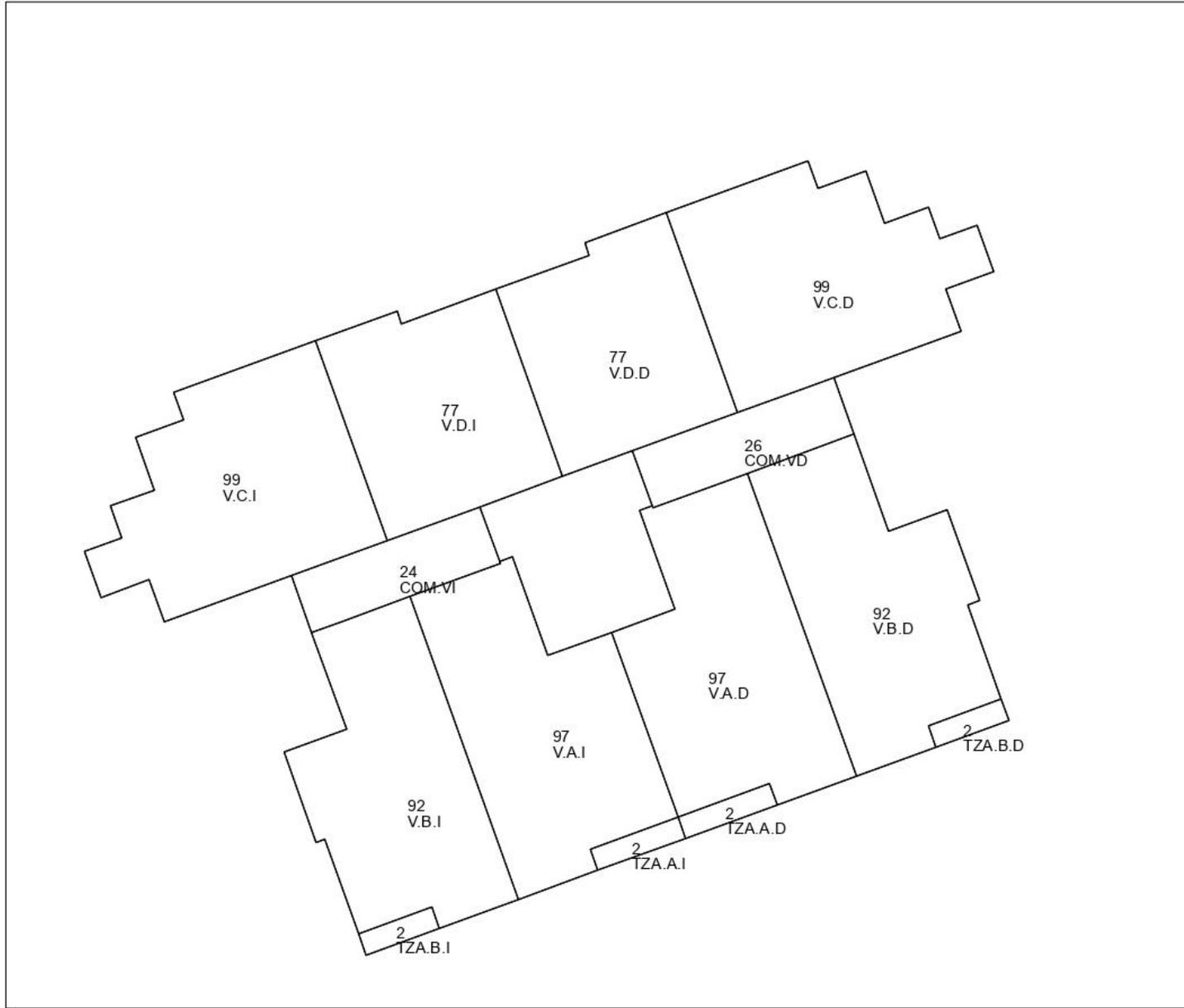
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| O99.04.E | 83 | O99 |
| AAL.05.E | 63 | ALMACEN |
| YSN.06.E | 107 | YSN |
| TOTAL | 253 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| AAL.05.E | 63 | ALMACEN |
| O99.04.E | 83 | O99 |
| YSN.06.E | 107 | YSN |
| TOTAL | 253 | |

CL MARQUES HERMIDA, 0024. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA : 1.078 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

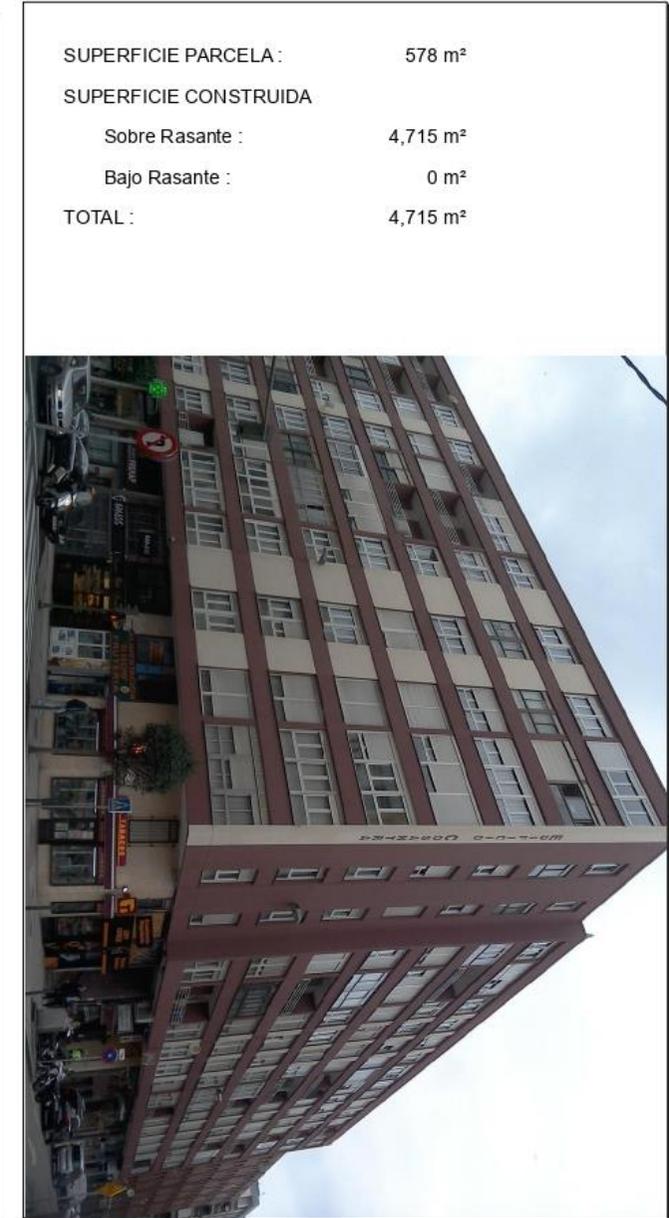
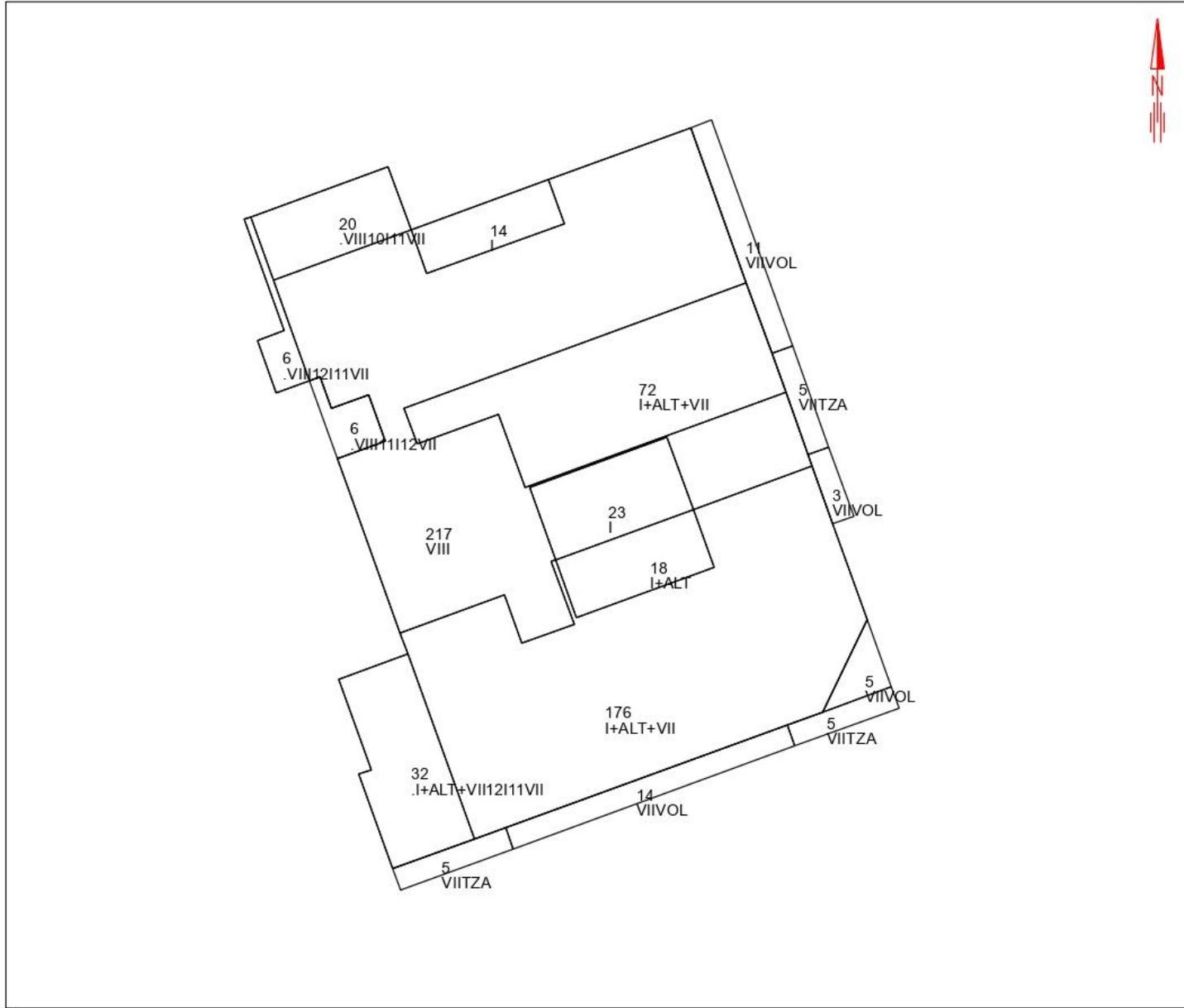
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| V.A.D | 99 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 94 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 99 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.D | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 99 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 94 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 99 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.I | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.VD | 26 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 24 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 788 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.VI | 24 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VD | 26 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.B.I | 2 | TERRAZA |
| TZA.A.I | 2 | TERRAZA |
| TZA.A.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.D | 2 | TERRAZA |
| V.C.I | 99 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 92 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.I | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 97 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.D | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.D | 97 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 99 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 92 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 788 | |

CL RUIZ ALDA, 0016. SANTANDER [Cantabria]

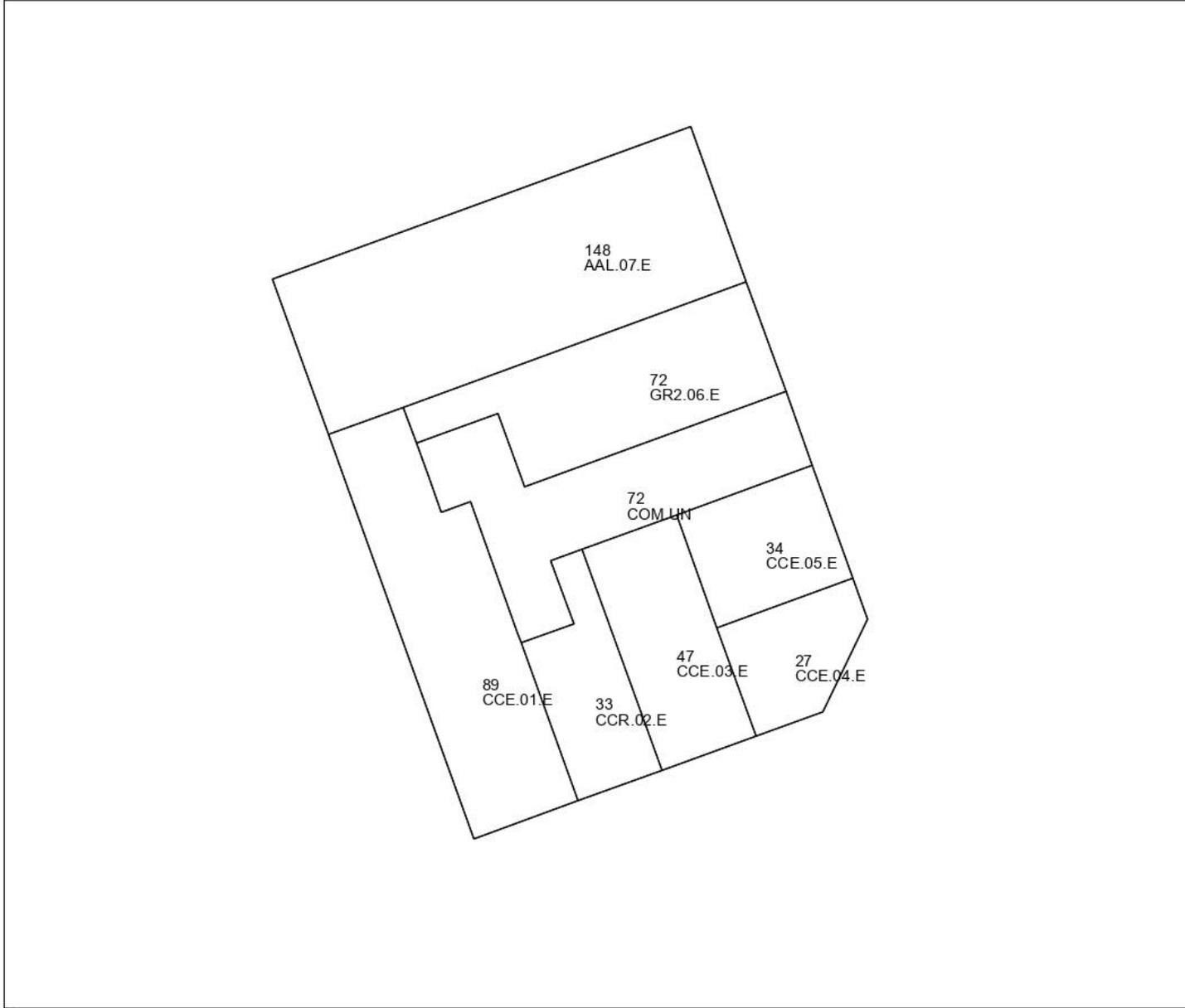
7 de octubre de 2024 10:39



| | |
|-----------------------|----------------------|
| SUPERFICIE PARCELA : | 578 m ² |
| SUPERFICIE CONSTRUIDA | |
| Sobre Rasante : | 4,715 m ² |
| Bajo Rasante : | 0 m ² |
| TOTAL : | 4,715 m ² |

CL RUIZ ALDA, 0016. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA : 578 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

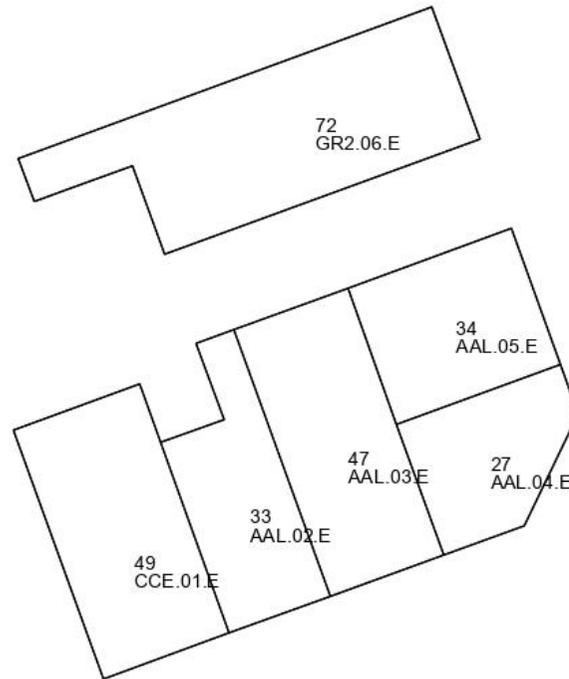
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| CCE.01.E | 89 | CCE |
| CCR.02.E | 33 | CCR |
| CCE.03.E | 47 | CCE |
| CCE.04.E | 27 | CCE |
| CCE.05.E | 34 | CCE |
| GR2.06.E | 72 | GR2 |
| AAL.07.E | 148 | ALMACEN |
| COM.UN | 72 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 522 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| AAL.07.E | 148 | ALMACEN |
| CCE.01.E | 89 | CCE |
| COM.UN | 72 | ELEMENTOS COMUNES |
| CCR.02.E | 33 | CCR |
| CCE.03.E | 47 | CCE |
| CCE.05.E | 34 | CCE |
| CCE.04.E | 27 | CCE |
| GR2.06.E | 72 | GR2 |
| TOTAL | 522 | |

CL RUIZ ALDA, 0016. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA : 578 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

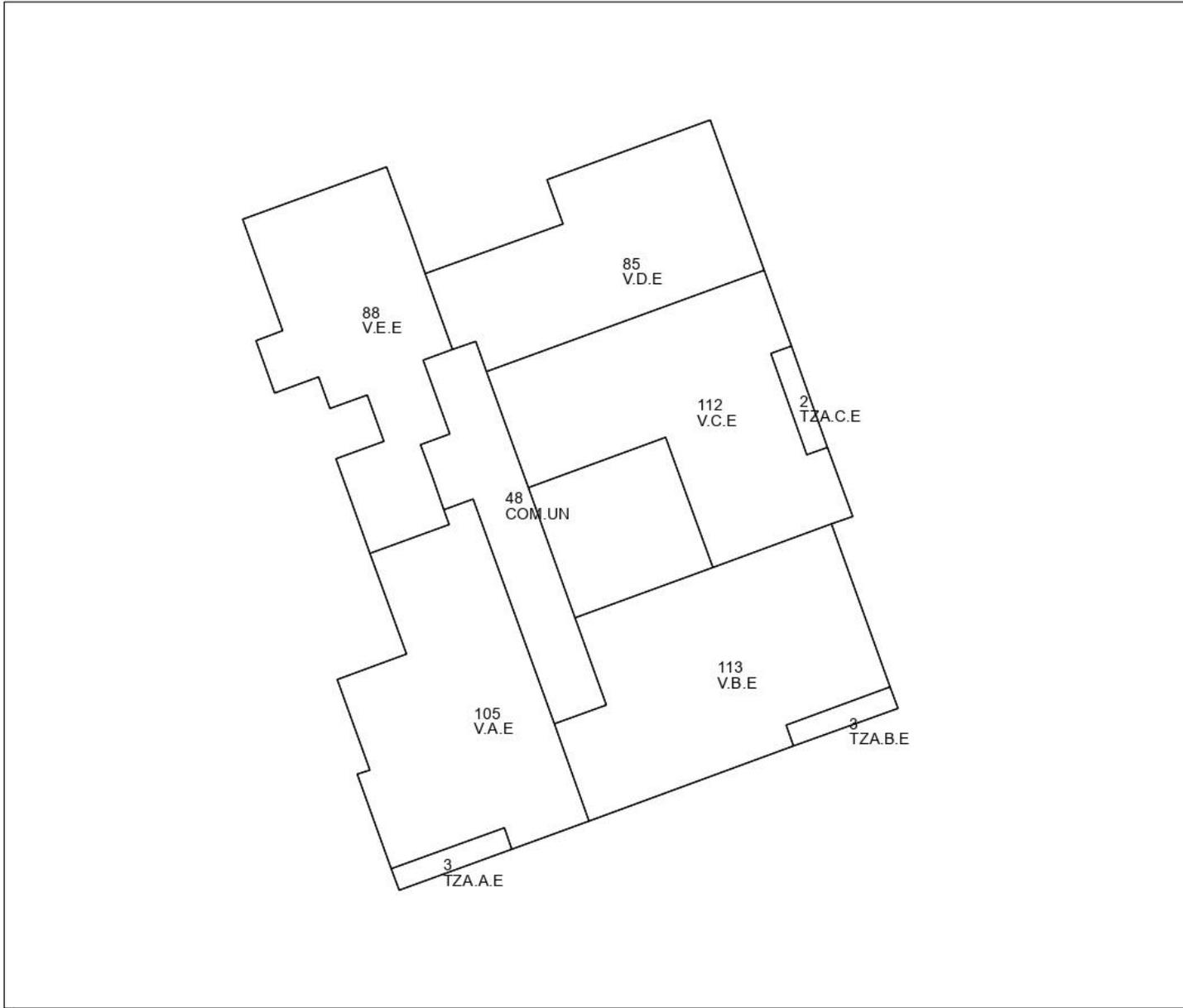
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| CCE.01.E | 49 | CCE |
| AAL.02.E | 33 | ALMACEN |
| AAL.03.E | 47 | ALMACEN |
| AAL.04.E | 27 | ALMACEN |
| AAL.05.E | 34 | ALMACEN |
| GR2.06.E | 72 | GR2 |
| TOTAL | 262 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| AAL.02.E | 33 | ALMACEN |
| AAL.03.E | 47 | ALMACEN |
| AAL.05.E | 34 | ALMACEN |
| AAL.04.E | 27 | ALMACEN |
| CCE.01.E | 49 | CCE |
| GR2.06.E | 72 | GR2 |
| TOTAL | 262 | |

CL RUIZ ALDA, 0016. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA: 578 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

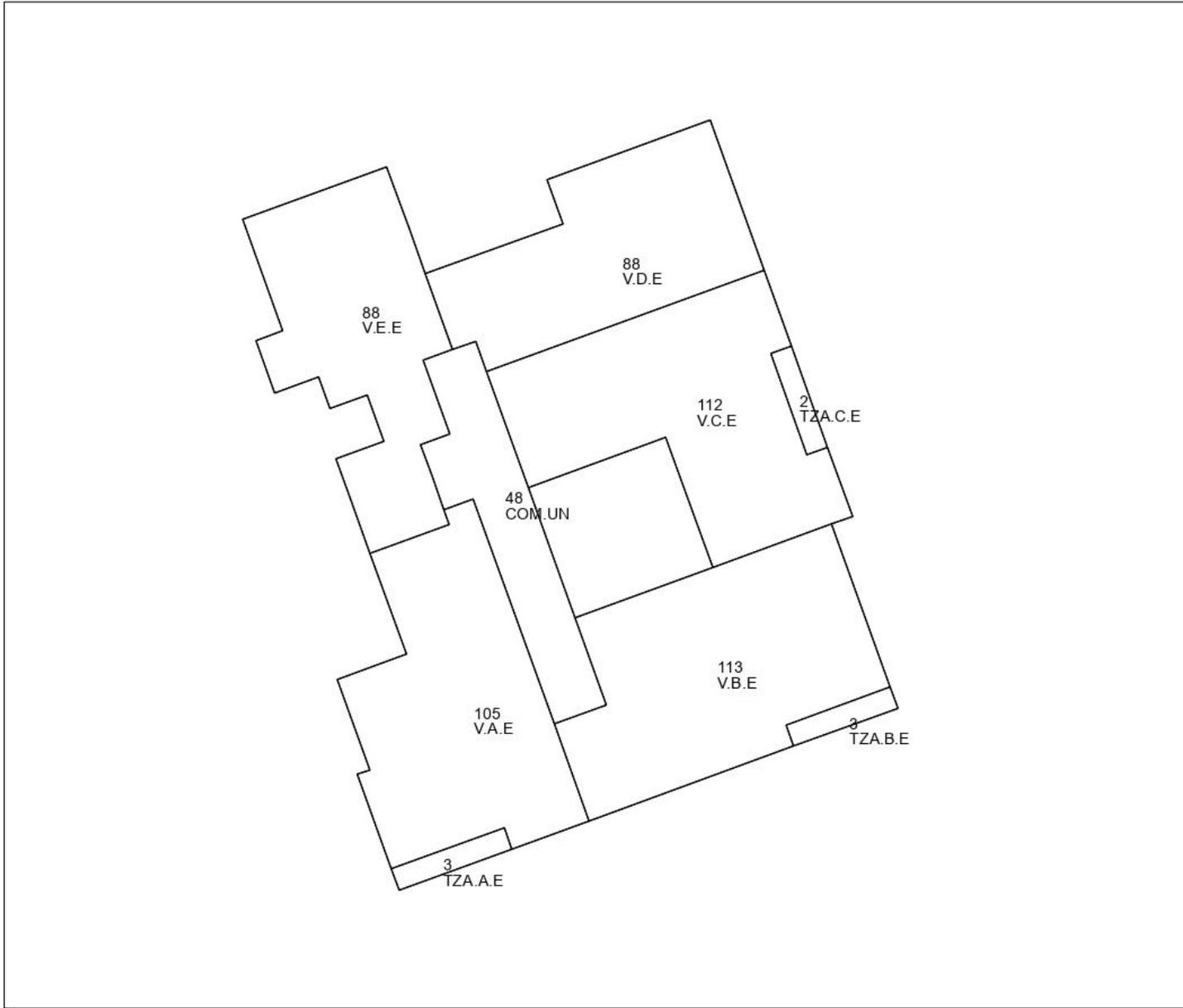
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| V.A.E | 108 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 116 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 114 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.E | 85 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.UN | 48 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 559 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.UN | 48 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.A.E | 3 | TERRAZA |
| TZA.C.E | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.E | 3 | TERRAZA |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.E | 105 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.E | 85 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 112 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 113 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 559 | |

CL RUIZ ALDA, 0016. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:39



SUPERFICIE PARCELA: 578 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

| Código | Sup. en m² | Descripción |
|--------------|------------|------------------------|
| V.A.E | 108 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 116 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 114 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.UN | 48 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 562 | |

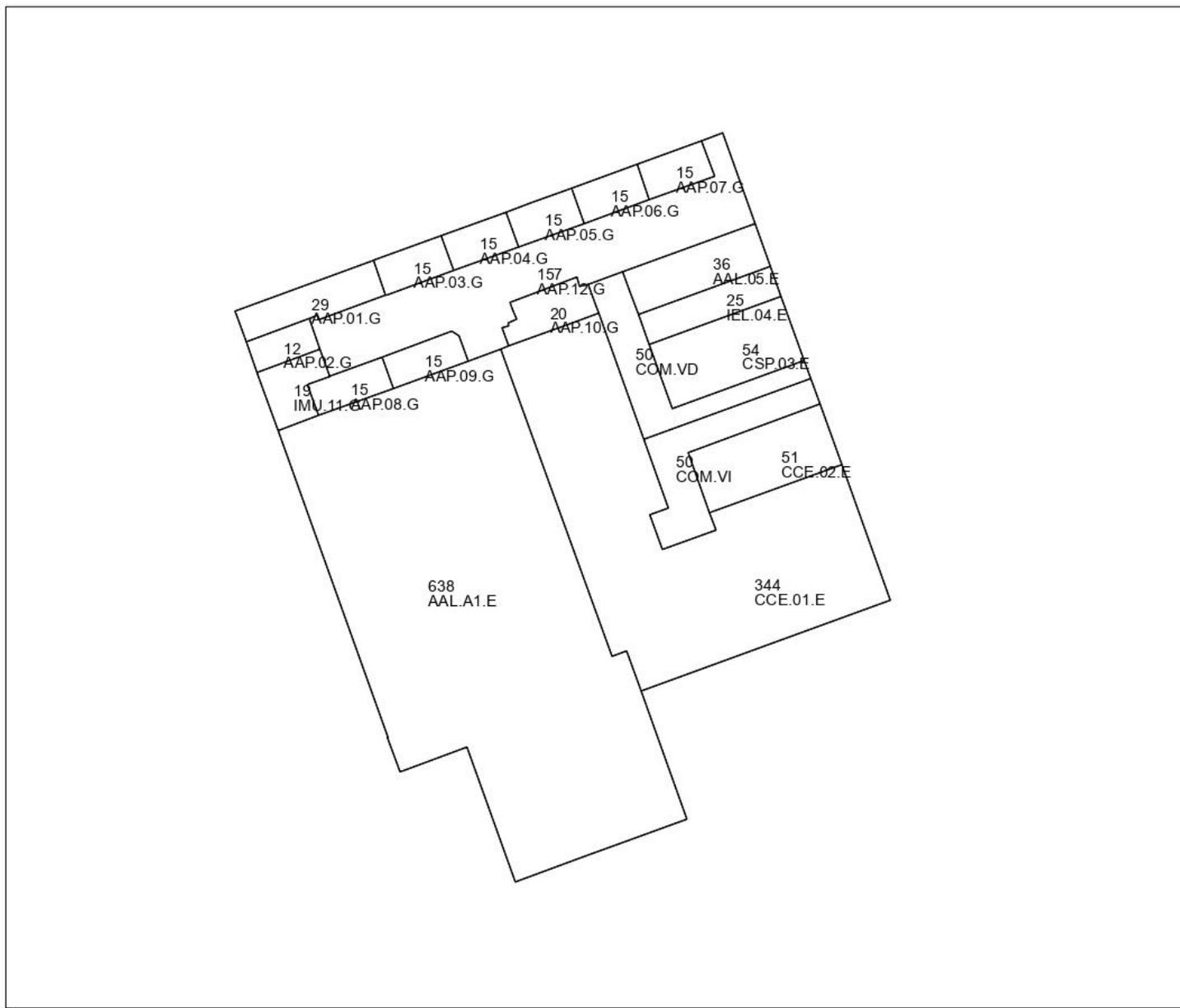
SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m² | Descripción |
|--------------|------------|------------------------|
| COM.UN | 48 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.A.E | 3 | TERRAZA |
| TZA.C.E | 2 | TERRAZA |
| TZA.B.E | 3 | TERRAZA |
| V.E.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.E | 105 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.E | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.E | 112 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.E | 113 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 562 | |



CL RUIZ ALDA, 0014. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



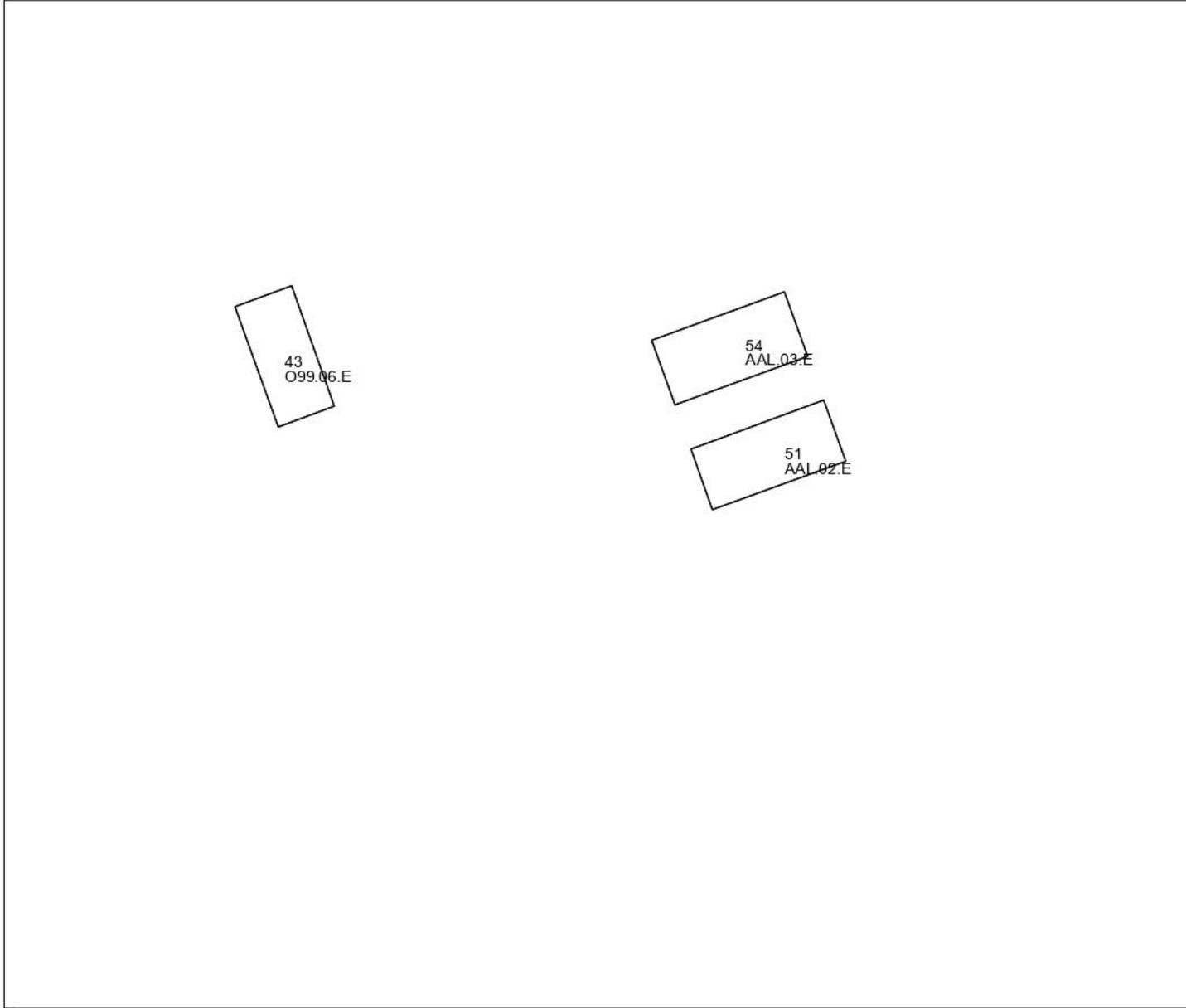
SUPERFICIE PARCELA: 1.375 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------------|
| CCE.01.E | 344 | CCE |
| CCE.02.E | 51 | CCE |
| CSP.03.E | 54 | CSP |
| IEL.04.E | 25 | IEL |
| AAL.05.E | 36 | ALMACEN |
| AAL.A1.E | 638 | ALMACEN |
| AAP.01.G | 29 | APARCAMIENTO |
| AAP.02.G | 12 | APARCAMIENTO |
| AAP.03.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.04.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.05.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.06.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.07.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.08.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.09.G | 15 | APARCAMIENTO |
| AAP.10.G | 20 | APARCAMIENTO |
| IMU.11.G | 19 | IMU |
| AAP.12.G | 157 | APARCAMIENTO |
| COM.VD | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 50 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 1590 | |

