PROYECTO DE AUTOCONSUMO

CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES

AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ

INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ

Proyectista	*E.Z.E. Barrizar Koop. Elk.*
Departamento	*Ingeniería*
Autor	*Oier Begiristain Txapartegi*

Markina-Xemein, 19 de septiembre de 2025

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN 1
2. ANTECEDENTES 2
3. GENERALIDADES DEL PROYECTO 3
3.1. OBJETO 3
3.2. PROYECTISTA DE LA INSTALACIÓN 3
3.3. PROMOTOR DE LA INSTALACIÓN 3
3.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN 4
4. MARCO LEGAL PARA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO 5
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN 6
5.1. TABLA RESUMEN DE LA INSTALACIÓN 7
5.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y COMPONENTES 8
5.2.1. Módulos fotovoltaicos 8
5.2.2. Estructura soporte 10
5.2.3. Inversor fotovoltaico 11
5.2.4. Sistema de monitorización 12
5.3. CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS DE LA INSTALACIÓN 13
5.3.1. Cableado 13
5.3.2. Elementos de protección 14
5.3.2.1. Dispositivos de protección de corriente continua 14
5.3.2.2. Dispositivos de protección de corriente alterna 14
5.3.2.3. Contactos directos 14
5.3.2.4. Contactos indirectos 14
5.3.2.5. Cortocircuitos 15
5.3.2.6. Sobrecargas 15
5.3.2.7. Sobretensiones 15
5.3.2.8. Punto de conexión a red 15
5.3.2.9. Medida 15
5.3.3. Toma a tierra 16

5.4. JUSTIFICACION ESTRUCTURAL DE LAS CUBIERTAS POR SOBRECARGA DE PANELES FOTOVOLTAICOS 17
6. EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN 18
6.1. CRONOGRAMA GENERAL 18
6.2. IMPLANTACIÓN DE LA INSTALACIÓN 19
6.2.1. Instalación de sistemas de seguridad 19
6.2.1.1. Instalación de líneas de vida en la cubierta 19
6.2.1.2. Otros sistemas de seguridad 20
6.2.2. Izado de material a las cubiertas 20
6.2.3. Acopio de residuos 22
7. OPERACIONES DE MANTENIMIENTO 24
7.1. MANTENIMIENTO REALIZADO POR EL USUARIO 24
7.2. MANTENIMIENTO REALIZADO POR EL SERVICIO TÉCNICO 25

ANEXO I. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS I
I.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS I
I.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación (OI) I
I.1.2. Pérdidas por sombras (S) III
I.1.3. Pérdidas totales (OI + S) III
I.2. NÚMERO MÍNIMO Y MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE-PARALELO IV
I.3. SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES V
I.3.1. Tramos de corriente continua VI
I.3.1.1. Criterio de la caída de tensión máxima VI
I.3.1.2. Criterio de la condición térmica VII
I.3.1.3. Conclusión VIII
I.3.2. Tramo de corriente alterna VIII
I.3.2.1. Criterio de la caída de tensión máxima VIII
I.3.2.2. Criterio de la condición térmica VIII
I.3.2.3. Conclusiones VIII
I.3.3. Toma a tierra IX
I.4. CAIDA DE TENSIÓN IX
I.5. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES A INSTALAR X
I.5.1 Protecciones para corriente continua X
I.5.2 Protecciones para corriente alterna XI
ANEXO II. CÁLCULOS ENERGÉTICOS XII
II.1. PRODUCCÍON DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA XII

II.1.1. Fichas del análisis energético obtenidas del programa PVGIS XIII
II.1.2. Producción mensual/horaria la instalación fotovoltaica XIX
II.1.2.1. Producción mensual XIX
II.1.2.2. Produccíon horaria XIX
II.2. CONSUMO DE LOS PUNTOS DE SUMINISTRO ANALIZADOS XX
II.2.1. Curvas de consumo de cada punto de suministro analizado XXI
II.2.2. Consumo unificado de todos los puntos de suministro XXX
II.2.2.1. Consumo mensual XXX
II.2.2.2. Consumo horario XXX
II.3. RESULTADOS COMPARANDO PRODUCCIÓN-CONSUMO XXXI
ANEXO III. PERMISO DE ACCESO Y CONEXIÓN EMITIDO POR DISTRIBUIDORA XXXV
ANEXO IV. PRESUPUESTO XXXVIII
ANEXO V. VIABILIDAD ECONÓMICA XLII
ANEXO VI. PLIEGO DE CONDICIONES XLIII
VI.1. CONDICIONES FACULTATIVAS XLIII
VI.1.1. Técnico director de obra XLIII
VI.1.2. Instalador XLIII
VI.1.3. Verificación de los documentos del proyecto XLIV
VI.1.4. Plan de Seguridad y Salud en el trabajo XLIV
VI.1.5. Presencia del instalador en obra XLIV
VI.1.6. Trabajos no estipulados expresamente XLV
VI.1.7. Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos XLV
VI.1.8. Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa XLV
VI.1.9. Faltas de personal XLVI
VI.1.10. Legalización XLVI
VI.2. CONDICIONES ECONÓMICAS XLVI
VI.2.1. Composición de los precios unitarios XLVI
VI.2.2. Precio de contrata. Importe de contrata XLVII
VI.3. CONDICIONES TÉCNICAS XLVII
VI.3.1. Generalidades XLVII
VI.3.2. Sistemas generadores fotovoltaicos XLVIII
VI.3.3. Estructura soporte XLVIII
VI.3.4. Inversores XLIX
VI.3.5. Cableado L
VI.3.6. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas L
VI.3.7. Armónicos y compatibilidad electromagnética LI

VI.4. GARANTÍAS LI
VI.5. MANTENIMIENTO LI
VI.6. DEFINICIONES LII
VI.6.1. Radiación solar LII
VI.6.2. Instalación LII
VI.6.3. Módulos LII
VI.6.4. Integración arquitectónica LIII
ANEXO VII. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD LIV
VII.1. DATOS DE LA OBRA LIV
VII.1.1. Objeto de este estudio LIV
VII.1.2. Características de la obra LIV
VII.1.2.1. Descripción de la obra y emplazamiento LIV
VII.1.2.2. Justificación del estudio básico de Seguridad y Salud LV
VII.1.2.3. Presupuesto, plazo de ejecución y mano de obra LV
VII.1.2.4. Interferencias y servicios afectados LV
VII.1.2.5. Teléfonos de interés LV
VII.2. ANÁLISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGOS LVI
VII.2.1. Introducción LVI
VII.2.2. Identificación de riesgos LVI
VII.2.3. Prevención de riesgos laborales LVII
VII.2.3.1. Medidas preventivas para el riesgo eléctrico LVII
VII.2.3.2. Protecciones individuales LVIII
VII.2.3.3. Protecciones colectivas LVIII
VII.2.3.4. Protecciones a terceros LVIII
VII.2.3.5. Formación LVIII
VII.3. DISPOSICIONES LEGALES DE APLICACIÓN LVIII
ANEXO VIII. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS LX
VIII.1. AGENTES INTERVINIENTES LX
VIII.1.1. Identificación LX
VIII.1.2. Promotor LX
VIII.2. DEFINICIONES LX
VIII.3. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN APLICABLE LXI
VIII.3.1. Identificación y estimación de la cantidad generada en volumen y peso LXI
VIII.4. MEDIDAS PARA LA PREVENCIÓN DE RESIDUOS LXI
VIII.5. OPERACIONES DE REUTILIZACIÓN, VALORIZACIÓN O ELIMINACIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS LXI
VIII.6. MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA LXIII

VIII.7. PREINSCRIPCIONES EN RELACIÓN CON EL ALMACENAMIENTO, MANEJO, SEPARACIÓN Y OTRAS OPERACIONES LXIV
VIII.8. VALORACIÓN DEL COSTE Y VOLUMEN PREVISTO LXVI
VIII.9. INVENTARIO DE RESIDUOS PELIGROSOS LXVI
VIII.10. FIANZA LXVII
ANEXO IX. PLANOS LXVIII
ANEXO X. INFORME DE CARGAS LXXV
ANEXO XI. FICHAS TÉCNICAS CVII
XI.1. MÓDULO SOLAR LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK CVIII
XI.2. ESTRUCTURA SOPORTE COPLANAR 04V CX
XI.3. ESTRUCTURA SOPORTE COPLANAR 01V CXII
XI.4. INVERSOR ZCS AZZURRO 3PH 60KTL-V3 DE 60 KW CXVI
XI.5. CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA CXVIII
XI.6. CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA CXXI
ANEXO XII. FACTORES DE CONVERSIÓN CXXIV

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Imagen satélite del emplazamiento 4
Figura 2 - Tipos de módulos fotovoltaicos 8
Figura 3 - Módulo fotovoltaico solar LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK 9
Figura 4 - Estructura SUNFER 04V (izquierda) y estructura SUNFER 01V (derecha).....10
Figura 5 - Inversor ZCS AZZURRO 3PH 60KTL-V3 11
Figura 6 - Monitorización de la instalación.....12
Figura 7 - Propuesta de instalación de líneas de vida.....20
Figura 8 - Zona para el izado de material en el Frontón Municipal 21
Figura 9 - Zona para el izado de material en la Casa de Cultura 21
Figura 10 - Zona para el acopio de residuos en el Frontón Municipal 22
Figura 11 - Zona para el acopio de residuos en la Casa de Cultura 23
Figura 12 - Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación en el Frontón Municipal ..II
Figura 13 - Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación en la Casa de Cultura ...III
Figura 14 - Configuración de los strings..... IV
Figura 15 - Tabla 1 de la ITC-BT-19 sobre la sección mínima de cables VI
Figura 16 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 1 del Frontón Municipal XIII
Figura 17 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 2 del Frontón Municipal XIV
Figura 18 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 3 del Frontón Municipal XV
Figura 19 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 4 de la Casa de Cultura XVI
Figura 20 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 5 de la Casa de Cultura XVII
Figura 21 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 6 de la Casa de Cultura XVIII
Figura 22 - Permiso de Acceso y Conexión emitido por distribuidora XXXVII
Figura 23 - Ficha técnica del módulo LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK CIX
Figura 24 - Ficha técnica de la estructura soporte coplanar 04V..... CXI
Figura 25 - Ficha técnica de la estructura soporte coplanar 01V..... CXV
Figura 26 - Ficha técnica del inversor ZCS Azzurro 3PH 60KTL-V3 de 60 kW CXVII
Figura 27 - Ficha técnica de los conductores de corriente continua..... CXX
Figura 28 - Ficha técnica de los conductores de corriente alterna..... CXXIII
Figura 29 - Factores de conversión CXXIV

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Localización del emplazamiento 4
Tabla 2 - Datos geográficos del emplazamiento 4
Tabla 3 - Características técnicas de la instalación 7
Tabla 4 - Características del módulo fotovoltaico 9
Tabla 5 - Tipos de estructura soporte para cada edificio 10
Tabla 6 - Características del inversor 11
Tabla 7 - Cronograma general de la instalación 18
Tabla 8 - Pérdidas máximas por orientación, inclinación y sombras I
Tabla 9 – Requisitos de tensión a cumplir IV
Tabla 10 - Requisitos de intensidad a cumplir..... IV
Tabla 11 - Parámetros de funcionamiento IV
Tabla 12 - Relación entre los conductores de fase y los conductores de protección..... VI
Tabla 13 - Cálculo de secciones para los tramos de corriente continua VII
Tabla 14 - Secciones mínimas para los tramos de corriente continua VII
Tabla 15 - Cálculo de secciones para los tramos de corriente alterna VIII
Tabla 16 - Valores utilizados para el cálculo de la caída de tensión IX
Tabla 17 - Caídas de tensión y pérdidas asociadas X
Tabla 18 - Protecciones para corriente continua..... X
Tabla 19 - Valores de producción mensual de la instalación fotovoltaica en kWh XIX
Tabla 20 - Consumo anual de cada punto de suministro en kWh..... XX
Tabla 21 - Valores de consumo mensual de todos los puntos de suministro en kWh ... XXX
Tabla 22 - Valores de consumo y producción fotovoltaica en kWh XXXI
Tabla 23 - Porcentajes asignados a cada punto de suministro de la CE XXXIV
Tabla 24 - Resultados obtenidos..... XXXIV
Tabla 25 - Ahorro anual de electricidad XXXIV
Tabla 26 - Presupuesto desglosado XLI
Tabla 27 - Medidas para la prevención de residuos LXI
Tabla 28 - Operaciones previstas..... LXII

Tabla 29 - Previsión de operaciones de valoración de los residuos generados LXII
Tabla 30 - Destino previsto para los residuos no reutilizables ni valorables LXIII
Tabla 31 - Medidas para la separación de los residuos en obra LXIV
Tabla 32 - Planos de las instalaciones previstas para el almacenamiento, manejo, separación LXV
Tabla 33 - Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto en relación con el almacenamiento, manejo, separación LXVI
Tabla 34 - Valoración de residuos LXVI
Tabla 35 - Inventario de residuos peligrosos LXVII

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Producción mensual de la instalación fotovoltaica XIX
Gráfico 2 - Producción horaria de la instalación fotovoltaica por estaciones XIX
Gráfico 3 - Consumo mensual-horario de los socios de la CE XXIX
Gráfico 4 - Consumo mensual de todos los puntos de suministro XXX
Gráfico 5 - Consumo horario de todos los puntos de suministro por estaciones XXX
Gráfico 6 - Comparación entre consumo y producción fotovoltaica XXXI
Gráfico 7 - Comparación consumo-producción fotovoltaica horaria por estaciones XXXII

1. INTRODUCCIÓN

Echando un vistazo a la sociedad de los últimos años, se puede observar que la dependencia de la energía eléctrica es cada vez mayor. Esto se debe principalmente a los dos factores siguientes:

- Por un lado, el crecimiento de la población mundial ha sido muy importante en los últimos años. Desde 1950 hasta hoy en día, ha habido un aumento de más de 5 mil millones de personas, que lleva a un considerable aumento en la demanda de energía.