CL RUIZ ALDA, 0014. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



SUPERFICIE PARCELA : 1.375 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

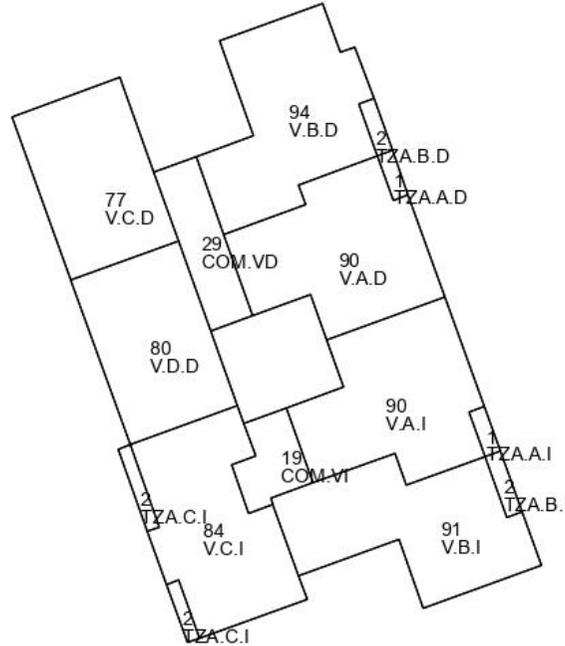
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| AAL.02.E | 51 | ALMACEN |
| AAL.03.E | 54 | ALMACEN |
| O99.06.E | 43 | O99 |
| TOTAL | 148 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|-------------|
| AAL.03.E | 54 | ALMACEN |
| AAL.02.E | 51 | ALMACEN |
| O99.06.E | 43 | O99 |
| TOTAL | 148 | |

CL RUIZ ALDA, 0014. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



SUPERFICIE PARCELA: 1.375 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

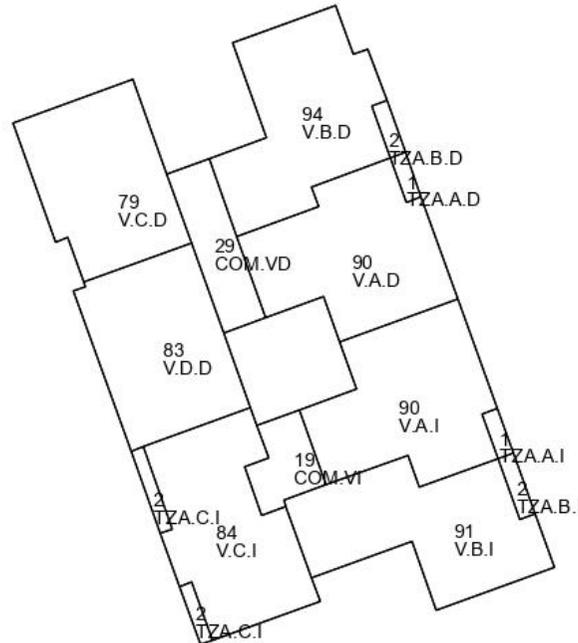
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| V.A.D | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 96 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.D | 80 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 93 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.VD | 29 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| TOTAL | 664 | |

SUPERFICIES GRÁFICAS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------------|------------------------|------------------------|
| COM.VD | 29 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.C.I | 4 | TERRAZA |
| TZA.B.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.A.D | 1 | TERRAZA |
| TZA.A.I | 1 | TERRAZA |
| TZA.B.I | 2 | TERRAZA |
| V.C.D | 77 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.D | 80 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 84 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 94 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.D | 90 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 90 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| TOTAL | 664 | |

CL RUIZ ALDA, 0014. SANTANDER [Cantabria]

7 de octubre de 2024 10:38



SUPERFICIE PARCELA : 1.375 m²

SUPERFICIES SEGÚN USOS

| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|--------|------------------------|------------------------|
| V.A.D | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 96 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.D | 79 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.D | 83 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 93 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 88 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| COM.VD | 29 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 19 | ELEMENTOS COMUNES |

TOTAL 669

SUPERFICIES GRÁFICAS

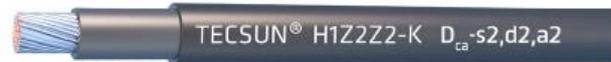
| Código | Sup. en m ² | Descripción |
|---------|------------------------|------------------------|
| COM.VD | 29 | ELEMENTOS COMUNES |
| COM.VI | 19 | ELEMENTOS COMUNES |
| TZA.C.I | 4 | TERRAZA |
| TZA.B.D | 2 | TERRAZA |
| TZA.A.D | 1 | TERRAZA |
| TZA.A.I | 1 | TERRAZA |
| TZA.B.I | 2 | TERRAZA |
| V.C.D | 79 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.D.D | 83 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.C.I | 84 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.D | 94 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.D | 90 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.B.I | 91 | RESIDENCIAL USO PROPIO |
| V.A.I | 90 | RESIDENCIAL USO PROPIO |

TOTAL 669

TECSUN - H1Z2Z2-K



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



D_{ca}s2,d2,a2
(secciones desde 1,5 a 10 mm²)



E_{ca}
(secciones superiores a 10 mm²)



N° DoP 1016009 (D_{ca}-s2,d2,a2)
 N° DoP 1007351 (E_{ca})

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

Ensayos de fuego que superan todas las secciones.



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



No propagación de incendio
 UNE-EN 50305-9



Libre de halógenos
 UNE-EN 50525-1



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



Baja emisión de gases corrosivos
 UNE-EN 50305 (ITC<3)

Ensayos de fuego adicionales para cables con secciones inferiores a 16 mm² (D_{ca}-s2,d2,a2)



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



Baja emisión de humos
 UNE-EN 50399



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



Baja emisión de calor
 UNE-EN 50399



Máxima resistencia al agua (AD8)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia a la abrasión



Apto para enterrar directamente

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

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones inferiores a 16 mm²):

- Clase de reacción al fuego (CPR): D_{ca}-s2,d2,a2.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
 UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones inferiores a 16 mm²):

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

- No propagación del incendio:
 UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 50525-1.
- Baja emisión de humos:
 UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
 UNE-EN 60754-2.
- Baja emisión de gases tóxicos:
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 50305 (ITC<3).
- Baja emisión de calor:
 UNE-EN 50399.

TECSUN - H1Z2Z2-K

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



Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones superiores a 10 mm²):

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

Normativa de fuego completa (incluidas normas

aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones superiores a 10 mm²):

- No propagación de la llama:
[UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
- No propagación del incendio:
 UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:
 UNE-EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases tóxicos:
 UNE-EN 50305 (ITC<3).

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

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

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h;
 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

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

3. Cubierta

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

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

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

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

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53).

TECSUN - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.) (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
 Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



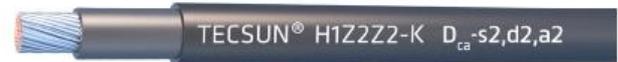
| Ensayos adicionales cable TECSUN | |
|--|---|
| Vida estimada | 30 años |
| Certificación | TÜV y VDE |
| Apto para instalación directamente enterrado | Sí |
| Doble aislamiento (clase II) | Sí |
| Temperatura máxima del conductor | 90°C (120 °C, 20000 h) 250°C (cortocircuito) |
| Adecuado para sistemas anti-PID | Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V) |
| Máxima tensión de tracción | 50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado) |
| Resistencia al ozono | IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B |
| Resistencia a los rayos UVA | IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo B Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según UNE-EN 50289-4-17, (Método A) |
| Resistencia a la absorción agua | EN 60811-402 |
| Protección contra el agua | AD8 (sumersión permanente) |
| Resistencia a aceites minerales | VDE 0473-811-404, EN 60811-404 (24h; 100 °C) |
| Resistencia a ácidos y bases | IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404) |
| Resistencia al amoníaco | Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco. |
| Prueba de contracción | IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2%) |
| Resistencia al calor húmedo | IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000h a 90 °C y 85% de humedad para 85% IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78 |
| Respetuoso con el medio ambiente | Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea |

| | |
|---|--|
| Penetración dinámica | IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D |
| Doblado y alargamiento a baja temperatura | Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505 |
| Resistencia al impacto en frío | Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506 |
| Presión a temperatura elevada | < 50% según UNE-EN 60811-508 |
| Dureza Prysmian | Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868 |
| Resistencia a la abrasión | Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 <ul style="list-style-type: none"> • Contra papel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra metal. • Cubierta contra plásticos. |
| Durabilidad del marcado | IEC 62930; UNE-EN 50396 |

TECSUN - H1Z2Z2-K



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



Datos técnicos

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro máximo del conductor (mm) (1) | Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm) | Radio mínimo de curvatura dinámico (mm) | Radio mínimo de curvatura estático (mm) | Peso (kg/km) (1) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad admisible al aire (2) (A) | Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3) | Intensidad admisible enterrado directamente o bajo tubo enterrado (4) (A) | Caída de tensión (V/A.km) (2) |
|--|--|---|---|---|------------------|--|--------------------------------------|---|---|-------------------------------|
| 1x1,5 | 1,6 | 4,4 | 20 | 15 | 35 | 13,7 | 24 | 30 | 24 | 27,4 |
| 1x2,5 | 1,9 | 4,8 | 22 | 17 | 46 | 8,21 | 34 | 41 | 32 | 16,42 |
| 1x4 | 2,4 | 5,3 | 24 | 18 | 61 | 5,09 | 46 | 55 | 42 | 10,18 |
| 1x6 | 2,9 | 5,9 | 26 | 20 | 80 | 3,39 | 59 | 70 | 53 | 6,78 |
| 1x10 | 4 | 7,0 | 30 | 23 | 122 | 1,95 | 82 | 98 | 70 | 3,90 |
| 1x16 | 5,6 | 9,0 | 39 | 30 | 200 | 1,24 | 110 | 132 | 91 | 2,48 |
| 1x25 | 6,4 | 10,3 | 45 | 34 | 290 | 0,795 | 140 | 176 | 116 | 1,59 |
| 1x35 | 7,5 | 11,7 | 63 | 50 | 400 | 0,565 | 182 | 218 | 140 | 1,13 |
| 1x50 | 9 | 13,5 | 73 | 58 | 560 | 0,393 | 220 | 276 | 166 | 0,786 |
| 1x70 | 10,8 | 15,5 | 83 | 66 | 750 | 0,277 | 282 | 347 | 204 | 0,554 |
| 1x95 | 12,6 | 17,7 | 94 | 75 | 970 | 0,210 | 343 | 416 | 241 | 0,42 |
| 1x120 | 14,2 | 19,2 | 122 | 82 | 1220 | 0,164 | 397 | 488 | 275 | 0,328 |
| 1x150 | 15,8 | 21,4 | 136 | 91 | 1500 | 0,132 | 458 | 566 | 311 | 0,264 |
| 1x185 | 17,4 | 23,7 | 151 | 101 | 1840 | 0,108 | 523 | 644 | 348 | 0,216 |
| 1x240 | 20,4 | 27,1 | 171 | 114 | 2400 | 0,0817 | 617 | 775 | 402 | 0,1634 |

(1) Valores aproximados.

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

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

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

(4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con (4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con resistencia térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W. XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) (monofofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

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



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



C_{ca}-s1b,d1,a1



N° DoP 1003875



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



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



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



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



Baja emisión de gases tóxicos
 UNE-EN 60754-2
 NFC 20454. It=1
 DEF-STAN 02-713



Baja emisión de humos
 UNE-EN 50399



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



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



Baja emisión de calor
 UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento De gotas / partículas Inflammadas
 UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

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

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

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

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

- No propagación de la llama:

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

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

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



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



Máxima pelabilidad

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



Limpio y ecológico

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

Aplicaciones

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

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

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

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

NOTA: para tuneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase B_{2ca}-s1a, d1, a1.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido.

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

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

2. Aislamiento

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

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

3. Elemento separador

Capa especial antiadherente.

4. Relleno (si aplica)

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

5. Cubierta

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

Color: verde.

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



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



Datos técnicos

| Número de conductores x sección (mm²) | Espesor de aislamiento (mm) (1) | Diámetro exterior (mm) (1) | Peso (kg/km) (1) | Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km | Intensidad admisible al aire (2) (A) | Intensidad admisible enterrado (3) (A) | Caída de tensión (V/A km) (2) | |
|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------|--|--------------------------------------|--|-------------------------------|-------------|
| | | | | | | | cos Φ = 1 | cos Φ = 0,8 |
| 1x1,5 | 0,7 | 7 | 67 | 13,3 | 21 | 21 | 26,5 | 21,36 |
| 1x2,5 | 0,7 | 7,5 | 79 | 7,98 | 30 | 27 | 15,92 | 12,88 |
| 1x4 | 0,7 | 8 | 97 | 4,95 | 40 | 35 | 9,96 | 8,1 |
| 1x6 | 0,7 | 8,5 | 120 | 3,3 | 52 | 44 | 6,74 | 5,51 |
| 1x10 | 0,7 | 9,6 | 167 | 1,91 | 72 | 58 | 4 | 3,31 |
| 1x16 | 0,7 | 10,6 | 226 | 1,21 | 97 | 75 | 2,51 | 2,12 |
| 1x25 | 0,9 | 12,3 | 321 | 0,78 | 122 | 96 | 1,59 | 1,37 |
| 1x35 | 0,9 | 13,8 | 421 | 0,55 | 153 | 117 | 1,15 | 1,01 |
| 1x50 | 1 | 15,4 | 579 | 0,38 | 188 | 138 | 0,85 | 0,77 |
| 1x70 | 1,1 | 17,3 | 780 | 0,27 | 243 | 170 | 0,59 | 0,56 |
| 1x95 | 1,1 | 19,2 | 995 | 0,20 | 298 | 202 | 0,42 | 0,43 |
| 1x120 | 1,2 | 21,3 | 1240 | 0,16 | 350 | 230 | 0,34 | 0,36 |
| 1x150 | 1,4 | 23,4 | 1529 | 0,12 | 401 | 260 | 0,27 | 0,31 |
| 1x185 | 1,6 | 25,6 | 1826 | 0,10 | 460 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 1x240 | 1,7 | 28,6 | 2383 | 0,08 | 545 | 336 | 0,17 | 0,22 |
| 1x300 | 1,8 | 31,3 | 2942 | 0,06 | 630 | 380 | 0,14 | 0,19 |
| 1x400 | 2 | 36 | 3921 | 0,05 | | 446 | 0,11 | 0,17 |
| 2x1,5 | 0,7 | 10 | 134 | 13,3 | 23 | 24 | 30,98 | 24,92 |
| 2x2,5 | 0,7 | 10,9 | 169 | 7,98 | 32 | 32 | 18,66 | 15,07 |
| 2x4 | 0,7 | 11,8 | 213 | 4,95 | 44 | 42 | 11,68 | 9,46 |
| 2x6 | 0,7 | 12,9 | 271 | 3,3 | 57 | 53 | 7,90 | 6,42 |
| 2x10 | 0,7 | 15,2 | 399 | 1,91 | 78 | 70 | 4,67 | 3,84 |
| 2x16 | 0,7 | 17,7 | 566 | 1,21 | 104 | 91 | 2,94 | 2,45 |
| 2x25 | 0,9 | Consultar | Consultar | 0,78 | 135 | 116 | 1,86 | 1,59 |
| 2x35 | 0,9 | Consultar | Consultar | 0,55 | 168 | 140 | 1,34 | 1,16 |
| 2x50 | 1 | Consultar | Consultar | 0,38 | 204 | 166 | 0,99 | 0,88 |
| 3G1,5 | 0,7 | 10,4 | 150 | 13,3 | 23 | 24 | 30,98 | 24,92 |
| 3G2,5 | 0,7 | 11,4 | 193 | 7,98 | 32 | 32 | 18,66 | 15,07 |
| 3G4 | 0,7 | 12,4 | 250 | 4,95 | 44 | 42 | 11,68 | 9,46 |
| 3G6 | 0,7 | 13,6 | 324 | 3,3 | 57 | 53 | 7,90 | 6,42 |
| 3G10 | 0,7 | 16 | 486 | 1,91 | 78 | 70 | 4,67 | 3,84 |
| 3G16 | 0,7 | 18,7 | 696 | 1,21 | 104 | 91 | 2,94 | 2,45 |
| 3x25 | 0,9 | Consultar | Consultar | 0,78 | 115 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 3x35 | 0,9 | Consultar | Consultar | 0,55 | 143 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 3x50 | 1 | Consultar | Consultar | 0,38 | 174 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 3x70 | 1,1 | Consultar | Consultar | 0,27 | 223 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 3x95 | 1,1 | Consultar | Consultar | 0,20 | 271 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 3x120 | 1,2 | Consultar | Consultar | 0,16 | 314 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 3x150 | 1,4 | Consultar | Consultar | 0,12 | 359 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 3x185 | 1,6 | Consultar | Consultar | 0,10 | 409 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 3x240 | 1,7 | Consultar | Consultar | 0,08 | 489 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 3x300 | 1,8 | Consultar | Consultar | 0,06 | 549 | 380 | 0,14 | 0,18.../... |

(1) Valores aproximados.

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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



Datos técnicos

| Número de conductores x sección (mm²) | Espesor de aislamiento (mm) (1) | Diámetro exterior (mm) (1) | Peso (kg/km) (1) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad admisible al aire (2) (A) | Intensidad admisible enterrado (3) (A) | Caída de tensión (V/A km) (2) y (3) | |
|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------|--|--------------------------------------|--|-------------------------------------|-------------|
| | | | | | | | cos Φ = 1 | cos Φ = 0,8 |
| .../...3 x 25/16 | 0,9/0,7 | Consultar | Consultar | 0,780/1,21 | 115 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 3 x 35/16 | 0,9/0,7 | Consultar | Consultar | 0,554/1,21 | 143 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 3 x 50/25 | 1,0/0,9 | Consultar | Consultar | 0,386/0,780 | 174 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 3 x 70/35 | 1,1/0,9 | Consultar | Consultar | 0,272/0,554 | 223 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 3 x 95/50 | 1,1/1,0 | Consultar | Consultar | 0,206/0,386 | 271 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 3 x 120/70 | 1,2/1,1 | Consultar | Consultar | 0,161/0,272 | 314 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 3 x 150/70 | 1,4/1,1 | Consultar | Consultar | 0,129/0,272 | 359 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 3 x 185/95 | 1,6/1,1 | Consultar | Consultar | 0,106/0,206 | 409 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 3 x 240/120 | 1,7/1,2 | Consultar | Consultar | 0,0801/0,161 | 489 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 3 x 300/150 | 1,8/1,4 | Consultar | Consultar | 0,0641/0,129 | 549 | 380 | 0,14 | 0,18 |
| 4 G 1,5 | 0,7 | 11,2 | 173 | 13,3 | 20 | 21 | 26,94 | 21,67 |
| 4 G 2,5 | 0,7 | 12,3 | 227 | 7,98 | 28 | 27 | 16,23 | 13,1 |
| 4 G 4 | 0,7 | 13,4 | 298 | 4,95 | 38 | 35 | 10,16 | 8,23 |
| 4 G 6 | 0,7 | 14,7 | 391 | 3,3 | 49 | 44 | 6,87 | 5,59 |
| 4 G 10 | 0,7 | 17,5 | 593 | 1,91 | 68 | 58 | 4,06 | 3,34 |
| 4 G 16 | 0,7 | 20,4 | 855 | 1,21 | 91 | 75 | 2,56 | 2,13 |
| 4 x 25 | 0,9 | 24,3 | 1267 | 0,78 | 115 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 4 x 35 | 0,9 | 28,4 | 1792 | 0,55 | 143 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 4 x 50 | 1,0 | 32,5 | 2439 | 0,38 | 174 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 4 x 70 | 1,1 | 37,1 | 3359 | 0,27 | 223 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 4 x 95 | 1,1 | 41,2 | 4276 | 0,20 | 271 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 4 x 120 | 1,2 | 46,7 | 5500 | 0,16 | 314 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 4 x 150 | 1,4 | 51,8 | 6750 | 0,12 | 359 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 4 x 185 | 1,6 | 57,6 | 8172 | 0,10 | 409 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 4 x 240 | 1,7 | 64,4 | 10642 | 0,08 | 489 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 5 G 1,5 | 0,7 | 12 | 202 | 13,3 | 20 | 21 | 26,94 | 21,67 |
| 5 G 2,5 | 0,7 | 13,3 | 266 | 7,98 | 28 | 27 | 16,23 | 13,1 |
| 5 G 4 | 0,7 | 14,5 | 351 | 4,95 | 38 | 35 | 10,16 | 8,23 |
| 5 G 6 | 0,7 | 16 | 467 | 3,3 | 49 | 44 | 6,87 | 5,59 |
| 5 G 10 | 0,7 | 19 | 711 | 1,91 | 68 | 58 | 4,06 | 3,34 |
| 5 G 16 | 0,7 | 22,2 | 1028 | 1,21 | 91 | 75 | 2,56 | 2,13 |
| 5 G 25 | 0,9 | 26,6 | 1529 | 0,78 | 115 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 5 G 35 | 0,9 | 31,4 | 2169 | 0,55 | 143 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 5 G 50 | 1,0 | 35,2 | 2969 | 0,38 | 174 | 138 | - | - |

(1) Valores aproximados.

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

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

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

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

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

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

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

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

ANEXO III. ESTUDIO DE VIABILIDAD

La selección del módulo fotovoltaico a instalar en la azotea del edificio se ha realizado en base a los resultados de viabilidad económica obtenidos para los modelos previamente seleccionados. El módulo que ha mostrado la mayor rentabilidad económica se ha elegido para proceder con el dimensionamiento del resto de la instalación, incluyendo el cableado y la configuración del sistema eléctrico.

El estudio de viabilidad requiere, en primer lugar, elaborar un presupuesto estimativo de la instalación, que representa la inversión a realizar. A continuación, es necesario estimar la producción de energía eléctrica de la instalación, la cual permitirá un ahorro y unos ingresos que favorezcan la amortización de la inversión inicial. Una recuperación de la inversión en un menor tiempo hace que la combinación de módulos seleccionada sea más atractiva en comparación con las otras opciones seleccionadas.

Para calcular la energía eléctrica generada por la instalación, es esencial considerar la influencia de la localización en la irradiación que reciben los paneles solares, especialmente en relación con las posibles sombras que puedan obstaculizarla. En este sentido, se utilizarán datos reales de PVGIS para obtener información sobre la temperatura ambiental y la irradiación, lo que permitirá calcular la producción del módulo a lo largo de un año. Además, se deberá determinar el número de inversores necesarios para estimar de manera aproximada el coste total de la instalación y, finalmente, realizar el estudio de viabilidad a 25 años vista.

1. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR SOMBRAS

A pesar de que se espera que las pérdidas por sombras sean mínimas, ya que los edificios circundantes tienen una altura similar al edificio de la instalación, es importante llevar a cabo el cálculo para confirmar esta hipótesis. Para poder realizar este análisis, se seguirán los pasos marcados por el documento "PCT FV conectadas a red IDAE", que describe un método para calcular las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debido a sombras circundantes. El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Esto permitirá verificar que, efectivamente, no existen obstrucciones significativas que puedan disminuir la irradiación en los paneles solares, garantizando así la eficiencia y rentabilidad de la instalación propuesta.

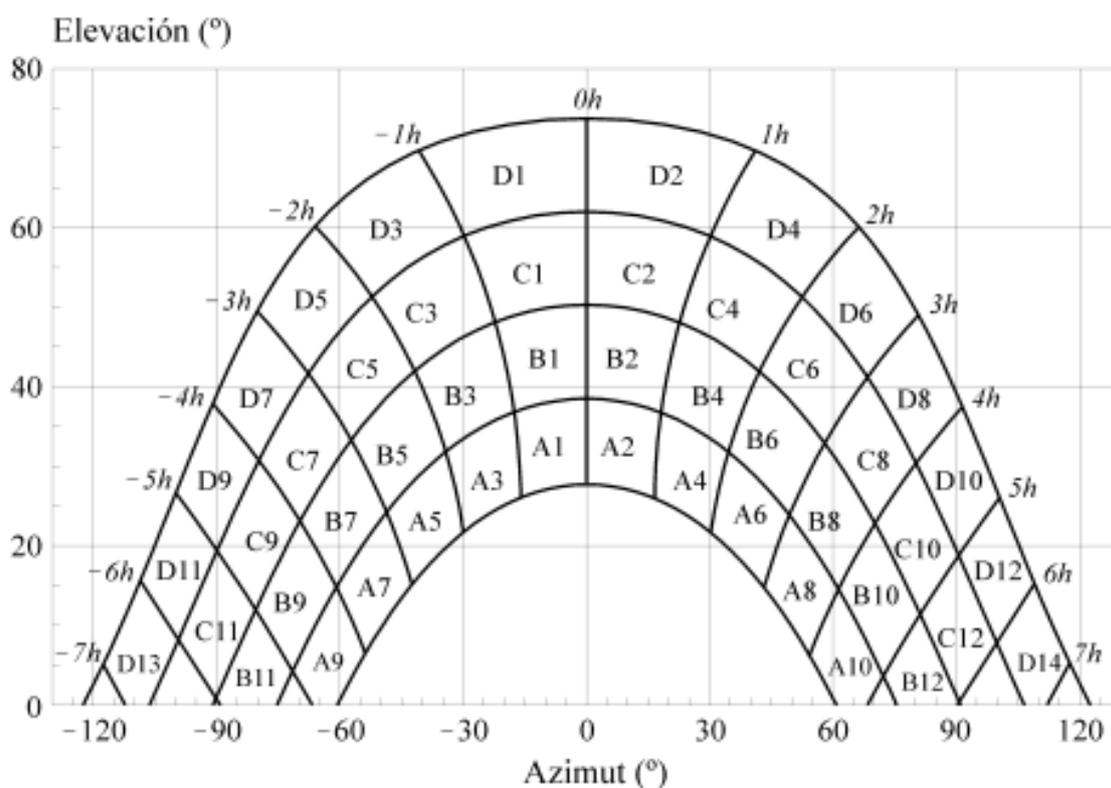


Figura 25: Diagrama de trayectorias del Sol. [17]

Comenzaremos calculando las distancias en coordenadas cartesianas de los vértices de los edificios circundantes al centro inferior de la superficie de captación de los paneles solares de la instalación.

Para ello se realiza una simulación de la zona en AutoCAD y se miden dichas coordenadas:

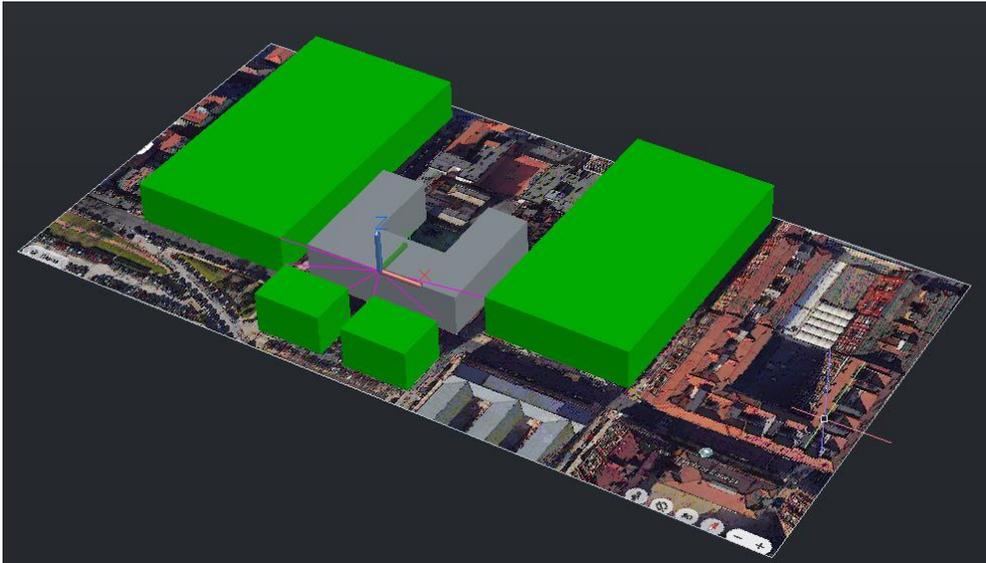


Figura 26: Representación en AutoCAD.

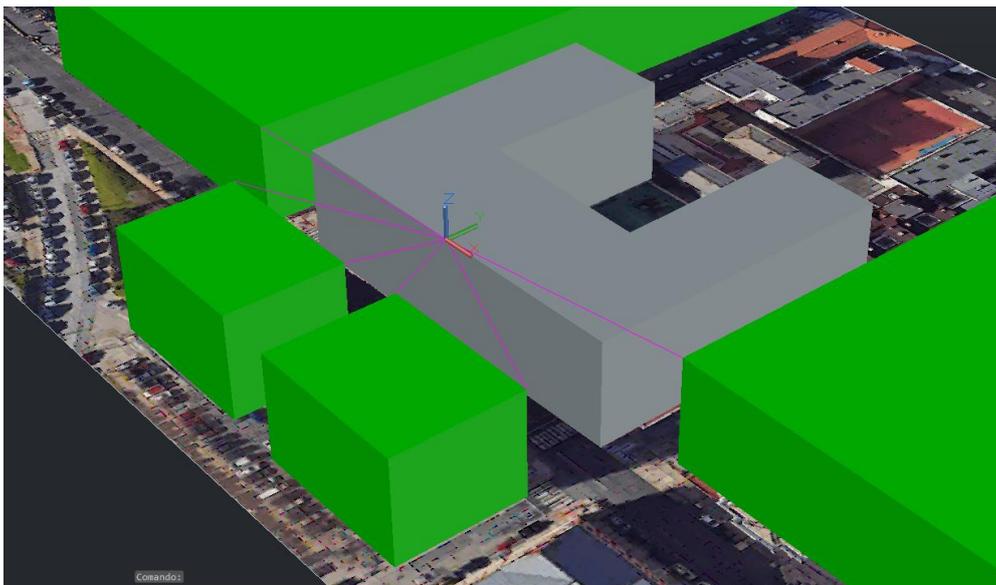


Figura 27: Representación en AutoCAD.

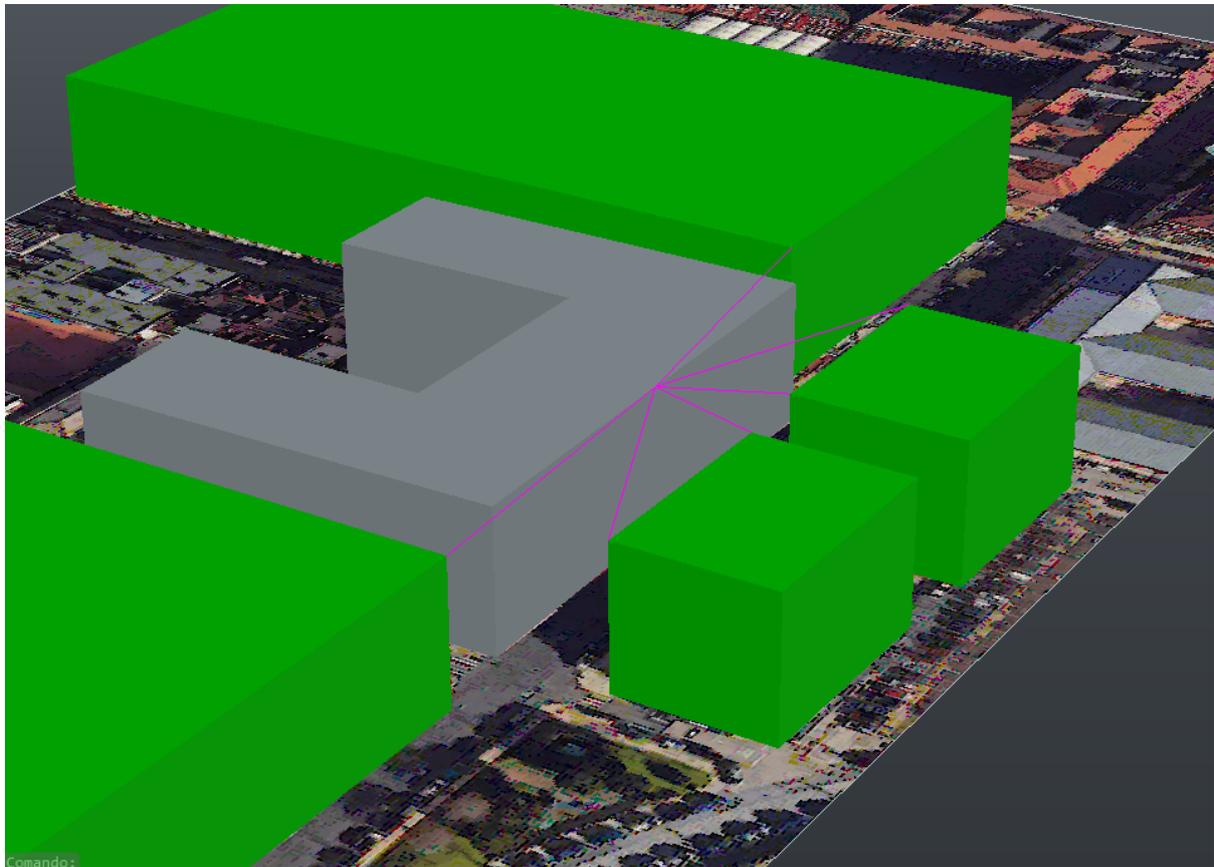


Figura 28: Representación en AutoCAD.