- Por otro lado, el nivel de vida actual también se ha mejorado y simplificado mucho. Casi la mayoría de los equipos y dispositivos utilizados requieren energía para funcionar y este factor también ha sido importante para explicar la causa de esta dependencia energética.

Estudiando además el tipo de energía consumida hoy en día, no es discutible el poder que han tenido y tienen las energías no renovables. Estos, sin embargo, como su nombre indica, no son inagotables, siendo también contaminantes para el planeta y un problema para la sociedad actual.

Encontrar una solución a esto se ha vuelto fundamental en las últimas generaciones, ya que la demanda de energía va aumentando con el paso de los años. Para ello, será muy importante apostar por las energías renovables, ya que reflejan el objetivo claro de tener un futuro próspero.

2. ANTECEDENTES

El AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ viene realizando varias actuaciones en el ámbito de la Eficiencia Energética y el Ahorro, para poder disminuir el coste de energía de diferentes edificios y a su vez propiciar la auto-generación con recursos propios y renovables, yendo siempre de la mano con las estrategias y protocolos a favor del cambio climático.

Para seguir con la labor de impulsar la integración de las energías renovables en la sociedad actual, el AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ trata de generar parte de la energía eléctrica consumida en diferentes edificios mediante una instalación solar fotovoltaica compartida.

Los beneficios relacionados con este proyecto son evidentes, porque, no es solamente el hecho de producir energía sostenible para el abastecimiento del consumo de electricidad de diferentes establecimientos, sino que puede llegar a suponer un ahorro importante en cada factura de luz.

La instalación que se propone, debe encajar dentro de la actual legislación y su diseño debe permitir un mantenimiento y una ejecución simplificada para incluir la instalación en el entorno del establecimiento, sin causar ni exigir ningún tipo de modificación ni adaptación a las infraestructuras existentes.

3. GENERALIDADES DEL PROYECTO

3.1. OBJETO

Teniendo en cuenta la normativa vigente, el objeto del presente proyecto consiste en la instalación de un sistema de generación de energía, por medio de módulos fotovoltaicos, aprovechando la energía del sol para transformarla en energía eléctrica y que pueda ser autoconsumida en diferentes establecimientos pudiendo llegar a producir excedentes. Esto es, se instalará un sistema fotovoltaico utilizando dos de las cubiertas públicas disponibles del núcleo urbano ubicadas en Ajangiz, pudiendo suministrar energía mediante la instalación fotovoltaica a 25 puntos de consumo de la comunidad energética de Ajangiz.

Se persigue reducir el consumo eléctrico de diferentes establecimientos, con un sistema energético basado en los recursos energéticos disponibles en la zona con la premisa de:

- Favorecer la eficiencia energética.
- Optimizar la inversión económica a realizar.
- Propiciar el autoconsumo y el uso de las EERR.
- Dotar de un atractivo añadido al promotor con una imagen más cercana a lo sostenibilidad ambiental.

3.2. PROYECTISTA DE LA INSTALACIÓN

El proyectista de la instalación es:

- **Nombre jurídico:** E.Z.E. BARRIZAR KOOP. ELK. TXIKIA
- **CIF:** F95730172
- **Domicilio social:** Barrio Barainka 15, 48288, Ispaster, Bizkaia
- **Autor del proyecto:** Oier Begiristain Txapartegi

3.3. PROMOTOR DE LA INSTALACIÓN

El proyecto se ha realizado a petición de:

- **Administración Pública:** AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ
- **CIF:** P4812700E
- **Domicilio social:** Barrio Mendieta 38, 48320, Ajangiz, Bizkaia

3.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La planta fotovoltaica se proyecta en el núcleo urbano de Ajangiz, donde se dispone de dos cubiertas que presentan características óptimas para la implantación de este tipo de instalación: el Frontón Municipal y la Casa de Cultura.

Ambos emplazamientos se localizan en las siguientes direcciones:

	FRONTÓN MUNICIPAL	CASA DE CULTURA
DIRECCIÓN	Barrio Mendieta S/N	Barrio Mendieta 35
CODIGO POSTAL	48320	48320
MUNICIPIO	Ajangiz	Ajangiz
TERRITORIO HISTÓRICO	Bizkaia	Bizkaia

Tabla 1 – Localización del emplazamiento

El campo de módulos fotovoltaicos se instala en las cubiertas de los edificios con los siguientes datos geográficos:

	FRONTÓN MUNICIPAL	CASA DE CULTURA
LATITUD	43.3099º	43.3099º
LONGITUD	-2.6620º	-2.6624º
ALTITUD	37 m	37 m

Tabla 2 – Datos geográficos del emplazamiento

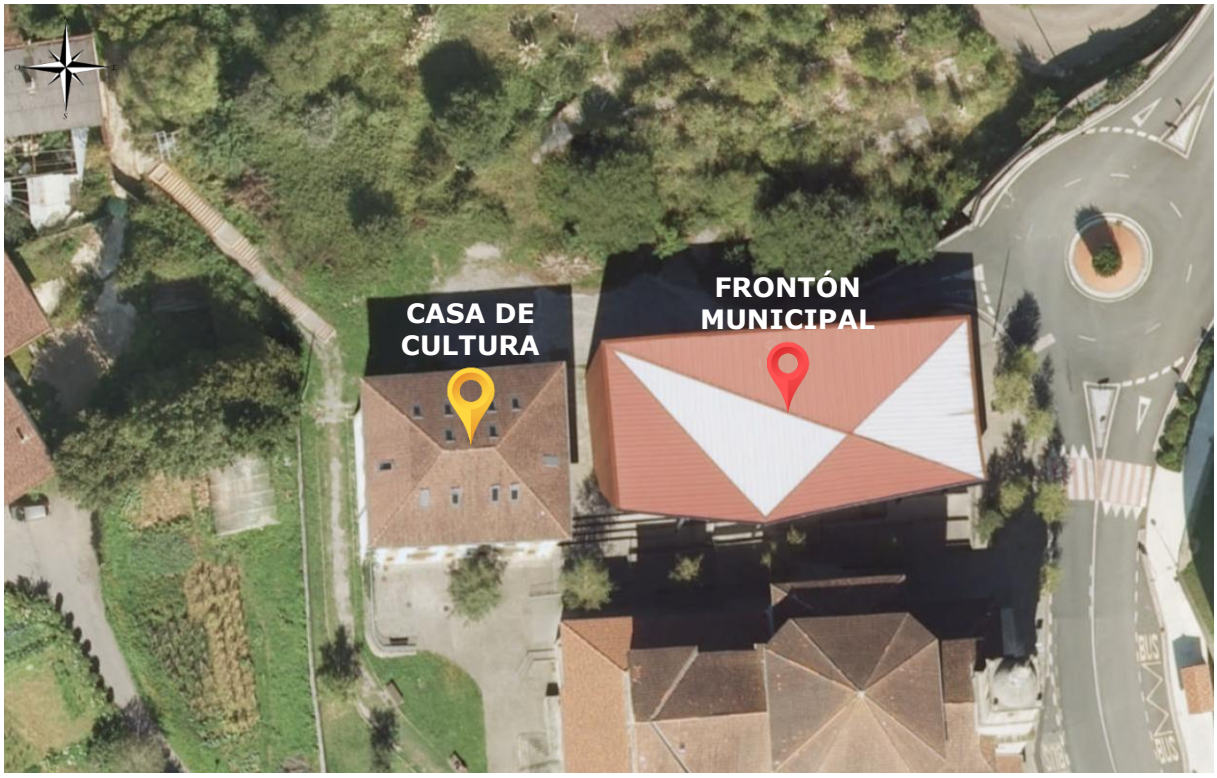


Figura 1 - Imagen satélite del emplazamiento

4. MARCO LEGAL PARA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

A continuación, se presenta el marco normativo en el que se sustenta este documento:

- RD 842/2002 por el que se aprueba el REBT Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.
- RD 2818/1998 de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- RD 1663/2000 de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- RD 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 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.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril del 2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- UNE-EN 61727:96 "Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz conexión a la red eléctrica".
- UNE-EN 61173:98 "Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía".
- Norma IEC62548 Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements.

5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación objeto del presente proyecto estará compuesta por un total de 124 módulos fotovoltaicos de 580 Wp de potencia unitaria, alcanzando una potencia pico instalada de 71,92 kWp. El sistema se completará con un inversor de 60 kW, cuadros de protecciones en corriente continua y corriente alterna (CC-CA), así como con los equipos requeridos por la empresa distribuidora, incluyendo seccionador y contador.

La modalidad de gestión prevista será la de autoconsumo compartido conectado a red, con opción de vertido de excedentes y compensación, lo que permitirá que varios puntos de suministro (CUPS) se beneficien de una única instalación fotovoltaica mediante coeficientes de reparto establecidos. Como se indica, la planta permanecerá conectada a la red de distribución, lo que garantiza la cobertura de la demanda en aquellos periodos en los que la generación renovable no sea suficiente y, al mismo tiempo, asegura el máximo aprovechamiento de la energía producida. En virtud de lo dispuesto en el Real Decreto-ley 244/2019, de 5 de abril, la energía excedentaria no consumida será inyectada a la red y valorada al precio medio horario de mercado; posteriormente, en cada periodo de facturación, la comercializadora aplicará la compensación económica correspondiente, deduciéndola del importe de la energía adquirida de la red.

En relación con los puntos de suministro asociados a la instalación, ubicados en un radio de 2.000 metros, cabe señalar que ascienden a un total de 25, todos ellos integrados en la Comunidad Energética de Ajangiz.

El consumo energético anual aproximado de dichos puntos de suministro asciende a 111.661 kWh, mientras que la producción estimada de la instalación, considerando la potencia proyectada, será de 73.530 kWh/año. Los datos de consumo se han obtenido a partir de los CUPS del titular, y la estimación de la producción se ha realizado mediante la herramienta PVGIS de la Comisión Europea.

En lo relativo a la disposición en cubierta del campo solar, se seleccionarán aquellas superficies o cubiertas que resulten más adecuadas para garantizar el máximo aprovechamiento energético de la instalación (Las cubiertas consideradas en el presente proyecto, así como la denominación asignada a cada una de ellas, se encuentran definidas en el apartado *ANEXO IX. PLANOS*). Para ello, se adoptará una estructura coplanar, evitando así posibles afecciones a la estabilidad de los edificios. En consecuencia, se descarta la opción de incrementar la inclinación de los módulos fotovoltaicos más allá de la pendiente natural de la cubierta, lo que conllevará una ligera reducción de la producción en los meses de invierno, compensada con un mayor rendimiento en el periodo estival.

5.1. TABLA RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

Las características técnicas de la instalación son las siguientes:

Ubicación	Frontón Municipal: Barrio Mendieta S/N, 48320, Ajangiz, Bizkaia Casa de Cultura: Barrio Mendieta 35, 48320, Ajangiz, Bizkaia
Coordenadas	Frontón Municipal: 43.3099º, -2.6620º Casa de Cultura: 43.3099º, -2.6624º
Localización del generador	El generador fotovoltaico se instalará en las dos cubiertas publicas disponibles del núcleo urbano de Ajangiz
Módulo fotovoltaico	LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK o similar
Tecnología del módulo	Monocristalino
Potencia unitaria del módulo solar	Potencia de 580 Wp
Número de módulos solares	124 módulos solares fotovoltaicos
Orientación del módulo	Horizontal/Vertical
Potencia Total Solar Fotovoltaica	**71.920 Wp**
Superficie Solar Fotovoltaica	**± 320 m²**
Tipo de estructura soporte	Estructura soporte coplanar
Modelo de estructura soporte	Frontón Municipal: SUNFER 04V o similar Casa de Cultura: SUNFER 01V o similar
Inversor	ZCS Azzurro 3PH 60KTL-V3 o similar
Potencia unitaria del inversor	60 kW
Número total de inversores	1 inversor
Producción solar	73.530 kWh/año
Tipo de instalación	Conectado a red
Tipo de conexión a la red	Trifásico 400 V 50 Hz Red de baja tensión
Punto de enganche a red	Embarrado general del Frontón Municipal (ES0021000016711416SG)
Modalidad de autoconsumo	Autoconsumo compartido / Con excedentes / Con compensación
Almacenamiento	No
Descripción/Uso	Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, con los excedentes compensados del autoconsumo

¿Se elimina la tapa de amianto?	No
¿Se desmantelan las instalaciones actuales?	No
Marquesina incluida	No
Autoconsumo compartido	Si

Tabla 3 - Características técnicas de la instalación

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y COMPONENTES

5.2.1. Módulos fotovoltaicos

Es el elemento destinado a la captación de la energía solar, el cual transforma la radiación solar en energía eléctrica. Son los formados por un conjunto de células fotovoltaicas interconectadas entre sí y suelen ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, pero también es posible que pertenezcan a otros materiales semiconductores de capa fina.

Los de silicio monocristalino se obtienen de un solo cristal de silicio puro y alcanzan su máxima eficacia, con una media de entre el 18 y el 20%. Los de silicio policristalino se hacen en bloque a partir de varios cristales. Por tanto, son más baratas y tienen una eficacia media de entre el 16 y el 17,5%. Por último, las empresas de silicio amorfo tienen una red de cristales desordenadas, lo que conlleva peores prestaciones (entre un 8% y un 9% de eficacia media) pero también un precio menor.



Figura 2 - Tipos de módulos fotovoltaicos

En este proyecto se emplearán módulos fotovoltaicos monocristalinos. Se propone utilizar el panel solar LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK **o similar, que cumpla con las características técnicas requeridas**, con una potencia nominal de 580 Wp y conformada por 144 células monocristalinas interconectadas en serie.

Este módulo cuenta con un cristal solar de alta transparencia con tratamiento antirreflectante, lámina posterior de doble capa de poliéster y marco de aluminio anodizado. Integra una caja de conexiones IP68 con contactos positivo y negativo, además de diodos bypass que garantizan seguridad y buen rendimiento incluso en condiciones de sombreado parcial.

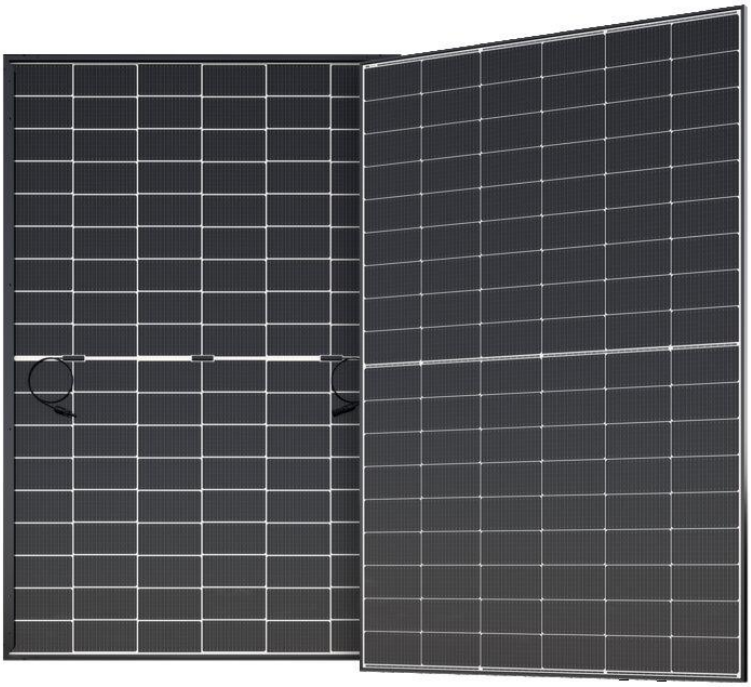


Figura 3 – Módulo fotovoltaico solar LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK

En la siguiente tabla se resumen las principales características de estos módulos:

Fabricante	LEDVANCE
Modelo	M580N72LB-BF-F7
Potencia nominal	580 Wp
Tipo de módulo	Silicio monocristalino
Tensión nominal	42,59 V
Corriente nominal	13,62 V
Tensión en vacío	51,48 V
Intensidad en vacío	14,36 A
Eficiencia STC	22,45%
Dimensiones	2.278 x 1.134 x 30 mm
Peso	27,4 kg

Tabla 4 - Características del módulo fotovoltaico

Durabilidad y calidad garantizada.

El módulo cuenta con células monocristalinas protegidas por cristal solar y una lámina trasera impermeable, resistentes a la intemperie.

Montaje fácil y seguro.

Incluye conectores MC4 para una conexión rápida y estandarizada.

Fabricación de alta calidad.

Cada panel LEDVANCE FULL BLACK pasa por rigurosos controles en una línea automatizada que asegura fiabilidad constante.

5.2.2. Estructura soporte

Sobre la estructura, se prioriza la ligereza de la estructura soporte y la integración en el entorno.

La estructura soporte tiene la obligación de cumplir ciertos requisitos:

- Toda la tornillería necesaria en los anclajes y sujeciones serán de acero inoxidable.
- La sujeción de los módulos, la estructura soporte y los módulos fotovoltaicos una vez instalados, resistirán las sobrecargas del viento y de la nieve de acuerdo con lo indicado en el CTE especialmente en el Documento Básico DB SE-AE (Acciones en la Edificación), y las del euro código UNE-EN 1991-1-4:2007/AC:2010.
- La forma de la estructura soporte minimizará la longitud del cableado de conexión dando más fiabilidad al conjunto de la instalación.
- Incorporará toma de tierra que cumple con las especificaciones del R.E.B.T. y el RD 1663/2000.

Para este caso, se optará por la utilización de estos dos tipos de estructuras coplanares **o similares, que cumplan con las características técnicas requeridas**:

FRONTÓN MUNICIPAL	CASA DE CULTURA
SUNFER 04V	SUNFER 01V
Soporte coplanar para cubiertas metálicas	Soporte coplanar para cubiertas de teja

Tabla 5 - Tipos de estructura soporte para cada edificio



Figura 4 - Estructura SUNFER 04V (izquierda) y estructura SUNFER 01V (derecha)

Cabe destacar que el fabricante certifica que la estructura está diseñada para soportar velocidades de viento de hasta 150 km/h en cualquiera de los supuestos.

Por último, añadir que las partes metálicas de la estructura estarán conectadas a la toma de tierra de la instalación, con el objeto de proteger la instalación y al personal de sobrecargas debido a factores climatológicos adversos.

5.2.3. Inversor fotovoltaico

En los generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica comercial, el inversor de conexión a red es el corazón del sistema, siendo su función de una importancia extraordinaria.

En esta ocasión, se trabajará con un inversor trifásico ZCS AZZURRO 3PH 60KTL-V3 de 60 kW **o similar, que cumpla con las características técnicas requeridas**. Estos inversores cumplen con las normativas más exigentes en cuanto a calidad y seguridad y por supuesto con la normativa europea armonizada aplicable a este tipo de productos.



Figura 5 - Inversor ZCS AZZURRO 3PH 60KTL-V3

Este modelo en concreto tiene la posibilidad de gestionar hasta seis MPPT independientes en un largo intervalo de entrada. Son compactos, fiables, de rápida instalación y fáciles de configurar.

En la siguiente tabla se resumen las principales características del equipo:

Fabricante	ZCS Azzurro
Modelo	3PH 60KTL-V3
Potencia nominal CA	60.000 W
Número de MPPT independientes	6
Número de strings por MPPT	2
Distorsión armónica total	<3%
Máxima eficiencia	98,7%
Dimensiones	561 x 687 x 275 mm
Peso	50 kg

Tabla 6 - Características del inversor

5.2.4. Sistema de monitorización

El inversor permite sin coste alguno, mediante conexión Ethernet o mediante una tarjeta de comunicaciones, utilizar un portal WEB de forma gratuita, para poder visualizar el funcionamiento de la planta de forma remota y en pantalla.

Para operaciones y mantenimiento simples, la plataforma presenta una pantalla de tamaño completo de todas sus instalaciones con datos en tiempo real. Tendrá un sistema de alarma inteligente que brinda recomendaciones para reparar rápidamente sus fallas de campo. Las herramientas de análisis en profundidad le permiten comprender el estado general de su sistema. El escaneo de la curva IV lo puede realizar fácil y rápidamente en todo su sistema. Una pantalla de flujo de energía en vivo brinda visibilidad tanto de los sistemas solares estándar como de los de reserva. Lo más importante es que tiene un control completo de sus sistemas y podrá monitorear y adaptar cualquier cosa cuando y como quiera.



Figura 6 - Monitorización de la instalación

5.3. CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS DE LA INSTALACIÓN

5.3.1. Cableado

El cableado usado será el indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja de Tensión 842/2002 (REBT), para instalaciones interiores, según la ITC-BT-25. En la instalación se utilizan tres tipos de cables: cable solar, cable de baja tensión y cable de toma a tierra.

- El cable solar empleado será el modelo PV H1Z2Z2-K (2x16 mm²). Se utiliza este cable para el tramo panel FV-inversor.

- Para el resto de la instalación (en corriente alterna) se utilizará un cable de baja tensión libre de halógenos. El tramo de corriente alterna (CA), que abarca desde el inversor, pasando por la caja de protecciones CA, el seccionador de seguridad, el contador de la distribuidora y hasta el embarrado, tendrá una sección de 4x50 mm². El cable implementado será el modelo RZ1-K (AS). La tensión de funcionamiento es de 0,6/1 kV y el rango de temperaturas de entre -40 y 90 °C.

- El cable utilizado para la puesta a tierra será el modelo RZ1-K (AS). La sección del cable de tierra implementado será de 16 mm² para el campo fotovoltaico y de 25 mm² para el inversor.

Con el objetivo de organizar, conducir y proteger adecuadamente el cableado eléctrico de la instalación fotovoltaica, se definirá un recorrido que parte desde la cubierta de la Casa de Cultura hasta el embarrado general del Frontón Municipal.

El cableado procedente de los módulos fotovoltaicos instalados en la cubierta de la Casa de Cultura será conducido mediante un tendido aéreo hasta la cubierta del Frontón Municipal. En dicho punto, coincidirá con el cableado correspondiente a los módulos ubicados en la propia cubierta del Frontón Municipal, de manera que ambos tramos confluyan en un único punto de canalización. A partir de este punto de encuentro, todo el cableado será conducido de forma conjunta a través de una única canaleta superficial, instalada sobre la fachada este del edificio, hasta alcanzar la puerta de acceso al local técnico donde se encuentra ubicado el embarrado general.

Con el fin de no interferir en la práctica deportiva ni afectar al uso habitual del frontón, esta canaleta discurrirá en paralelo al frontis del mismo, respetando una distancia adecuada que garantice tanto la seguridad como la accesibilidad para labores de inspección o mantenimiento.

En resumen, esta canaleta servirá para conducir todos los tramos necesarios, desde la conexión de los grupos generadores, pasando por el cuadro de protecciones en corriente continua (CC), el inversor, el cuadro de protecciones en corriente alterna (CA), el seccionador de seguridad, el contador de la distribuidora, y hasta el embarrado general del edificio. Toda la instalación se ejecutará conforme a la normativa vigente, garantizando un sistema seguro, ordenado y eficiente.

5.3.2. Elementos de protección

Los elementos de protección de la instalación estarán ubicados en la sala de cuadros eléctricos, diseñada para albergar de forma segura y accesible todos los dispositivos necesarios para la protección, control y seccionamiento del sistema. A continuación, se detallan los componentes que formarán parte de este conjunto.

5.3.2.1. Dispositivos de protección de corriente continua

- **Fusibles cilíndricos:** Cada string de módulos fotovoltaicos dispondrá de dos fusibles cilíndricos de 10x38 de 15 A: uno para el polo positivo y otro para el polo negativo.

- **Descargadores de sobretensión:** Se instalará en cada serie un descargador de sobretensiones de Ucpv 1200V, In 20kA, Imax 40kA y Up <4kV.

5.3.2.2. Dispositivos de protección de corriente alterna

- **Interruptor magnetotérmico general:** Se dispondrá de un interruptor magnetotérmico general de caja moldeada, tetrapolar (4 polos), con intensidad nominal de 100 A y poder de corte de 36 kA, cumpliendo lo establecido en la ITC-BT-22. Este dispositivo proporciona protección frente a sobrecargas mediante disparo térmico y frente a cortocircuitos mediante disparo magnético de umbral fijo.

- **Relé diferencial:** El cuadro eléctrico incluirá un relé diferencial electrónico regulable, con sensibilidad ajustable entre 30 mA y 5 A, conforme a lo dispuesto en la ITC-BT-24. El sistema incorporará toroidal y emisor de orden a automático, garantizando la protección frente a contactos indirectos.

- **Descargadores de sobretensión:** La instalación contará con descargadores de sobretensión específicos para corriente alterna, adecuados para redes con tensión nominal 400/230 V y con capacidad de descarga máxima de 30 kA. Se instalarán con neutro, conforme a las exigencias de seguridad en redes trifásicas.

5.3.2.3. Contactos directos

No será posible el acceso directo a conexiones tanto en el lado de corriente continua como en el de alterna. Los módulos fotovoltaicos incorporan conectores rápidos del tipo Multi-Contact, con sistema anti-error, diseñados según la norma IEC 61215 y con clase de seguridad eléctrica II. Además, se emplearán cables con doble aislamiento, en cumplimiento con la norma UNE 21123.

5.3.2.4. Contactos indirectos

Para la protección frente a contactos indirectos en la parte de alterna, se instalará un relé diferencial electrónico regulable de 30 mA a 5 A. Además, se realizará la puesta a tierra del chasis del inversor, de las bandejas portacables y de toda la estructura metálica de soporte, garantizando una correcta derivación de posibles fugas a tierra.

5.3.2.5. Cortocircuitos

La salida del inversor se protegerá mediante un interruptor magnetotérmico general de caja moldeada tetrapolar, con una intensidad nominal de 100 A y un poder de corte de 36 kA, asegurando la desconexión rápida ante cortocircuitos que pudieran originarse en la red.

5.3.2.6. Sobrecargas

La configuración del generador fotovoltaico se ha dimensionado acorde a la potencia nominal del inversor, por lo que no se prevén situaciones de sobrecarga. Estas solo podrían producirse si se modificase la instalación incrementando el número de módulos sin la autorización de la dirección facultativa, lo cual está estrictamente prohibido.

5.3.2.7. Sobretensiones

El inversor contará con protección frente a sobretensiones tanto en la entrada de corriente continua como en la salida de corriente alterna, mediante la instalación de descargadores de sobretensión apropiados a cada tipo de corriente, como se ha detallado anteriormente.

5.3.2.8. Punto de conexión a red

La inyección de la energía eléctrica generada por la planta fotovoltaica se efectuará desde el embarrado general del Frontón Municipal, situado en la fachada este del edificio. El acceso a este punto de conexión no presenta dificultades técnicas ni operativas, ya que existe una vía de acceso directa desde la vía pública que permite acercarse al embarrado de manera cómoda y segura. Esta ubicación facilita las labores de instalación, mantenimiento y supervisión de la conexión, asegurando que todas las operaciones puedan llevarse a cabo de forma eficiente y sin interferencias con el funcionamiento habitual del edificio. Además, añadir que la disposición del embarrado y su accesibilidad cumplen con los requisitos normativos y de seguridad aplicables para instalaciones de carácter eléctrico y fotovoltaico, garantizando la correcta integración de la nueva instalación con la infraestructura eléctrica existente.

5.3.2.9. Medida

Se instalarán dos sistemas de medida diferenciados con el fin de un adecuado control y monitorización de la producción energética de la planta fotovoltaica:

- **Contador oficial:** Equipamiento obligatorio exigido por la compañía distribuidora, con fusibles y seccionadores para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento, cumpliendo con la normativa vigente y asegurando la medición precisa de la energía inyectada.

- **Contador de energía local:** Dispositivo independiente para la monitorización en tiempo real de la producción de la planta, permitiendo una gestión eficiente, detección de fallos y optimización del rendimiento.