Obtenemos los siguientes resultados en las coordenadas y distancias de los puntos al centro:

| Vértice | X | Y | Z |
|---------|-----|-----|---|
| A | -64 | -3 | 0 |
| B | -48 | -20 | 0 |
| C | -7 | -21 | 0 |
| D | 8 | -20 | 0 |
| E | 50 | -20 | 0 |
| F | 61 | 8 | 0 |

Tabla 38: Resultados de las coordenadas de los vértices.

El primer paso para poder trasladar estas coordenadas a la gráfica anterior y calcular las pérdidas es transformar estas coordenadas cartesianas en esféricas y de esta manera obtener la elevación (eje vertical) y el azimut (eje horizontal), se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$\gamma_p \text{ (azimut)} = \begin{cases} 90^\circ - \tan^{-1}\left(\frac{y}{x}\right) + \psi_c \text{ para cuadrantes 1 y 4.} \\ -90^\circ - \tan^{-1}\left(\frac{y}{x}\right) + \psi_c \text{ para cuadrantes 2 y 3.} \end{cases}$$

$$\alpha_p \text{ (elevación)} = \tan^{-1}\left(\frac{z}{\sqrt{x^2 + y^2}}\right)$$

Siendo ψ_c el ángulo de corrección, utilizado cuando el eje de coordenadas no coincide con el sistema de ejes cardinales.

En este caso su valor es de aproximadamente 30° Quedando los siguientes resultados a las anteriores coordenadas:

| Vértice | Azimut | Elevación |
|---------|--------------|-----------|
| A | -62,68377516 | 0 |
| B | -82,61986495 | 0 |
| C | -131,5650512 | 0 |
| D | 188,1985905 | 0 |
| E | 141,8014095 | 0 |
| F | 112,5284408 | 0 |

Tabla 39: Transformación a coordenadas esféricas.

El siguiente paso sería representar estos valores en el diagrama, pero debido a que la elevación (eje Y) es 0 para todos los vértices de los edificios circundantes, la representación sería únicamente una línea recta en el eje X, de esto podemos extraer que no se producirán pérdidas por sombras debidas a los edificios circundantes.

2. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Para la instalación de módulos fotovoltaicos en la azotea que se propone en el presente documento, fue necesario desviar los paneles de la orientación óptima (que es la sur pura) 30° hacia el este midiendo desde el sur, debido a la disposición del tejado y a las limitaciones de espacio. Los paneles se orientaron con un azimut de 30° en sentido antihorario hacia el este, permitiendo maximizar el número de paneles instalados, lo cual es esencial para obtener una mayor producción de energía en la instalación diseñada.

El desvío de los módulos con respecto a la orientación sur producirá unas pérdidas que han de ser calculadas, estas pérdidas relacionadas con la orientación e inclinación de los módulos serán calculadas siguiendo el método propuesto en el documento "PCT FV conectadas a red IDAE". Este procedimiento se utiliza para determinar los límites de inclinación aceptables y las pérdidas asociadas con la orientación e inclinación del generador respecto a la posición óptima, garantizando que la instalación no sufra pérdidas significativas que comprometan su viabilidad económica del proyecto.

El procedimiento seguido para calcular las pérdidas está basado en los siguientes pasos, recogidos en el documento del IDAE anteriormente citado:

1. Determinación del ángulo de azimut e inclinación: el primer paso será establecer la orientación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta. En este caso, se orientarán con un ángulo de azimut de 30° respecto al sur y una inclinación de 33° para el caso de los módulos sobre las casetas y 24° (coplanar) para el caso de los paneles sobre el tejado de teja, dado que la estructura del tejado y las limitaciones espaciales así lo exigían.

2. Cálculo de límites de inclinación permitidos: según el método del IDAE, se calculan los límites de inclinación del generador para garantizar que las pérdidas por inclinación no superen el 20%. En el caso de la latitud de la zona (43.5°), se calcularon los valores máximos y mínimos de inclinación permitidos utilizando las siguientes fórmulas, las cuales permiten ajustar los valores de inclinación recomendados para una latitud de 41° a la latitud específica de nuestra ubicación:

- Inclinación máxima:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación máxima para } 41^\circ - (41^\circ - \text{latitud})$$

- Inclinación mínima:

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación mínima para } 41^\circ - (41^\circ - \text{latitud})$$

Donde:

- Inclinación máxima para 41° : 60°
- Inclinación mínima para 41° : 7°
- Latitud del lugar: 43.5°

Cálculo de los Límites de Inclinación, aplicando las fórmulas anteriormente mencionadas:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 43.5^\circ) = 62.5^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 43.5^\circ) = 9.5^\circ$$

Cabe destacar que si el resultado de la inclinación mínima hubiese sido negativo, se considera que el valor debe ser 0° , ya que no puede existir inclinación negativa para los módulos.

Dado que la inclinación actual de los paneles instalados es de 33° (para los módulos instalados en las casetas) y 24° (para los módulos instalados sobre la cubierta de teja), se encuentra dentro del rango permitido por el IDAE, cumpliendo, de esta forma con los requisitos de orientación e inclinación establecidos para mantener una eficiencia adecuada.

Este análisis nos sirve para justificar la inclinación seleccionada, ya que se han tenido en cuenta tanto las restricciones físicas del lugar de instalación como la necesidad de maximizar la captación solar y, en consecuencia, la producción de energía.

Además, el azimut de 30° respecto al sur se debe a la disposición específica de la azotea, lo cual permite la colocación de un mayor número de módulos y optimiza el espacio disponible sin comprometer excesivamente la eficiencia energética, como se verá en el siguiente punto donde se calcularán sus respectivas pérdidas.

3. Cálculo de las pérdidas por orientación: Con la orientación de 30° respecto al sur y la inclinación seleccionada, se procede a determinar las pérdidas esperadas para la instalación. Las pérdidas se calcularon utilizando la fórmula proporcionada en el método del IDEA, en este caso para $15^\circ < \beta < 90^\circ$:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2 + (3.5 * 10^{-5} * \alpha^2)]$$

Donde:

α es el azimut de los (desviación respecto al sur).

β es el ángulo de inclinación de los módulos.

Φ es la latitud del lugar.

Todos los ángulos expresados en grados.

Para los módulos cuya inclinación es 33°:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * \left[1.2 * 10^{-4} * (33^0 - 43.45^0 + 10)^2 + (3.5 * 10^{-5} * 30^{0^2}) \right] = 3.15\%$$

Para los módulos cuya inclinación es 24°:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * \left[1.2 * 10^{-4} * (24^0 - 43.45^0 + 10)^2 + (3.5 * 10^{-5} * 30^{0^2}) \right] = 4.22\%$$

Este cálculo nos ha permitido cuantificar las pérdidas por orientación e inclinación, garantizando que se mantuvieran dentro de los límites aceptables, al indicarnos que, con una desviación de 30° respecto al sur y una inclinación de 33° o 24°, las pérdidas resultantes eran generalizando ambas a un mismo valor, del 5%, las cuales se consideran aceptables según los criterios del IDAE.

Este valor de pérdidas se encuentra por debajo del límite del 20%, asegurando así, por el momento la viabilidad económica de la instalación. Además, la elección de este ángulo permite acomodar 116 paneles, lo cual es crucial para maximizar la producción de energía y, por ende, el beneficio económico del presente proyecto.

En conclusión, el análisis de la orientación e inclinación de los módulos se realizó para poder minimizar las pérdidas de producción debido a la posición no óptima de los paneles en el tejado. Este análisis no solo permitió confirmar que las pérdidas se mantuvieran en valores aceptables, sino que también permitió el diseño de una disposición de módulos que maximiza el uso del espacio disponible en la cubierta del edificio. Los cálculos de viabilidad y el dimensionamiento se realizarán en base a esta disposición, garantizando así una instalación eficiente y económicamente rentable.

3. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Dado que no se han detectado pérdidas significativas por sombras, pero si pérdidas algo notables debido a la orientación y azimut superiores al, cuyo valor generalizaremos en 5%, se ha decidido generalizar las pérdidas totales en toda la instalación a un valor del 15% para toda la instalación, de esta manera estaremos de lado de la seguridad en el resto de cálculos. Este enfoque se ha tomado considerando que las variaciones entre los distintos módulos son mínimas.

Las pérdidas consideradas en este 15% incluyen:

- Pérdidas por cableado y equipos: Tanto en la parte de corriente continua (DC) como en la parte de corriente alterna (AC), existen pérdidas debidas a caídas de tensión. Estas se producen cuando la corriente pasa por conductores de material y sección determinados. Para reducir estas pérdidas, es importante dimensionar correctamente la sección de los conductores en función de la corriente.
- Pérdidas por degradación del módulo fotovoltaico: Estas pérdidas se deben a la disminución del rendimiento de los paneles a lo largo del tiempo. Según las fichas técnicas, el rendimiento de los paneles suele reducirse a un 85% tras 25 años de funcionamiento.
- Pérdidas por acumulación de suciedad en los módulos: La presencia de polvo y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos disminuye la superficie efectiva para captar la radiación solar y provoca un aumento de la temperatura de los paneles. La suciedad homogénea reduce tanto la corriente como la tensión generada, mientras que las suciedades localizadas pueden generar puntos calientes y pérdidas adicionales por desajuste.

- Pérdidas por irradiancia insuficiente: Las variaciones en el nivel de irradiancia afectan a la potencia que los paneles pueden generar en comparación con las condiciones ideales consideradas en los cálculos.
- Pérdidas por temperatura: Los módulos fotovoltaicos sufren pérdidas de potencia de aproximadamente un 4% por cada incremento de 10°C en su temperatura de operación.
- Pérdidas del inversor: El rendimiento del inversor oscila entre el 98% y el 98.4%, dependiendo de la potencia a la que opera, lo cual introduce pérdidas adicionales en la conversión de energía.
- Pérdidas por indisponibilidad de la instalación: Estos períodos corresponden a tiempos en los que la instalación no está completamente operativa debido a reparaciones o mantenimientos, lo que implica una reducción en la producción de energía.
- Pérdidas por Mismatch (discordancia): Ocurren cuando hay variaciones entre los módulos que forman un mismo string, ya sea por diferencias en la orientación, inclinación, o por diferencias en la capacidad de producción debido a degradación desigual. Estas diferencias hacen que los módulos no trabajen al máximo de su capacidad y se pierda energía.
- Pérdidas en la calidad de la conexión eléctrica: Las conexiones defectuosas o los contactos eléctricos deteriorados a lo largo del sistema pueden resultar en pérdidas de energía considerables, debido a la resistencia adicional en los puntos de conexión.
- Pérdidas por calentamiento en conexiones: Las conexiones eléctricas mal ajustadas pueden sobrecalentarse, aumentando la resistencia y disminuyendo la eficiencia del sistema. Con el tiempo, estas pérdidas pueden aumentar si no se realiza un mantenimiento adecuado.

4. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Para la selección del módulo fotovoltaico más adecuado, se han considerado tres opciones que cumplen con los requisitos de eficiencia, rendimiento y costo para la instalación propuesta. Los módulos evaluados son: Trina Solar Vertex S+ TSM-505 NEG18R.28, ATERSA A-550M GS, y Tensite EM550-PH.

El análisis se realizó considerando parámetros como la potencia nominal, el porcentaje de eficiencia, el precio, y la garantía de degradación de cada panel a lo largo del tiempo. Para determinar la opción más rentable, se desarrolló un programa en Python que permitió comparar las características de cada módulo de manera eficiente, analizando iterativamente las ventajas y desventajas de cada uno. Este proceso facilitó una toma de decisiones objetiva y basada en datos.

Python fue elegido para desarrollar el análisis comparativo de los módulos fotovoltaicos debido a sus ventajas en la manipulación y análisis de datos. Este lenguaje de programación se caracteriza por su simplicidad y capacidad para realizar cálculos matemáticos complejos, lo cual resulta ideal para el contexto de un estudio de eficiencia energética. Además, la extensa variedad de librerías disponibles en Python, como NumPy y Pandas, permite llevar a cabo operaciones de cálculo y análisis de forma eficiente, rápida y precisa, lo cual simplifica la implementación de los modelos.

El programa desarrollado para este análisis considera los parámetros de cada módulo y realiza un cálculo iterativo para determinar la rentabilidad de cada uno a lo largo de la vida útil de la instalación. Se tienen en cuenta los costes iniciales de adquisición, las garantías de degradación, y el rendimiento esperado a largo plazo. El objetivo del programa es identificar qué módulo maximiza la eficiencia energética y económica de la instalación, teniendo en cuenta las características específicas de cada uno. Gracias al uso de Python, fue posible automatizar el proceso de comparación, minimizar posibles errores humanos y generar conclusiones más precisas sobre la viabilidad económica de cada opción.

```
#Introduccionde los datos de los paneles fotovoltaicos:
paneles = [
  {
    "nombre": "Trina Solar Vertex S+ TSM-505 NEG18R.28",
    "potencia": 505,
    "eficiencia": 22.7,
    "precio": 125.00,
    "garantia": 30,
    "eficiencia_25": 98,
    "eficiencia_fin": 87.4
  },
  {
    "nombre": "ATERSA A-550M GS",
    "potencia": 550,
    "eficiencia": 21.3,
    "precio": 89.56,
    "garantia": 25,
    "eficiencia_25": 84.8,
    "eficiencia_fin": 84.8
  },
  {
    "nombre": "Tensite EM550-PH",
    "potencia": 550,
    "eficiencia": 21,
    "precio": 96.26,
    "garantia": 25,
    "eficiencia_25": 84.5,
    "eficiencia_fin": 84.5
  }
]

#Función que calcula la relación calidad-precio de cada panel
def calcular_relacion(panel):
    return panel["potencia"] / panel["precio"]
```

Figura 29: Primera parte del código.

```

#Evaluamos y seleccionamos el panel óptimo:
mejor_panel = None
mejor_relacion = 0

for panel in paneles:
    relacion = calcular_relacion(panel)
    if relacion > mejor_relacion:
        mejor_relacion = relacion
        mejor_panel = panel

#Mostrar los resultados:
print("Panel óptimo seleccionado:")
print("Nombre:", mejor_panel["nombre"])
print("Potencia (Wp):", mejor_panel["potencia"])
print("Eficiencia (%):", mejor_panel["eficiencia"])
print("Precio (€):", mejor_panel["precio"])

```

Figura 30: Segunda parte del código.

```

#Gráfica simple en consola para ver la comparación entre los paneles:
print("\nComparativa de relación calidad-precio (Wp/€):\n")
max_longitud = 50 # Longitud máxima de la barra
relacion_maxima = max([relacion[l] for relacion in relaciones])

for nombre, relacion in relaciones:
    #Calculamos el número de asteriscos proporcional a la relación calidad-precio:
    longitud_barra = int((relacion / relacion_maxima) * max_longitud)
    print(f"{nombre[:30]:30}: {'*' * longitud_barra} {relacion:.2f} Wp/€")

```

Figura 31: Tercera parte del código.

```

Panel óptimo seleccionado:
Nombre: ATERSA A-550M GS
Potencia (Wp): 550
Eficiencia (%): 21.3
Precio (€): 89.56

```

Figura 32: Resultado de la ejecución.

```

Comparativa de relación calidad-precio (Wp/€):
Trina Solar Vertex S+ TSM-505 : ***** 4.04 Wp/€
ATERSA A-550M GS : ***** 6.14 Wp/€
Tensite EM550-PH : ***** 5.71 Wp/€

```

Figura 33: Resultado de la ejecución, gráfica.

Explicación del Programa:

- **Datos de cada uno de los paneles:** Los datos de los paneles fotovoltaicos están almacenados en una lista de diccionarios. Cada diccionario contiene la información específica de cada modelo, como el nombre, potencia, eficiencia, precio y garantía.
- **Función de evaluación:** La función `calcular_relacion()` calcula la relación calidad-precio para cada panel, dividiendo la potencia por el precio. Esto nos permite evaluar cuál de los paneles tiene un mejor rendimiento relativo considerando su costo.
- **Selección del Mejor Panel:** Usamos un bucle "for" para iterar sobre cada panel, calculando su relación calidad-precio y actualizando la información si se encuentra un mejor panel que el evaluado hasta ese momento.
- **Resultados:** Finalmente, el programa imprime los detalles del panel seleccionado como el óptimo, mostrando su nombre, potencia, eficiencia y precio, añadiendo una gráfica simple de barras usando asteriscos (*), para no tener necesidad de librerías externas. La longitud de cada barra es proporcional a la relación calidad-precio del panel en relación con el panel con la mejor relación.

5. CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE FILAS DE PANELES

Una vez hemos seleccionado el modelo de panel a utilizar en la instalación, uno de los factores críticos en el diseño de este tipo de instalaciones fotovoltaicas es la correcta disposición de los paneles solares, especialmente en aquellos que se colocan inclinados sobre superficies no homogéneas, como en el caso de los casetones en la azotea. La distancia entre las filas de paneles debe ser cuidadosamente calculada para evitar la generación de sombras entre ellos, lo cual puede reducir significativamente la eficiencia de la instalación.

La distancia mínima entre filas debe garantizar que, en los días de menor inclinación solar (es decir, durante el invierno), los paneles de una fila no proyecten sombras sobre los de la fila siguiente. Este fenómeno de sombreado no solo puede disminuir la producción de energía de los paneles afectados, sino que, al causar sombras parciales, puede provocar puntos calientes que afecten la durabilidad y rendimiento de todo el sistema.

Para realizar este cálculo se ha seguido el procedimiento indicado por el IDAE en el documento "PCT FV conectadas red IDAE" con el fin de evitar el sombreado, se utiliza una fórmula basada en la altura del panel (h) y el ángulo de inclinación solar (θ_s) en el solsticio de invierno.

La distancia horizontal d , representa la separación entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que su valor al menos garantice 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Es importante recalcar que d ha de ser como mínimo igual a:

$$d = h * k = h * \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Siendo k una constante adimensional, en la siguiente tabla (tabla VII del documento anteriormente mencionado) se pueden observar algunos valores de esta misma en función de la latitud de la localización.

| Latitud | 29° | 37° | 39° | 41° | 43° | 45° |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| k | 1,600 | 2,246 | 2,475 | 2,747 | 3,078 | 3,487 |

Tabla 40: Valores de k dependientes de la latitud. [18]

Calculando k por ambos métodos para comparar su valor:

Con la formula:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 43,455^\circ)} = 3.163$$

Con la tabla teniendo en cuenta que la latitud es aproximadamente 43°:

$$k = 3.078$$

De la misma forma, la distancia entre la parte posterior de una fila de paneles y el inicio de la siguiente no debe ser menor que $h \cdot k$ (h se refiere a la diferencia de altura entre el punto más alto de una fila y el punto más bajo de la fila siguiente). Todas las mediciones se realizan tomando como referencia el plano que contiene las bases de los módulos, como podemos observar en la siguiente imagen obtenida del documento mencionado:

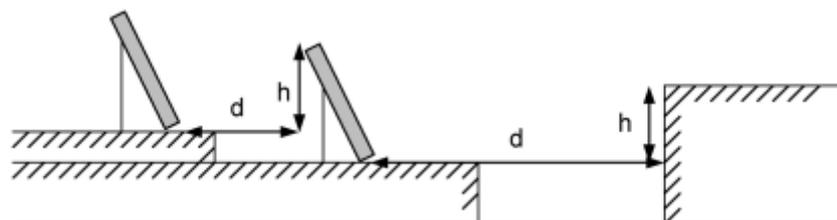


Figura 34: Esquema para los cálculos. [19]

Realizando el cálculo con el siguiente procedimiento, primero se calcula la altura h proyectando con el seno del ángulo de inclinación la longitud del panel solar:

$$h = L * \sin(\beta_{\text{opt}}) = 2279 * \sin(33) = 1241.23 \text{ mm}$$

Por último, se calcula la distancia d :

$$d = h * k = 1241.23 * 3.163 = 3926 \text{ mm} \approx 4 \text{ m}$$

Como podemos observar, a través del uso de fórmulas específicas y recomendaciones del IDAE, se ha obtenido una distancia mínima de separación de aproximadamente 4 metros entre filas, lo cual garantiza un rendimiento óptimo durante todo el año, incluso en los periodos de menor inclinación solar.

6. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN

Para el cálculo de la producción tendremos en cuenta el tipo de panel colocado y la localización donde se ha dimensionado la instalación fotovoltaica, pues dependiendo de estas variables se extraerán unos datos de irradiación dependientes diferentes, en este caso los datos de irradiación se han extraído de la base de datos "PV GIS" disponible sin costes a través de internet.

Los datos de irradiación recibida serán igual para todos los paneles considerados en este trabajo, pese a que al tener dos inclinaciones distintas, 33° y 24°, la diferencia entre la irradiación que reciben los paneles es mínima, de esta forma se simplifican los cálculos.

Dichos datos se extraen para cada mes introduciendo la inclinación y el azimut dependiente de las distintas zonas de la cubierta del edificio indicadas previamente en este documento.

Cursor:
Seleccionado: 43.455, -3.816
Elevación (m): 7
PVGIS ver. 5.3

Utilizar las sombras del terreno:
 Horizonte calculado
 Cargar archivo de horizonte
Switch to version 5.2

Seleccionar archivo Ningún archivo seleccionado

CONECTADO A RED
FV CON SEGUIMIENTO
FV AUTÓNOMO
DATOS MENSUALES
DATOS DIARIOS
DATOS HORARIOS
TMY

DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA

Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH3
Mes* Enero
 Hora UTC
 Hora local

Sobre plano fijo:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro
Inclinación [°] 33
Azimut [°] 30

Sobre plano con seguimiento:
 Irradiancia
 Irradiancia cielo claro

Temperatura:
 Perfil diario de temperatura

Figura 35: Datos introducidos para enero. [20]

Los datos de irradiancia obtenidos de la base de datos europea están recogidos en el Anexo VI.

A partir de los datos de irradiancia obtenidos mediante la base de datos se puede calcular los kWh/m² mensuales los cuales se utilizarán para calcular los kWh/kWp mensuales mediante la siguiente formula:

$$\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} = \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * \eta_{\text{panel}} * \frac{\text{m}^2}{\text{kWp}} * \eta_{\text{limpieza}}$$

Los términos de esta expresión simbolizan:

- kWh/kWp es la relación entre la electricidad generada por los paneles entre la potencia de los paneles empleada para producirla.
- kWh/m² es la relación entre la cantidad de energía eléctrica generada por los paneles por unidad de superficie de instalación en m².
- η_{panel} es el rendimiento del panel solar utilizado en la instalación.
- m²/kWp es la relación de la superficie del panel en m² entre su potencia medida en kWp.
- η_{limpieza} como el rendimiento de los paneles solares depende de la capacidad de limpieza y esta depende en gran medida de la localización geográfica. En este caso, al estar situada la instalación en Santander, una zona caracterizada por su clima húmedo y frecuentes lluvias a lo largo del año se puede deducir que los paneles estarán relativamente más limpios que en regiones más secas, donde la acumulación de polvo y suciedad es mayor.

Por ello, se han asignado los siguientes coeficientes de rendimiento debido a la limpieza para cada mes del año, reflejando las condiciones climáticas de la región por estación climática:

- Invierno (diciembre-febrero): 0.80–0.82, con las lluvias frecuentes manteniendo los paneles en condiciones óptimas.
- Primavera (marzo-mayo): 0.78–0.80, beneficiándose de lluvias moderadas que ayudan a la limpieza.
- Verano (junio-agosto): 0.74–0.76, con menos precipitaciones, lo que permite una mayor acumulación de polvo.
- Otoño (septiembre-noviembre): 0.76–0.79, con la llegada de las lluvias otoñales que favorecen una limpieza regular.

Estos coeficientes se ajustan a las condiciones meteorológicas de Santander, donde la presencia constante de precipitaciones contribuye a un mayor rendimiento en comparación con zonas más secas, manteniendo los paneles solares más limpios y eficientes. Esta información está basada en estudios de NREL (National Renewable Energy Laboratory), que proporciona datos sobre la influencia de las condiciones climáticas en la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, específicamente en relación con la acumulación de polvo y suciedad en paneles solares en diferentes regiones. Los valores utilizados en este cálculo se recogen en la siguiente tabla:

| | | | | | |
|-------|---------|------------|---------|-----------|-----------|
| Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio |
| 0.81 | 0.80 | 0.79 | 0.78 | 0.78 | 0.76 |
| Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 0.75 | 0.74 | 0.76 | 0.78 | 0.79 | 0.8 |

Tabla 41: Valores por mes de los rendimientos de limpieza.

Continuamos con el cálculo de la potencia instalada en la instalación solar fotovoltaica en función del modelo de panel seleccionado, en este caso el ATERSA A-550M GS, el cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$Pot_{instalada} = N^{\circ}_{paneles} * Pot_{panel}$$

Con esta información somos capaces de calcular el valor de los kWh de energía eléctrica producidos en un día promedio por mes mediante la expresión escrita a continuación:

$$\text{kWh}_{\text{día_promedio}} = \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} * \text{Pot}_{\text{instalada}}$$

Para finalizar este apartado, la generación mensual se obtiene multiplicando la producción diaria por el número de días de cada mes. Aunque el estudio de viabilidad abarca un periodo de 25 años, y en dicho tiempo se presentan años bisiestos en los que febrero tiene un día adicional, esta variación es insignificante y se ha decidido no tenerla en cuenta.

El cálculo final sería así:

$$\text{Generación}_{\text{mes}} = \text{kWh}_{\text{día_promedio}} * \text{días}_{\text{mes}}$$

7. CÁLCULO Y ELECCIÓN DE LOS INVERSORES

Puesto que los inversores son un componente clave en cualquier instalación fotovoltaica, ya que estos son los encargados de convertir la energía generada en corriente continua (DC) por los paneles solares en corriente alterna (AC), que es la forma de energía utilizada por la mayoría de los dispositivos eléctricos y que puede ser inyectada a la red eléctrica, en caso de tener excedente.

La elección y dimensionamiento adecuado de los inversores es crucial para maximizar la eficiencia del sistema y asegurar que la producción de energía se aproveche al máximo. En este sentido, factores como la potencia nominal del inversor, su eficiencia o el número de MPPT (Maximum Power Point Trackers) juegan un papel fundamental en la optimización del rendimiento de la instalación.

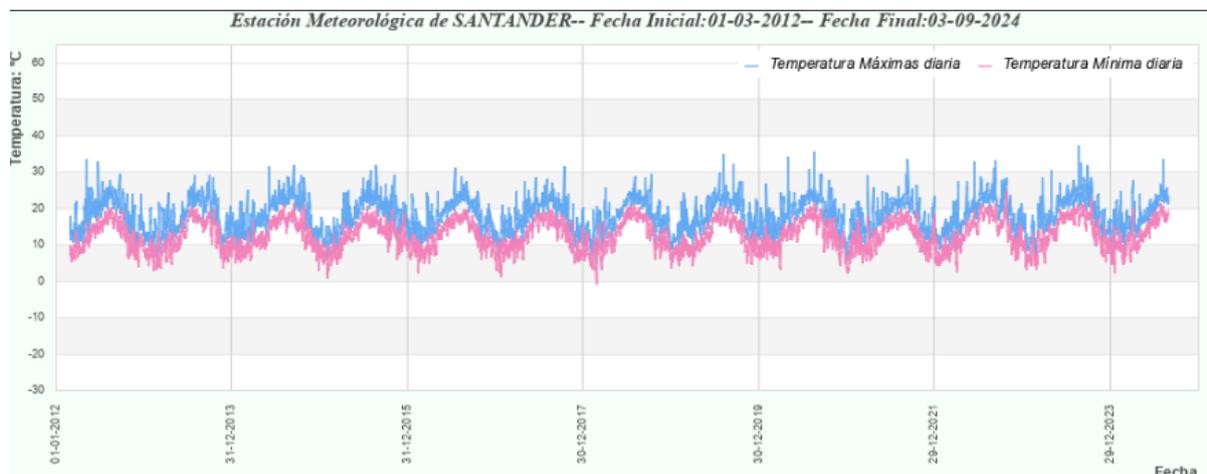
Cada inversor debe ser capaz de manejar la potencia total generada por los paneles conectados, respetando los límites de tensión y corriente, tanto de entrada (DC) como de salida (AC), sin sobredimensionar los dispositivos, pese a que exista esa posibilidad se ha decidido no contemplarla.

Además, es importante garantizar que el inversor pueda gestionar múltiples strings de paneles para asegurar un rendimiento óptimo en diferentes condiciones de irradiancia o en escenarios donde partes de la instalación pudieran estar parcialmente sombreadas.

En el presente apartado se detallará el proceso de selección de los inversores para la instalación, así como el cálculo de la configuración adecuada de los paneles fotovoltaicos en serie y paralelo, asegurando que el sistema funcione dentro de los parámetros de seguridad y rendimiento esperados.

Puesto que el cálculo para seleccionar los inversores utilizados en la instalación y la configuración adecuada de los paneles depende, a su vez del panel seleccionado, se procede de la siguiente forma.

El primer paso es obtener los datos de temperatura ambiente de la localización, estos son extraídos de la base de datos de la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología):



| CARACTERÍSTICA / VALOR | (Temperatura °C) | FECHA |
|---|------------------|-------------------------------|
| Temperatura Máxima más alta Registrada: | 37.3 | 23-08-2023 |
| Temperatura Máxima más baja Registrada: | 4.8 | 27-02-2018 |
| Temperatura Mínima más alta Registrada: | 24.5 | 27-10-2022 |
| Temperatura Mínima más baja Registrada: | -0.9 | 28-02-2018 |
| Mayor diferencia de temperaturas en un mismo día (Tmax-Tmin): | 19.5 | 04-05-2020 |
| Mayor ascenso de temperaturas Máximas en 24 h: | 16.3 | entre 03-05-2020 y 04-05-2020 |
| Mayor ascenso de temperaturas Mínimas en 24 h: | 9.9 | entre 28-02-2018 y 01-03-2018 |
| Mayor descenso de Temperaturas máximas en 24h: | 15.7 | entre 10-05-2012 y 11-05-2012 |
| Mayor descenso de Temperaturas mínimas en 24 h: | 9.1 | entre 20-02-2021 y 21-02-2021 |

Figura 36: Gráfico y tabla con el historial de temperaturas. [21]

Obteniendo así que:

| | |
|----------------------------------|------|
| Temperatura ambiente mínima (°C) | -0.9 |
| Temperatura ambiente máxima (°C) | 37.3 |

Tabla 42: Resultado temperaturas mínima y máxima.

Estas temperaturas sirven para determinar los diferentes *NOCTC* °C que tienen los paneles. Este valor indica la temperatura nominal de la célula estando en operación y su valor viene recogido en la ficha técnica del panel fotovoltaico.

En los siguientes cálculos se obtendrán distintos parámetros fundamentales para garantizar el correcto dimensionamiento y funcionamiento de la instalación fotovoltaica, estos parámetros permite evaluar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos en diferentes condiciones de operación y garantizar que tanto los paneles como los inversores funcionen dentro de los márgenes de seguridad:

$T_{\text{mín_módulo}}$ (°C): correspondiente a la temperatura mínima de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

$T_{\text{máx_módulo}}$ (°C): correspondiente a la temperatura máxima de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

$V_{\text{OC_mín}}$ correspondiente a la tensión mínima de circuito abierto.

$V_{\text{MPP_mín}}$ (V): corresponde a la tensión cuando se opera a la máxima potencia y a la temperatura mínima de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

$V_{\text{MPP_máx}}$ (V): corresponde a la tensión cuando se opera a la máxima potencia y a la temperatura máxima de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

I_{SC} (A): corresponde con la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

P_{MPP} (W): corresponde con la máxima potencia del módulo fotovoltaico.