5.3.3. Toma a tierra

La conexión a tierra, o puesta a tierra, es una conexión eléctrica directa y segura, sin fusibles ni protecciones intermedias, entre una parte de un circuito eléctrico o una parte conductora externa al mismo y un sistema de toma de tierra. Este sistema generalmente consiste en uno o varios electrodos enterrados en el suelo, conforme a lo indicado en la ITC-BT-18.

La puesta a tierra en la instalación fotovoltaica debe realizarse de manera que no interfiera con la conexión a tierra de la red de la empresa distribuidora. Es fundamental evitar la transferencia de defectos eléctricos a la red de distribución para garantizar la seguridad de la instalación y de los sistemas eléctricos interconectados.

La elección e instalación de los materiales para la puesta a tierra deben cumplir con las siguientes condiciones, según la ITC-BT-18:

- El valor de la resistencia de la toma de tierra debe cumplir con las normativas de seguridad y garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, manteniéndose estable a lo largo del tiempo. Esto implica considerar los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y las especificaciones particulares de las Instrucciones Técnicas Complementarias aplicables a cada instalación.
- La solidez y la protección mecánica deben estar garantizadas, independientemente de las condiciones externas, para asegurar la durabilidad y la integridad de la instalación.

En la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto, la puesta a tierra se realiza en dos puntos claramente diferenciados: el campo fotovoltaico y la instalación interior. El campo fotovoltaico incluye la estructura metálica de soporte de los módulos, mientras que la instalación interior abarca el inversor, los cuadros eléctricos y otros componentes asociados.

Para la puesta a tierra del campo fotovoltaico, se empleará un conductor de protección con una sección de 16 mm², el cual conectará la estructura metálica de sujeción de los módulos solares con una pica de tierra convenientemente instalada en el entorno del edificio. Cabe destacar que los micro-raíles, presores y marcos de los módulos están fabricados en aluminio, material que posee una buena conductividad eléctrica, facilitando así una conexión segura y fiable entre los diferentes componentes metálicos y el sistema de toma de tierra.

En lo que respecta a la instalación interior, y específicamente en el inversor, el conductor de protección tendrá una sección mayor, de 25 mm², garantizando así una adecuada capacidad para conducir corrientes de falla sin riesgos. Este conductor se conectará a una pica de tierra ubicada también en el entorno del edificio, completando de esta manera un sistema de puesta a tierra eficiente y seguro para toda la instalación.

5.4. JUSTIFICACION ESTRUCTURAL DE LAS CUBIERTAS POR SOBRECARGA DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Las estructuras de las edificaciones objeto son, por un lado, en base a estructura de madera maciza y muros de carga de mampostería en el caso de la Casa de Cultura, con viguetas de cubierta también de madera, tablero del mismo material, aislamiento y teja cerámica. En el caso del Frontón Municipal, la estructura se basa en pórticos metálicos y muro de carga de hormigón, con entramado de formación de cubierta compuesto por perfilería metálica y cubrición con panel sándwich con alma de poliuretano rígido en zonas opacas.

Ambas cubiertas cumplen con la normativa de edificación, Norma Básica de la Edificación NBE-AE-88 en el caso de la cubierta de la Casa de Cultura según su fecha de rehabilitación y la CTE DB-SE en el caso de la cubierta del Frontón Municipal. En ambas normativas se determina o una sobrecarga de mantenimiento o una sobrecarga por nieve y viento, no concomitantes y por lo tanto exigible únicamente la condición más desfavorable. En ambas cubiertas las sobrecargas son iguales por lo que se calcula según normativa para una sobrecarga variable de 0,4KN/m2, a su vez mayorada, lo que supone que realmente las dos cubiertas están dimensionadas para soportar una sobrecarga de uso de 0,6KN/m2. Ante esta consideración de cargas en el proyecto, la utilización de 13 kg/m2 para la instalación de placas fotovoltaicas no llegan a agotar el coeficiente de mayoración de cargas, y la cubierta queda con la total capacidad de soportar los 40 kg/m2 de nieve que le corresponde por zona climática o los 40 kg/m2 de mantenimiento que le corresponderían según la normativa actual del Código Técnico de la Edificación.

Por otro lado, se realiza una comprobación de las viguetas y correas soporte de las cubiertas objeto de la instalación fotovoltaica coplanar. En las viguetas de madera de la cubierta de la Casa de Cultura, considerando una madera maciza con capacidad a flexión de 18N/mm2 se comprueba el Estado Límite Ultimo a flexión y a cortante teniendo en cuenta la sobrecarga de los paneles fotovoltaicos, además del límite de flecha para garantizar la integridad del elemento constructivo, cumpliendo con cada una de ellas. En cuanto a las correas metálicas del Frontón Municipal, teniendo en cuenta el prontuario de valores técnicos de los perfiles IPE y las características del material según el proyecto de ejecución disponible, se comprueba que los perfiles soportan el peso de la instalación fotovoltaica.

En definitiva, ambos edificios admiten el sobrepeso que aporta una instalación fotovoltaica coplanar, tanto por las acciones consideradas según normativa en vigor a la hora de rehabilitar o edificar como por sus características técnicas y geométricas.

El estudio completo se adjunta en el apartado *ANEXO X. INFORME DE CARGAS*

6. EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

6.1. CRONOGRAMA GENERAL

Se incluye, a continuación, la propuesta de planificación para la ejecución de la instalación. Tal y como se especifica en la tabla siguiente, se han destacado las fases de la instalación en gris y las diferentes subfases en verde.

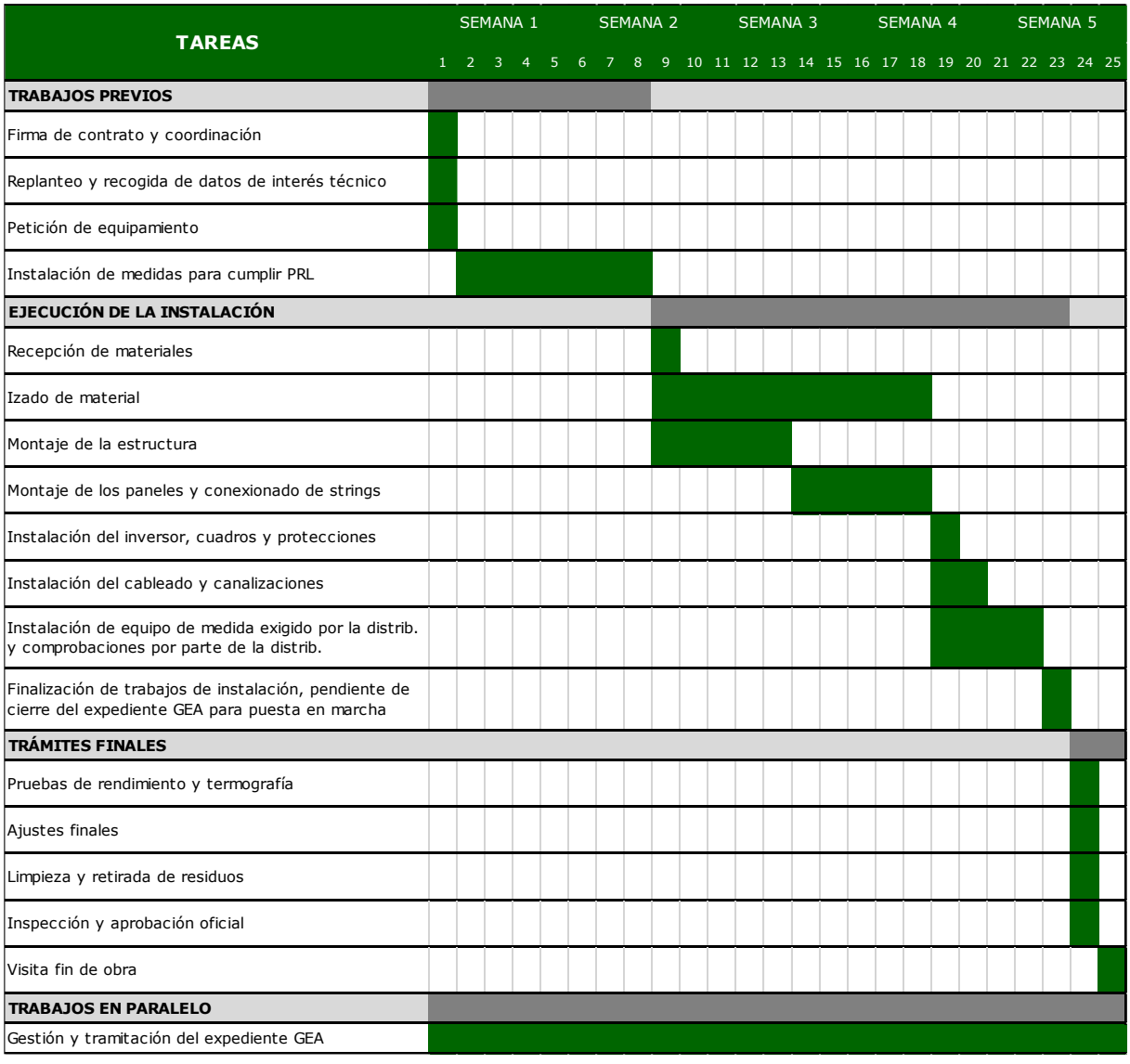


Tabla 7 - Cronograma general de la instalación

6.2. IMPLANTACIÓN DE LA INSTALACIÓN

En este punto se establecen las directrices para la correcta implantación de la instalación. Todas las operaciones deberán estar señalizadas en todo momento, indicando accesos, regulación del tráfico y zonas de riesgo, garantizando un uso no sexista de lenguaje e imágenes en la señalización. La señalización deberá ser aprobada por la dirección de obra antes del inicio de los trabajos. En caso de afectar servicios existentes, se repondrán para evitar interferencias en el uso habitual de las instalaciones durante la ejecución.

6.2.1. Instalación de sistemas de seguridad

Como tarea inicial prioritaria, se llevará a cabo la instalación de todas las medidas de seguridad necesarias, en estricto cumplimiento de la normativa vigente en materia de prevención de riesgos laborales. Dicha actuación permitirá garantizar un entorno de trabajo seguro y controlado, facilitando la correcta ejecución de las fases posteriores bajo condiciones óptimas de protección y eficiencia. Con esta medida, se asegura tanto la integridad de los trabajadores como la adecuada conservación de la infraestructura.

6.2.1.1. Instalación de líneas de vida en las cubiertas

Una medida preventiva clave para los edificios será la instalación de líneas de vida en las cubiertas, ya que la normativa exige garantizar la seguridad en trabajos a más de dos metros de altura. Para ello, es imprescindible contar con medios de protección colectiva o individual que eliminen o minimicen el riesgo de caídas, uno de los peligros más graves en trabajos en altura.

En lo que respecta a las líneas de vida, estas pueden instalarse en modalidad fija o móvil, en función de las necesidades específicas del centro de trabajo y del tipo de operaciones que se prevean desarrollar sobre la cubierta. La línea de vida móvil presenta la ventaja de su versatilidad y adaptabilidad a distintas configuraciones, mientras que la línea de vida fija ofrece una solución estable, permanente y de fácil utilización por parte de los operarios.

En el presente caso, se considera adecuado y más conveniente optar, por un lado, por la instalación de una línea de vida fija en el Frontón Municipal y, por otro, por la colocación de cinco puntos de anclaje tipo 'bajo teja' en la Casa de Cultura, con el objetivo de permitir la instalación de líneas de vida temporales cuando sea necesario acceder a esta cubierta.

Considerando las características de cada edificio, se propone:

- **Frontón Municipal:** Instalación de un sistema anticaídas con línea de vida TOTAL SW o similar en forma de "U", elevada 40-50 cm sobre el perímetro para liberar los paneles. Se fijará con postes de acero dinámicos remachados a la chapa del panel sándwich. La solución garantiza la seguridad durante la instalación fotovoltaica y en tareas de mantenimiento como limpieza de canalones o inspección de paneles.

- **Casa de Cultura:** Colocación de cinco puntos de anclaje tipo "bajo teja", uno de ellos para el acceso inicial, evitando obras de anclaje e impermeabilización. Se fijarán con tornillos tipo HBS a olivas o vigas, permitiendo la instalación de líneas de vida temporales cuando sea necesario el acceso.

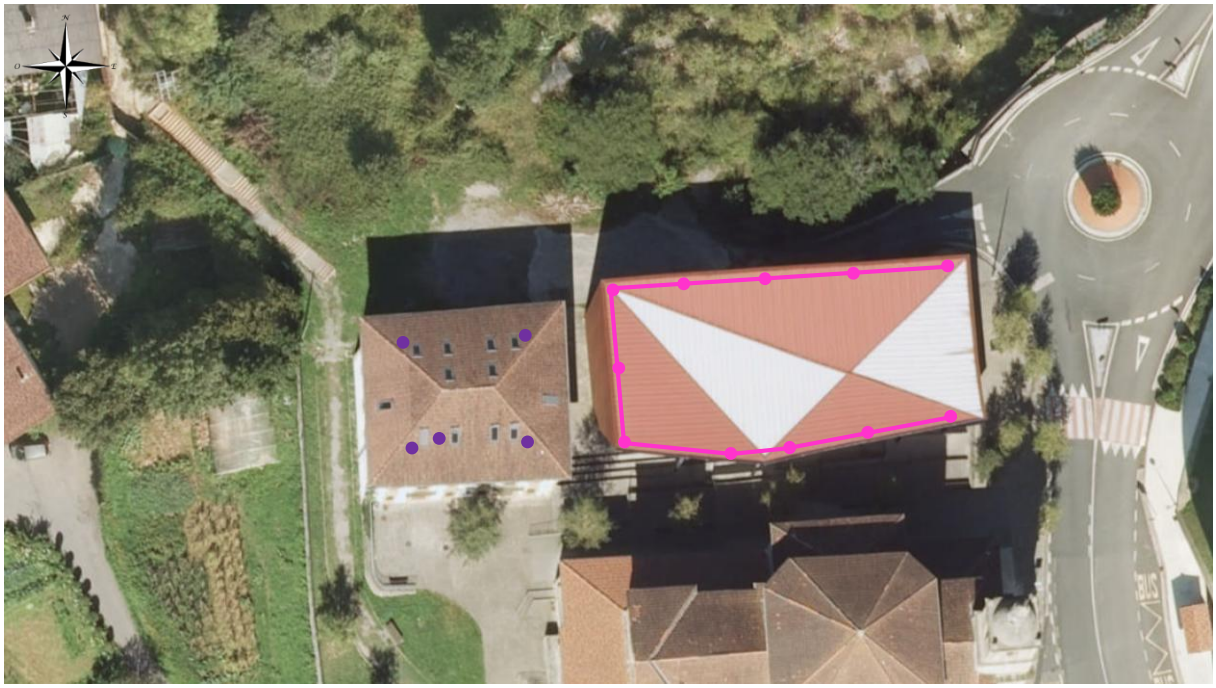


Figura 7 – Propuesta de instalación de líneas de vida

Una vez instalada esta medida, será obligatorio el uso de arnés de seguridad por parte de los trabajadores. Esta medida es fundamental para garantizar la protección contra caídas en altura, asegurando así el cumplimiento de las normativas de seguridad laboral vigentes y minimizando los riesgos durante la ejecución de las tareas.