Operaremos según las fórmulas correspondientes para cada caso, que podemos ver a continuación:

$$T_{\text{max módulo}}(^{\circ}\text{C}) = T_{\text{ambiente}}(^{\circ}\text{C}) + G \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) * \frac{(\text{NOTC} - 20^{\circ})}{800 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right)}$$

La cual se expresará de la siguiente forma para la versión de la temperatura máxima y mínima del módulo:

$$T_{\text{mín_módulo}}(^{\circ}\text{C}) = T_{\text{amb_mín}} + 100 * \frac{(\text{NOCTC} - 20^{\circ}\text{C})}{800}$$

$$T_{\text{máx_módulo}}(^{\circ}\text{C}) = T_{\text{amb_máx}} + 1000 * \frac{(\text{NOCTC} - 20^{\circ}\text{C})}{800}$$

$$V_{\text{OC_mín}} (\text{V}) = V_{\text{OC}} + V_{\text{OC}} * \text{Coeff_V} \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) * (T_{\text{mín_módulo}} - 25^{\circ}\text{C})$$

$$V_{\text{MPP_mín}} (\text{V}) = V_{\text{MPP}} + V_{\text{MPP}} * \text{Coeff_V} \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) * (T_{\text{mín_módulo}} - 25^{\circ}\text{C})$$

$$V_{\text{MPP_máx}} (\text{V}) = V_{\text{MPP}} + V_{\text{MPP}} * \text{Coeff_V} \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) * (T_{\text{máx_módulo}} - 25^{\circ}\text{C})$$

$$I_{\text{SC}} (\text{A}) = I_{\text{SC}} + I_{\text{SC}} * \text{Coeff_I} \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) * (T_{\text{máx_módulo}} - 25^{\circ}\text{C})$$

$$P_{\text{MPP}} (\text{W}) = P_{\text{MPP}} + P_{\text{MPP}} * \text{Coeff_P} \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) * (T_{\text{máx_módulo}} - 25^{\circ}\text{C})$$

Ejemplo para el módulo fotovoltaico seleccionado en esta instalación, el ATERSA A-550M GS, cuya temperatura NOCTC ($^{\circ}\text{C}$) es de 45°C según la ficha técnica del fabricante, podremos obtener los siguientes resultados:

$$T_{\text{mín_módulo}}(^{\circ}\text{C}) = -0.9 + 100 * \frac{(45 - 20^{\circ}\text{C})}{800} = 2.225^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{máx_módulo}}(^{\circ}\text{C}) = 37.3 + 1000 * \frac{(45 - 20^{\circ}\text{C})}{800} = 68.55^{\circ}\text{C}$$

$$V_{\text{OC_mín}} (\text{V}) = 49.8 + 49.8 * (-0.24\%) * (2.225^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 52.52 \text{ V}$$

$$V_{\text{MPP_mín}} (\text{V}) = 41.95 + 41.95 * (-0.24\%) * (2.225 - 25^{\circ}\text{C}) = 44.24 \text{ V}$$

$$V_{\text{MPP_máx}} (\text{V}) = 41.95 + 41.95 * (-0.24\%) * (68.55 - 25^{\circ}\text{C}) = 37.56 \text{ V}$$

$$I_{\text{SC}} (\text{A}) = 13.98 + 13.98 * (0.04\%) * (68.55 - 25^{\circ}\text{C}) = 14.22 \text{ A}$$

$$P_{\text{MPP}} (\text{W}) = 550 + 550 * (-0.26\%) * (68.55 - 25^{\circ}\text{C}) = 487.72 \text{ W}$$

Se continuará con el procedimiento, calculando los parámetros necesarios que nos permitirán calcular el número máximo de paneles en serie y el número de strings que se podrán conectar en paralelo.

Se tiene para los diferentes inversores los siguientes datos:

| Inversor | SUN2000-30/36/40/50-KTL-M3 | | | | S5-GC60K (Solis) |
|---------------|----------------------------|---------|---------|---------|------------------|
| Potencia (kW) | 30 | 36 | 40 | 50 | 60 |
| Voc (V) | 1100 | 1100 | 1100 | 1100 | 1100 |
| Isc (A) | 26 | 26 | 26 | 26 | 32 |
| Precio (€/ud) | 3232,43 | 3707,31 | 3651,07 | 3342,24 | 3194,7 |

Tabla 43: Datos de los inversores a valorar.

Para optimizar la producción de energía en la instalación fotovoltaica, es muy importante definir adecuadamente la configuración de los paneles solares. Los módulos pueden conectarse tanto en serie como en paralelo, dependiendo de los requisitos de la instalación, además, la tensión y la corriente que deben alcanzar las magnitudes necesarias para poder conectarse al inversor seleccionado. Estas configuraciones permiten ajustar los parámetros eléctricos del sistema para que se adapten a las características técnicas del inversor y maximicen la eficiencia de la instalación, reduciendo a su vez el coste de compra.

La conexión en serie de los paneles permite aumentar la tensión total del sistema, sumando las tensiones de cada panel, mientras que la corriente se mantiene constante. Esta configuración es fundamental para alcanzar los valores de tensión requeridos por el inversor.

A su vez, la conexión en paralelo permite aumentar la corriente total del sistema, manteniendo constante la tensión. Esta disposición es utilizada para sumar la corriente de varios strings de paneles, asegurando que el sistema genere suficiente corriente para cubrir los requisitos del inversor sin sobrepasar los límites.

A continuación, se presentan las fórmulas que nos permitirán determinar los cálculos necesarios para dimensionar correctamente los strings de paneles en función de las características del inversor y las condiciones de irradiancia y temperatura que se tuvieron en cuenta anteriormente:

$$\text{N}^\circ \text{ paneles serie máximo} = \frac{\text{Tensión entrada inversor}}{\text{Tensión panel FV}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ paneles serie mínimo} = \frac{\text{Tensión mínima entrada inversor (start_up)}}{\text{Tensión panel FV}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ strings paralelo} = \frac{\text{I entrada inversor}}{\text{Isc FV}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ paneles} = \text{paneles serie máx} * \text{strings paralelo}$$

$$\text{Pot}_{\text{tot}} = \text{N}^\circ \text{ paneles} * \text{Potencia_panel}$$

A modo de ejemplo, se han obtenido los siguientes resultados utilizando los módulos fotovoltaicos SUN2000-30/36/40/50-KTL-M3 y S5-GC60K (Solis).

Estos resultados se han calculado en función de los cinco modelos de inversores evaluados en este proyecto, considerando las características técnicas específicas de cada uno de ellos.

Los resultados de las fórmulas anteriores se pueden ver en la siguiente tabla:

| Inversor | SUN2000-30/36/40/50-KTL-M3 | | | | S5-GC60K (Solis) |
|---------------------|----------------------------|-------|-------|-------|------------------|
| Pot_inversor (kW) | 30 | 36 | 40 | 50 | 60 |
| Paneles serie máx | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 |
| Paneles serie mín | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Nº strings paralelo | 7 | 7 | 7 | 7 | 14 |
| Nº paneles | 182 | 182 | 182 | 182 | 364 |
| Pot_panel (W) | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 |
| Potencia total (kW) | 100,1 | 100,1 | 100,1 | 100,1 | 200,2 |

Tabla 44: Resultados de los cálculos.

Aunque los resultados de la tabla muestran que es posible instalar un número mayor de paneles con los inversores considerados en la tabla, es importante señalar que, en nuestro diseño específico, se ha decidido instalar 116 paneles.

Esta decisión se basa en el espacio disponible en la cubierta del edificio y en la potencia máxima admisible por el inversor seleccionado, que no podría gestionar de manera eficiente una cantidad superior de paneles sin comprometer el rendimiento del sistema.

La potencia generada por los 116 paneles instalados se ajusta a la capacidad del inversor, evitando sobrecargas que pudieran afectar su eficiencia o durabilidad.

Por lo tanto, aunque el inversor tenga la capacidad teórica de admitir más paneles, nuestro diseño se ajusta a la potencia máxima que puede gestionar de manera óptima, asegurando un equilibrio entre el número de paneles instalados y el rendimiento máximo del inversor.

En las siguientes tablas se presenta el proceso de selección de la combinación óptima de paneles en serie y strings en paralelo para los inversores anteriormente mencionados. El objetivo es garantizar que la configuración seleccionada no supere la potencia máxima admisible por el inversor, mientras que se cubre el número total de paneles y la potencia requerida en el sistema, también intentando cubrir la máxima potencia haciendo el menor gasto económico en inversores.

Para lograr esto, se ha realizado un ajuste manual de los valores en una hoja de cálculo de Excel, variando el número de paneles por serie y el número de strings en paralelo, hasta encontrar una combinación que respete las limitaciones del inversor y permita una distribución eficiente de los paneles.

En este caso, se ha logrado una configuración que utiliza un total de 116 paneles, distribuidos en diferentes combinaciones de series y strings en paralelo. Esto permite alcanzar una potencia de aproximadamente 63,8 kW la cual no deberemos rebasar con el inversor seleccionado, nos deberemos ajustar a los límites establecidos por el inversor seleccionado.

Aunque hay diversas combinaciones posibles, la opción elegida ha de optimizar el rendimiento y el coste de la instalación y se mantiene dentro de la potencia admisible del inversor.

La selección del modelo de inversor en particular responde a la capacidad de cumplir con las necesidades de la instalación utilizando los menores dispositivos posibles para de esta manera reducir costes y hacer la instalación más rentable desde el punto de vista económico, y además al tener menos dispositivos se reduce considerablemente los costos tanto en adquisición como en mantenimiento a lo largo del tiempo. Asimismo, al ajustar cuidadosamente la configuración de los strings y series, se garantiza que el sistema opere de manera eficiente y segura, maximizando la producción energética sin exceder los límites técnicos del equipo.

En las siguientes tablas se puede ver las distintas configuraciones y el menor número de inversores que se pueden utilizar con ellas, para todas, los datos introducidos son los marcados en las celdas coloreadas de azul claro (estos fueron obtenidos de la ficha técnica de cada inversor otorgada por el fabricante) y los parámetros ajustados manualmente corresponden con las celdas de color naranja, el resto de celdas, en orden descendente son:

- La potencia máxima admisible la cual suele estar entre un 15% y un 50% de la potencia nominal del inversor, en este caso se ha considerado un 15% para estar más del lado de la seguridad.
- La intensidad máxima en DC es:

$$I_{\text{máx_DC}} = N^{\circ}_{\text{MPP}} * I_{\text{máx_MPP}}$$

- Los paneles en serie máximos y mínimos, además de los strings en paralelo se calculan con las fórmulas que anteriormente se detallan.
- Los paneles totales que estarán manejando el número de inversores que se coloca justo al final de la tabla, en la celda coloreada de verde se calcula mediante la expresión:

Paneles totales = $N_{MPP} \times \text{Paneles en serie máximos} \times \text{Strings en paralelo}$

- La potencia total que estarán manejando el número de inversores que se coloca justo al final de la tabla, en la celda coloreada de verde se calcula mediante la expresión:

$$\text{Potencia total} = \frac{\text{Paneles del panel} \times P_{MPP}}{1000}$$

- El número de inversores que da como resultado está definido con la siguiente expresión y marcado en una celda verde al final de la tabla:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{\text{Todos los paneles de la instalación}}{\text{Paneles que manjea este inversor}}$$

Las tablas para cada uno de los 5 modelos de inversor:

| Inversor SUN2000-30KTL-M3 | | | |
|---------------------------|-------|----|---|
| Potencia nominal (kW) | 30 | | |
| Potencia máx admisible | 34,5 | | |
| Vmax (Input) | 1100 | | |
| V start-up | 200 | | |
| Nº de MPP | 4 | | |
| I max por MPP | 26 | | |
| I max DC | 104 | | |
| Paneles serie max | 26,22 | 26 | 5 |
| Paneles serie min | 4,767 | 4 | |
| Strings paralelo | 7,926 | 7 | 3 |
| Paneles totales | 60 | | |
| Potencia total (kW) | 33 | | |
| Inversores | 1,933 | | 2 |

Tabla 45: Resultados para el inversor SUN2000-30KTL-M3.

En este primer caso la tabla indica que con el inversor SUN2000-30KTL-M3 se podrán gestionar un total de 60 paneles ya que el inversor nos permite conectar 5 paneles en serie en cada uno de los 3 strings en paralelo, lo que se repite en las 4 MPPs (Maximum Power Points) del inversor.

Esta configuración alcanza una potencia total de 33 kW, manteniéndose dentro de los límites de la potencia máxima admisible de 34,5 kW para el inversor.

Por tanto, el número de inversores necesarios será de 2 unidades para cubrir la demanda de la instalación, considerando la necesidad de mantener la operativa del sistema dentro de los márgenes seguros.

| Inversor SUN2000-36KTL-M3 | | | |
|---------------------------|-------|----|---|
| Potencia nominal (kW) | 36 | | |
| Potencia máx admisible | 41,4 | | |
| Vmax (Input) | 1100 | | |
| V start-up | 200 | | |
| Nº de MPP | 4 | | |
| I max por MPP | 26 | | |
| I max DC | 104 | | |
| Paneles serie max | 26,22 | 26 | 6 |
| Paneles serie min | 4,767 | 4 | |
| Strings paralelo | 7,926 | 7 | 3 |
| Paneles totales | 72 | | |
| Potencia total (kW) | 39,6 | | |
| Inversores | 1,611 | 2 | |

Tabla 46: Resultados para el inversor SUN2000-36KTL-M3.

En este segundo caso la tabla indica que con el inversor SUN2000-36KTL-M3 se podrán gestionar un total de 72 paneles ya que el inversor nos permite conectar 6 paneles en serie en cada uno de los 3 strings en paralelo, lo que se repite en las 4 MPPs (Maximum Power Points) del inversor.

Esta configuración alcanza una potencia total de 39,6 kW, manteniéndose dentro de los límites de la potencia máxima admisible de 41,4 kW para el inversor.

Por tanto, el número de inversores necesarios será de 2 unidades para cubrir la demanda de la instalación, considerando la necesidad de mantener la operativa del sistema dentro de los márgenes seguros.

| Inversor SUN2000-40KTL-M3 | | | |
|---------------------------|-------|----|---|
| Potencia nominal (kW) | 40 | | |
| Potencia máx admisible | 46 | | |
| Vmax (Input) | 1100 | | |
| V start-up | 200 | | |
| Nº de MPP | 4 | | |
| I max por MPP | 26 | | |
| I max DC | 104 | | |
| Paneles serie max | 26,22 | 26 | 5 |
| Paneles serie min | 4,767 | 4 | |
| Strings paralelo | 7,926 | 7 | 4 |
| Paneles totales | 80 | | |
| Potencia total (kW) | 44 | | |
| Inversores | 1,45 | 2 | |

Tabla 47: Resultados para el inversor SUN2000-40KTL-M3.

En este tercer caso la tabla indica que con el inversor SUN2000-40KTL-M3 se podrán gestionar un total de 80 paneles ya que el inversor nos permite conectar 6 paneles en serie en cada uno de los 4 strings en paralelo, lo que se repite en las 4 MPPs (Maximum Power Points) del inversor.

Esta configuración alcanza una potencia total de 44 kW, manteniéndose dentro de los límites de la potencia máxima admisible de 46 kW para el inversor.

Por tanto, el número de inversores necesarios será de 2 unidades para cubrir la demanda de la instalación, considerando la necesidad de mantener la operativa del sistema dentro de los márgenes seguros.

| Inversor SUN2000-50KTL-M3 | | | |
|---------------------------|-------|----|---|
| Potencia nominal (kW) | 50 | | |
| Potencia máx admisible | 57,5 | | |
| Vmax (Input) | 1100 | | |
| V start-up | 200 | | |
| Nº de MPP | 4 | | |
| I max por MPP | 26 | | |
| I max DC | 104 | | |
| Paneles serie max | 26,22 | 26 | 8 |
| Paneles serie min | 4,767 | 4 | |
| Strings paralelo | 7,926 | 7 | 3 |
| Paneles totales | 96 | | |
| Potencia total (kW) | 52,8 | | |
| Inversores | 1,208 | 2 | |

Tabla 48: Resultados para el inversor SUN2000-50KTL-M3.

En este cuarto caso la tabla indica que con el inversor SUN2000-50KTL-M3 se podrán gestionar un total de 96 paneles ya que el inversor nos permite conectar 8 paneles en serie en cada uno de los 3 strings en paralelo, lo que se repite en las 4 MPPs (Maximum Power Points) del inversor.

Esta configuración alcanza una potencia total de 52,8 kW, manteniéndose dentro de los límites de la potencia máxima admisible de 57,5 kW para el inversor estudiado en este caso.

Por tanto, el número de inversores necesarios será de 2 unidades para cubrir la demanda de la instalación, considerando la necesidad de mantener la operativa del sistema dentro de los márgenes seguros.

| Inversor S5-GC60K (Solis) | | | |
|---------------------------|--------|----|---|
| Potencia nominal (kW) | 60 | | |
| Potencia máx admisible | 69 | | |
| Vmax (Input) | 1100 | | |
| V start-up | 195 | | |
| Nº de MPP | 6 | | |
| I max por MPP | 32 | | |
| I max DC | 192 | | |
| Paneles serie max | 26,22 | 26 | 5 |
| Paneles serie min | 4,648 | 4 | |
| Strings paralelo | 14,63 | 14 | 4 |
| Paneles totales | 120 | | |
| Potencia total (kW) | 66 | | |
| Inversores | 0,9666 | 1 | |

Tabla 49: Resultados para el Inversor S5-GC60K (Solis).

En este quinto y último caso la tabla indica que con el inversor S5-GC60K (Solis) se podrán gestionar un total de 120 paneles ya que el inversor nos permite conectar 5 paneles en serie en cada uno de los 4 strings en paralelo, lo que se repite en las 6 MPPs (Maximum Power Points) del inversor.

Esta configuración alcanza una potencia total de 66 kW, manteniéndose dentro de los límites de la potencia máxima admisible de 69 kW para el inversor estudiado en este caso.

Por tanto, el número de inversores necesarios será de 1 unidad para cubrir la demanda de la instalación, considerando la necesidad de mantener la operativa del sistema dentro de los márgenes seguros.

En conclusión, la elección final del inversor S5-GC60K (Solis) se fundamenta principalmente en la posibilidad de utilizar un solo inversor para gestionar toda la potencia del sistema fotovoltaico.

A diferencia de los otros modelos de inversor analizados en el presente documento, que requerirían la instalación de dos inversores para cubrir la misma potencia, este modelo permite simplificar la instalación al gestionar los 116 paneles.

El uso de un solo inversor no solo reduce los costos iniciales de adquisición del equipo, sino también los costes asociados al mantenimiento, la instalación y el cableado, lo que optimiza la inversión total del proyecto. Además, este diseño reduce la complejidad técnica del sistema, mejorando su fiabilidad y facilitando el monitoreo y la gestión del rendimiento energético a largo plazo.

En resumen, la decisión de optar por el S5-GC60K (Solis) responde a una estrategia de eficiencia tanto técnica como económica, garantizando que el sistema funcione dentro de los parámetros permitidos sin necesidad de sobredimensionar el número de inversores, lo que se traduce en un importante ahorro de costes.

8. CÁLCULO APROXIMADO DEL PRESUPUESTO

Para proceder a una estimación cercana a los costes del proyecto, se parte del precio unitario tanto de los paneles solares seleccionados, los soportes para estos (tanto los inclinados como los coplanares) y también de los inversores elegidos, así como del número total de equipos requeridos.

Estos elementos permiten calcular de manera precisa un presupuesto parcial que incluye únicamente el costo de los paneles fotovoltaicos, de los soportes y de los inversores.

Sobre esta base, se elabora un presupuesto parcial, que cubre los costes asociados al montaje de los equipos y los materiales adicionales necesarios para la instalación. Se ha estimado que este apartado representa un 20% del total del presupuesto de paneles, soportes e inversores, ya que los gastos vinculados al montaje, infraestructura y otros insumos suelen depender directamente de la cantidad y tipo de estos componentes principales.

La suma de estos elementos (paneles, soportes, inversores y montaje) constituye el llamado 'Presupuesto de Ejecución Material', el cual refleja el coste neto de los materiales y equipos involucrados en la instalación.

A partir del Presupuesto de Ejecución Material, se calculan los "Gastos Generales", que corresponden a un 13% del mismo. Estos gastos incluyen partidas como los costes de administración, seguros y otros imprevistos necesarios para la ejecución del proyecto.

A su vez, se determina el "Beneficio Industrial", que se estima en un 6% del presupuesto de ejecución, considerando las ganancias esperadas por la empresa instaladora.

Sumando el Presupuesto de Ejecución Material, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial, obtenemos el "Presupuesto parcial", sobre el cual se aplica el IVA del 21%.

Este impuesto es de aplicación obligatoria según la normativa fiscal vigente en España, conforme al artículo 91 de la Ley del IVA, que establece el tipo general del impuesto para bienes y servicios.

Finalmente, para asegurar la operatividad y el mantenimiento continuo del sistema, se contemplan unos "Costes de Mantenimiento", que estimamos en un 3% del total de la inversión inicial. Este porcentaje refleja los costes de conservación, reparación y supervisión de los equipos a lo largo de su vida útil, y se calcula en base a estándares industriales y a recomendaciones técnicas de fabricantes y reguladores del sector de energía solar.

En la siguiente tabla se muestran los cálculos detallados de los precios unitarios y la cantidad necesaria de cada componente para la instalación fotovoltaica, lo que permite desglosar con precisión los costes de los paneles, soportes e inversor seleccionado.

En las celdas resaltadas en cian se presentan los cálculos intermedios correspondientes al presupuesto parcial, incluyendo el coste de los dispositivos, el presupuesto para montaje y otros materiales, así como los gastos generales y el beneficio industrial.

Todo esto culmina en el presupuesto total de la instalación, que aparece resaltado en verde, siendo la suma final que refleja la inversión total requerida para el proyecto.

Adicionalmente, se ha calculado un porcentaje para el coste de mantenimiento de la instalación, el cual se ha estimado, como se comentó anteriormente en un 3% del presupuesto final. Este valor garantiza la operatividad a largo plazo de la instalación.

| Material | Precio (€/ud) | Nº unidades | Coste |
|--------------------------------------|---------------|-------------|-------------|
| Paneles A-550M | 70,75 | 116 | 8.207,00 € |
| Soportes inclinados 2 paneles | 183 | 2 | 366,00 € |
| Soportes inclinados 3 paneles | 255 | 4 | 1.020,00 € |
| Soportes inclinados 4 paneles | 290 | 6 | 1.740,00 € |
| Soportes inclinados 5 paneles | 378 | 2 | 756,00 € |
| Soportes inclinados 6 paneles | 445 | 0 | 0,00 € |
| Soportes coplanares 6 paneles | 192,54 | 11 | 2.117,94 € |
| Inversor S5-GC60K (Solis) | 3194,7 | 1 | 3.194,70 € |
| Total dispositivos | | | 17.401,64 € |
| Presupuesto parcial montaje | | | |
| Presupuesto parcial otros materiales | 20,00% | | 3.480,33 € |
| Presupuesto de ejecución material | | | 20.881,97 € |
| Gastos generales | 13,00% | | 2.714,66 € |
| Beneficio industrial | 6,00% | | 1.252,92 € |
| Presupuesto parcial | | | 24.849,54 € |
| IVA | 21,00% | | 5.218,40 € |
| Total presupuesto instalación | | | 30.067,95 € |
| Coste de mantenimiento instalación | 3,00% | | 902,04 € |

Tabla 50: Resultado del presupuesto aproximado la instalación.

9. ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

Se comienza obteniendo un resultado global tanto de la producción como del consumo de energía eléctrica del edificio en estudio.

Para los datos de producción, se han sumado las generaciones mensuales estimadas con base en los datos proporcionados por la instalación fotovoltaica proyectada, estos datos de generación se pueden ver en el anexo VI. El consumo eléctrico, por su parte, ha sido extraído de las facturas de suministro eléctrico del edificio durante el año anterior, que fueron proporcionadas por el administrador de fincas Carlos Javier García Nieto.

Es importante señalar que todas las facturas recogen periodos de aproximadamente un mes completo salvo el caso de diciembre, que solo contempla desde el día 5 hasta el 13 de dicho mes.

Dichos consumos eléctricos medidos en kWh son los siguientes:

| | | | | | |
|-------|---------|------------|---------|-----------|-----------|
| Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio |
| 2857 | 2635 | 2327 | 1858 | 1519 | 1432 |
| Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 1456 | 1449 | 1357 | 1603 | 2461 | 667 |

Tabla 51: Consumos eléctricos mensuales.

El precio de compra de la electricidad, en caso de que la instalación no sea suficiente para cubrir el consumo total (como se verá en el anexo VI) pero en este caso todo el consumo es cubierto por completo, generándose excedentes que podrán ser volcados a la red), se ha basado en el precio medio del año 2023, que asciende a 0.1223 €/kWh este valor se ha obtenido de la siguiente forma.

Dado que no se dispone de información específica detallada sobre el precio de la electricidad en la tarifa 3.0 TD, se ha optado por utilizar el precio del mercado mayorista (OMIE) como base de cálculo.

Este valor, expresado en €/MWh, refleja el coste de adquisición de la electricidad en el mercado de generación. Sin embargo, este precio no incluye los componentes adicionales que forman parte del coste final que paga el consumidor.

Para obtener un valor más realista y representativo del precio que enfrentan los consumidores con la tarifa 3.0 TD, el primer paso ha sido convertir el precio mayorista de €/MWh (obtenido de la web de la OCU "Organización de Consumidores y Usuarios") a €/kWh. Dado que 1 MWh equivale a 1.000 kWh, se ha realizado la siguiente conversión:

$$\text{Precio en €/kWh} = \frac{\text{Precio en €/MWh}}{1000}$$

Una vez obtenido este valor base en €/kWh, se ha aplicado un ajuste adicional del 40% que incluye los peajes de acceso a la red, los costes de comercialización, y los impuestos aplicables (como el IVA del 21% y el impuesto especial sobre la electricidad). Este margen adicional refleja los componentes que típicamente incrementan el precio de la electricidad para el consumidor final, especialmente en la tarifa 3.0 TD, que incluye un coste por la infraestructura y distribución.

El cálculo final para obtener un precio más representativo del coste real al consumidor es el siguiente:

$$\text{Precio final} = \text{Precio en €/kWh} * 1,4$$

Este pequeño ajuste permite aproximar de manera más precisa el precio que se utilizará en los cálculos de rentabilidad y viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta los diferentes costes asociados al suministro eléctrico en esta tarifa. Si bien este método se basa en una estimación, proporciona un marco razonable para evaluar los costes cuando no se dispone de datos detallados sobre la tarifa 3.0 TD en particular.

En la siguiente tabla y gráficos se puede ver el cálculo realizado, acompañado de la gráfica en la que se puede observar la evolución de los precios de la electricidad en el mercado mayorista.

| Mes | Precio luz €/MWh | Precio luz €/kWh | Margen 40% | Precio final €/kWh |
|--------|------------------|------------------|------------|--------------------|
| ene-21 | 62,85 | 0,06285 | 0,02514 | 0,08799 |
| feb-21 | 28,49 | 0,02849 | 0,011396 | 0,039886 |
| mar-21 | 45,45 | 0,04545 | 0,01818 | 0,06363 |
| abr-21 | 65,02 | 0,06502 | 0,026008 | 0,091028 |
| may-21 | 65,94 | 0,06594 | 0,026376 | 0,092316 |
| jun-21 | 83,3 | 0,0833 | 0,03332 | 0,11662 |
| jul-21 | 92,42 | 0,09242 | 0,036968 | 0,129388 |
| ago-21 | 105,94 | 0,10594 | 0,042376 | 0,148316 |
| sep-21 | 156,15 | 0,15615 | 0,06246 | 0,21861 |
| oct-21 | 204,09 | 0,20409 | 0,081636 | 0,285726 |
| nov-21 | 193,43 | 0,19343 | 0,077372 | 0,270802 |
| dic-21 | 239,17 | 0,23917 | 0,095668 | 0,334838 |
| ene-22 | 201,72 | 0,20172 | 0,080688 | 0,282408 |
| feb-22 | 200,2 | 0,2002 | 0,08008 | 0,28028 |
| mar-22 | 283,3 | 0,2833 | 0,11332 | 0,39662 |
| abr-22 | 191,5 | 0,1915 | 0,0766 | 0,2681 |
| may-22 | 187,1 | 0,1871 | 0,07484 | 0,26194 |
| jun-22 | 169,6 | 0,1696 | 0,06784 | 0,23744 |
| jul-22 | 142,7 | 0,1427 | 0,05708 | 0,19978 |
| ago-22 | 154,9 | 0,1549 | 0,06196 | 0,21686 |
| sep-22 | 141,1 | 0,1411 | 0,05644 | 0,19754 |
| oct-22 | 126,4 | 0,1264 | 0,05056 | 0,17696 |
| nov-22 | 115,6 | 0,1156 | 0,04624 | 0,16184 |
| dic-22 | 97 | 0,097 | 0,0388 | 0,1358 |
| ene-23 | 69,6 | 0,0696 | 0,02784 | 0,09744 |
| feb-23 | 133,5 | 0,1335 | 0,0534 | 0,1869 |
| mar-23 | 89,6 | 0,0896 | 0,03584 | 0,12544 |
| abr-23 | 73,7 | 0,0737 | 0,02948 | 0,10318 |
| may-23 | 74,2 | 0,0742 | 0,02968 | 0,10388 |
| jun-23 | 93 | 0,093 | 0,0372 | 0,1302 |
| jul-23 | 90,5 | 0,0905 | 0,0362 | 0,1267 |
| ago-23 | 96 | 0,096 | 0,0384 | 0,1344 |
| sep-23 | 103,3 | 0,1033 | 0,04132 | 0,14462 |
| oct-23 | 90,1 | 0,0901 | 0,03604 | 0,12614 |
| nov-23 | 63,4 | 0,0634 | 0,02536 | 0,08876 |
| dic-23 | 72,2 | 0,0722 | 0,02888 | 0,10108 |

Tabla 52: Cálculos precio electricidad.

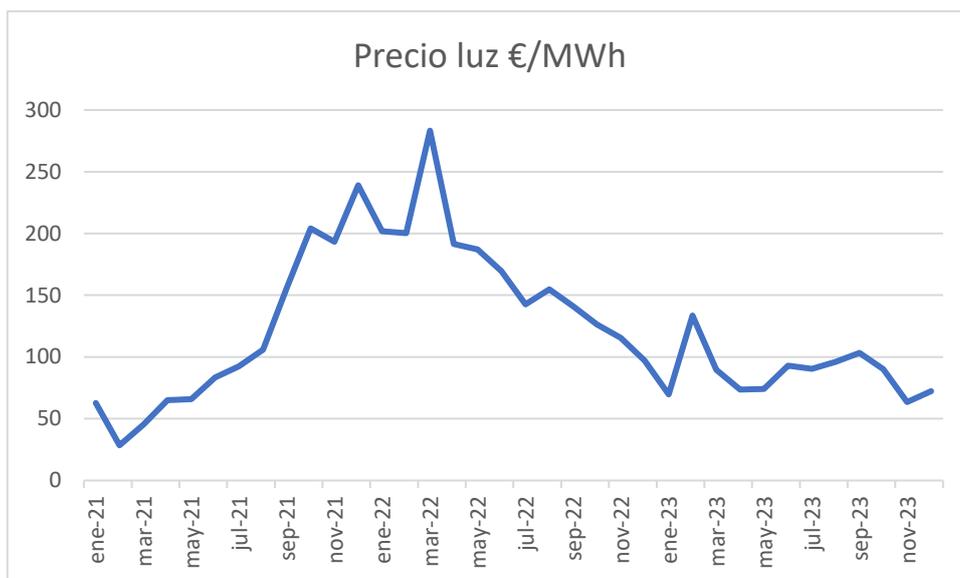


Figura 37: Evolución precio electricidad mercado mayorista.

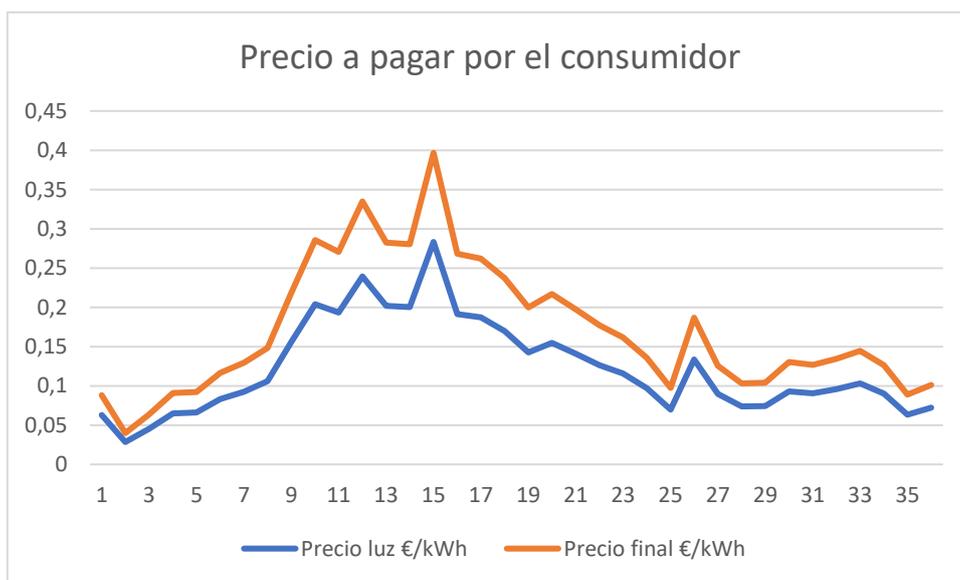


Figura 38: Evolución precio electricidad a pagar por el consumidor.

En este estudio se ha tomado como referencia el precio medio de la electricidad para 2023, ajustado para reflejar los costes finales al consumidor en la tarifa 3.0 TD. Además, se ha incluido una tabla comparativa con los precios de 2021, 2022 y 2023, lo que permite analizar la evolución del coste y su impacto en la viabilidad del proyecto, aportando mayor solidez a los resultados.

En cuanto al precio de venta de la energía eléctrica generada en caso de tener excedentes, el cual ha sido obtenido de la web oficial de un proveedor energético, como es "Endesa" es de un valor de 0,1 €/kWh.

Es crucial para los cálculos económicos del proyecto, como el Payback, VAN y TIR, considerar la posible inflación futura tanto en los precios de la electricidad como en los costos de mantenimiento de la instalación. Para este análisis, se ha utilizado una tasa de inflación media anual del 1,8%, obtenida a partir del comportamiento de los precios entre los años 2013 y 2022, según los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Este ajuste permite realizar una evaluación más precisa de los retornos económicos del proyecto a largo plazo.

Los cálculos económicos se han llevado a cabo utilizando una hoja de Excel, lo que permite realizar análisis precisos y flexibles. A continuación, se presentan las principales variables económicas empleadas en el estudio, junto con las fórmulas y expresiones que nos han permitido calcular los resultados con precisión.