6.2.1.2. Otros sistemas de seguridad

Tras la evaluación de las condiciones del entorno y la naturaleza de los trabajos a realizar, no se considera necesaria la implementación de otras medidas complementarias, como andamios u otras estructuras auxiliares, para la instalación de las placas solares. Se determina que, con la utilización adecuada de la línea de vida y el arnés de seguridad, se garantizan las condiciones suficientes de protección para la correcta ejecución de los trabajos en altura.

6.2.2. Izado de material a las cubiertas

Para el izado del material necesario a las cubiertas, se habilitarán distintas zonas específicas en función del área de trabajo. Estas zonas estarán debidamente delimitadas y señalizadas. Desde dichos puntos, se llevará a cabo la elevación del material mediante el uso de una plataforma elevadora, asegurando en todo momento una manipulación controlada y segura del mismo. Dado que las cubiertas no disponen de espacio suficiente para el almacenamiento de equipos, está previsto que las labores de izado y la instalación del material se realicen de forma simultánea. Esta coordinación permitirá mantener un flujo de trabajo continuo, evitar acumulaciones innecesarias de materiales en altura y reforzar las condiciones de seguridad durante la ejecución de los trabajos.

Por un lado, para el izado de material en el Frontón Municipal, se empleará la zona señalada en la figura siguiente, destacada en color gris.



Figura 8 - Zona para el izado de material en el Frontón Municipal

Por otro lado, para el izado de material en la Casa de Cultura, se utilizará la zona indicada en la figura siguiente, la cual se encuentra resaltada en color gris.



Figura 9 - Zona para el izado de material en la Casa de Cultura

6.2.3. Acopio de residuos

Una vez concluidos los trabajos de instalación, se llevará a cabo la aplicación de un protocolo específico y detallado de limpieza y orden en la zona de actuación. Este protocolo incluirá el barrido exhaustivo de las superficies intervenidas, así como la recogida y retirada de todos los residuos generados durante la ejecución de los trabajos, entre ellos restos eléctricos como fragmentos de cableado, conectores, embalajes, protecciones, componentes sobrantes, herramientas desechables y cualquier otro material asociado a la instalación.

Con el fin de facilitar una gestión adecuada de estos residuos, se habilitarán diferentes zonas específicas en función del área de trabajo para su acopio temporal, la cual estarán debidamente delimitadas y señalizadas. Estas áreas permitirán una clasificación y almacenamiento controlado de los residuos antes de su retirada definitiva por parte de un gestor autorizado, conforme a la normativa vigente.

El objetivo principal de este procedimiento es garantizar que el área de trabajo quede en condiciones óptimas de limpieza, orden y seguridad, eliminando cualquier elemento que pudiera representar un riesgo. Además, se asegura el cumplimiento de las disposiciones legales en materia de gestión de residuos y se promueve la aplicación de buenas prácticas medioambientales y profesionales. La correcta ejecución de estas tareas será supervisada antes de dar por finalizados los trabajos, con el fin de verificar su conformidad con los estándares de calidad establecidos.

En el caso del Frontón Municipal, se empleará el área que se muestra en la figura siguiente, debidamente señalada en color gris.



Figura 10 - Zona para el acopio de residuos en el Frontón Municipal

En lo que respecta a la Casa de Cultura, la zona destinada para tal fin será la indicada en la figura siguiente, señalada en color gris.



Figura 11 - Zona para el acopio de residuos en la Casa de Cultura

7. OPERACIONES DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento de las instalaciones solares es fundamental para garantizar el correcto funcionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico. Para ello, son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y en general, son raros los sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable disponer de un programa de mantenimiento.

7.1. MANTENIMIENTO REALIZADO POR EL USUARIO

- **Supervisión general:** Corresponde a la simple observación de los equipos, comprobando periódicamente que todo está funcionando. Para ello basta observar los indicadores del inversor, que señalan su estado de funcionamiento, con mensajes escritos, o con lecturas de potencia instantánea o energía generada acumulada. Con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna. La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene entorno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería (o una perturbación periódica de la red...).
- **Limpieza:** Siempre es preferible que el campo solar sea accesible sin excesivas dificultades, lo cual facilita su inspección y limpieza. No obstante, en ciertos casos —como el presente— es necesario recurrir al uso de una plataforma elevadora para acceder adecuadamente. Dado que la limpieza manual puede representar una tarea compleja en estas condiciones, se sugiere contar con una toma de agua cercana que permita realizar la limpieza a baja presión. La limpieza podría incluir si fuera posible la eliminación de hierbas, ramas, musgo u objetos que proyecten sombras sobre las células, placas o conjuntos de ellas.
- **Verificación visual del campo fotovoltaico:** Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tomillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc.

- **Monitorización:** Se recomienda tomar nota de las lecturas y enviar periódicamente una tarjeta estándar con los datos de interés (emplazamiento, lecturas de todos los contadores, estado actual del inversor, lecturas del inversor si las tiene, actividades desarrolladas en este período, como inspección, limpieza, etc.).
- **Comunicación urgente:** En caso de mal funcionamiento o averías, avisar al servicio técnico.

7.2. MANTENIMIENTO REALIZADO POR EL SERVICIO TÉCNICO

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o paro total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debería incluir:

- **Módulos fotovoltaicos**
  - Revisar cambios de color o roturas.
  - Medición de la tensión e intensidad suministrada.
  - Detección depósito de excrementos, sombras etc.
  - Ajustes de tornillos, cables y terminales.
- **Estructura soporte**
  - Reaprietes de fijaciones.
  - Detección y eliminación de óxido.
- **Inversor**
  - Comprobar y analizar historia de los fallos habidos.
  - Actualización de software.
  - Limpieza exterior y de filtros.
  - Reapriete de terminales.
  - Revisión ventilación y refrigeración.
  - Comprobaciones de conductores de corriente continua.
  - Comprobaciones de conductores de corriente alterna.
- **Cuadro de corriente continua y corriente alterna**
  - Mediciones de intensidad y tensión.
  - Limpieza y detección de humedades.
  - Aislamiento, valores de toma de tierra.
  - Ajustes de cables y terminales de corriente continua y corriente alterna.
- **Canalizaciones**
  - Detección de humedades que afecten al cableado.
- **Monitorización**
  - Comprobaciones con el portal.

Una buena inspección finaliza con una propuesta de medidas de mejora detalladas en un informe técnico que tendrán su origen en los problemas técnicos y organizativos identificados. Asimismo, se podrán realizar aportes en base a nuevas tecnologías existentes y hacer una estimación de costes para estudiar su rentabilidad.

ANEXO I. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

En este apartado se exponen los cálculos realizados para determinar el óptimo dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta las limitaciones e indicaciones tanto de la vigente normativa como de IDAE.

I.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS

La orientación e inclinación de los módulos FV y las posibles sombras proyectadas sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites establecidos por IDAE.

	Orientación e Inclinación (OI)	**Sombras (S)**	**Total (OI + S)**
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 8 - Pérdidas máximas por orientación, inclinación y sombras

I.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación (OI)

Partiendo de la plantilla correspondiente para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación, se localizan los puntos correspondientes a la inclinación y orientación de diferentes casos.

En el Frontón Municipal se dispondrá de tres cubiertas útiles que serán empleadas para la ejecución del proyecto (se tiene en cuenta que las pérdidas máximas por orientación e inclinación en una instalación de tipo superposición son de 20%):

- Cubierta 1 (línea y punto azul): con un azimut de -5º e inclinación de 5,68º
- Cubierta 2 (línea y punto naranja): con un azimut de 80º e inclinación de 4,72º
- Cubierta 3 (línea y punto rojo): con un azimut de -95º e inclinación de 6,98º

Teniendo esto en cuenta, se obtiene el siguiente calculo:

$$\beta_1\ (\emptyset = 41°) = \beta_{5{,}68°} + (41° - \emptyset) = 5{,}68 + (41° - 43{,}3°) = 3{,}38°$$
$$\beta_2\ (\emptyset = 41°) = \beta_{4{,}72°} + (41° - \emptyset) = 4{,}72 + (41° - 43{,}3°) = 2{,}42°$$
$$\beta_3\ (\emptyset = 41°) = \beta_{6{,}98°} + (41° - \emptyset) = 6{,}98 + (41° - 43{,}3°) = 4{,}68°$$

Los puntos sobre las líneas de la siguiente figura representan la configuración de orientación e inclinación de los campos fotovoltaicos para una latitud de 41°, que indican unas pérdidas de menos de 20% en todos los casos, cumpliendo así con las exigencias de IDAE.

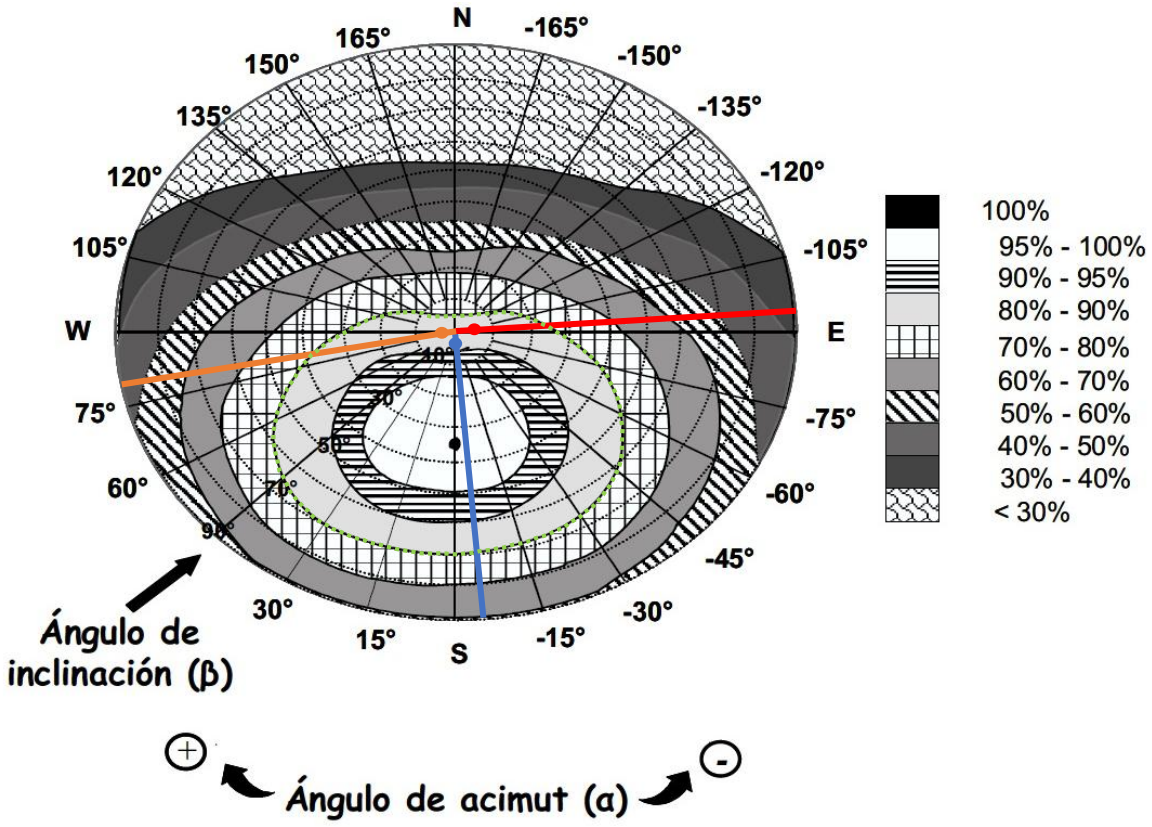


Figura 12 - Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación en el Frontón Municipal

En cuanto a la Casa de Cultura, se contará igualmente con tres cubiertas útiles destinadas a la implementación del proyecto (se tiene en cuenta que las pérdidas máximas por orientación e inclinación en una instalación de tipo superposición son de 20%):

- Cubierta 4 (línea y punto azul): con un azimut de -5º e inclinación de 20º
- Cubierta 5 (línea y punto rojo): con un azimut de -95º e inclinación de 20º
- Cubierta 6 (línea y punto naranja): con un azimut de 85º e inclinación de 20º

Teniendo esto en cuenta, se obtiene el siguiente calculo:

$$\beta_1\ (\emptyset = 41°) = \beta_{20°} + (41° - \emptyset) = 20 + (41° - 43{,}3°) = 17{,}7°$$
$$\beta_2\ (\emptyset = 41°) = \beta_{20°} + (41° - \emptyset) = 20 + (41° - 43{,}3°) = 17{,}7°$$
$$\beta_3\ (\emptyset = 41°) = \beta_{20°} + (41° - \emptyset) = 20 + (41° - 43{,}3°) = 17{,}7°$$

Los puntos sobre las líneas de la siguiente figura representan la configuración de orientación e inclinación de los campos fotovoltaicos para una latitud de 41°, que indican unas pérdidas de menos de 20% en todos los casos, cumpliendo así con las exigencias de IDAE.

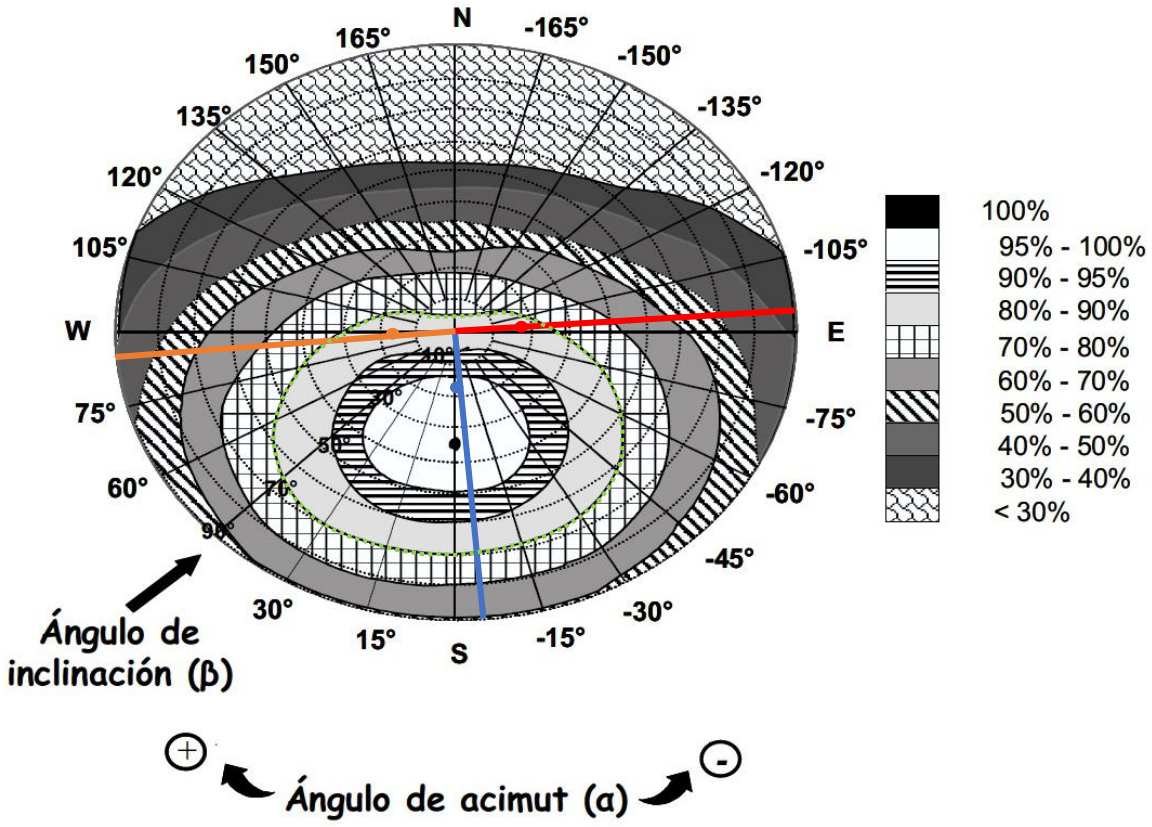


Figura 13 - Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación en la Casa de Cultura

I.1.2. Pérdidas por sombras (S)

En relación con las pérdidas por sombras, las cubiertas previstas para la instalación no presentan elementos cercanos que puedan proyectar sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

Es cierto que, al sur del Frontón Municipal, se encuentra la iglesia del municipio, cuyo campanario presenta una altura superior a la del edificio en el que se proyecta la instalación de los módulos fotovoltaicos. No obstante, la distancia existente entre ambas edificaciones permite determinar que la sombra proyectada por dicho elemento no incidirá de forma significativa sobre la superficie activa de captación, salvo, en su caso, de forma muy puntual durante algunos días del invierno.

Por tanto, se estima que las pérdidas por sombreado serán nulas o, en su defecto, despreciables.

I.1.3. Pérdidas totales (OI + S)

Una vez calculadas las distintas pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico, se puede afirmar que se cumplen los umbrales establecidos, tanto en lo relativo a las pérdidas por orientación e inclinación como a las derivadas del posible sombreado. Del mismo modo, el valor total resultante de la combinación de ambos factores se mantiene dentro de los límites considerados aceptables según los criterios técnicos habituales del sector.

I.2. NÚMERO MÍNIMO Y MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE-PARALELO

En el proceso de producción de energía se debe buscar siempre que sea posible el punto de máxima potencia. La instalación se ha diseñado mediante estos requisitos:

Requisitos	Cálculo	Resultado
$V_{string} > V_{inicio\ inv.}$	212,95 V > 200 V	Min. 5 módulos en serie
$V_{vacio\ string} < V_{max\ entrada\ inv.}$	1081,08 V < 1.100 V	Max. 21 módulos en serie
$V_{pmp\ string}$	180 V - 1.000 V	Rango de 5-23 en serie

Tabla 9 – Requisitos de tensión a cumplir

El inversor dispone de doce entradas y seis seguidores del PMP. Cada seguidor dispone de dos entradas.

Requisitos	Cálculo	Resultado
$I_{cortocicuito\ max\ por\ entrada} = 50$ A	43,08 A < 50 A	Max. de 3 strings
$I_{pmp\ max\ por\ entrada} = 32$ A	27,24 A < 32 A	Max. de 2 strings

Tabla 10 - Requisitos de intensidad a cumplir

El número total de strings que puede gestionar el inversor es 12, cada uno de ellos compuesto por 21 módulos conectados en serie.

La configuración establecida del campo fotovoltaico es de 2 strings compuestos por 12 módulos conectados en serie y 10 strings compuestos por 10 módulos conectados en serie. Con esta configuración, los parámetros de funcionamiento de cada string son los siguientes:

STRING DE 10 PANELES	
$V_{pmp\ string}$	425,9 V
$I_{pmp\ string}$	13,62 A
$V_{vacío\ string}$	514,8 V
$I_{cortocircuito\ string}$	14,36 A

STRING DE 12 PANELES	
$V_{pmp\ string}$	511,08 V
$I_{pmp\ string}$	13,62 A
$V_{vacío\ string}$	617,76 V
$I_{cortocircuito\ string}$	14,36 A

Tabla 11 - Parámetros de funcionamiento

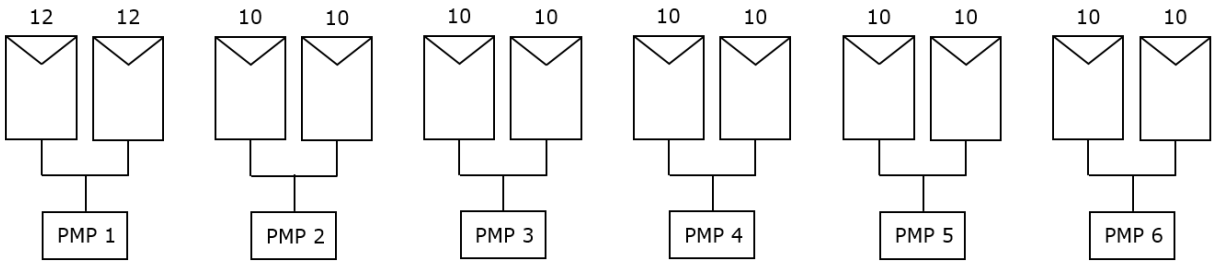


Figura 14 - Configuración de los strings

I.3. SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

En este apartado, se justifica la elección de las secciones de los conductores utilizados en la instalación fotovoltaica, mediante cálculos técnicos y en cumplimiento con las normativas vigentes.

Para calcular la sección del conductor en los tramos de la corriente continua y en el tramo de la corriente alterna trifásica, se utilizan las siguientes expresiones, respectivamente:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot I_{PMP} \cdot 1{,}25}{\Delta V} \qquad S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot \rho \cdot I_{PMP} \cdot 1{,}25 \cdot \cos\varphi}{\Delta V}$$

- $\mathbf{L\ [m]}$**: Longitud del conductor**
  La longitud del conductor depende del tramo específico de la instalación, ya que cada caso tiene diferentes distancias a cubrir. Se tiene en cuenta para calcular la caída de tensión y la resistencia del conductor.
- $\boldsymbol{\rho\ [\Omega \cdot mm^2/m]}$**: Resistividad del cobre**
  Se utiliza la resistividad estándar para un conductor de cobre con aislamiento termoestable a 90 °C, según la normativa ITC-BT-19. El valor aplicado es $0{,}02273\ \Omega \cdot mm^2/m$.
- $\mathbf{I_{PMP}\ [A]}$**: Intensidad nominal del tramo**
  La intensidad de corriente se determina según la intensidad de potencia máxima (PMP) de los módulos fotovoltaicos y la salida nominal del inversor. Para el cálculo de la sección del conductor, se toma un factor de seguridad del 125% del máximo previsto, conforme a la normativa ITC-BT-19.
- $\mathbf{\Delta V\ [V]}$**: Caída de tensión admisible**
  La caída de tensión admisible se calcula según la tensión PMP del string de módulos y la tensión de salida del inversor. Las pérdidas máximas admisibles, según la ITC-BT-40, son del 1,5%.
- $\mathbf{\cos\varphi\ [-]}$**: Factor de potencia**
  Se considera un factor de potencia de 1, que representa el peor de los casos en términos de corriente activa, para garantizar un diseño seguro.

Por otro lado, es fundamental tener en cuenta las condiciones térmicas y las intensidades admisibles según el tipo de aislamiento y el número de conductores. La Tabla 1 de la ITC-BT-19 determina las intensidades admisibles en base al número de conductores y la naturaleza del aislamiento.

En el presente proyecto, los conductores se conducirán por tubo corrugado/canaleta, lo que corresponde a la fila B para los tramos de CC y a la fila B2 para el tramo de CA. Las siguiente son las consideraciones específicas para cada tipo de tramo:

- **Tramos de corriente continua (CC):** Estos tramos son monofásicos, y se utilizan cables 2xXLPE. De acuerdo con la Tabla 1 de la ITC-BT-19, se debe referenciar la columna 9 para determinar las intensidades admisibles. Con esta información, se debe encontrar la sección que admita la corriente de cada tramo, asegurando que la intensidad máxima permitida no sea excedida.

- **Tramo de corriente alterna (CA):** Este tramo es trifásico, y se emplean conductores 3xXLPE. Para este tramo, la referencia es la columna 6 de la Tabla 1. Aquí también se debe asegurar que la sección seleccionada pueda soportar la corriente máxima prevista sin riesgo de sobrecalentamiento ni otras condiciones adversas.

B		Conductores aislados en tubos[3]en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[2]en montaje superficial o emprotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			

	mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455
	150				236	260	278	310	338	363	404	525
	185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711
	300				360	404	423	484	524	565	640	821

Figura 15 - Tabla 1 de la ITC-BT-19 sobre la sección mínima de cables

En cuanto a los conductores de protección para la puesta a tierra, el ITC-BT-18 del REBT especifica la sección mínima que los conductores de protección deben tener en relación con los conductores de fase instalados. La siguiente tabla recoge dicha relación.

Sección de los conductores de fase (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección (mm²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S < 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 12 - Relación entre los conductores de fase y los conductores de protección

I.3.1. Tramos de corriente continua

El tramo desde el campo fotovoltaico, teniendo en cuenta el cableado de las conexiones entre módulos, pasando después por la caja de protecciones CC, y hasta el inversor corresponde a los tramos de corriente continua.

I.3.1.1. Criterio de la caída de tensión máxima

En el cálculo de la sección mínima para no superar la caída de tensión máxima, se aplican longitudes de los conductores y características de funcionamiento diferentes, ya que varían en cada tramo. Los valores utilizados en cada caso, así como los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Tramos	$\mathbf{L\ [m]}$	$\mathbf{I_{PMP}\ [A]}$	$\mathbf{V_{PMP}\ [V]}$	$\mathbf{\Delta V\ [V]}$	$\mathbf{S_{min}\ [mm^2]}$
String 1	60	13,62	511,08	7,67	6,06
String 2	65	13,62	511,08	7,67	6,56
String 3	70	13,62	425,9	6,39	8,48
String 4	75	13,62	425,9	6,39	9,09
String 5	70	13,62	425,9	6,39	8,48
String 6	65	13,62	425,9	6,39	7,87
String 7	85	13,62	425,9	6,39	10,30
String 8	60	13,62	425,9	6,39	7,27
String 9	95	13,62	425,9	6,39	11,51
String 10	80	13,62	425,9	6,39	9,69
String 11	115	13,62	425,9	6,39	13,93
String 12	40	13,62	425,9	6,39	4,85

Tabla 13 - Cálculo de secciones para los tramos de corriente continua

En los diferentes tramos, las secciones mínimas varían según los valores normalizados establecidos en la UNE 60228:2005. Por lo tanto, la sección mínima a emplear en cada tramo, de manera que no se supere el límite permitido de caída de tensión, se indica en la siguiente tabla:

Tramos	$\mathbf{S_{min}\ [mm^2]}$
String 1	10
String 2	10
String 3	10
String 4	10
String 5	10
String 6	10
String 7	16
String 8	10
String 9	16
String 10	10
String 11	16
String 12	6

Tabla 14 - Secciones mínimas para los tramos de corriente continua

I.3.1.2. Criterio de la condición térmica

En cuanto a la intensidad máxima admisible se refiere, teniendo en cuenta las corrientes sobredimensionadas al %125 (17,025 A de los strings) y la columna 9 de la Tabla 1 de la ITC-BT-19, la sección mínima del cable es de 1,5 mm² para cumplir con el criterio de la condición térmica.

I.3.1.3. Conclusión

En conclusión, para garantizar el cumplimiento tanto de las exigencias de caída de tensión como de la intensidad máxima admisible, dado que la limitación más restrictiva corresponde a la caída de tensión, los tramos comprendidos entre los módulos fotovoltaicos y el inversor deberán dimensionarse atendiendo a las secciones mínimas determinadas en este apartado. No obstante, con el fin de asegurar un cumplimiento más holgado de estos criterios y un funcionamiento óptimo de la instalación, se recomienda emplear una sección de 16 mm² en todos los tramos.