- Valor actual neto (VAN):

El Valor Actual Neto (VAN) mide la rentabilidad total del proyecto, considerando tanto la inversión inicial como los flujos de caja futuros, ajustados por una tasa de descuento que refleja el valor del dinero en el tiempo. En este caso, se ha utilizado una tasa del 12%, basada en proyectos similares de instalaciones de consumo colectivo en edificios residenciales, con el objetivo de reflejar el coste del capital o la rentabilidad esperada para este tipo de proyectos.

Fórmula del VAN:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de caja neto}_t}{(1+r)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Flujo de caja neto_t: El flujo de caja neto en el año "t".

r: Tasa de descuento (representa el coste de oportunidad del capital o la inflación).

n: Número de años de vida útil del proyecto.

Inversión inicial: El coste de instalación del sistema fotovoltaico.

Este valor nos indica cuánto vale, en términos de valor presente, la suma de los flujos de caja futuros descontados, comparado con la inversión inicial. Si el VAN es positivo, el proyecto es rentable.

En Excel se utiliza la fórmula $VNA(r\%; \text{flujos de caja}) + \text{inversión inicial}$.

•Tasa interna de retorno (TIR):

El TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0, es decir, es la tasa de rendimiento promedio del proyecto. Si el TIR es mayor que el coste del capital, el proyecto es considerado rentable.

Fórmula de la TIR:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de caja neto}_t}{(1 + \text{TIR})^t} - \text{Inversión inicial}$$

Este cálculo normalmente se realiza en Excel usando la función TIR(), que devuelve el valor que hace que el VAN sea cero.

• Payback, el cual es un indicador que mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a través de los ahorros o ingresos generados por el proyecto. Para este caso, se calcula sumando los flujos de caja anuales hasta que el acumulado iguale o supere la inversión inicial. Es un método sencillo que permite conocer en cuántos años el proyecto comenzará a generar beneficios netos, proporcionando una visión clara de la rapidez con la que se amortiza la instalación.

- Explicación de los Datos Utilizados

Producción anual (kWh): Es la energía total que se espera que la instalación produzca anualmente, basada en los datos técnicos de los paneles fotovoltaicos y la radiación solar estimada para la ubicación del proyecto.

Coste €/kWh: Este coste es el precio que se compra electricidad de la red.

Precio €/kWh: Este precio puede ser el que se vende la electricidad excedente a la red.

Ahorro anual: Este valor se calcula multiplicando la producción para autoconsumo por el precio de la electricidad, como hemos descrito.

Coste de mantenimiento: Gastos que deben asumirse cada año para el correcto funcionamiento de la instalación (inspecciones, limpiezas, etc.).

Los valores que se obtienen como resultado se reflejan en las siguientes tablas:

| | Consumo kWh | Compra €/kWh | Gasto | Producción kWh | Venta €/kWh | Ingresos | Ahorro anual | Mantenimiento |
|--------|-------------|--------------|---------|----------------|-------------|----------|--------------|---------------|
| Año 0 | 21621,00 | 0,12 | 2644,25 | | | | | |
| Año 1 | 21621,00 | 0,12 | 2649,01 | 74090,00 | 0,10 | 7409,00 | 4759,99 | 902,04 |
| Año 2 | 21621,00 | 0,12 | 2653,78 | 74090,00 | 0,10 | 7542,36 | 4888,59 | 903,66 |
| Año 3 | 21621,00 | 0,12 | 2658,55 | 74090,00 | 0,10 | 7678,12 | 5019,57 | 905,29 |
| Año 4 | 21621,00 | 0,12 | 2663,34 | 74090,00 | 0,11 | 7816,33 | 5152,99 | 906,92 |
| Año 5 | 21621,00 | 0,12 | 2668,13 | 74090,00 | 0,11 | 7957,02 | 5288,89 | 908,55 |
| Año 6 | 21621,00 | 0,12 | 2672,94 | 74090,00 | 0,11 | 8100,25 | 5427,32 | 910,19 |
| Año 7 | 21621,00 | 0,12 | 2677,75 | 74090,00 | 0,11 | 8246,06 | 5568,31 | 911,83 |
| Año 8 | 21621,00 | 0,12 | 2682,57 | 74090,00 | 0,11 | 8394,48 | 5711,92 | 913,47 |
| Año 9 | 21621,00 | 0,12 | 2687,39 | 74090,00 | 0,12 | 8545,59 | 5858,19 | 915,11 |
| Año 10 | 21621,00 | 0,12 | 2692,23 | 74090,00 | 0,12 | 8699,41 | 6007,17 | 916,76 |
| Año 11 | 21621,00 | 0,12 | 2697,08 | 74090,00 | 0,12 | 8856,00 | 6158,92 | 918,41 |
| Año 12 | 21621,00 | 0,12 | 2701,93 | 74090,00 | 0,12 | 9015,40 | 6313,47 | 920,06 |
| Año 13 | 21621,00 | 0,13 | 2706,80 | 74090,00 | 0,12 | 9177,68 | 6470,88 | 921,72 |
| Año 14 | 21621,00 | 0,13 | 2711,67 | 74090,00 | 0,13 | 9342,88 | 6631,21 | 923,38 |
| Año 15 | 21621,00 | 0,13 | 2716,55 | 74090,00 | 0,13 | 9511,05 | 6794,50 | 925,04 |
| Año 16 | 21621,00 | 0,13 | 2721,44 | 74090,00 | 0,13 | 9682,25 | 6960,81 | 926,70 |
| Año 17 | 21621,00 | 0,13 | 2726,34 | 74090,00 | 0,13 | 9856,53 | 7130,19 | 928,37 |
| Año 18 | 21621,00 | 0,13 | 2731,25 | 74090,00 | 0,14 | 10033,95 | 7302,70 | 930,04 |
| Año 19 | 21621,00 | 0,13 | 2736,16 | 74090,00 | 0,14 | 10214,56 | 7478,40 | 931,72 |
| Año 20 | 21621,00 | 0,13 | 2741,09 | 74090,00 | 0,14 | 10398,42 | 7657,33 | 933,39 |
| Año 21 | 21621,00 | 0,13 | 2746,02 | 74090,00 | 0,14 | 10585,59 | 7839,57 | 935,07 |
| Año 22 | 21621,00 | 0,13 | 2750,96 | 74090,00 | 0,15 | 10776,13 | 8025,17 | 936,76 |
| Año 23 | 21621,00 | 0,13 | 2755,92 | 74090,00 | 0,15 | 10970,10 | 8214,19 | 938,44 |
| Año 24 | 21621,00 | 0,13 | 2760,88 | 74090,00 | 0,15 | 11167,56 | 8406,69 | 940,13 |
| Año 25 | 21621,00 | 0,13 | 2765,85 | 74090,00 | 0,15 | 11368,58 | 8602,74 | 941,83 |

| | Flujos de caja | Pendiente de pago |
|--------|----------------|-------------------|
| Año 0 | -32712,20 | -32712,20 |
| Año 1 | 3857,95 | -28854,25 |
| Año 2 | 3984,92 | -24869,32 |
| Año 3 | 4114,28 | -20755,04 |
| Año 4 | 4246,07 | -16508,97 |
| Año 5 | 4380,34 | -12128,63 |
| Año 6 | 4517,13 | -7611,50 |
| Año 7 | 4656,48 | -2955,02 |
| Año 8 | 4798,45 | 1843,43 |
| Año 9 | 4943,08 | 6786,51 |
| Año 10 | 5090,42 | 11876,93 |
| Año 11 | 5240,51 | 17117,44 |
| Año 12 | 5393,41 | 22510,84 |
| Año 13 | 5549,17 | 28060,01 |
| Año 14 | 5707,83 | 33767,84 |
| Año 15 | 5869,46 | 39637,30 |
| Año 16 | 6034,11 | 45671,41 |
| Año 17 | 6201,82 | 51873,23 |
| Año 18 | 6372,66 | 58245,89 |
| Año 19 | 6546,68 | 64792,57 |
| Año 20 | 6723,94 | 71516,51 |
| Año 21 | 6904,50 | 78421,00 |
| Año 22 | 7088,41 | 85509,41 |
| Año 23 | 7275,74 | 92785,16 |
| Año 24 | 7466,56 | 100251,71 |
| Año 25 | 7660,91 | 107912,62 |

Tablas 53 y 54: Proyección de los flujos de caja y recuperación de la inversión.

La tabla muestra el análisis detallado de los flujos de caja anuales asociados al proyecto, teniendo en cuenta el consumo energético del edificio, los precios de compra y venta de electricidad, y los costos de mantenimiento a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación.

La columna "Pendiente" refleja el saldo acumulado, indicando el momento en el que se recupera la inversión inicial, que en este caso ocurre entre los años 7 y 8, tal como se señala en verde.

Los flujos de caja representan la diferencia entre los ahorros anuales por autoconsumo y los costos de mantenimiento e ingresos por la venta de excedentes.

| | |
|------------------|---------|
| TIR | 13,89% |
| VAN (r=% de TIR) | 0 |
| VAN (r=12%) | 5056,56 |

Tabla 55: Resultado de los cálculos anteriores.

Explicación del VAN y la TIR:

- El VAN obtenido de 5056 € lo cual indica que, tras descontar los flujos de caja con una tasa del 12%, el proyecto genera un beneficio neto positivo al final de su vida útil. Esto implica que la inversión es rentable y se obtendrán beneficios adicionales a la inversión inicial.
- Tasa Interna de Retorno (TIR): La TIR calculada del 13,89%, la cual es superior a la tasa de descuento del 12%, lo que confirma que el proyecto es financieramente viable. Una TIR mayor que el coste del capital asegura que los retornos del proyecto superan el coste de oportunidad de la inversión, lo que lo hace atractivo desde el punto de vista económico.

ANEXO IV. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este Anexo se detallan los cálculos eléctricos tales como el cableado, tomas a tierra, canalizaciones y protecciones.

1. CABLEADO ELÉCTRICO

Toda la instalación se realiza conforme al vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, publicado en el B.O.E. el 18 de septiembre de 2002), de obligado cumplimiento, utilizando materiales libres de halógenos y no propagadores de llama.

A continuación, se desarrollarán todos los cálculos eléctricos necesarios para poder determinar las secciones mínimas del cableado, dividiéndolos en dos partes según el tipo de corriente que circulará por dichos conductores: continua y alterna.

La intensidad en cualquier circuito será siempre menor que la máxima prescrita en la norma ITC-BT-19.

Los criterios que se utilizarán son los siguientes:

- Criterio térmico (intensidad máxima admisible).
- Criterio de caída de tensión.
- Criterio de intensidad de cortocircuito.

Dado que cada criterio generará resultados distintos, se elegirá la sección más restrictiva para asegurar el cumplimiento de cada uno de los criterios y garantizar que la instalación sea adecuada. Como se ha mencionado anteriormente, la instalación se compone de dos partes claramente diferenciadas según el tipo de corriente. La sección en continua cubre el recorrido desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, donde la corriente se convierte en alterna. La sección en alterna, por su parte, abarca desde los inversores hasta el cuadro general de protección.

Y como dijo Ash a Pikachu: *"te elijo a ti"*. Ahora, procedemos a la elección de los cables, asegurando que cumplan con todos los criterios mencionados y garanticen la seguridad y eficiencia de la instalación.

2.1 SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE CC:

Dentro de la parte de la instalación en corriente continua, que se encuentra en la azotea del edificio y va hasta el inversor se tienen seis secciones diferentes, como se puede ver en el plano, en su correspondiente apartado, para los diferentes grupos de paneles que van a cada uno de los MPPTs del inversor.

El conductor utilizado para esta parte del circuito es el modelo Tecsun H1Z2Z2-K, disponible en colores rojo y negro, tal como se indica en el plano eléctrico. Este cable es específico para aplicaciones fotovoltaicas y cuenta con certificación TÜV y VDE.

Está fabricado con cobre recocido estañado de clase 5 (flexible), y posee una estructura de doble aislamiento que garantiza un nivel alto de seguridad.

Además, está elaborado con materiales resistentes a los rayos UV, al ozono, al fuego y al agua, cumpliendo con todas las normas y estándares de seguridad eléctrica.

Las características del conductor se pueden consultar en mayor detalle en el Anexo II, junto con las demás fichas técnicas.

Algunos aspectos importantes son:

- Conductor: Cobre recocido estañado, clase 5 (flexible), según UNE-EN 60228 e IEC 60228.
- Aislamiento: Compuesto reticulado libre de halógenos y con baja emisión de humos, conforme a EN 50618 e IEC 62930.
- Cubierta: Material reticulado libre de halógenos, resistente al agua, aceites y rayos UV, adecuado para enterrar directamente.

Este conductor asegura una larga vida útil y fiabilidad, incluso en condiciones ambientales adversas, haciendo de él una elección ideal para instalaciones solares.

En lo referente al circuito de corriente de continua se encuentran dos métodos de instalación diferente:

- El primero, que lleva los cables desde los paneles solares hasta la fachada, se trata de una bandeja perforada.
- El segundo, que lleva los conductores desde la fachada hasta el inversor, se trata de un conducto empotrado en la pared.

Por lo tanto, a la hora de realizar los cálculos de las corrientes máximas admisibles se escogerá el método que implique la corriente más restrictiva, para estar del lado de la seguridad.

Se han dividido las seis diferentes secciones de la forma que se puede ver en el plano nº5 y con más detalle en los planos 6, 7 y 8.

En este caso habrá varios tramos diferentes los que corresponden a las secciones que conectan los strings de los paneles, a partir de ahora "Tramo 1" (para formar las uniones de 5 paneles en serie, denominados strings), mientras que los demás tramos representan las uniones de intensidad debido a la conexión de 4 strings, a partir de ahora "Tramo 2", multiplicando la intensidad a su vez por 4 y haciendo necesario el nuevo dimensionamiento. Una vez se unen los strings en paralelo, el conductor se dirigirá a la entrada MPPT del inversor.

Se empleará el mismo sistema de cableado, dimensionando un conductor para la unión en serie y otro para la unión de los strings. Esto implica que el tipo de conductor en cada grupo (rojo, amarillo, magenta, etc.) serán del mismo tipo y sección, garantizando uniformidad en cada grupo de paneles.

Criterio térmico:

La corriente máxima admisible es aquella corriente capaz de circular por un conductor en servicio permanente sin que este sufra ningún daño. Calculada con la siguiente fórmula:

$$I_{MAX ADM} = 1.25 * I_{SC-ST}$$

Siendo I_{SC-ST} la corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo estándar.

Esta corriente de cortocircuito se puede obtener de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos (13,98 A para el modelo de panel utilizado). Además, según la norma ITC-BT-40, los conductores tienen que soportar una intensidad que sea como mínimo, del 125% de la corriente máxima admisible.

Para seleccionar la sección de conductor adecuada se disponen de unas tablas (según la norma UNE-HD 60364-5-52 o las que proporciona el propio fabricante).

Sin embargo, se ha de tener en cuenta la agrupación de los diferentes conductores, que afecta a la corriente máxima que puede soportar el conductor. Por ello, se multiplica la intensidad admisible del conductor por un coeficiente de corrección en función del número de conductores llamado k_A , extraído de la Norma UNE 20 460-5-523:2004, en este caso, la tabla para calcular este factor corrector ha sido obtenida de la "GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN: INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS. PRESCRIPCIONES GENERALES." (GUÍA-BT-19).

Sección tramos 1:

$$I_{MAX ADM} = 1.25 * I_{SC-ST} = 1.25 * 13.98 = 17.47 A$$

| Ref. | Disposición de cables contiguos | Número de circuitos o cables multiconductores | | | | | | | | |
|------|--|---|------|------|------|------|------|--|------|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 12 | 16 | 20 |
| 1 | Empotrados o embutidos | 1,00 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,55 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 |
| 2 | Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores. | | |
| 3 | Capa única fijada bajo techo | 0,95 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | | | |
| 4 | Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal | 1,00 | 0,90 | 0,80 | 0,75 | 0,75 | 0,70 | | | |
| 5 | Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc. | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,8 | | | |

Figura 39: Factores de reducción por agrupamiento de circuitos en varias capas. [22]

Datos técnicos

| Número de conductores x sección (mm²) | Diámetro máximo del conductor (mm) (1) | Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm) | Radio mínimo de curvatura dinámico (mm) | Radio mínimo de curvatura estático (mm) | Peso (kg/km) (1) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad admisible al aire (2) (A) | Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3) | Intensidad admisible enterrado directamente o bajo tubo enterrado (4) (A) | Caída de tensión (V/A km) (2) |
|---------------------------------------|--|---|---|---|------------------|--|--------------------------------------|---|---|-------------------------------|
| 1x1,5 | 1,6 | 4,4 | 20 | 15 | 35 | 13,7 | 24 | 30 | 24 | 27,4 |
| 1x2,5 | 1,9 | 4,8 | 22 | 17 | 46 | 8,21 | 34 | 41 | 32 | 16,42 |
| 1x4 | 2,4 | 5,3 | 24 | 18 | 61 | 5,09 | 46 | 55 | 42 | 10,18 |
| 1x6 | 2,9 | 5,9 | 26 | 20 | 80 | 3,39 | 59 | 70 | 53 | 6,78 |
| 1x10 | 4 | 7,0 | 30 | 23 | 122 | 1,95 | 82 | 98 | 70 | 3,90 |
| 1x16 | 5,6 | 9,0 | 39 | 30 | 200 | 1,24 | 110 | 132 | 91 | 2,48 |
| 1x25 | 6,4 | 10,3 | 45 | 34 | 290 | 0,795 | 140 | 176 | 116 | 1,59 |
| 1x35 | 7,5 | 11,7 | 63 | 50 | 400 | 0,565 | 182 | 218 | 140 | 1,13 |
| 1x50 | 9 | 13,5 | 73 | 58 | 560 | 0,393 | 220 | 276 | 166 | 0,786 |
| 1x70 | 10,8 | 15,5 | 83 | 66 | 750 | 0,277 | 282 | 347 | 204 | 0,554 |
| 1x95 | 12,6 | 17,7 | 94 | 75 | 970 | 0,210 | 343 | 416 | 241 | 0,42 |
| 1x120 | 14,2 | 19,2 | 122 | 82 | 1220 | 0,164 | 397 | 488 | 275 | 0,328 |
| 1x150 | 15,8 | 21,4 | 136 | 91 | 1500 | 0,132 | 458 | 566 | 311 | 0,264 |
| 1x185 | 17,4 | 23,7 | 151 | 101 | 1840 | 0,108 | 523 | 644 | 348 | 0,216 |
| 1x240 | 20,4 | 27,1 | 171 | 114 | 2400 | 0,0817 | 617 | 775 | 402 | 0,1634 |

Figura 40: Datos técnicos del cable TECSUN-H1Z2Z2-K. [23]

$$I_{MAX ADM} = 24 A > 17.47 A$$

Como se puede observar, la intensidad que admite el conductor es mayor, por lo tanto la sección será de 1,5 mm².

Sección tramos 2:

Se multiplica por 4 la intensidad debido a la unión de strings:

$$I_{MAX ADM} = 4 * I_{SC-ST} = 4 * 13.98 = 55.92 A$$

| Ref. | Disposición de cables contiguos | Número de circuitos o cables multiconductores | | | | | | | | |
|------|--|---|------|------|------|------|------|--|------|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 12 | 16 | 20 |
| 1 | Empotrados o embutidos | 1,00 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,55 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 |
| 2 | Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores. | | |
| 3 | Capa única fijada bajo techo | 0,95 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | | | |
| 4 | Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal | 1,00 | 0,90 | 0,80 | 0,75 | 0,75 | 0,70 | | | |
| 5 | Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc. | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,8 | | | |

Figura 41: Factores de reducción por agrupamiento de circuitos en varias capas. [24]

Datos técnicos

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro máximo del conductor (mm) (1) | Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm) | Radio mínimo de curvatura dinámico (mm) | Radio mínimo de curvatura estático (mm) | Peso (kg/km) (1) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad admisible al aire (2) (A) | Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3) | Intensidad admisible enterrado directamente o bajo tubo enterrado (4) (A) | Caída de tensión (V/A km) (2) |
|--|--|---|---|---|------------------|--|--------------------------------------|---|---|-------------------------------|
| 1x1,5 | 1,6 | 4,4 | 20 | 15 | 35 | 13,7 | 24 | 30 | 24 | 27,4 |
| 1x2,5 | 1,9 | 4,8 | 22 | 17 | 46 | 8,21 | 34 | 41 | 32 | 16,42 |
| 1x4 | 2,4 | 5,3 | 24 | 18 | 61 | 5,09 | 46 | 55 | 42 | 10,18 |
| 1x6 | 2,9 | 5,9 | 26 | 20 | 80 | 3,39 | 59 | 70 | 53 | 6,78 |
| 1x10 | 4 | 7,0 | 30 | 23 | 122 | 1,95 | 82 | 98 | 70 | 3,90 |
| 1x16 | 5,6 | 9,0 | 39 | 30 | 200 | 1,24 | 110 | 132 | 91 | 2,48 |
| 1x25 | 6,4 | 10,3 | 45 | 34 | 290 | 0,795 | 140 | 176 | 116 | 1,59 |
| 1x35 | 7,5 | 11,7 | 63 | 50 | 400 | 0,565 | 182 | 218 | 140 | 1,13 |
| 1x50 | 9 | 13,5 | 73 | 58 | 560 | 0,393 | 220 | 276 | 166 | 0,786 |
| 1x70 | 10,8 | 15,5 | 83 | 66 | 750 | 0,277 | 282 | 347 | 204 | 0,554 |
| 1x95 | 12,6 | 17,7 | 94 | 75 | 970 | 0,210 | 343 | 416 | 241 | 0,42 |
| 1x120 | 14,2 | 19,2 | 122 | 82 | 1220 | 0,164 | 397 | 488 | 275 | 0,328 |
| 1x150 | 15,8 | 21,4 | 136 | 91 | 1500 | 0,132 | 458 | 566 | 311 | 0,264 |
| 1x185 | 17,4 | 23,7 | 151 | 101 | 1840 | 0,108 | 523 | 644 | 348 | 0,216 |
| 1x240 | 20,4 | 27,1 | 171 | 114 | 2400 | 0,0817 | 617 | 775 | 402 | 0,1634 |

Figura 42: Datos técnicos del cable TECSUN-H1Z2Z2-K. [25]

$$I_{MAXADM} = 59 * 0.55 = 32.45 \text{ A} > 55.92 \text{ A}$$

Como no se cumple, cogeremos una sección superior de conductor:

$$I_{MAXADM} = 110 * 0.55 = 60.5 \text{ A} > 55.92 \text{ A}$$

Como se puede observar, la intensidad que admite el conductor es mayor, por lo tanto la sección será de 16 mm².

Luego se tendrá una sección de 1.5 mm² para los tramos 1 y una vez se produzca la unión de las strings se pasará a 16 mm² de sección, cumpliendo así con el criterio de máxima intensidad admisible.

Finalmente, para la instalación en un conducto sobre pared, que llevara los conductores hasta el inversor se tiene una sección de 16 mm² para todos los conductores, habiendo tenido en cuenta la agrupación de los 6 conductores.

Criterio de caída de tensión:

La caída de tensión máxima admisible es del 1,5%, según la ITC-BT-40 y esta caída a su vez depende del número de paneles, el cual en este caso es similar para toda la instalación, 20 paneles, salvo una rama que tiene 16 paneles:

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 41.95 * 20 = 12,58 V$$

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 41.95 * 20 = 12,58 V$$

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 41.95 * 20 = 12,58 V$$

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 41.95 * 20 = 12,58 V$$

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 41.95 * 20 = 12,58 V$$

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 41.95 * 16 = 10.07 V$$

Para conocer la sección mínima con dicha caída de tensión se utiliza la siguiente formula:

$$S (\text{mm}^2) = \frac{2 * L * 1.25 * I}{\Delta U * \gamma}$$

Siendo cada término de la formula:

- L Longitud del conductor cuyo valor dependerá del string en cuestión.
- Intensidad de conductor I, indicada por la hoja de características del panel fotovoltaico, en este caso 13.98 A.
- Conductividad del cable γ , con un valor de 47.62 m/ Ω *mm² para 70°C.

A continuación, se muestran los cálculos realizados para cada uno de los tramos, el primero corresponde a los conductores sobre la azotea que unen los paneles y el tramo 2 corresponde a los 6 conductores en el conducto que llevan a los MPPT del inversor.

| Tramo | Tensión máxima (V) | L(m) | In (A) | S mínima mm ² | S escogida mm ² | CDT (V) | CDT % (V) |
|-------|--------------------|--------|--------|--------------------------|----------------------------|---------|-----------|
| 1,00 | 839,00 | 400,00 | 13,12 | 21,90 | 25,00 | 11,02 | 1,31 |
| 2,00 | 839,00 | 40,00 | 78,72 | 13,14 | 16,00 | 10,33 | 1,23 |

Tabla 56: Cálculos de secciones en continua de los diferentes circuitos.

Luego quedaría una sección de 25 mm² para los tramos 1 y una sección de 16 mm² para los tramos 2 hasta el inversor, superando con creces lo obtenido con el criterio térmico, con lo cual cumple este también.

Criterio de intensidad de cortocircuito:

Para calcular la sección del conductor mediante este criterio, se emplea la siguiente expresión:

$$S_{min} (mm^2) = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

- I_{cc} corriente de cortocircuito del panel (13.98 A).
- t : tiempo que dura el cortocircuito que son 1,5 segundos.
- K : constante de valor 143, indicado por la normativa al tratarse de un conductor de aislamiento XLPE.

Para los tramos 1:

$$S_{\text{mín}} (\text{mm}^2) = \frac{13.98 * \sqrt{1.5}}{143} = 0.11$$

Para el tramo 2:

$$S_{\text{mín}} (\text{mm}^2) = \frac{78.72 * \sqrt{1.5}}{143} = 0.67$$

Siguiendo con las especificaciones del "Reglamentos Electrotécnico de Baja Tensión", el cual nos indica que la sección mínima debe ser de al menos 4 mm² y de tensión asignada 0,6/1kV, finalmente quedarían las más restrictivas, las cuales serían:

Sección tramos 1: 25 mm².

Sección tramo 2: 16 mm².

2.2 SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE CA:

El conductor utilizado en este tramo es el modelo AFUMEX CLASS 1000 V (AS) de la marca Prysmian, específicamente un cable unipolar fabricado con cobre electrolítico recocido y aislamiento de polietileno reticulado, conforme a la norma UNE HD 603-1.

Las fases se identificarán con los colores marrón, negro y gris, mientras que el azul será usado para el neutro y el amarillo/verde para el conductor de tierra, tal como establece la norma UNE 21089-1. Además, este conductor cumple con todas las normativas de la Unión Europea en cuanto a seguridad contra incendios.

La instalación de estos conductores se realizará en un tubo montado sobre pared, manteniendo una separación inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo. Al igual que en la sección de corriente continua, la intensidad máxima admisible se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$I_{MAX ADM} = 1.25 * I_{O-MAX}$$

Siendo en este caso I_{O-MAX} la corriente máxima de salida del inversor.

Por lo tanto:

$$I_{MAX ADM} = 1.25 * I_{O-MAX} = 1.25 * 100.3 = 125.37 \text{ A}$$

Criterio térmico:

Al igual que en los cálculos del apartado de corriente continua, hay que tener en cuenta los circuitos que se agrupan, en este caso en 4, cada uno de los conductores de trifásica y el neutro:

| Ref. | Disposición de cables contiguos | Número de circuitos o cables multiconductores | | | | | | | | |
|------|--|---|------|------|------|------|------|--|------|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 12 | 16 | 20 |
| 1 | Empotrados o embutidos | 1,00 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,55 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 |
| 2 | Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores. | | |
| 3 | Capa única fijada bajo techo | 0,95 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | | | |
| 4 | Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal | 1,00 | 0,90 | 0,80 | 0,75 | 0,75 | 0,70 | | | |
| 5 | Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc. | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,8 | | | |

Figura 43: Factores de reducción por agrupamiento de circuitos en varias capas. [26]

Según la norma UNE HD 60364-5-52, la instalación de referencia para acceder a las tablas es la B1, como se puede apreciar en la tabla a continuación:

Tabla B.52.1 – Métodos de instalación de referencia que forman la base de las corrientes admisibles tabuladas

| Método de instalación de referencia | | Tabla y columna | | | | | | | Factor de temperatura ambiente | Factor de reducción por agrupamiento | |
|---|--|--|--------------------------|---------------------|---------------|--------------------------------|---|--------------------------------------|---|--------------------------------------|--------------------------------------|
| | | Corrientes admisibles para los circuitos simples | | | | | Factor de temperatura ambiente | Factor de reducción por agrupamiento | | | |
| | | Aislamiento termoplástico | Aislamiento termoestable | Aislamiento mineral | | Factor de temperatura ambiente | | | | | Factor de reducción por agrupamiento |
| | | Número de conductores aislados | | | | | | | | | |
| 2 | 3 | 2 | 3 | 2 y 3 | 2 y 3 | 2 y 3 | 2 y 3 | 2 y 3 | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | | | |
|  | Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante | A1 | B.52.2 Col. 2 | B.52.4 Col. 2 | B.52.3 Col. 2 | B.52.5 Col. 2 | - | B.52.14 | B.52.17 | | |
|  | Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante | A2 | B.52.2 Col. 3 | B.52.4 Col. 3 | B.52.3 Col. 3 | B.52.5 Col. 3 | - | B.52.14 | B.52.17 Excepto D (aplica la tabla B.52.19) | | |
|  | Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera | B1 | B.52.2 Col. 4 | B.52.4 Col. 4 | B.52.3 Col. 4 | B.52.5 Col. 4 | - | B.52.14 | B.52.17 | | |
|  | Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera | B2 | B.52.2 Col. 5 | B.52.4 Col. 5 | B.52.3 Col. 5 | B.52.5 Col. 5 | - | B.52.14 | B.52.17 | | |
|  | Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera | C | B.52.2 Col. 6 | B.52.4 Col. 6 | B.52.3 Col. 6 | B.52.5 Col. 6 | Cubierta 70 °C B.52.6 Cubierta 105 °C B.52.7 | B.52.14 | B.52.17 | | |
|  | Cable multipolar en conductos en el suelo | D | B.52.2 Col. 7 | B.52.4 Col. 7 | B.52.3 Col. 7 | B.52.5 Col. 7 | - | B.52.15 | B.52.19 | | |

Figura 44: Métodos de instalación de referencia. [27]

| Número de conductores x sección (mm²) | Espesor de aislamiento (mm) (1) | Diámetro exterior (mm) (1) | Peso (kg/km) (1) | Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km | Intensidad admisible al aire (2) (A) | Intensidad admisible enterrado (3) (A) | Caída de tensión (V/Akm) (2) | |
|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------|--|--------------------------------------|--|------------------------------|-------------|
| | | | | | | | cos φ = 1 | cos φ = 0,8 |
| 1x1,5 | 0,7 | 7 | 67 | 13,3 | 21 | 21 | 26,5 | 21,36 |
| 1x2,5 | 0,7 | 7,5 | 79 | 298 | 30 | 27 | 15,92 | 12,88 |
| 1x4 | 0,7 | 8 | 97 | 4,95 | 40 | 35 | 9,96 | 8,1 |
| 1x6 | 0,7 | 8,5 | 120 | 3,3 | 52 | 44 | 6,74 | 5,51 |
| 1x10 | 0,7 | 9,6 | 167 | 1,91 | 72 | 58 | 4 | 3,31 |
| 1x16 | 0,7 | 10,6 | 226 | 1,21 | 97 | 75 | 2,51 | 2,12 |
| 1x25 | 0,9 | 12,3 | 321 | 0,78 | 122 | 96 | 1,59 | 1,37 |
| 1x35 | 0,9 | 13,8 | 421 | 0,55 | 153 | 117 | 1,15 | 1,01 |
| 1x50 | 1 | 15,4 | 579 | 0,38 | 186 | 138 | 0,85 | 0,77 |
| 1x70 | 1,1 | 17,3 | 780 | 0,27 | 243 | 170 | 0,59 | 0,56 |
| 1x95 | 1,1 | 19,2 | 995 | 0,20 | 298 | 202 | 0,42 | 0,43 |
| 1x120 | 1,2 | 21,3 | 1240 | 0,16 | 350 | 230 | 0,34 | 0,36 |
| 1x150 | 1,4 | 23,4 | 1529 | 0,12 | 401 | 260 | 0,27 | 0,31 |
| 1x185 | 1,6 | 25,6 | 1826 | 0,10 | 460 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 1x240 | 1,7 | 28,6 | 2383 | 0,08 | 545 | 336 | 0,17 | 0,22 |
| 1x300 | 1,8 | 31,3 | 2942 | 0,06 | 630 | 380 | 0,14 | 0,19 |
| 1x400 | 2 | 36 | 3921 | 0,05 | | 446 | 0,11 | 0,17 |

Figura 45: Corrientes admisibles para los diferentes métodos de instalación. [28]

$$I_{MAXADM} = 243 * 0.55 = 133.65 A > 125.37 A$$

Luego quedaría para los cuatro una sección de 70 mm².

Criterio de caída de tensión:

La caída de tensión máxima admisible es del 1,5%, según la ITC-BT-40.

$$\Delta U = 1.5\% * U = \frac{1.5}{100} * 400 = 6 V$$

Para conocer la sección mínima con dicha caída de tensión se utiliza la siguiente formula:

$$S (mm^2) = \frac{\sqrt{3} * L * 1.25 * I * \cos(\varphi)}{\Delta U * \gamma}$$

Siendo cada término de la formula:

- L Longitud del conductor cuyo valor se toma de 10 m aunque la distancia entre el inversor y el cuadro de protecciones es inferior.
- Intensidad de conductor I, indicada por la hoja de características del panel fotovoltaico, en este caso 100.3 A.
- Conductividad del cable γ, con un valor de 52 m/Ω*mm² para 40°C.