I.3.2. Tramo de corriente alterna

El tramo desde el inversor, pasando por la caja de protecciones CA, el seccionador, el contador de la distribuidora y hasta el embarrado corresponde al tramo de CA.

I.3.2.1. Criterio de la caída de tensión máxima

La longitud del tramo es de aproximadamente 5 m. Las características eléctricas corresponden a la salida nominal del inversor, que trabaja a la tensión de la red (400 V) y tiene una corriente máxima de salida de 100 A. Teniendo en cuenta las exigencias de la ITC-BT-40 del REBT, se debe considerar un 1,5% de caída de tensión y una corriente sobredimensionada en un 125%. De modo que los valores aplicados con los recogidos en la siguiente tabla:

Tramos	$\mathbf{L\ [m]}$	$\mathbf{I_{PMP}\ [A]}$	$\mathbf{V_{PMP}\ [V]}$	$\mathbf{\Delta V\ [V]}$	$\mathbf{S_{min}\ [mm^2]}$
Inv. - Red	5	100	400	6	4,10

Tabla 15 - Cálculo de secciones para los tramos de corriente alterna

Tras aplicar la fórmula correspondiente, se obtiene que la sección mínima del conductor debe ser de al menos 4,10 mm². De modo que la sección a emplear para cumplir con el criterio de la caída de tensión debe ser de, al menos, 6 mm² (valor normalizado según la UNE 60228:2005).

I.3.2.2. Criterio de la condición térmica

En cuanto a la intensidad máxima admisible se refiere, teniendo en cuenta la corriente de salida del inversor sobredimensionada al %125 (125 A) y la columna 6 de Tabla 1 de la ITC-BT-19, la sección mínima del cable debe ser de al menos 50 mm².

I.3.2.3. Conclusiones

En conclusión, para cumplir tanto las exigencias de la caída de tensión como la intensidad máxima admisible, al ser más exigente la limitación por la condición térmica, en el tramo desde el inversor hasta el punto de inyección la sección de los conductores a instalar será de 50 mm².

I.3.3. Toma a tierra

En la instalación fotovoltaica, los conductores de protección para la puesta a tierra se instalan en dos tramos diferenciados.

El primer tramo corresponde a la conexión a tierra de las masas de los campos fotovoltaicos. Los conductores de fase utilizados en este tramo son de 16 mm². Según las especificaciones de la Tabla 9 - Relación entre los conductores de fase y los conductores de protección, se requiere que los conductores de protección tengan al menos la misma sección que los conductores de fase. Por lo tanto, para este tramo, se instalarán conductores de protección de al menos 16 mm².

El segundo tramo es la conexión a tierra del inversor. Los conductores de fase que conectan el inversor con la red tienen una sección de 50 mm². Según la relación indicada en la Tabla 9 - Relación entre los conductores de fase y los conductores de protección, se requiere que, si los conductores de fase tienen una sección mayor que 35 mm2, los conductores de protección tendrán que tener la mitad de la sección de los conductores de fase. Por lo tanto, para este tramo, se instalarán conductores de protección de al menos 25 mm².

I.4. CAIDA DE TENSIÓN

Para el cálculo de la caída de tensión se deben de considerar las longitudes de los conductores y los valores de funcionamiento nominales. La resistividad del cable utilizado para los cálculos corresponde a unas condiciones térmicas de 20 °C, que equivale a una resistividad de 0,01786 Ω·mm²/m. Los valores utilizados para los cálculos se recogen en la siguiente tabla:

Tramos	$\mathbf{S_{min}}$ $[\mathbf{mm^2}]$	$\mathbf{L}$ $[\mathbf{m}]$	$\mathbf{V_{PMP}}$ $[\mathbf{V}]$	$\mathbf{I_{PMP}}$ $[\mathbf{A}]$
CC (String 1)	16	60	511,08	13,62
CC (String 2)	16	65	511,08	13,62
CC (String 3)	16	70	425,9	13,62
CC (String 4)	16	75	425,9	13,62
CC (String 5)	16	70	425,9	13,62
CC (String 6)	16	65	425,9	13,62
CC (String 7)	16	85	425,9	13,62
CC (String 8)	16	60	425,9	13,62
CC (String 9)	16	95	425,9	13,62
CC (String 10)	16	80	425,9	13,62
CC (String 11)	16	115	425,9	13,62
CC (String 12)	16	40	425,9	13,62
CA	50	5	400	100

Tabla 16 - Valores utilizados para el cálculo de la caída de tensión

Para el cálculo de caída de tensión se aplican las dos fórmulas mostradas a continuación; la fórmula de la izquierda para los tramos de CC monofásicos y la de la derecha para los

tramos de CA trifásicos. Para los tramos de CA se ha considera un factor de potencia igual a 1. Además, teniendo en cuenta la tensión de cada tramo, se ha calculado las pérdidas porcentuales de la caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot I_{mpp}}{S} \qquad \Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot \rho \cdot I_{mpp} \cdot \cos \varphi}{S}$$

Tramos	Caída de tensión (V)	Pérdidas porcentuales
CC (String 1)	1,82	0,36%
CC (String 2)	1,98	0,39%
CC (String 3)	2,13	0,50%
CC (String 4)	2,28	0,54%
CC (String 5)	2,13	0,50%
CC (String 6)	1,98	0,46%
CC (String 7)	2,58	0,61%
CC (String 8)	1,82	0,43%
CC (String 9)	2,89	0,68%
CC (String 10)	2,43	0,57%
CC (String 11)	3,50	0,82%
CC (String 12)	1,22	0,29%
CA	0,31	0,08%
Máximo	**3,81**	**0,90%**

Tabla 17 - Caídas de tensión y pérdidas asociadas

Según indica la ITC-BT-40 del REBT, las pérdidas por la caída de tensión en ninguno de los tramos deben superar el 1,5%, mientras que el total de las pérdidas por la caída de tensión no deben ser superiores al 3%. Tal y como se puede observar, tanto en cada uno de los tramos como en la suma de todos ellos se cumplen las exigencias de la ITC-BT-40 del REBT.

I.5. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES A INSTALAR

I.5.1 Protecciones para corriente continua

SERIE DE 10 PANELES		
Indicador	**Valor**	**Instalado**
$I_{max\ paneles}$	14,36 A	Fusibles cilíndricos de 15 A
SERIE DE 12 PANELES		
Indicador	**Valor**	**Instalado**
$I_{max\ paneles}$	14,36 A	Fusibles cilíndricos de 15 A

Tabla 18 - Protecciones para corriente continua

I.5.2 Protecciones para corriente alterna

Se calcula el calibre del interruptor magnetotérmico de alterna y el diferencial:

$$\mathrm{I} = \frac{\mathrm{P}}{\sqrt{3} \cdot \mathrm{V} \cdot \cos\varphi} = \frac{60.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 86{,}60\ A$$

$$10\%\ de\ la\ \mathrm{I_{PMP}} = 1{,}1 * 86{,}60\ A = \mathbf{95{,}26}\ \boldsymbol{A}$$

Se instalará un interruptor general magnetotérmico de caja moldeada tetrapolar para 4 polos de 100 A y 36 kA de poder de corte y un relé diferencial electrónico regulable de 30 mA a 5 A. Con las protecciones para corriente alterna instaladas, el funcionamiento será el adecuado.

ANEXO II. CÁLCULOS ENERGÉTICOS

II.1. PRODUCCÍON DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Dentro del análisis energético desarrollado, ha sido prioritario calcular con precisión la cantidad de energía eléctrica que generará anualmente la instalación fotovoltaica. Para ello, se ha utilizado el programa PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), una herramienta ampliamente reconocida que permite estimar la producción de energía solar a partir de datos geográficos, climáticos y técnicos del emplazamiento.

Además del cálculo de la radiación solar incidente y la producción teórica de los módulos, PVGIS permite incorporar factores reales que afectan al rendimiento del sistema. En particular, se han considerado pérdidas asociadas a la orientación e inclinación de los paneles, sombras proyectadas, temperatura de operación, eficiencia del inversor, y pérdidas eléctricas en el sistema de cableado.

El resultado de este análisis arroja un porcentaje total de pérdidas del 14%, valor que representa la suma aproximada de todas las ineficiencias mencionadas. Este dato permite obtener una estimación realista de la producción energética neta del sistema.

Finalmente, teniendo en cuenta estas pérdidas y las condiciones específicas de la zona, se ha determinado que la instalación fotovoltaica será capaz de generar aproximadamente 73.530 kWh al año de energía eléctrica a partir de recursos solares. Añadir que el análisis ha sido desarrollado considerando de manera específica las características particulares de cada una de las cubiertas previamente descritas. Esta cifra es clave para evaluar el impacto energético y económico del sistema, así como su contribución a la sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

II.1.1. Fichas del análisis energético obtenidas del programa PVGIS

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

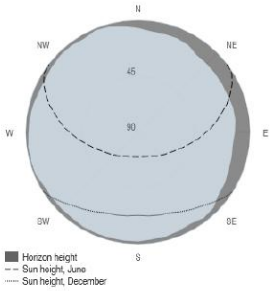
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	43.310,-2.662
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline Silicon (original)
PV installed:	25.52 kWp
System loss:	14 %

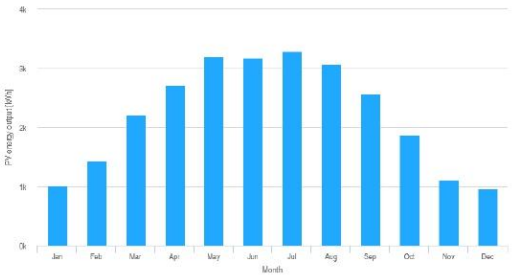
Simulation outputs

Slope angle:	6 °
Azimuth angle:	-5 °
Yearly PV energy production:	26586.72 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1314.2 kWh/m²
Year-to-year variability:	886.63 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.64 %
Spectral effects:	1.45 %
Temperature and low irradiance:	-5.7 %
Total loss:	-20.73 %

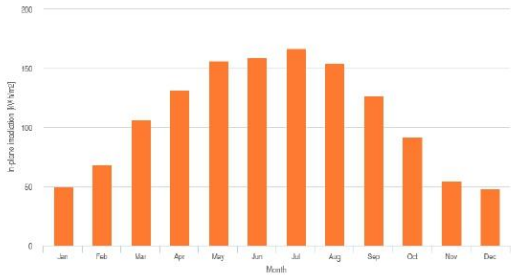
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1011.4	49.8	157.9
February	1417.7	68.1	236.0
March	2200.8	105.9	331.7
April	2712.0	131.9	376.1
May	3200.1	156.6	392.4
June	3179.5	159.5	259.4
July	3294.4	166.8	245.5
August	3079.7	154.8	192.7
September	2561.6	127.3	174.8
October	1854.6	91.3	170.3
November	1112.8	54.5	200.8
December	962.2	47.7	144.6

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/10

Figura 16 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 1 del Frontón Municipal

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

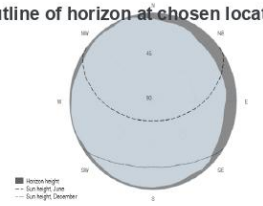
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	43.310,-2.662
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline Silicon (original)
PV installed:	9.28 kWp
System loss:	14 %

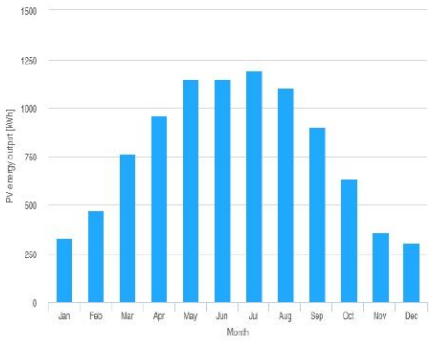
Simulation outputs

Slope angle:	5 °
Azimuth angle:	80 °
Yearly PV energy production:	9313.21 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1270.99 kWh/m²
Year-to-year variability:	308.78 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.95 %
Spectral effects:	1.42 %
Temperature and low irradiance:	-5.75 %
Total loss:	-21.04 %

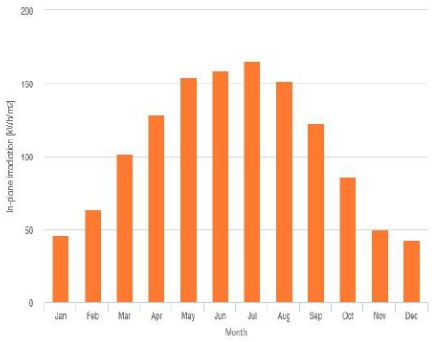
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	326.2	45.3	46.3
February	473.9	63.4	73.5
March	763.4	101.3	113.6
April	963.9	129.0	130.1
May	1150.7	154.6	139.5
June	1151.6	158.7	92.3
July	1191.9	165.8	87.8
August	1101.3	152.0	69.2
September	896.7	122.8	58.0
October	629.6	85.9	55.1
November	362.0	49.8	59.9
December	302.1	42.5	40.8

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/10

Figura 17 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 2 del Frontón Municipal

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

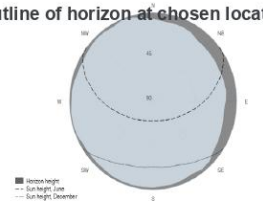
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	43.310,-2.662
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline Silicon (original)
PV installed:	15.66 kWp
System loss:	14 %

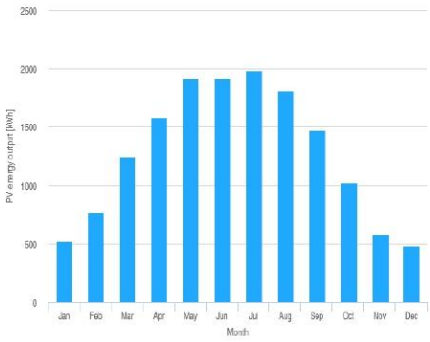
Simulation outputs

Slope angle:	7 °
Azimuth angle:	-95 °
Yearly PV energy production:	15333.01 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1241.63 kWh/m²
Year-to-year variability:	489.03 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-4.02 %
Spectral effects:	1.41 %
Temperature and low irradiance:	-5.8 %
Total loss:	-21.14 %