A continuación, se muestran los cálculos realizados para el cableado:

| Tramo | Tensión máxima (V) | L(m) | In (A) | S mínima mm ² | S escogida mm ² | CDT (V) | CDT % (V) |
|-------------|--------------------|-------|--------|--------------------------|----------------------------|---------|-----------|
| Alternativa | 400,00 | 10,00 | 100,30 | 0,63 | 70,00 | 3,58 | 0,89 |

Tabla 57: Cálculos de secciones en alterna.

Luego quedaría para los cuatro una sección de 70 mm².

Criterio de intensidad de cortocircuito:

Para calcular la sección del conductor mediante este criterio, se emplea la siguiente expresión:

$$S_{\min} (\text{mm}^2) = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

- I_{CC} corriente de cortocircuito del inversor (240 A).
- t : tiempo que dura el cortocircuito que son 1,5 segundos.
- K : constante de valor 143, indicado por la normativa al tratarse de un conductor de aislamiento XLPE.

El cálculo es el siguiente:

$$S_{\min} (\text{mm}^2) = \frac{240 * \sqrt{1.5}}{143} = 2.055$$

Finalmente, teniendo en cuenta el método más restrictivo, se tendría para los cuatro conductores una sección de 70 mm².

2. TOMAS A TIERRA

La instalación de los conductores de puesta a tierra se llevará a cabo de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, que regula la conexión a la red de instalaciones de generación de energía eléctrica de pequeña escala.

Conforme a este marco normativo, todas las masas de la instalación fotovoltaica se conectarán a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, utilizando un esquema de tipo TT.

En lo que respecta a la parte de corriente continua, se instalará un conductor desnudo de cobre que coincida con la sección utilizada en estos circuitos (25 mm² para circuitos de 25 mm² y 16 mm² para circuitos de 16 mm²), que se conectará a cada estructura de soporte y al marco de cada panel, y que estará vinculado a una pica para establecer una toma de tierra independiente de la que ya existe para la edificación.

Para la parte de corriente alterna, se utilizarán conductores con aislamiento XLPE, junto con conductores desnudos (ambos de sección 70 mm²) para conectar los inversores a una pica de cobre. Esta conexión a tierra se instalará a no más de un metro de distancia del inversor.

3. CANALIZACIONES

Dependiendo del cableado seleccionado existen diferentes canalizaciones:

- Cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el final de la azotea: la instalación se realizará sobre bandejas perforadas al aire.
- Cableado desde el final de la cubierta hasta el cuarto eléctrico donde se encuentra el inversor: la instalación se realizará sobre un tubo empotrado en la pared.
- Cableado desde el inversor hasta el Cuadro General de Protección: al igual que el anterior, la instalación se realizará sobre un tubo empotrado en la pared.

Las canalizaciones se seleccionarán según lo indicado en la ITC-RB-21, que trata sobre las canalizaciones en instalaciones interior. Según lo establecido en el apartado 3 de la ITC-BT21, la instalación de la canalización protectora se realizará conforme a lo estipulado en la norma UNE EN 50085. A continuación, se presenta una tabla que detalla las características mínimas requeridas para llevar a cabo estas canalizaciones:

| Característica | Grado | |
|--|---------------|--------------------------------|
| | ≤ 16 mm | > 16 mm |
| Dimensión del lado mayor de la sección transversal | ≤ 16 mm | > 16 mm |
| Resistencia al impacto | Muy ligera | Media |
| Temperatura mínima de instalación y servicio | +15°C | -5°C |
| Temperatura máxima de instalación y servicio | +60°C | +60°C |
| Propiedades eléctricas | Aislante | Continuidad eléctrica/aislante |
| Resistencia a la penetración de objetos sólidos | 4 | no inferior a 2 |
| Resistencia a la penetración de agua | No declarada | |
| Resistencia a la propagación de la llama | No propagador | |

Figura 46: Características mínimas para las canalizaciones superficiales ordinarias. [29]

En el caso de la canalización instalada en la fachada y dado que en el tramo final el número de conductores supera los 5 (5 conductores), considerando que es trifásica junto con el neutro y la puesta a tierra.

Además, el diámetro exterior se determinará según la misma razón mencionada anteriormente, tomando como referencia la siguiente tabla:

| Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²) | Diámetro exterior de los tubos (mm) | | | | |
|--|-------------------------------------|----|----|----|----|
| | Número de conductores | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1,5 | 12 | 12 | 16 | 16 | 16 |
| 2,5 | 12 | 12 | 16 | 16 | 20 |
| 4 | 12 | 16 | 20 | 20 | 20 |
| 6 | 12 | 16 | 20 | 20 | 25 |
| 10 | 16 | 20 | 25 | 32 | 32 |
| 16 | 16 | 25 | 32 | 32 | 32 |
| 25 | 20 | 32 | 32 | 40 | 40 |
| 35 | 25 | 32 | 40 | 40 | 50 |
| 50 | 25 | 40 | 50 | 50 | 50 |
| 70 | 32 | 40 | 50 | 63 | 63 |
| 95 | 32 | 50 | 63 | 63 | 75 |
| 120 | 40 | 50 | 63 | 75 | 75 |
| 150 | 40 | 63 | 75 | 75 | -- |
| 185 | 50 | 63 | 75 | -- | -- |
| 240 | 50 | 75 | -- | -- | -- |

Figura 47: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. [30]

Siendo el diámetro exterior de 40 mm para la canalización de la fachada y 75 mm para la canalización que lleva el cable de corriente alterna.

4. PROTECCIONES ELECTRICAS

Las protecciones utilizadas en la instalación se eligen en función de los cálculos realizados previamente y conforme al Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, que regula la conexión a la red de instalaciones de generación de energía eléctrica de pequeña potencia, en su apartado 14.

Para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la parte de corriente continua, se instalarán fusibles en cada cable. Dado que la corriente máxima soportada por los inversores es de 35,52 A y por el cable es de 66 A, se seleccionarán fusibles de 80 A (22x58) adecuados para una tensión de servicio de 1000 V. En la sección de corriente alterna, se instalará un interruptor magnetotérmico de 125 A de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual. Este dispositivo cumplirá con lo indicado en la ITC-BT-22, y la intensidad de cortocircuito que debe ser capaz de cortar será, como mínimo, de 4,5 kA.

Respecto a la protección contra sobretensiones, los inversores están equipados con protectores de categoría II en ambos lados del circuito. Por lo tanto, no es necesario instalar protectores adicionales, aunque se recomienda hacerlo para facilitar su sustitución en caso de que se produzcan estos fenómenos.

En lo que respecta a las protecciones contra contactos directos e indirectos, se instalará un interruptor diferencial en la parte de corriente alterna, situado después del magnetotérmico, con una intensidad asignada de 125 A y una sensibilidad de 300 mA.

ANEXO V. CÁLCULOS MECÁNICOS

En este Anexo se detallan los cálculos mecánicos referidos a la cubierta tales como la hipótesis de viento y a la hipótesis de nieve.

Para la hipótesis de viento, se ha evaluado la velocidad básica del viento en la zona, considerando su dirección predominante y las características aerodinámicas de la instalación fotovoltaica. El diseño contempla los efectos de presión que se generan sobre la cubierta y los paneles, asegurando que los sistemas de soporte cumplan con los requisitos de resistencia y estabilidad.

En lo que respecta a la hipótesis de nieve, se ha considerado la carga por acumulación en función de la altitud y las condiciones climáticas del lugar. Los cálculos incluyen el coeficiente de forma para cubiertas inclinadas y planas, garantizando que la estructura soporte sea capaz de resistir el peso adicional de la nieve sin poner en riesgo la seguridad de la instalación.

Además, se han realizado verificaciones adicionales para asegurar que la integridad de la cubierta no se vea comprometida por la instalación, evitando daños en materiales existentes como tejas o paneles sándwich. Los resultados obtenidos confirman que la estructura seleccionada es adecuada para las condiciones mecánicas esperadas en la ubicación del proyecto.

1. CARGAS SOBRE LA CUBIERTA

Es fundamental considerar las sobrecargas generadas por el peso de los paneles solares en el tejado para garantizar la seguridad estructural. Para calcular las cargas se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Carga} = \frac{\text{Peso}}{\text{Superficie}}$$

Según la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado para este proyecto, el modelo A-550M GS, las dimensiones son de 2279x1134x35 mm, pesando cada uno de ellos 27.2 kg.

Por lo tanto, la sobrecarga de los paneles es de:

$$\text{Sobrecarga paneles} = \frac{27.2}{2.279 * 1.134} = 10.52 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

Además de los módulos fotovoltaicos que se instalarán, hay que tener en cuenta la sobrecarga que será causada por la estructura que sujeta cada uno de los módulos. Puesto que la estructura de 6 paneles es más restrictiva que el resto de estructuras seleccionadas para las demás configuraciones, se tendrá en cuenta la de 6 para simplificar los cálculos, asumiendo que, al ser más restrictiva, en caso de que se cumplan las condiciones para esta también se cumplirán para las estructuras de 5, 4, 3 y 2 paneles.

La perfilería utilizada para la estructura es de aluminio EN AW 6005A T6 para la estructura situada sobre las casetas y AL-6063-T5 para la estructura coplanar, con una longitud de 1.771 m y un peso de 2 kg por cada perfil, tomando el caso de las estructuras inclinadas ya que estas cuentan con un mayor peso, por lo tanto serán más restrictivas. Considerando que se coloca un perfil por cada sección de 6 paneles, podemos deducir que:

$$\text{Sobrecarga perfilería} = \frac{2}{1.771 * 1.134} = 0.9959 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

Por tanto la sobrecarga total será:

$$\text{Sobrecarga total} = 10.52 + 0.9959 = 11.56 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

De acuerdo con el Documento Básico de Seguridad Estructural: Acciones en la Edificación (DB-SE-AE), la cubierta está clasificada en la subcategoría G1, dado que esta solo es accesible para labores de conservación. Esto establece una carga uniforme máxima admisible de 1 kN/m², equivalente a 100 kg/m².

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

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

Figura 48: Valores característicos de las sobrecargas de uso. [31]

En conclusión, como podemos ver la instalación no supone ningún problema a nivel estructural en la cubierta del edificio.

2. CARGAS PROVOCADAS POR EL VIENTO

Para calcular la acción del viento sobre la cubierta, se sigue lo indicado en el Documento Básico de Seguridad Estructural - Acciones en la Edificación (DB-SE-AE), Anejo D del Código Técnico de la Edificación (CTE), apartado de Cargas de viento.

Este documento proporciona las fórmulas necesarias para el cálculo de las cargas de viento sobre superficies.

- Presión estática: fuerza ejercida perpendicularmente sobre la superficie en cada punto del cuerpo expuesto.

Este valor se calcula aplicando la expresión correspondiente especificada en el documento.

$$q_e = q_b * c_e * c_p$$

Siendo:

q_b : presión dinámica del viento.

c_e : coeficiente de exposición.

c_p : coeficiente eólico.

- Presión dinámica: fuerza que se opone al movimiento del viento sobre un cuerpo. Para calcular este valor, se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_b = \frac{1}{2} * \delta * v_b^2$$

Siendo:

δ : densidad del aire.

v_b : velocidad del viento básica del emplazamiento, siendo 29 m/s.

$$q_b = \frac{1}{2} * 1.25 * 29^2 = 0.52 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

Para poder calcular la presión estática del viento anteriormente mencionada, se han de obtener primero los coeficientes mencionados c_e y c_p .

Primero se determina el coeficiente de exposición mediante el empleo de las siguientes ecuaciones:

$$c_e = F * (F + 7k)$$

$$F = k * \ln\left(\frac{\max(z, Z)}{L}\right)$$

Los parámetros necesarios se obtienen de las siguientes tablas:

Tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición c_e

| Grado de aspereza del entorno | Altura del punto considerado (m) | | | | | | | |
|--|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 3 | 6 | 9 | 12 | 15 | 18 | 24 | 30 |
| I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud | 2,4 | 2,7 | 3,0 | 3,1 | 3,3 | 3,4 | 3,5 | 3,7 |
| II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia | 2,1 | 2,5 | 2,7 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,3 | 3,5 |
| III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas | 1,6 | 2,0 | 2,3 | 2,5 | 2,6 | 2,7 | 2,9 | 3,1 |
| IV Zona urbana en general, industrial o forestal | 1,3 | 1,4 | 1,7 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 2,4 | 2,6 |
| V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,9 | 2,0 |

Figura 49: Valores del coeficiente de exposición c_e . [32]

En el caso de la instalación en el presente documento, el grado de aspereza del terreno es IV, zona urbana en general, industria o forestal, dando un valor de 2.6 ya que la altura del edificio supera los 25 m, se sobredimensiona en este apartado.

Para calcular el coeficiente eólico, se tiene en cuenta que es una edificación no diáfana y se obtienen los valores de la siguiente tabla:

Tabla 3.5. Coeficiente eólico en edificios de pisos

| | Esbeltez en el plano paralelo al viento | | | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|------|--------|
| | < 0,25 | 0,50 | 0,75 | 1,00 | 1,25 | ≥ 5,00 |
| Coefficiente eólico de presión, c_p | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Coefficiente eólico de succión, c_s | -0,3 | -0,4 | -0,4 | -0,5 | -0,6 | -0,7 |

Figura 50: Coeficiente eólico en edificios de pisos c_p . [33]

Siendo este parámetro, la esbeltez, el cociente entre la base de un edificio y su altura:

$$\text{Esbeltez} = \frac{\text{Base edificio}}{\text{Altura edificio}} = \frac{4991}{25.67} = 194.43 \text{ m}$$

Como vemos se selecciona una esbeltez ≥ 5 , luego quedaría:

$$c_p = 0.8$$

Luego la presión estática será:

$$q_e = q_b * c_e * c_p = 0.52 * 2.6 * 0.8 = 1.082 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

No se conoce la capacidad para soportar cargas de viento de los módulos fotovoltaicos, pero puesto que la carga de viento es relativamente baja y que la hoja de especificaciones de los soportes donde se acomodan los paneles asegura aguantar vientos de 31 m/s y de 150 km/h, se garantiza que las hipotéticas cargas de viento no superan los límites máximos.

3. CARGAS PROVOCADAS POR LA NIEVE

Según la ficha técnica de la estructura de 6 paneles, la capacidad de soportar cargas de nieve es de 40 kg/m^2 ($\approx 0.4 \text{ kN/m}^2$) para la estructura inclinada y 1.5 kN/m^2 para la estructura coplanar.

El cálculo de la carga provocada por nieve se hará según el CTE DB-SE-AE, concretamente la guía indicada en el apartado 3, utilizando la siguiente expresión:

$$q_n = \mu * s_k$$

Siendo en esta expresión:

μ : coeficiente de forma, depende del tipo de cubierta.

s_k : valor característico de la carga de nieve sobre un terreno.

Dado que la cubierta no presenta limitaciones en cuanto al deslizamiento de la nieve, el coeficiente de forma se establece en 1 para las cubiertas cuya inclinación es menor o igual a 30° .

La carga de nieve sobre un terreno horizontal se determina a partir de la siguiente tabla:

Tabla 3.8 Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas

| Capital | Altitud m | s_k kN/m ² | Capital | Altitud m | s_k kN/m ² | Capital | Altitud m | s_k kN/m ² |
|--------------------|--------------|----------------------------|-------------------|--------------|----------------------------|----------------------------|--------------|----------------------------|
| Albacete | 690 | 0,6 | Guadalajara | 680 | 0,6 | Pontevedra | 0 | 0,3 |
| Alicante / Alacant | 0 | 0,2 | Huelva | 0 | 0,2 | Salamanca | 780 | 0,5 |
| Almería | 0 | 0,2 | Huesca | 470 | 0,7 | SanSebas- tián/Donostia | 0 | 0,2 |
| Ávila | 1.130 | 1,0 | Jaén | 570 | 0,4 | Santander | 1.000 | 0,3 |
| Badajoz | 180 | 0,2 | León | 820 | 1,2 | Segovia | 10 | 0,7 |
| Barcelona | 0 | 0,4 | Lérida / Lleida | 150 | 0,5 | Sevilla | 1.090 | 0,2 |
| Bilbao / Bilbo | 0 | 0,3 | Logroño | 380 | 0,6 | Soria | 0 | 0,9 |
| Burgos | 860 | 0,6 | Lugo | 470 | 0,7 | Tarragona | 0 | 0,4 |
| Cáceres | 440 | 0,4 | Madrid | 660 | 0,6 | Tenerife | 950 | 0,2 |
| Cádiz | 0 | 0,2 | Málaga | 0 | 0,2 | Teruel | 550 | 0,9 |
| Castellón | 0 | 0,2 | Murcia | 40 | 0,2 | Toledo | 0 | 0,5 |
| Ciudad Real | 640 | 0,6 | Orense / Ourense | 130 | 0,4 | Valencia/ València | 690 | 0,2 |
| Córdoba | 100 | 0,2 | Oviedo | 230 | 0,5 | Valladolid | 520 | 0,4 |
| Coruña / A Coruña | 0 | 0,3 | Palencia | 740 | 0,5 | Vitoria / Gasteiz | 650 | 0,7 |
| Cuenca | 1.010 | 1,0 | Palma de Mallorca | 0 | 0,4 | Zamora | 210 | 0,4 |
| Gerona / Girona | 70 | 0,4 | Palmas, Las | 0 | 0,2 | Zaragoza | 0 | 0,5 |
| Granada | 690 | 0,5 | Pamplona/Iruña | 450 | 0,7 | Ceuta y Melilla | 0 | 0,2 |

Figura 51: Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas. [34]

Por tanto, realizando el cálculo:

$$q_n = \mu * s_k = 1 * 0.3 = 0.3 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

Y al ser la capacidad máxima de 1.5 y 0.4 kN/m², se asegura que las hipotéticas cargas de nieve no superan los límites máximos de carga de los soportes de los paneles.

ANEXO VI. DATOS DE IRRADIACION SOLAR

En este Anexo se recogen los resultados de irradiación utilizados en el documento, obtenidos a través de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), una herramienta desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea.

Esta plataforma gratuita ofrece datos precisos y detallados sobre recursos solares en distintas localizaciones de Europa y otras regiones, basándose en modelos atmosféricos y mediciones de satélites.

Los datos proporcionados por PVGIS incluyen irradiación horaria, diaria y mensual, permitiendo realizar análisis detallados sobre la disponibilidad de energía solar en un emplazamiento concreto, aunque en este caso haya sido utilizada solamente los datos diarios. En este caso, se utilizaron los valores horarios de irradiación sobre plano fijo para el cálculo de la energía captada por los paneles fotovoltaicos.

Estos resultados fueron integrados y procesados mediante una hoja de cálculo en Excel, donde se consideraron factores como la inclinación de los paneles, el ángulo de orientación (azimut), el grado de limpieza de la superficie de los paneles y las sombras proyectadas por obstáculos cercanos. El objetivo fue calcular de manera precisa la generación de energía esperada y evaluar la viabilidad del proyecto desde un punto de vista técnico y económico.

Gracias a la cantidad de información proporcionada por una herramienta como PVGIS, se pudo modelar el rendimiento energético de la instalación, considerando tanto las características de los paneles seleccionados como las condiciones climáticas de la ubicación específica. Los cálculos derivados han sido muy importantes para estimar el impacto de la instalación fotovoltaica y justificar las decisiones técnicas tomadas en este trabajo.

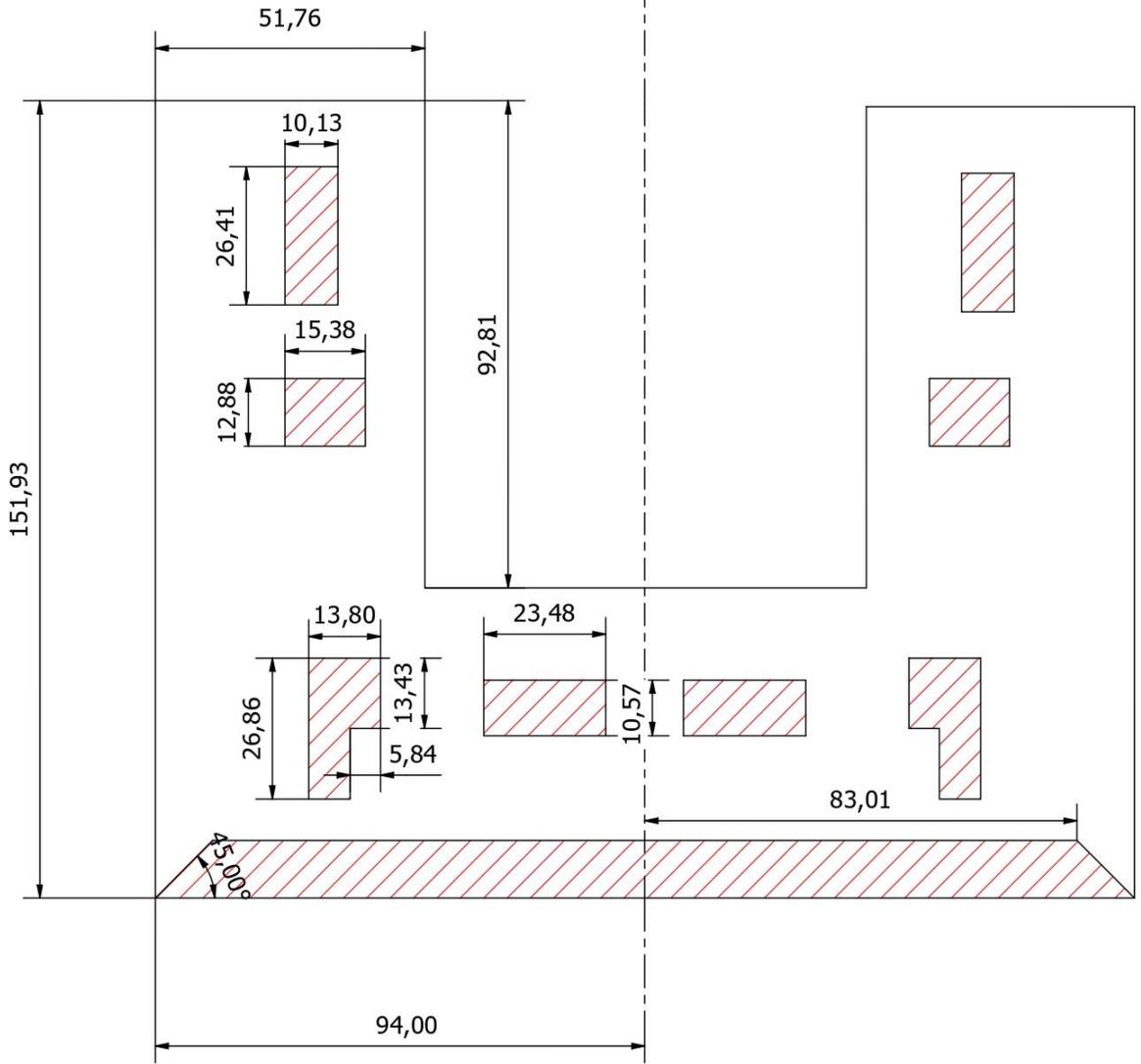
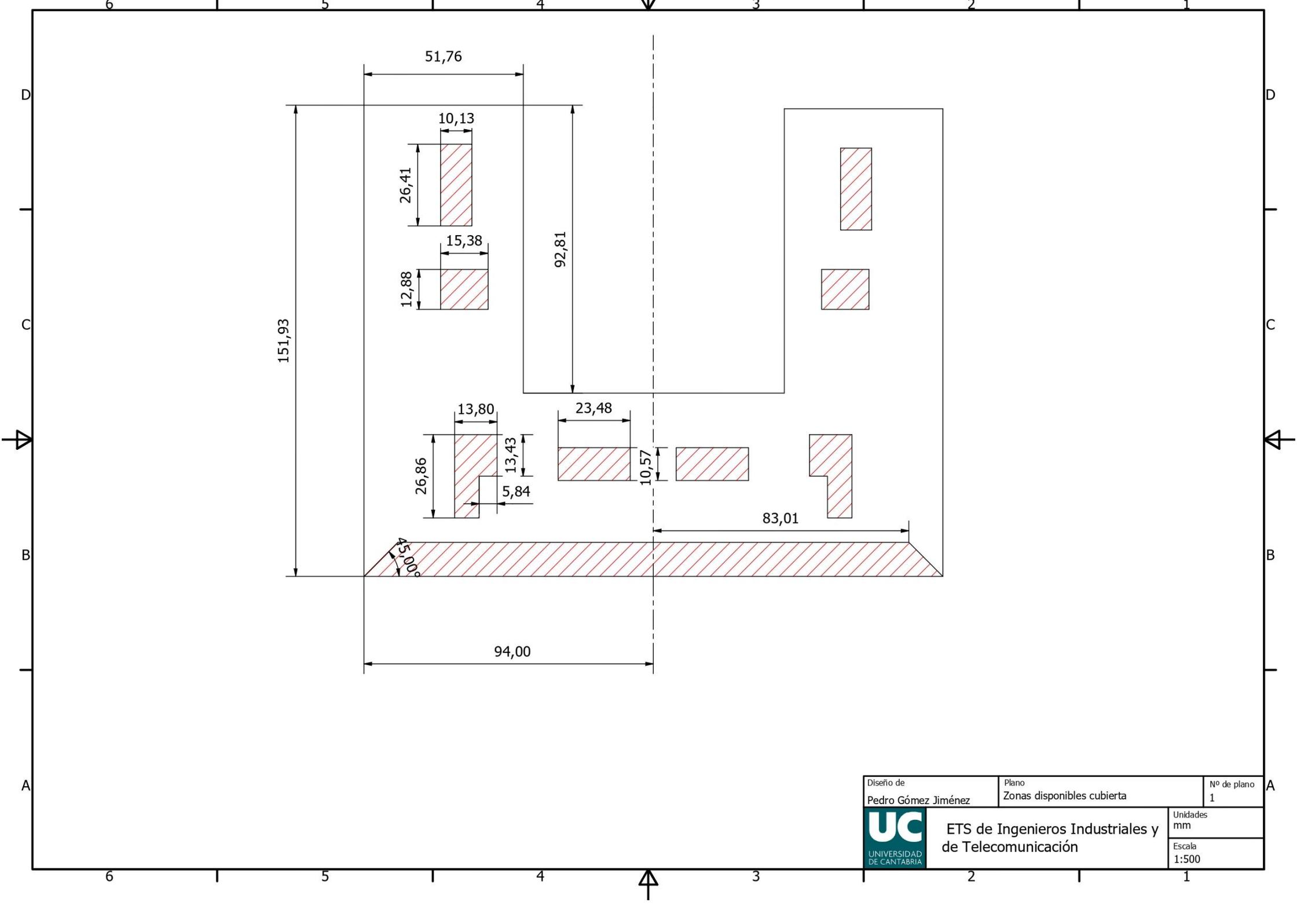
| | Invierno UTC+1 | | | Verano UTC+2 | | | Invierno UTC+1 | | | | | |
|----------------|----------------|---------|--------|--------------|--------|--------|----------------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| Hora | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 0:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6,92 | 18,14 | 7,66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6:00 | 0 | 0 | 0 | 23,91 | 57,18 | 68,65 | 60,22 | 35,91 | 7,61 | 0 | 0 | 0 |
| 7:00 | 0 | 0,28 | 31,49 | 78,27 | 108,42 | 118,72 | 104 | 85 | 62,71 | 28,91 | 1,06 | 0 |
| 8:00 | 21,51 | 61,94 | 127,93 | 198,27 | 239,93 | 239,64 | 232,71 | 213,31 | 191,72 | 147,03 | 81,72 | 28,5 |
| 9:00 | 129,03 | 182,71 | 260,48 | 334,12 | 378,7 | 369,65 | 369,07 | 354,84 | 336,26 | 271,29 | 182,57 | 148,29 |
| 10:00 | 225,77 | 303,37 | 383,77 | 468,06 | 496,53 | 483,39 | 484,68 | 487,65 | 491,16 | 414,66 | 294,31 | 253,13 |
| 11:00 | 320,31 | 396,38 | 499,58 | 579,1 | 620,09 | 600,28 | 613,52 | 613,42 | 610,54 | 509,29 | 377,71 | 350,09 |
| 12:00 | 374,76 | 459,49 | 564,52 | 657,67 | 684,5 | 665,78 | 694,55 | 692,58 | 675,69 | 556,38 | 401,36 | 389,15 |
| 13:00 | 376,51 | 492,01 | 615,94 | 679,16 | 688,82 | 667,24 | 708,17 | 703,19 | 702,08 | 555,6 | 398,07 | 386,48 |
| 14:00 | 361,76 | 457,2 | 568,9 | 628,8 | 624,48 | 623,82 | 667,26 | 648,95 | 651,57 | 498,04 | 342,8 | 338,71 |
| 15:00 | 289,34 | 406,53 | 490,08 | 537,29 | 540,79 | 540,58 | 590,56 | 576,65 | 554,73 | 412,17 | 276,71 | 269,86 |
| 16:00 | 170,33 | 282,78 | 372,71 | 405,39 | 423,5 | 429,83 | 462,5 | 444,32 | 397,22 | 265,25 | 141,32 | 116,08 |
| 17:00 | 0,15 | 101,52 | 205,52 | 247,15 | 272 | 285,45 | 315,57 | 291,47 | 219,39 | 58,56 | 0 | 0 |
| 18:00 | 0 | 0 | 17,12 | 87,5 | 129,97 | 147,81 | 167,18 | 132,35 | 32,37 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0,02 | 13,66 | 39,4 | 43 | 6,91 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| kWh/m2 | 2,27 | 3,14 | 4,14 | 4,92 | 5,29 | 5,30 | 5,52 | 5,29 | 4,93 | 3,72 | 2,50 | 2,28 |
| kWh/m2 Mensual | 70,35 | 88,04 | 128,28 | 147,74 | 163,85 | 158,95 | 171,14 | 163,88 | 147,99 | 115,23 | 74,93 | 70,69 |

Tabla 58: Datos de irradiancia solar.

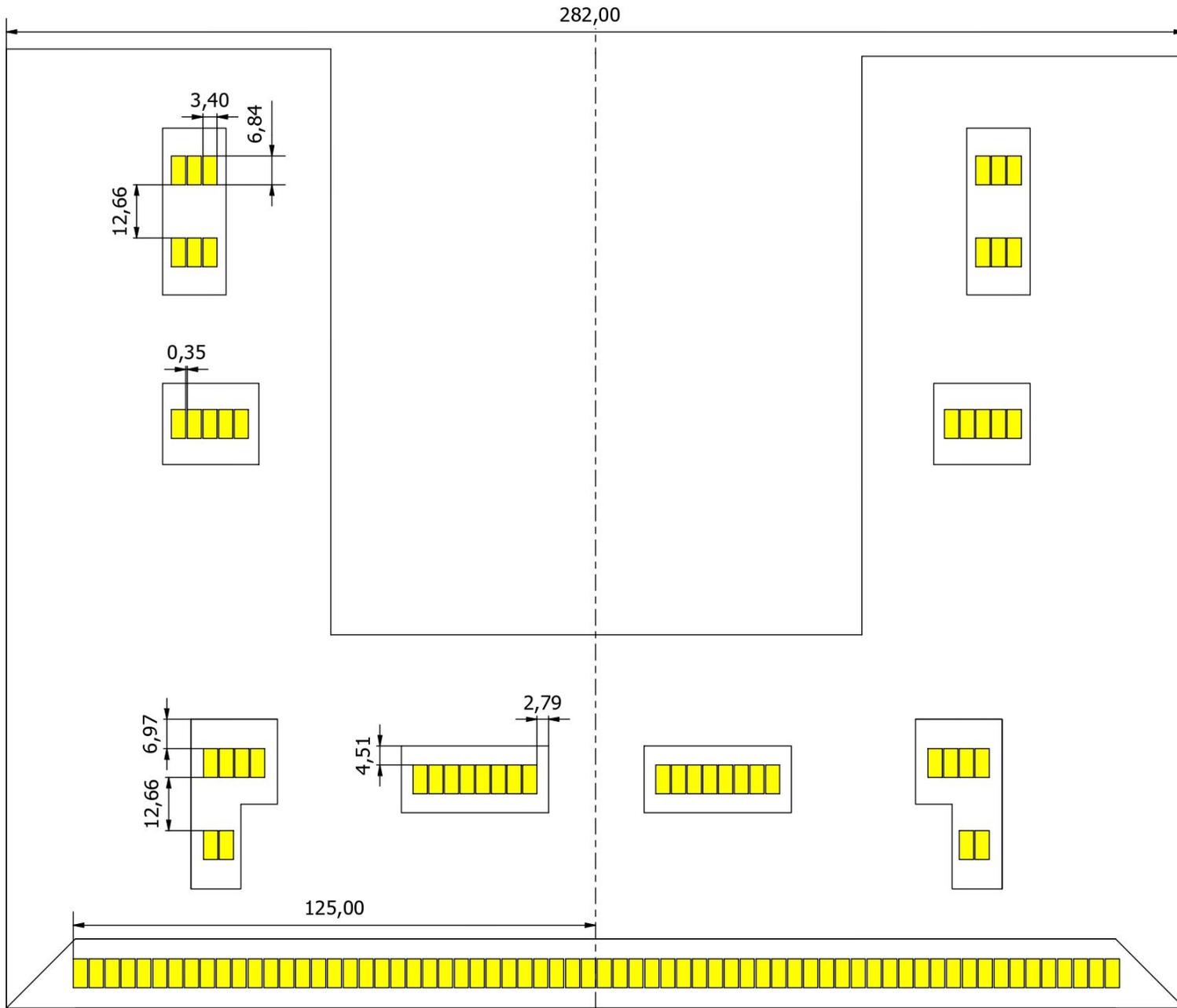
DOCUMENTO 3. PLANOS

ÍNDICE DE LOS PLANOS

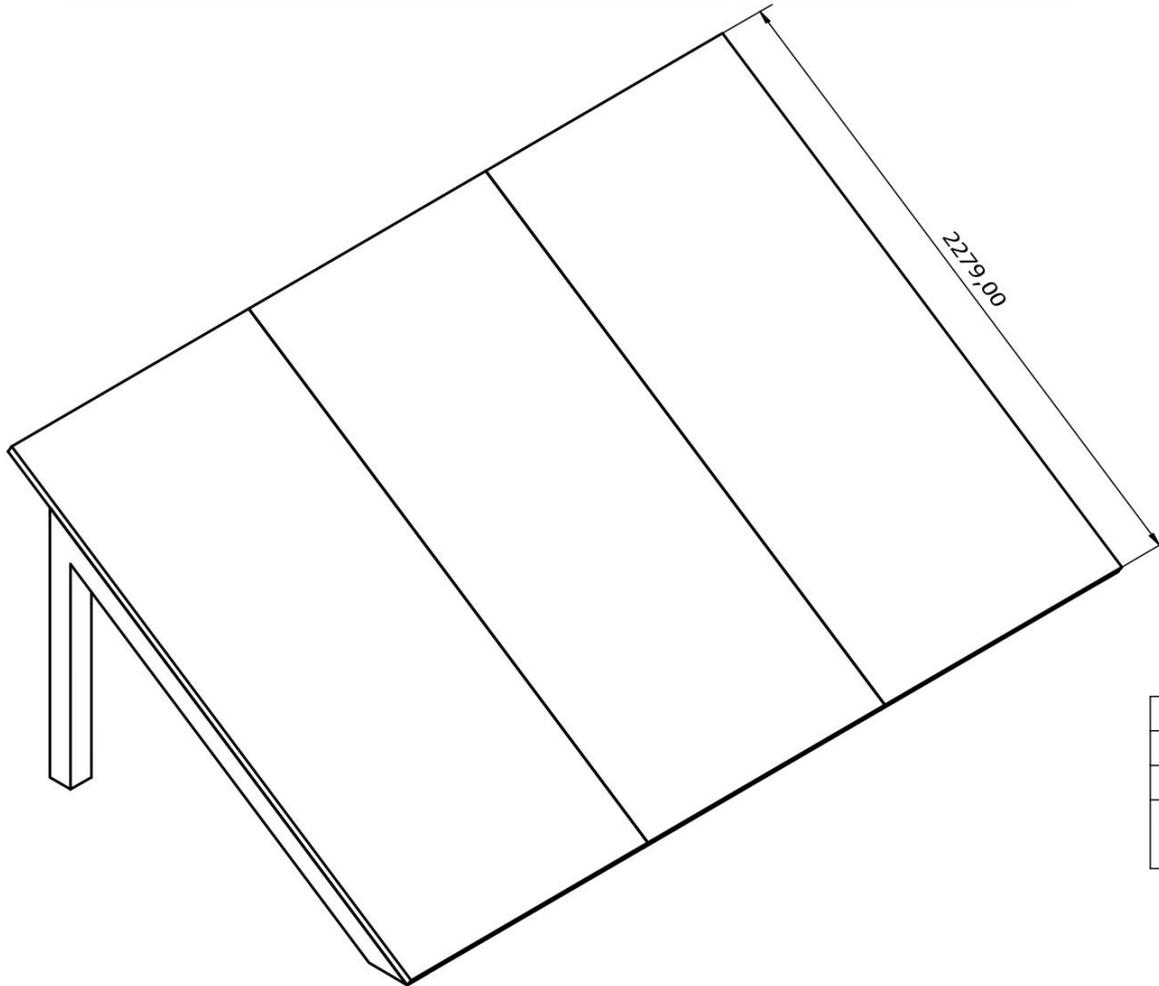
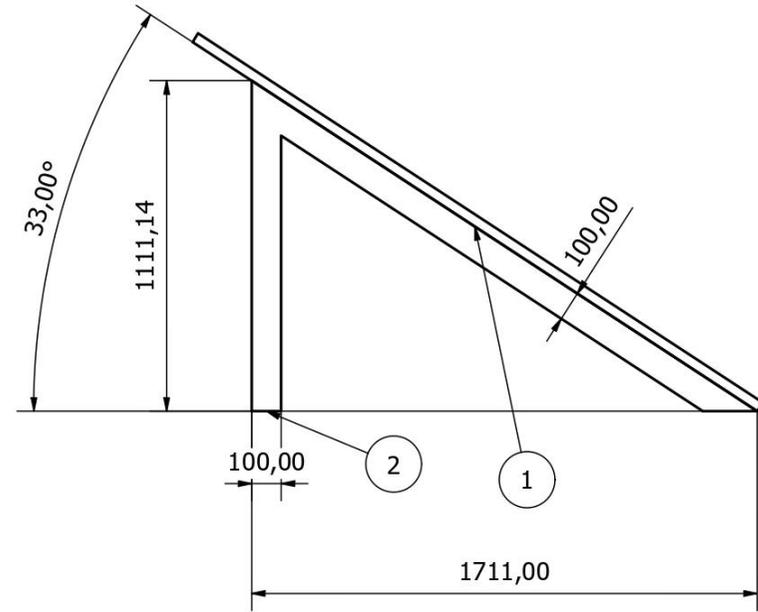
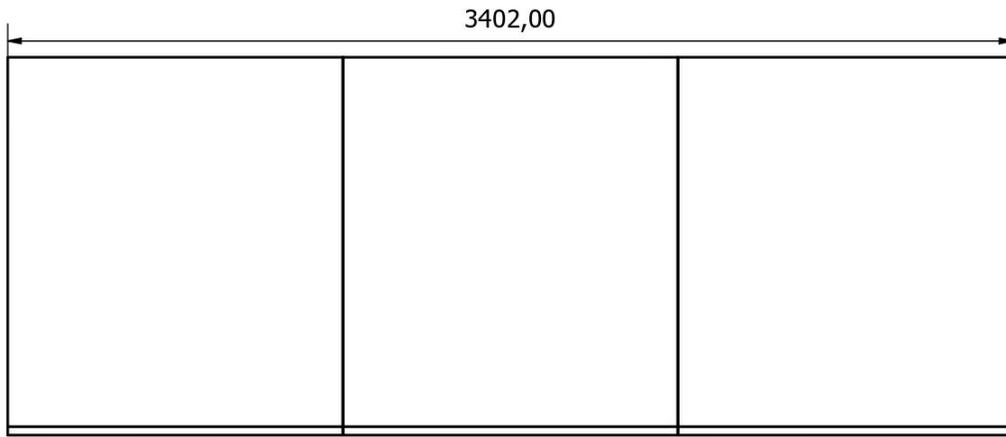
| | |
|--|-----|
| DOCUMENTO 3. PLANOS | 224 |
| PLANO 1. ZONAS DISPONIBLES EN LA CUBIERTA | 226 |
| PLANO 2. DISPOSICIÓN DE LOS PANELES EN LA CUBIERTA | 227 |
| PLANO 3. MONTAJE CON SOPORTES..... | 228 |
| PLANO 4. SITUACIÓN DE LA INSTALACIÓN..... | 229 |
| PLANO 5. STRINGS PANELES SOLARES | 230 |
| PLANO 6. DETALLE GARCÍA MORATO..... | 231 |
| PLANO 7. DETALLE RUIZ DE ALDA | 232 |
| PLANO 8. DETALLE MARQUÉS DE LA HERMIDA..... | 233 |
| PLANO 9. INSTALACIÓN ELÉCTRICA PRIMERA PARTE | 234 |
| PLANO 10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA SEGUNDA PARTE | 235 |



| | | |
|---|-------------------------------------|------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Zonas disponibles cubierta | Nº de plano 1 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Unidades mm |
| | | Escala 1:500 |

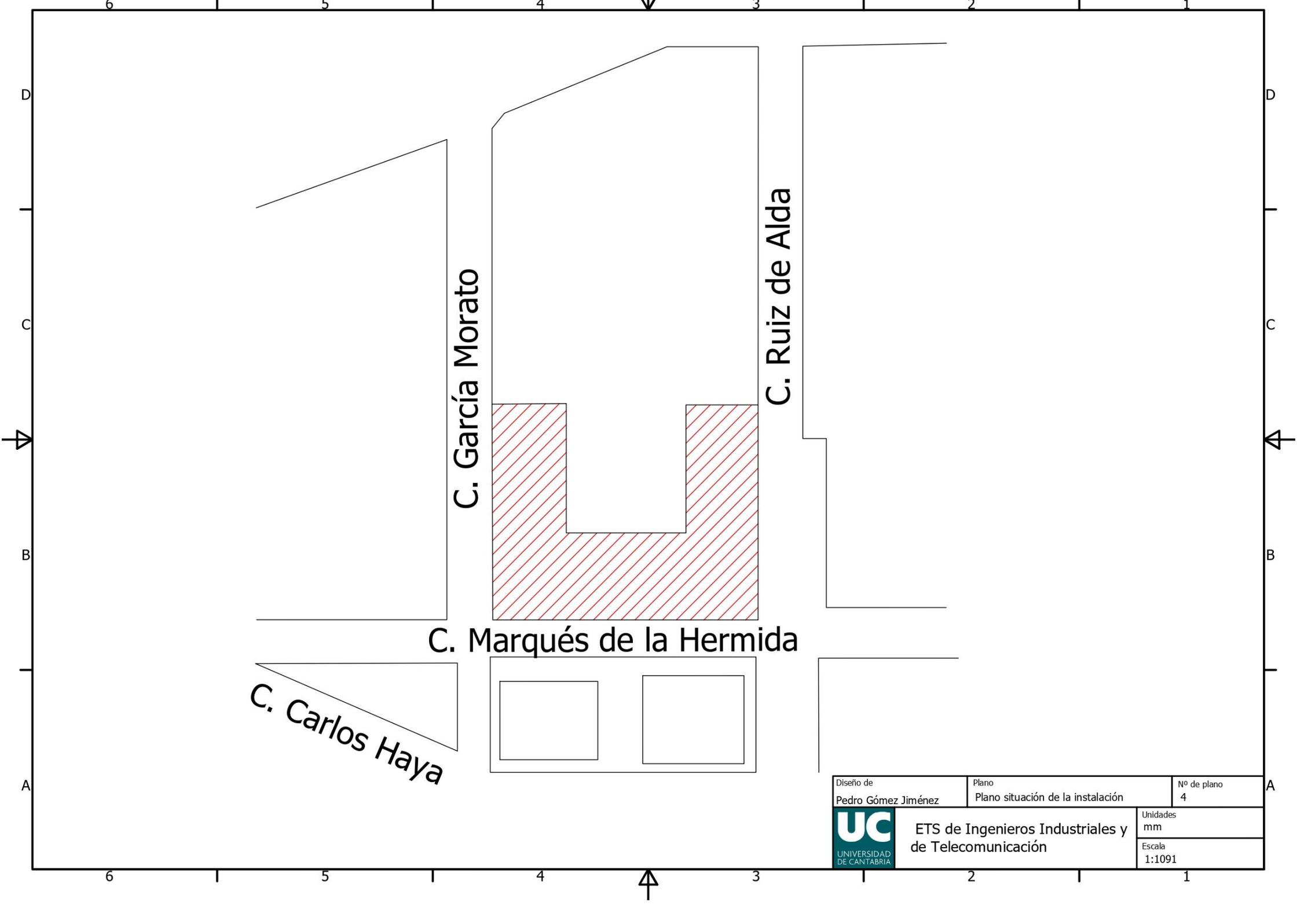


| | | |
|---|---|--------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Disposicion paneles solares en la cubierta | Nº de plano 2 |
| | | Unidades mm |
| ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Escala 1:333,33 |

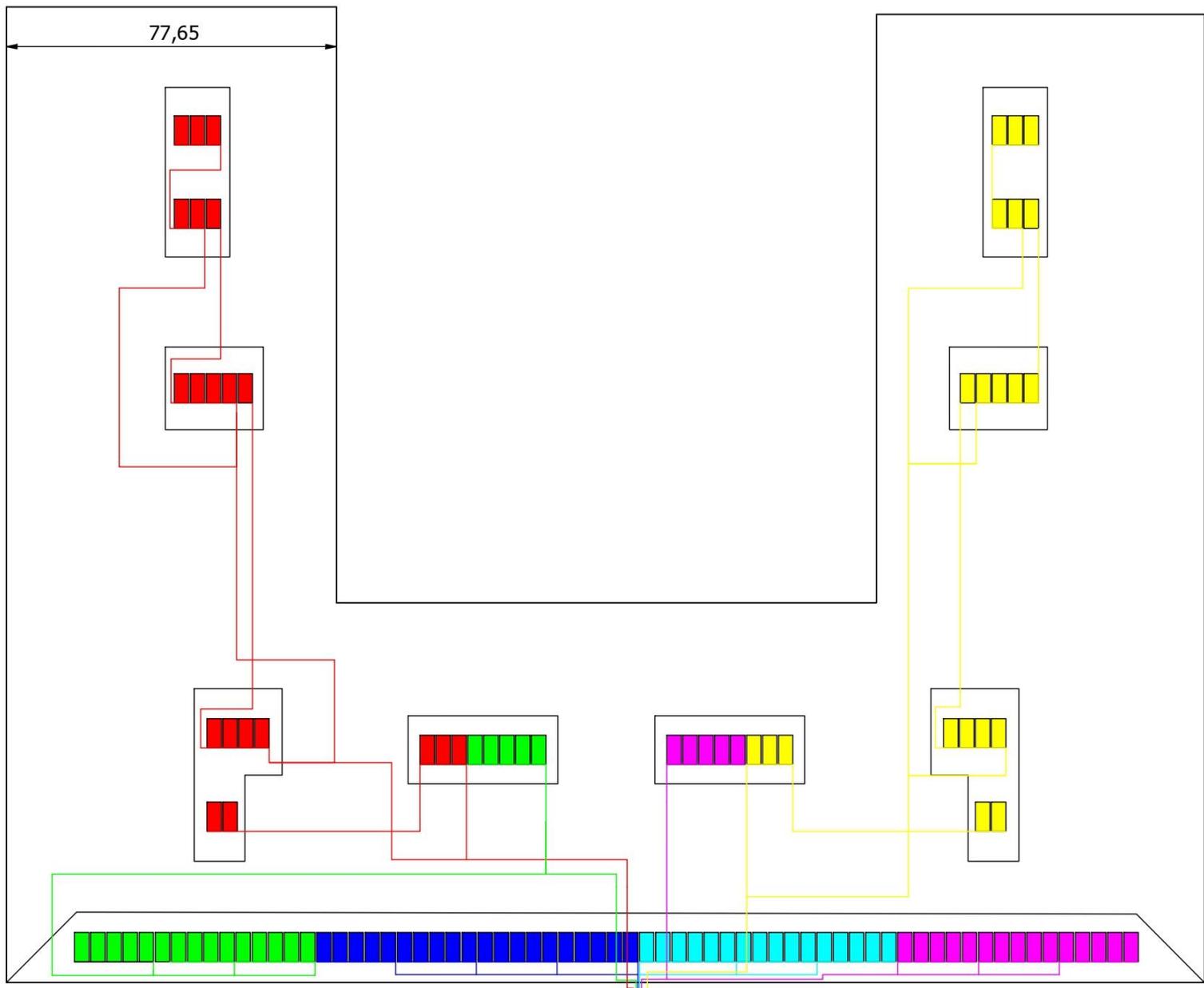


| LISTA DE PIEZAS | | | |
|-----------------|-------|-------------|--|
| ELEMENTO | CTDAD | Nº DE PIEZA | DESCRIPCIÓN |
| 1 | 2 | Panel | Panel modelo A-550M |
| 2 | 1 | Soporte | Estructura regulable 3 paneles solares |

| | | |
|---|-------------------------------|------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Montaje con soportes | Nº de plano 3 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | Unidades mm | |
| | Escala 1:18 | |

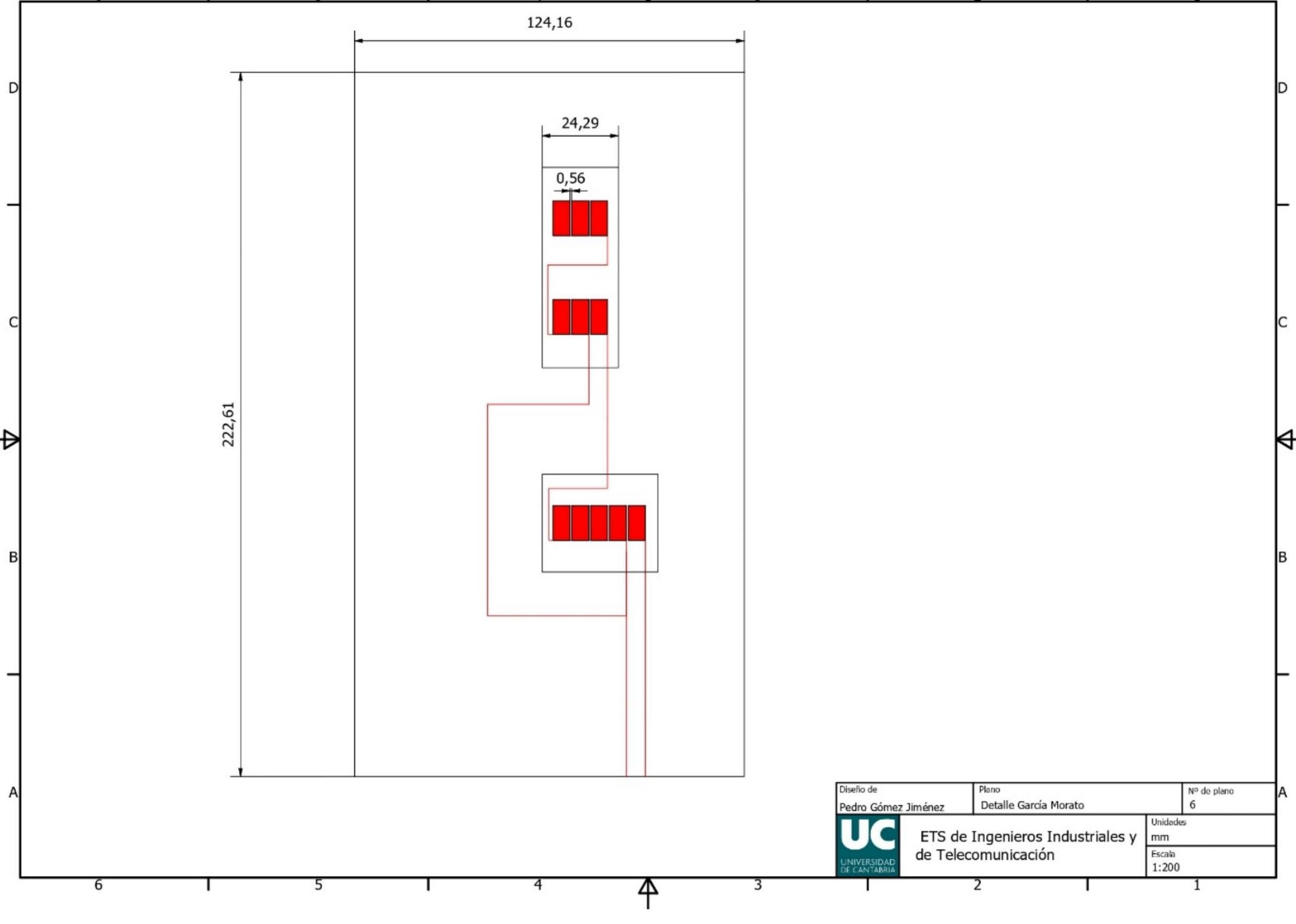


| | | |
|---|--|------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Plano situación de la instalación | Nº de plano 4 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | Unidades mm | Escala 1:1091 |

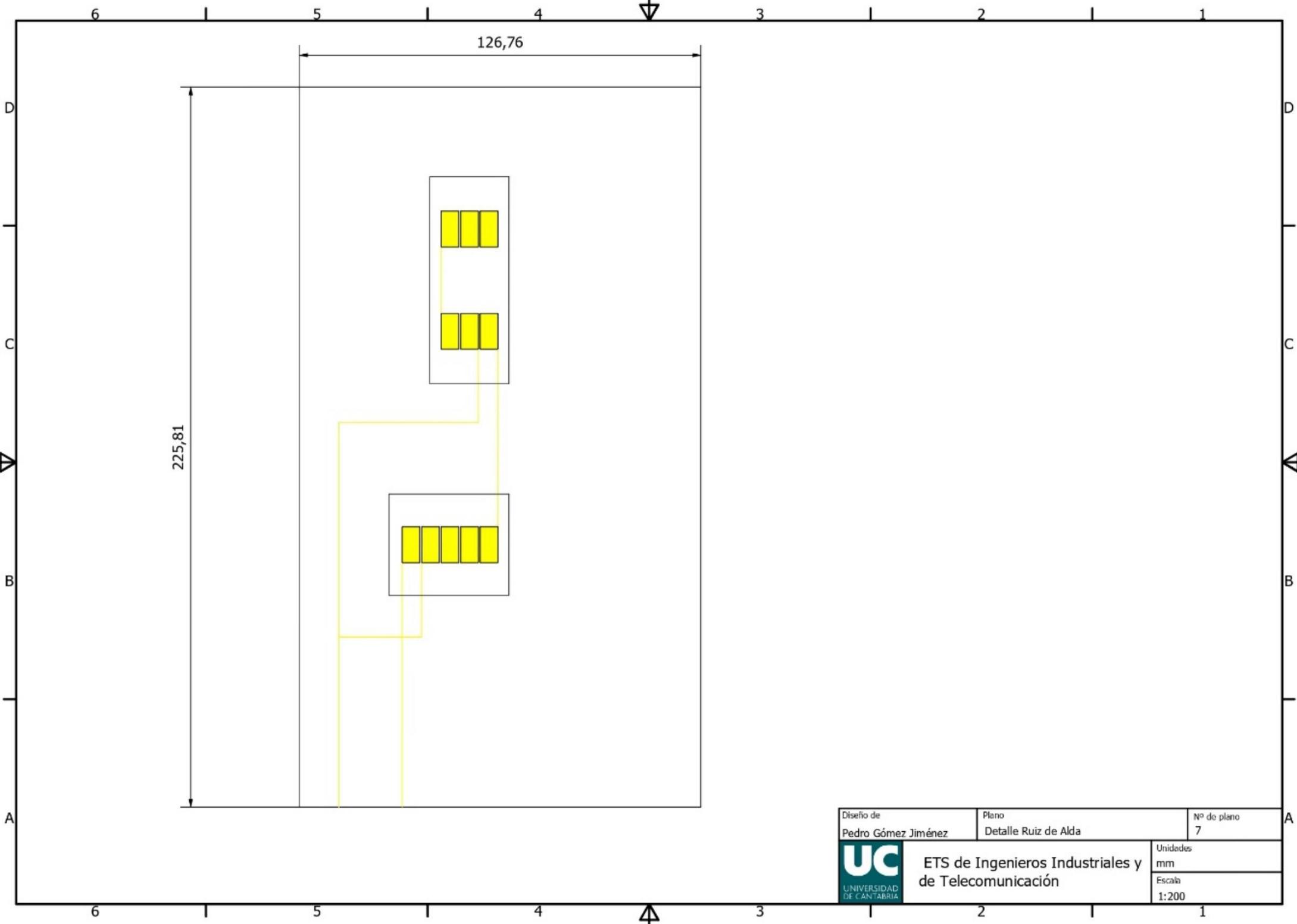


MPPTs Inversor

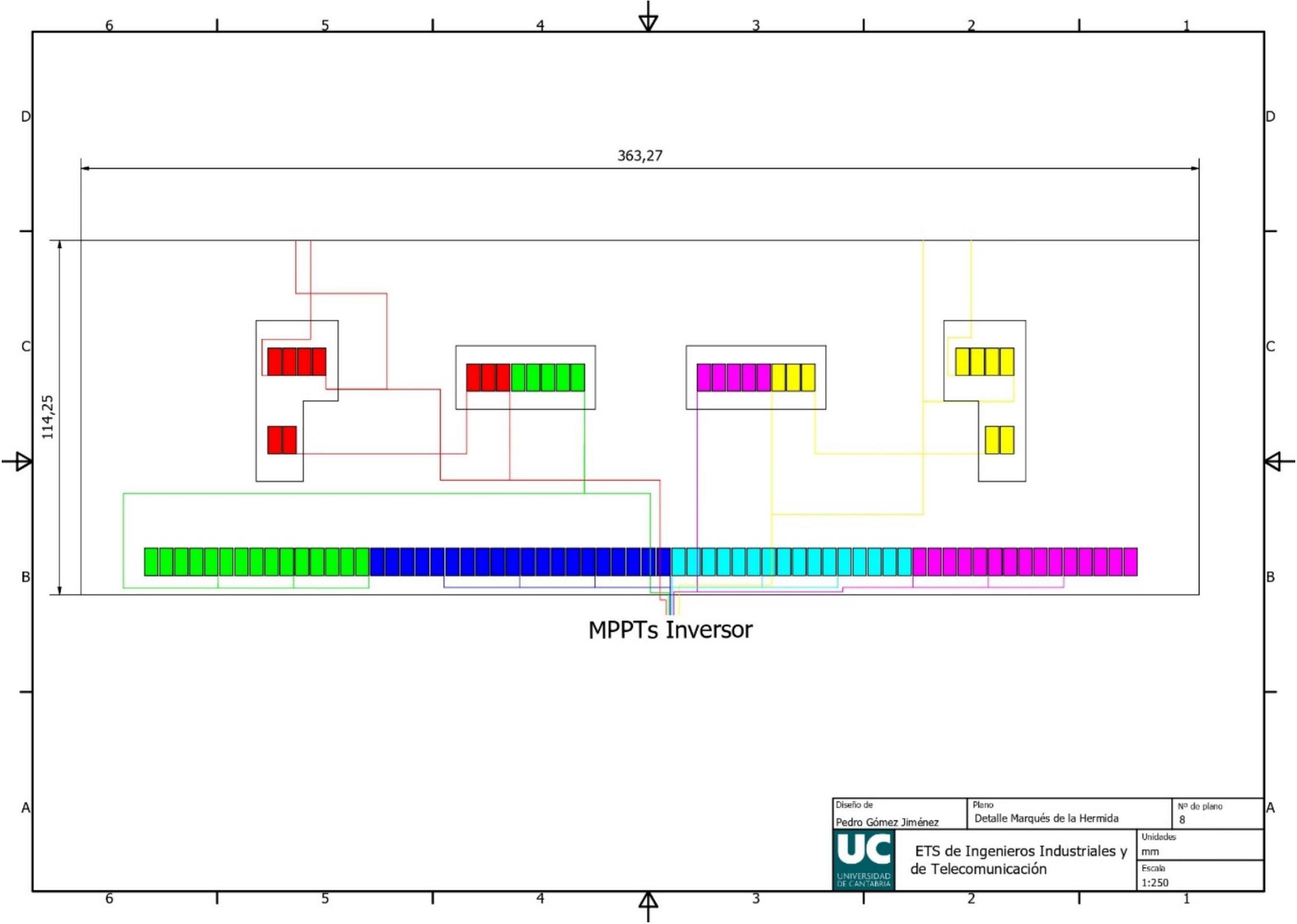
| | | |
|---|----------------------------------|------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Strings paneles solares | Nº de plano 5 |
| | | Unidades mm |
| ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Escala 1:300 |



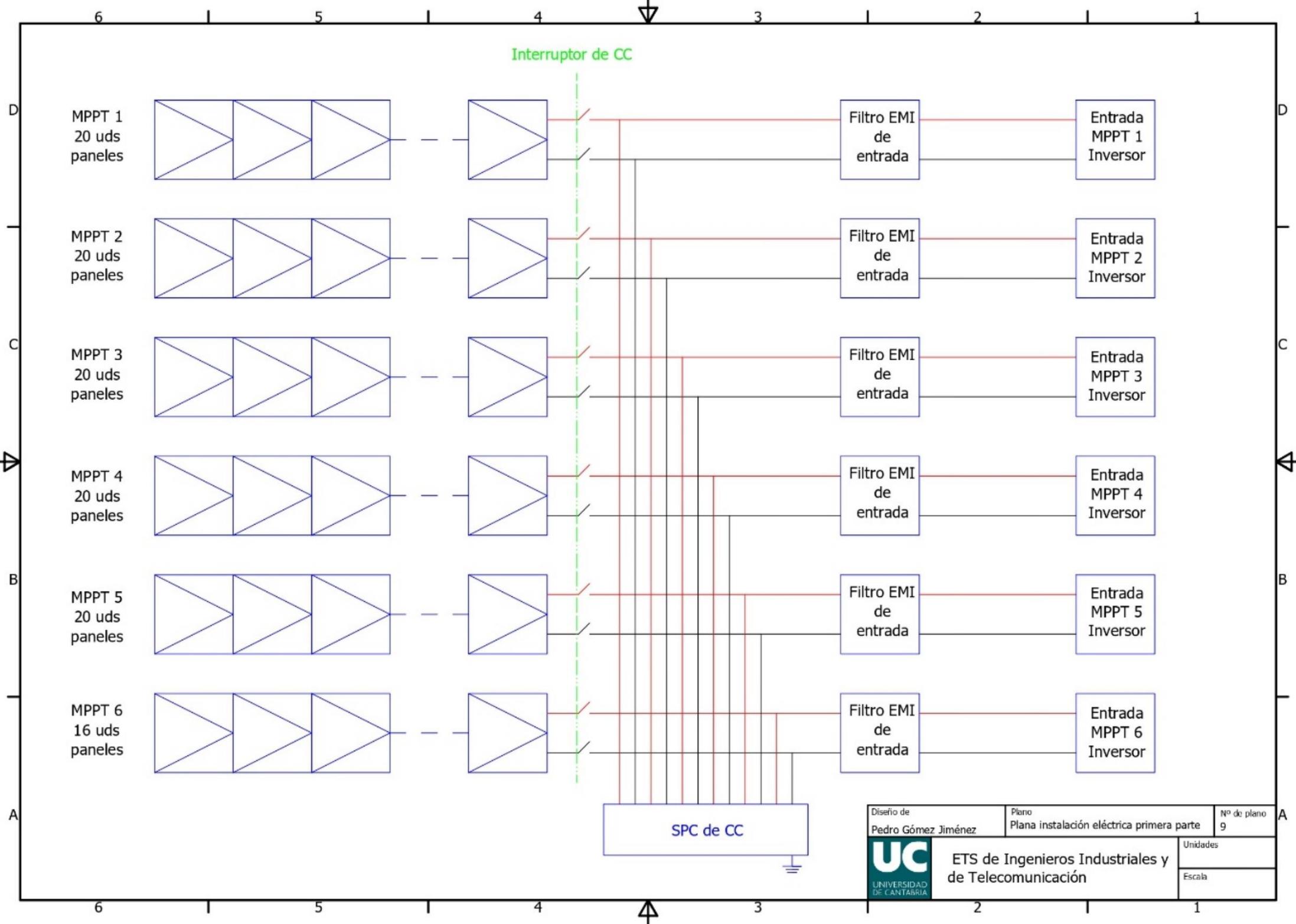
| | | |
|---|--------------------------------|------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Detalle García Morato | Nº de plano 6 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Unidades mm |
| | | Escala 1:200 |



| | | |
|---|-------------------------------|-----------------------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Detalle Ruiz de Alda | Nº de plano 7 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Unidades mm Escala 1:200 |

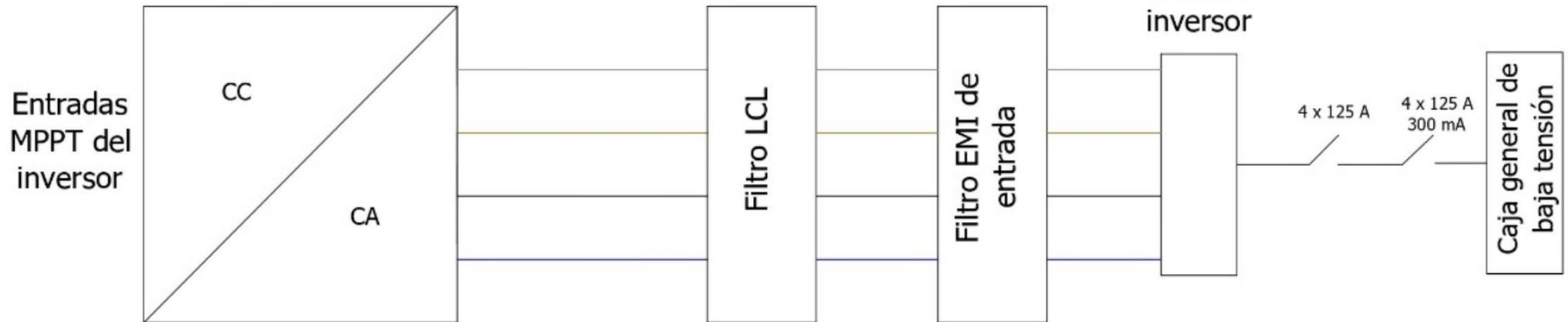


| | | |
|---|--|-----------------------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Detalle Marqués de la Hermida | Nº de plano 8 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Unidades mm Escala 1:250 |



| | | |
|---|--|------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Plana instalación eléctrica primera parte | Nº de plano 9 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Unidades |
| | | Escala |

Inversor S5-GC60K (Solis)



| | | |
|--|--|-------------------|
| Diseño de Pedro Gómez Jiménez | Plano Plana instalación eléctrica segunda parte | Nº de plano 10 |
|  ETS de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación | | Unidades |
| | | Escala |

DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES

| | |
|--|-----|
| DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES..... | 236 |
| 1. DESCRIPCIÓN DEL PLIEGO DE CONDICIONES | 238 |
| 2. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES | 239 |
| 2.1 CONDICIONES GENERALES FACULTATIVAS | 239 |
| 2.2 CONDICIONES GENERALES ECONÓMICAS | 243 |
| 2.3 CONDICIONES GENERALES LEGALES..... | 245 |
| 3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS..... | 247 |
| 3.1 GENERALIDADES | 247 |
| 3.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... | 248 |
| 3.3 INVERSORES | 249 |
| 3.4 ESTRUCTURA SOLAR | 252 |
| 3.5 CABLEADO | 252 |
| 3.6 PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA | 253 |
| 3.7 CONEXIÓN A LA RED | 253 |
| 3.8 EJECUCIÓN DE LA OBRA..... | 253 |
| 3.9 RECEPCIÓN Y PRUEBAS..... | 254 |
| 4. CONCLUSIÓN AL PLIEGO DE CONDICIONES..... | 257 |

1. DESCRIPCIÓN DEL PLIEGO DE CONDICIONES

El objetivo del presente documento es definir y establecer todos los estándares mínimos de calidad y especificaciones técnicas para todas las actividades relacionadas con el proyecto. También se asignan de forma clara las responsabilidades y funciones de cada participante, garantizando el cumplimiento riguroso de la normativa vigente, tanto española como europea. Esta normativa tiene como finalidad evitar interpretaciones ambiguas que puedan surgir durante la realización de las obras, asegurando así una ejecución precisa y coherente del proyecto.

2. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

2.1 CONDICIONES GENERALES FACULTATIVAS:

Este documento es de obligado cumplimiento por todos los elementos que conforman el presente proyecto, para así asegurar una correcta coordinación durante su ejecución. El proyecto está compuesto por los siguientes documentos:

- Pliego de condiciones.
- Memoria Técnica, anexos, planos y presupuesto.

En caso de existir algún conflicto entre los diferentes documentos del proyecto, prevalecerá el orden en el que se han presentado los documentos anteriormente.

En caso de omisión de información en alguno de los documentos, se deberán considerar como si estuviera presente en ambos documentos, mientras estos datos se encuentren definidos en uno de ellos.

El proyecto, el cualquier caso podrá ser modificado por el autor de este, siempre que no se hayan iniciado ya las obras. En ese caso, no se podrá modificar el presupuesto.

Si la empresa contratista o instaladora requiere realizar alguna modificación, deberá comunicarlo previamente y obtener autorización de la Dirección Facultativa. En caso de que la Dirección Facultativa no apruebe dicho cambio, la responsabilidad de llevarlo a cabo recaerá en la empresa ejecutante del proyecto.

Se designará a un encargado de obra, quien será responsable de comunicar información a la Dirección Técnica y de resolver cualquier problema que surja durante el desarrollo de las actividades. Este encargado deberá contar con la titulación y conocimientos necesarios para desempeñar dicha función.

Cualquier trabajo que suponga costes adicionales en el proyecto, será comunicado previamente a la Dirección Técnica para consiguiente autorización.

La empresa instaladora deberá contar con una copia del proyecto para la ejecución de la obra.

No se considerará finalizada la obra hasta que se realicen las pruebas y verificaciones necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

La ejecución del proyecto deberá seguir las indicaciones descritas, y cualquier requerimiento adicional será asumido por la empresa instaladora.

El contratista está obligado a cumplir con las normativas vigentes en materia de seguridad y salud, siendo responsable de los accidentes que puedan ocurrir.

El instalador deberá respetar todas las disposiciones del contrato laboral.

El proyecto estará bajo la supervisión de una persona con titulación universitaria y conocimientos específicos en energía solar fotovoltaica.

El personal encargado del montaje de la instalación deberá contar con los conocimientos adecuados para llevar a cabo esta actividad.

El director de obra será el responsable de dirigir el desarrollo de la obra, atendiendo a todos sus aspectos. Sus funciones incluyen:

- Poseer la titulación académica adecuada y los conocimientos necesarios para desempeñar el cargo, siempre cumpliendo la normativa vigente.
- Revisar toda la documentación que compone el proyecto.
- Dirigir la obra en conformidad con el proyecto.
- Redactar las modificaciones necesarias que surjan durante la ejecución.
- Resolver cualquier problema que pueda surgir durante la obra.
- Coordinar a los técnicos involucrados en la ejecución.

- No estar vinculado ni a la empresa adjudicataria de la instalación ni a la empresa suministradora de energía.
- Registrar en el Libro de Órdenes y Asistencias las instrucciones precisas para la correcta interpretación del proyecto.
- Firmar tanto el certificado de inicio como el de finalización de obra.
- Asesorar a la Propiedad durante el desarrollo del proyecto y en la recepción de la obra.
- Preparar y firmar la documentación final de la obra, la cual será entregada al promotor.

El contratista es la entidad o persona encargada de llevar a cabo un proyecto en nombre de un particular o una organización. En este caso específico, y dado que cuenta con los profesionales requeridos, también se ocupa de la redacción del Proyecto. Sus responsabilidades incluyen:

- Redactar el Proyecto conforme a la legislación vigente.
- Desarrollar el Plan de Seguridad y Salud para la obra.
- Cumplir con los plazos y condiciones acordadas, entregando la obra completa al final o en fases, y firmando las actas de recepción parcial o total según corresponda.
- Seguir las normas de Prevención de Riesgos Laborales y las medidas mínimas de seguridad y salud de acuerdo con el R.D. 1627/97 y sus actualizaciones.
- Designar a un representante en la obra que cuente con la formación y conocimientos necesarios para el puesto.
- Hay que asegurar que todos los materiales y equipos empleados estén en óptimas condiciones para su uso.

- Realizar los replanteos parciales necesarios.
- Contratar los seguros pertinentes para cubrir accidentes laborales o daños a terceros durante toda la duración de la obra.
- Habilitar un área de la obra como oficinas con el equipamiento necesario, donde se mantendrán el Proyecto, el Estudio de Seguridad y Salud, el libro de Órdenes y Asistencia, el reglamento de Seguridad y la documentación de los seguros.
- Asumir la responsabilidad por cualquier daño o perjuicio causado, ya sea a personas o a propiedades, debido a errores, negligencias del personal a su cargo, o fallas en la organización de los trabajos. En tales casos, el Contratista debe indemnizar adecuadamente a los afectados.
- El Contratista puede subcontratar partes del trabajo, pero seguirá siendo responsable general del proyecto.

El uso del Libro de Órdenes y Asistencias será obligatorio, donde los Técnicos (superior y medio) deben registrar cualquier incidencia, instrucción y asistencia que surja durante la ejecución de la obra.

Este libro debe estar disponible en todo momento en la obra, ubicado en la oficina de la dirección de la obra.

Al finalizar los trabajos, el libro deberá ser presentado junto con las certificaciones pertinentes ante el Colegio Profesional.

Cualquier corrección o modificación que sea necesaria debido a defectos en el trabajo realizado será responsabilidad exclusiva del Contratista.

Si se detecta que los materiales no cumplen con la calidad requerida o si se sospecha de defectos ocultos en la construcción, se podrán realizar catas. Si se confirma algún problema, los gastos serán asumidos por la empresa contratista; de lo contrario, correrán a cargo de la propiedad.

2.2 CONDICIONES GENERALES ECONÓMICAS:

El desglose del capital destinado a la ejecución del Proyecto se detallará en el Documento de Presupuesto.

Cualquier gasto adicional que pueda surgir durante el desarrollo de las obras, debido a imprevistos o a posibles omisiones en este documento, deberá acordarse entre la Dirección Técnica y el Contratista mediante la redacción y firma de un acuerdo por escrito.

La Dirección Técnica se reserva el derecho de solicitar referencias financieras o de otras entidades para garantizar que el Contratista cumple con los requisitos necesarios para llevar a cabo el proyecto.

Al Contratista se le requerirá una fianza equivalente al 10% del Presupuesto como garantía del cumplimiento de las condiciones establecidas en el Contrato. En caso de que el Contratista renuncie a la ejecución del Proyecto, la fianza mencionada se utilizará para cubrir los costes de contratación de un tercero, proceso que será gestionado por la Dirección Técnica en representación del propietario.

La fianza será devuelta en un plazo de diez días hábiles tras la recepción final de la obra, siempre que el Contratista presente un certificado que confirme la inexistencia de deudas, daños o reclamaciones pendientes.

El Contratista recibirá el pago acordado en el Contrato, siempre que la instalación haya sido realizada conforme a los términos especificados en el Proyecto. Si surgen sobrecostes que no fueron acordados con la Dirección Técnica, el Contratista asumirá dichos gastos adicionales.

En caso de que la obra exceda el plazo estipulado, la Propiedad recibirá una compensación diaria por el retraso.

Esta penalización se aplicará también a cualquier demora que resulte del incumplimiento de las condiciones establecidas en el Contrato tras la recepción provisional de la obra.

Los costos asociados a estas penalizaciones serán asumidos por el Contratista.

Si la calidad de los materiales se considera inadecuada para el uso previsto, el Contratista estará sujeto a una penalización.

La empresa Contratista deberá contar con los seguros necesarios durante todo el periodo de ejecución de las obras.

Los pagos que corresponden a la Propiedad se realizarán conforme a los plazos previamente establecidos con la Dirección Técnica.

Las variaciones en los precios unitarios de los componentes de la instalación no afectarán al cliente. Estos materiales se adaptarán a los requerimientos de la instalación.

La Dirección Técnica y el Contratista establecerán un sistema de valoración para incluir posibles mejoras en la instalación que generen un sobrecoste.

El cliente deberá ser notificado de cualquier modificación valorada que pueda afectar el precio final de la obra, y tendrá la opción de rechazar dicha modificación.

El pago de las cantidades correspondientes a diversos conceptos, como mano de obra, maquinaria, entre otros, se realizará según el siguiente esquema:

- 10% al momento de la firma del contrato.
- 40% tras la entrega de equipos y materiales, pudiendo distribuirse en diferentes pagos de acuerdo con las fases de ejecución de la obra.
- 25% al finalizar el proyecto.
- 25% al concluir el periodo de garantía y realizar la recepción definitiva.

La Dirección Técnica no aceptará un ajuste de precios una vez finalizada la obra, a menos que dichos cambios hayan sido previamente notificados antes del inicio de los trabajos.

Los impuestos relacionados con la instalación serán responsabilidad de la titularidad de estas.

2.3 CONDICIONES GENERALES LEGALES:

Para la ejecución de cualquier actividad relacionada con el Proyecto, se debe cumplir con la normativa general que se detalla a continuación:

- Estudio básico de Seguridad y Salud conforme al Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, incluyendo sus actualizaciones.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado mediante el Decreto 842/2002, de 2 de agosto, junto con las Instrucciones Técnicas Complementarias en vigor.
- Disposiciones y normativas vigentes aplicables establecidas por las autoridades locales competentes sobre las obras a ejecutar.
- Normas de homologación y especificación técnica para los componentes de instalaciones fotovoltaicas.

En caso de disputa o desacuerdo, se aplicará la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, sobre Arbitraje.

Los contratos se formalizarán mediante un documento de carácter privado, salvo que una de las partes solicite su publicación.

Para realizar una subcontratación, será necesario solicitar autorización escrita al Director de Obra, acompañando la solicitud con un documento que asegure que la empresa subcontratada cuenta con la capacidad necesaria para desempeñar las funciones asignadas.

Durante la ejecución del Proyecto, es obligatorio cumplir con la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Para garantizar esta normativa, se exige que los trabajadores utilicen equipos de protección individual y que todo el recinto esté debidamente señalizado.

El Contratista es el responsable directo de cualquier accidente que ocurra en el área de las obras. En consecuencia, el pago de las indemnizaciones y los costos asociados a los daños y perjuicios derivados de la ejecución de los trabajos serán asumidos por el Contratista.

Si algún accidente afecta a los operarios debido a la ejecución de las obras, el Contratista será el único responsable, eximiendo a la Propiedad y a la Dirección Técnica de cualquier responsabilidad en estos casos.

El Contratista está obligado a adoptar todas las medidas de seguridad necesarias y exigidas por la legislación en vigor.

Asimismo, el Contratista será responsable de cualquier daño ocasionado a terceros, debiendo cubrir las indemnizaciones correspondientes en tales casos.

La Propiedad se reserva el derecho de rescindir el Contrato de manera unilateral en caso de presentarse alguna de las siguientes circunstancias:

- Retrasos excesivos en la ejecución de los trabajos.
- Abandono injustificado de las obras.
- Declaración de quiebra del Contratista.
- Fallecimiento del Contratista.
- Causas administrativas.

3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

3.1 GENERALIDADES:

Este documento se enfoca en regular las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica. Para alcanzar este objetivo, se establecen las normativas específicas que deben seguirse, las cuales se detallan en este Pliego. Entre los documentos normativos aplicables se incluyen:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y sus actualizaciones.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red, que establece los requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de estos sistemas.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, que define el modelo de contrato tipo y factura para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, junto con sus actualizaciones.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, que aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, incluyendo sus actualizaciones.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que establece el Código Técnico de la Edificación junto con sus posteriores modificaciones.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial, incorporando sus actualizaciones.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, que aprueba el Reglamento Unificado para los puntos de medida en el sistema eléctrico, incluyendo sus revisiones posteriores.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, que establece las retribuciones para la producción de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento, con sus actualizaciones.

Estos documentos establecen el marco normativo necesario para asegurar que las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red cumplan con la legislación vigente, garantizando su correcto funcionamiento.

3.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

Todos los módulos fotovoltaicos instalados deberán cumplir estrictamente con las especificaciones establecidas en las normas UNE-EN 61730 (seguridad de módulos fotovoltaicos), UNE-EN 50380 (información en hojas de datos y placas de características) y UNE-EN 61215. Además, cada módulo debe haber sido sometido a pruebas y verificación en un laboratorio autorizado.

Cada módulo debe mostrar de manera clara y visible la siguiente información:

- Marca del módulo o logotipo, si cuenta con él.
- Modelo del módulo.
- Número de serie.
- Fecha de fabricación.

Si algún módulo no presenta esta información de forma adecuada, no será aceptado para su uso en la instalación.

Además, cualquier módulo que presente defectos o daños visibles, como manchas, roturas u otros problemas similares, será descartado para su uso en la instalación y deberá ser reemplazado por otro en condiciones óptimas.

Es obligatorio que los módulos dispongan de sistemas eléctricos de protección adecuados; para ello, se utilizarán diodos de derivación con un grado de protección IP40. En caso de que los paneles incluyan marcos, estos deberán estar fabricados en aluminio.

Estas medidas aseguran el correcto funcionamiento, la eficiencia y la seguridad de la instalación fotovoltaica.

3.3 INVERSORES:

Los inversores utilizados en la instalación deberán cumplir con los requisitos establecidos en las siguientes normas: UNE-EN 62093 (relativa a componentes de acumulación, conversión y gestión de energía en sistemas fotovoltaicos, así como a la cualificación de diseño y pruebas ambientales), UNE-EN 61683 (para sistemas fotovoltaicos, acondicionadores de potencia y procedimientos de medición de rendimiento) y UNE-EN 62116 (procedimiento de prueba para medidas de prevención de aislamiento en inversores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica).

Cada inversor deberá mostrar de manera visible la siguiente información:

- Marca del dispositivo o logotipo.
- Modelo del inversor.
- Número de serie.
- Fecha de fabricación.

Si algún inversor no cumple con estos requisitos, podrá ser rechazado para su uso en la instalación.

La siguiente información debe figurar de forma visible en el inversor mediante una etiqueta:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión de entrada (V).
- Tensión V_{rms} (V) y frecuencia (Hz) de salida.
- Polaridad de los terminales.

Si el inversor presenta defectos visibles como manchas, roturas u otros daños, no será aceptado para la instalación y deberá ser reemplazado por otro en óptimas condiciones.

Los inversores deben ser de onda senoidal pura y cumplir con los siguientes márgenes de variación en cuanto a tensión y frecuencia:

- Tensión de red: 230/240 V $\pm 5\%$.
- Frecuencia: 50 Hz $\pm 2\%$.

Además, el inversor debe ser capaz de suministrar la potencia nominal de forma continua, siempre que opere dentro de los límites de temperatura especificados por el fabricante.

De acuerdo con las normas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, los inversores deben estar equipados con protecciones que respondan ante los siguientes eventos:

- Cortocircuitos en corriente alterna.
- Tensión de red fuera del rango permitido.
- Frecuencia de red fuera del rango establecido.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones en la red, como pulsos, cortes irregulares en los ciclos, entre otros.

De acuerdo con la normativa actual, los inversores deben presentar un nivel mínimo de protección de IP 20 en áreas interiores que no sean accesibles, de IP 30 en espacios accesibles dentro de edificios y de IP 65 para instalaciones al aire libre. En este contexto, el inversor que se está considerando tiene un grado de protección IP 68.

Siguiendo la norma UNE-EN 61683, que se refiere a los sistemas fotovoltaicos y sus acondicionadores de potencia, el rendimiento del inversor debe alcanzar, al menos, el 92% en un rango de potencias nominales entre el 50% y el 100%, y un mínimo del 94% cuando se encuentra en el rango del 100%.

Además, cuando la potencia generada supere el 10% de la potencia nominal, el inversor activará automáticamente la inyección de energía a la red eléctrica.

Para garantizar un funcionamiento seguro del dispositivo, el inversor estará provisto de las señalizaciones pertinentes.

Cada inversor contará con un interruptor de encendido/apagado, así como un interruptor adicional para la conexión y desconexión del inversor a la corriente alterna.

El factor de potencia del inversor deberá ser superior a 0,95 en un rango de operación del 25% al 100% de su potencia nominal. Las condiciones ambientales operativas se establecerán en un rango de temperatura de 0°C a 40°C y una humedad relativa entre el 0% y el 85%.

El consumo del inversor en modo de espera (stand-by) será inferior al 2% de su potencia nominal. Además, cada inversor estará cubierto por una garantía mínima de 3 años contra defectos de fabricación.

Estos elementos contribuyen a garantizar la eficiencia y la seguridad del sistema fotovoltaico, optimizando su rendimiento en diversas condiciones operativas. La implementación de estas características técnicas no solo asegura un funcionamiento fiable, sino que también prolonga la vida útil del equipo, favoreciendo así una inversión más sostenible a largo plazo.

3.4 ESTRUCTURA SOLAR:

El sistema de sujeción empleado en la instalación estará diseñado para alinearse con la superficie de la cubierta, siendo coplanar en el caso de los paneles instalados sobre la parte inclinada, y presentando una inclinación adecuada para los paneles colocados sobre los casetones.

Antes de proceder con la instalación, el personal encargado deberá verificar la integridad de la cubierta.

El material utilizado en la fabricación de la estructura será aluminio, conforme a lo especificado en la hoja técnica, asegurando que cumpla con las condiciones adecuadas para su uso en exteriores y que sea resistente a la corrosión.

La instalación de los paneles solares se realizará de acuerdo con las directrices del fabricante de la estructura, y no se permitirá la colocación de paneles que superen las especificaciones recomendadas. Se asegurarán de que estén dispuestos de manera uniforme a lo largo de la estructura.

Cualquier modificación en la estructura que pudiera afectar su rendimiento queda estrictamente prohibida.

Además, todos los componentes relacionados con este sistema deberán contar con una garantía de 25 años contra problemas estructurales y de corrosión.

3.5 CABLEADO:

Los cables seleccionados para este proyecto cumplirán con la normativa vigente.

La sección de los conductores elegidos será adecuada para asegurar que se mantengan los límites de caída de tensión por debajo del 1,5% y que se eviten sobrecalentamientos, tal como se estipula en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Se emplearán conductores de cobre en la instalación.

Los cables positivos y negativos para cada grupo de paneles solares estarán debidamente separados e identificados, conforme a las regulaciones actuales.

En cumplimiento con la norma UNE 21123, el cableado de corriente continua dispondrá de doble aislamiento, garantizando su idoneidad para su uso en exteriores, ya sea enterrado o expuesto.

Para prevenir incidentes relacionados con la interacción de personas cercanas al cableado y minimizar la generación de esfuerzos innecesarios, la longitud de los conductores deberá ser la apropiada.

3.6 PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA:

La instalación deberá ajustarse a lo establecido en el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, que establece las disposiciones mínimas para garantizar la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a riesgos eléctricos.

3.7 CONEXIÓN A LA RED:

La instalación deberá seguir lo estipulado en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de diciembre, junto con sus modificaciones posteriores, que regula la conexión a la red de instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.8 EJECUCIÓN DE LA OBRA:

Durante la realización de los trabajos, se deberán seguir las directrices establecidas en este documento, el cual será facilitado al Contratista por la Dirección Técnica.

La responsabilidad de realizar el replanteo de la instalación corresponderá a la Dirección Técnica, que deberá estar presente junto con el Contratista durante este proceso. Si es necesario, la Dirección Técnica podrá designar a un profesional cualificado para llevar a cabo esta tarea.

Además de las funciones descritas en este conjunto de especificaciones, la Dirección Técnica se encargará de supervisar y coordinar los trabajos realizados durante la obra, ya sea directamente o a través de representantes técnicos.

La empresa responsable de la instalación deberá adherirse a todas las normativas vigentes relacionadas con la ejecución de la obra, y la Dirección Técnica se encargará de verificar que se cumplan estos requisitos. El Contratista será responsable de garantizar el cumplimiento de todas las normativas de Seguridad y Salud, asumiendo la responsabilidad en caso de cualquier incumplimiento.

Todos los trabajadores que realicen labores en la obra deberán contar con un seguro contratado por el Contratista, tal como lo establece la legislación vigente.

La Dirección Técnica tendrá el derecho de realizar inspecciones en diferentes puntos de la obra en cualquier momento para evaluar su estado.

Una vez notificada la adjudicación de los trabajos, el Contratista deberá iniciar la ejecución de las obras en un plazo máximo de 15 días.

3.9 RECEPCIÓN Y PRUEBAS:

Al concluir los trabajos, el instalador deberá proporcionar al cliente un documento conocido como albarán, que incluirá un desglose de los materiales, equipos y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento deberá ser firmado por ambas partes, y cada una conservará una copia. Siempre que sea posible, los manuales deberán estar redactados en castellano para facilitar su comprensión al ser leídos.

Todos los equipos deben haber superado las pruebas de fábrica correspondientes antes de ser puestos en servicio. Se elaborará un acta que incluirá los certificados de calidad pertinentes como evidencia de este cumplimiento.

La entrega del albarán y los manuales no solo asegura la transparencia en el proceso, sino que también proporciona al cliente la información necesaria para el correcto uso y mantenimiento de la instalación.

Además, la presentación de los certificados de calidad refuerza el compromiso del instalador con la seguridad y el rendimiento de los equipos utilizados.

El instalador deberá llevar a cabo las siguientes pruebas mínimas para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación:

- Verificación del funcionamiento y puesta en marcha de todos los equipos instalados.
- Ejecución de pruebas de arranque y parada en diferentes condiciones operativas para asegurar la estabilidad de la instalación.
- Evaluación de todos los elementos de protección y seguridad, asegurando que cumplan con los estándares requeridos.
- Cálculo de la potencia instalada para garantizar que esté dentro de los parámetros especificados.

Una vez finalizadas estas pruebas, se procederá a la Recepción Provisional de la Instalación. Para ello, se confirmará que todos los equipos y sistemas funcionen de manera continua durante un periodo mínimo de 240 horas. Al cumplir con este requisito, se podrá proceder a la firma y entrega del Acta de Recepción Provisional, lo que formaliza la aceptación de la instalación por parte del cliente.

Adicionalmente a lo ya mencionado, se deberán considerar los siguientes aspectos:

- Retirar todos los elementos sobrantes generados durante la instalación.
- Realizar la limpieza completa de la instalación para garantizar su correcto funcionamiento y presentación.
- Entregar toda la documentación necesaria que se menciona en el Pliego de Condiciones Técnicas, así como la correspondiente a la norma UNE-EN 62466.

Durante esta fase, el Suministrador será el único responsable de garantizar que se cumplan estos requisitos. Por su parte, el Instalador tiene la obligación de reparar cualquier equipo en caso de que se identifiquen defectos atribuibles a problemas en el diseño, construcción o montaje de la instalación, asumiendo todos los costos asociados a dichas reparaciones.

4. CONCLUSIÓN AL PLIEGO DE CONDICIONES

Este pliego de condiciones técnicas establece las pautas y responsabilidades necesarias para asegurar la calidad, seguridad y funcionalidad de la instalación. Su cumplimiento es fundamental para lograr una ejecución exitosa del proyecto, garantizando la satisfacción del cliente y el correcto desempeño de los equipos a lo largo de su vida útil.

DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

| | |
|---|-----|
| DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO | 258 |
| 1. MEDICIONES | 260 |
| 2. PRESUPUESTO | 264 |
| 2.1 CUADRO DE PRECIOS | 264 |
| 2.2 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL..... | 268 |
| 2.3 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA | 268 |

1. MEDICIONES

| CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | | | |
|--------------------------------------|--------------------------|--|----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD |
| 01 | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | | |
| 01.01 | Ud | Panel Solar 550W A-550M ATERSA GS (144 medias células) PERC. | 116 |
| 01.02 | Ud | Inversor Solis S5-GC(50-60)K. | 1 |
| 01.03 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 2 módulos en vertical. | 2 |
| 01.04 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 3 módulos en vertical. | 4 |
| 01.05 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 4 módulos en vertical. | 6 |
| 01.06 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 5 módulos en vertical. | 2 |
| 01.07 | Ud | Soporte para módulos solares Coplanares (ASCxG, ASCxM) | 11 |

| CAPÍTULO 02 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN | | | |
|---|-----------------------------|--|----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD |
| 02 | INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN | | |
| 02.01 | m | Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 25 mm ² . Modelo: Tecsun H1Z2Z2-K, disponible en colores rojo y negro. | 400 |
| 02.02 | m | Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 16 mm ² . Modelo: Tecsun H1Z2Z2-K, disponible en colores rojo y negro. | 40 |
| 02.03 | m | Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 70 mm ² . Modelo: AFUMEX CLASS 1000 V (AS). | 10 |
| 02.04 | m | Suministro e instalación de bandeja perforada. Para la canalización de los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones. | 420 |
| 02.05 | m | Suministro e instalación de tubo para canalización. De los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones. | 45 |
| 02.06 | Ud | Suministro e instalación de fusible de 80 A. Diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Incluye portafusibles. | 6 |
| 02.07 | Ud | Suministro e instalación de fusible de 125 A. Diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Incluye portafusibles. | 3 |

| | | | |
|-------|----|--|-----|
| 02.08 | Ud | Suministro e instalación de interruptor magnetotérmico tetrapolar. Para intensidad nominal de 125 A. Poder de corte de 10 kA. | 1 |
| 02.09 | Ud | Suministro e instalación de interruptor diferencial. Intensidad nominal 125 A y sensibilidad de 300 mA. Poder de corte de 6 kA. | 1 |
| 02.10 | Ud | Suministro e instalación de cuadro eléctrico Para colocación de protecciones de CA. Colocado a la salida del inversor y antes del cuadro de protecciones de la instalación eléctrica receptora. | 1 |
| 02.11 | h | Montaje de la instalación por electricista categoría III habilitado. | 240 |

| CAPÍTULO 03 LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN | | | |
|---|-----------------------------|---|----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD |
| 03 | LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN | | |
| 03.01 | Ud | Inspección de la instalación realizada por el Organismo de Control Autorizado (OCA). | 1 |
| 03.02 | Ud | Trámites referidos a la legalización de la instalación en la Consejería de Industria. Pago de tasas para el registro. | 1 |
| 03.03 | Ud | Documentación de la instalación. | 1 |
| 03.04 | Ud | Elaboración del Proyecto. Incluye certificado de dirección de obra. Realizado por el técnico competente. | 1 |

| CAPÍTULO 04 SEGURIDAD Y SALUD | | | |
|-------------------------------|-------------------|---|----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD |
| 04 | SEGURIDAD Y SALUD | | |
| 04.01 | Ud | Medidas adoptadas durante la ejecución. | 1 |

2. PRESUPUESTO

2.1 CUADRO DE PRECIOS:

| CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | | | | | |
|--------------------------------------|--------------------------|--|----------|-----------|-----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD | PRECIO/Ud | TOTAL (€) |
| 01 | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | | | | |
| 01.01 | Ud | Panel Solar 550W A-550M ATERSA GS (144 medias células) PERC. | 116 | 70.75 | 8207.0 |
| 01.02 | Ud | Inversor Solis S5-GC(50-60)K. | 1 | 3194.7 | 3194.7 |
| 01.03 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 2 módulos en vertical. | 2 | 183 | 366.0 |
| 01.04 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 3 módulos en vertical. | 4 | 255 | 1020.0 |
| 01.05 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 4 módulos en vertical. | 6 | 290 | 1740.0 |
| 01.06 | Ud | Sunfer 12V Soporte inclinado abierto regulable de 5 módulos en vertical. | 2 | 378 | 756.0 |
| 01.07 | Ud | Soporte para módulos solares Coplanares (ASCxG, ASCxM) | 11 | 192.54 | 2117.94 |

| CAPÍTULO 02 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN | | | | | |
|---|-----------------------------|--|----------|-----------|-----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD | PRECIO/Ud | TOTAL (€) |
| 02 | INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN | | | | |
| 02.01 | m | Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 25 mm ² . Modelo: Tecsun H1Z2Z2-K, disponible en colores rojo y negro. | 400 | 4.19 | 1676 |
| 02.02 | m | Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 16 mm ² . Modelo: Tecsun H1Z2Z2-K, disponible en colores rojo y negro. | 40 | 3.19 | 127.6 |
| 02.03 | m | Suministro e instalación de conductor de cobre unipolar de 70 mm ² . Modelo: AFUMEX CLASS 1000 V (AS). | 10 | 5.06 | 50.6 |
| 02.04 | m | Suministro e instalación de bandeja perforada. Para la canalización de los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones. | 420 | 5.64 | 2368.8 |
| 02.05 | m | Suministro e instalación de tubo para canalización. De los conductores de continua. Incluye sus respectivos anclajes y sujeciones. | 45 | 0.82 | 36.9 |
| 02.06 | Ud | Suministro e instalación de fusible de 80 A. Diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Incluye portafusibles. | 6 | 2.52 | 15.12 |
| 02.07 | Ud | Suministro e instalación de fusible de 125 A. Diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Incluye portafusibles. | 3 | 175.21 | 525.63 |
| 02.08 | Ud | Suministro e instalación de interruptor | 1 | 223 | 223 |

| | | | | | |
|-------|----|---|-----|-----|------|
| | | magnetotérmico tetrapolar. Para intensidad nominal de 125 A. Poder de corte de 10 kA. | | | |
| 02.09 | Ud | Suministro e instalación de interruptor diferencial. Intensidad nominal 125 A y sensibilidad de 300 mA. Poder de corte de 6 kA. | 1 | 230 | 230 |
| 02.10 | Ud | Suministro e instalación de cuadro eléctrico Para colocación de protecciones de CA. Colocado a la salida del inversor y antes del cuadro de protecciones de la instalación eléctrica receptora. | 1 | 225 | 225 |
| 02.11 | h | Montaje de la instalación por electricista categoría III habilitado. | 240 | 20 | 4800 |

| CAPÍTULO 03 LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN | | | | | |
|---|-----------------------------|---|----------|-----------|-----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD | PRECIO/Ud | TOTAL (€) |
| 03 | LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN | | | | |
| 03.01 | Ud | Inspección de la instalación realizada por el Organismo de Control Autorizado (OCA). | 1 | 712.12 | 712.12 |
| 03.02 | Ud | Trámites referidos a la legalización de la instalación en la Consejería de Industria. Pago de tasas para el registro. | 1 | 349.77 | 349.77 |
| 03.03 | Ud | Documentación de la instalación. | 1 | 485.21 | 485.21 |
| 03.04 | Ud | Elaboración del Proyecto. Incluye certificado de dirección de obra. Realizado por el técnico competente. | 1 | 2757.9 | 2757.9 |

| CAPÍTULO 04 SEGURIDAD Y SALUD | | | | | |
|-------------------------------|-----------------------------|---|----------|-----------|-----------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | | CANTIDAD | PRECIO/Ud | TOTAL (€) |
| 04 | LEGALIZACIÓN DE INSTALACIÓN | | | | |
| 04.01 | Ud | Medidas adoptadas durante la ejecución. | 1 | 2000 | 2000 |

2.2 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL:

| PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL | | |
|-----------------------------------|---------------------------------------|-------------|
| CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | IMPORTE (€) |
| 01 | CAPÍTULO 01. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA | 17401,64 |
| 02 | CAPÍTULO 02. INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN | 10278,65 |
| 03 | CAPÍTULO 03. LEGALIZACIÓN | 4305 |
| 04 | CAPÍTULO 04. SEGURIDAD Y SALUD | 2000 |
| TOTAL | | 33985,29 |

2.3 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA:

| PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA | |
|---|----------|
| PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL | 33985,29 |
| GASTOS GENERALES (17%) | 5777,50 |
| BENEFICIO INDUSTRIAL (6%) | 2039,12 |
| TOTAL PARCIAL | 41801,91 |
| IVA (21%) | 8778,40 |
| TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (€) | 50580,31 |