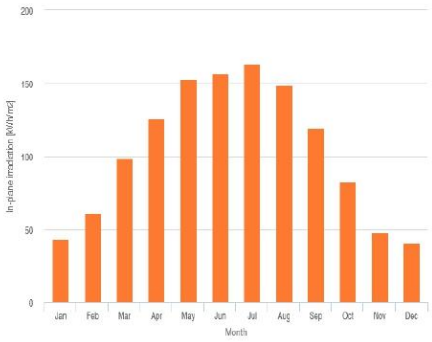
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	523.6	43.2	71.4
February	767.2	60.9	117.3
March	1249.2	98.4	177.2
April	1592.2	126.3	213.3
May	1922.3	153.1	233.3
June	1924.0	157.1	158.0
July	1982.1	163.4	146.3
August	1818.0	148.9	110.5
September	1468.6	119.3	99.0
October	1016.7	82.4	83.8
November	585.0	47.8	95.9
December	484.1	40.8	63.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/10

Figura 18 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 3 del Frontón Municipal

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

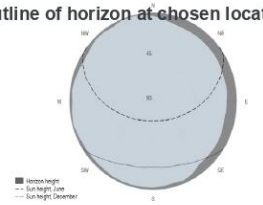
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	43.310,-2.663
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline Silicon (original)
PV installed:	9.86 kWp
System loss:	14 %

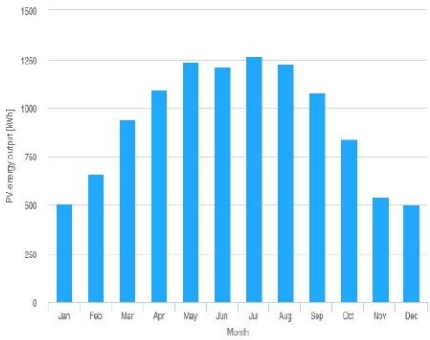
Simulation outputs

Slope angle:	20 °
Azimuth angle:	-5 °
Yearly PV energy production:	11098.75 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1412.56 kWh/m²
Year-to-year variability:	391.44 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.13 %
Spectral effects:	1.51 %
Temperature and low irradiance:	-5.76 %
Total loss:	-20.31 %

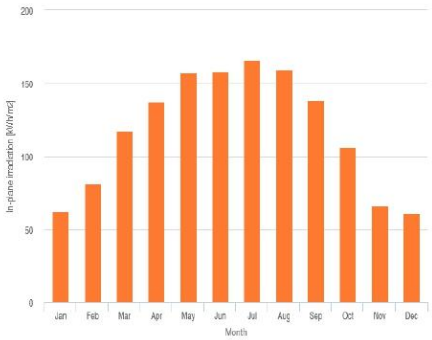
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	505.3	62.1	92.9
February	659.6	80.8	123.8
March	944.3	117.4	151.2
April	1093.5	138.0	160.6
May	1239.8	157.7	155.4
June	1212.0	158.0	101.3
July	1264.3	166.5	96.2
August	1222.8	159.6	78.2
September	1079.4	138.9	78.7
October	838.6	105.9	87.2
November	538.6	66.3	110.6
December	500.4	61.4	88.1

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/10

Figura 19 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 4 de la Casa de Cultura

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

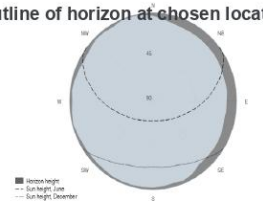
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	43.310,-2.663
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline Silicon (original)
PV installed:	5.8 kWp
System loss:	14 %

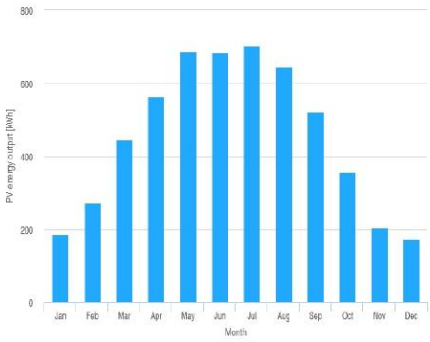
Simulation outputs

Slope angle:	20 °
Azimuth angle:	-95 °
Yearly PV energy production:	5446.72 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1193.51 kWh/m²
Year-to-year variability:	171.11 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-4.02 %
Spectral effects:	1.41 %
Temperature and low irradiance:	-6 %
Total loss:	-21.32 %

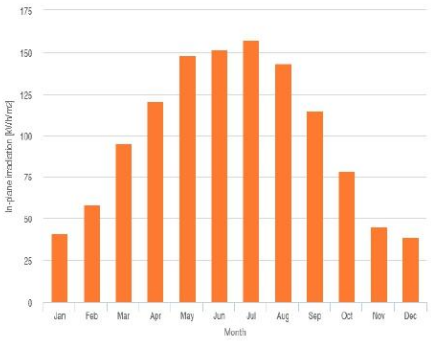
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	186.5	41.4	24.9
February	271.9	58.3	41.1
March	443.6	94.6	60.9
April	564.7	121.3	74.9
May	687.8	148.3	83.7
June	685.9	151.7	58.4
July	703.9	157.3	52.6
August	645.0	143.2	38.3
September	523.3	115.1	36.1
October	357.1	78.3	28.1
November	205.0	45.1	33.2
December	172.1	38.9	22.3

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/10

Figura 20 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 5 de la Casa de Cultura

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

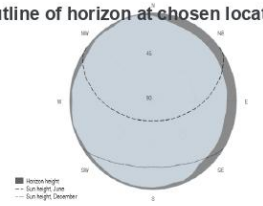
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	43.310,-2.663
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline Silicon (original)
PV installed:	5.8 kWp
System loss:	14 %

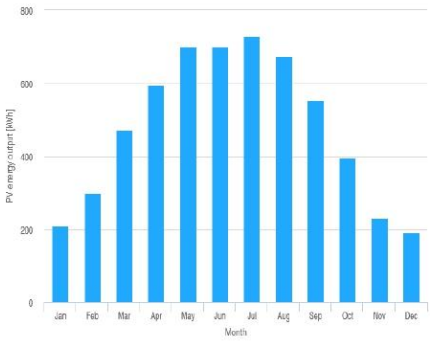
Simulation outputs

Slope angle:	20 °
Azimuth angle:	85 °
Yearly PV energy production:	5751.34 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1255.85 kWh/m²
Year-to-year variability:	204.54 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.8 %
Spectral effects:	1.43 %
Temperature and low irradiance:	-5.9 %
Total loss:	-21.04 %

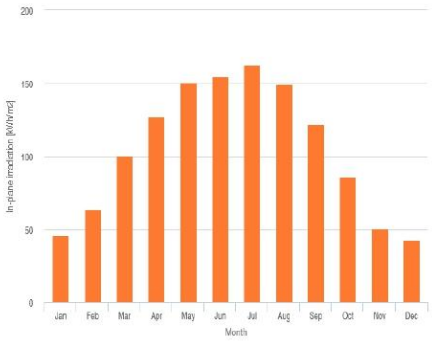
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	208.4	45.7	30.8
February	297.9	63.6	46.1
March	471.5	100.3	73.1
April	594.5	127.5	79.8
May	699.5	150.8	84.3
June	701.1	154.9	55.2
July	729.5	162.7	53.6
August	676.3	149.6	44.9
September	556.2	122.0	34.4
October	395.5	86.2	36.9
November	230.3	50.2	38.1
December	190.7	42.4	26.1

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/10

Figura 21 - Rendimiento fotovoltaico de la cubierta 6 de la Casa de Cultura

II.1.2. Producción mensual/horaria la instalación fotovoltaica

Mediante la representación gráfica de los datos de PVGIS, se consigue visualizar la producción mensual y horaria de la instalación fotovoltaica a lo largo de un año.

II.1.2.1. Producción mensual

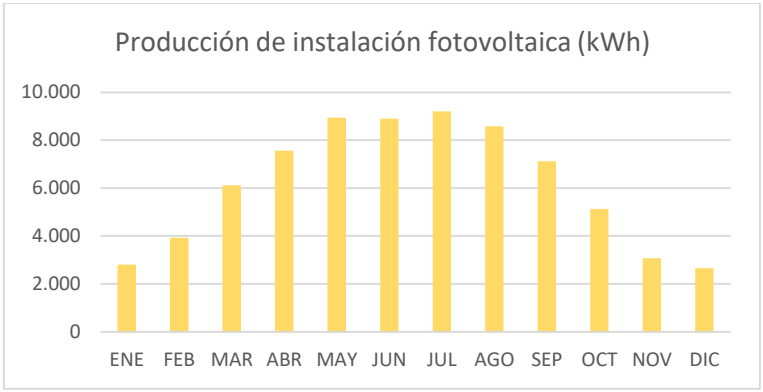


Gráfico 1 - Producción mensual de la instalación fotovoltaica

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
2.761	3.888	6.073	7.521	8.900	8.854	9.166	8.543	7.086	5.092	3.034	2.612	**73.530**

Tabla 19 – Valores de producción mensual de la instalación fotovoltaica en kWh

II.1.2.2. Producción horaria



Gráfico 2 - Producción horaria de la instalación fotovoltaica por estaciones

II.2. CONSUMO DE LOS PUNTOS DE SUMINISTRO ANALIZADOS

La cantidad de energía que se derivará a cada punto de consumo se definirá teniendo en cuenta el consumo de cada punto de suministro.

	SOCIO DE LA CE	CUPS	CONSUMO
1	----1630J	ES0021000012477335QQ	**3.334**
2	----0890B	ES0021000010039744HB	**7.241**
3	----2713S	ES0021000016872026YM	**1.828**
4	----5652A	ES0021000010039792CJ	**2.722**
5	----6981A	ES0021000010039726VQ	**1.632**
6	----3150N	ES0021000015489548CB	**5.855**
7	----8260B	ES0021000010039652ZB	**7.159**
8	----2090M	ES0021000016872027YY	**6.982**
9	----0315P	ES0021000010039705QH	**2.704**
10	----0426E	ES0021000011425308TD	**4.022**
11	----6533S	ES0021000010039713VA	**8.615**
12	----0488B	ES0021000013032652XK	**1.813**
13	----2090H	ES0021000013032645XZ	**1.566**
14	-----1864	ES0021000010039764LP	**21.423**
15	----1610P	ES0021000036801327HJ	**7.703**
16	----0530Z	ES0021 000010039621JA	**1.482**
17	----6007L	ES0021000010039683SL	**4.806**
18	----5584P	ES0021000010039790CB	**3.203**
19	----4420D	ES0021000010039722VN	**1.521**
20	----0673K	ES0021000010039723VJ	**2.673**
21	----0441F	ES0021000013032641XX	**1.566**
22	----8703R	ES0021000010039708QK	**2.328**
23	----9837B	ES0021000009826099KJ	**2.081**
24	----0601H	ES0021000010039681SV	**2.384**
25	-----0059L	ES0021 000021979214SC	**5.017**
	TOTAL (kWh)		**111.661**

Tabla 20 – Consumo anual de cada punto de suministro en kWh

Los datos de consumo de cada punto de suministro perteneciente a los socios de la Comunidad Energética (en adelante, la CE) han sido obtenidos a partir del análisis de los respectivos contratos eléctricos. Esta metodología ha permitido llevar a cabo un estudio detallado de los patrones de consumo, tanto a nivel mensual como horario.

A continuación, se presentan los principales aspectos evaluados en dicho análisis.

Consumo mensual

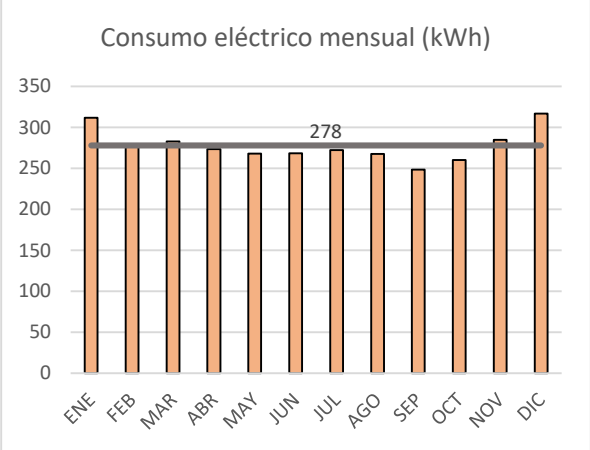
Se ha registrado el consumo energético mensual de cada punto durante el periodo de enero a diciembre de 2024. Esta información ha permitido observar la evolución del consumo a lo largo del año, detectar patrones estacionales y posibles aumentos inusuales en la demanda, lo que facilita la toma de decisiones orientadas a mejorar la eficiencia energética.

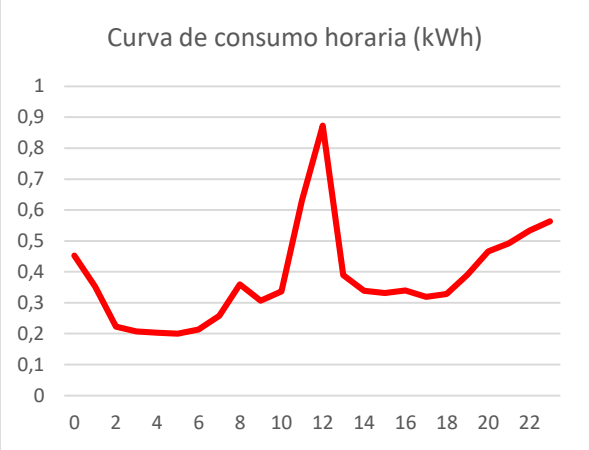
Consumo horario

También se analizó en detalle el consumo horario de cada día dentro del mismo periodo. El objetivo fue entender el comportamiento energético diario de los puntos. A partir de este análisis, se procesaron grandes volúmenes de datos y se obtuvo una curva promedio de consumo horario, que sirve como referencia para identificar hábitos de uso y oportunidades de optimización.

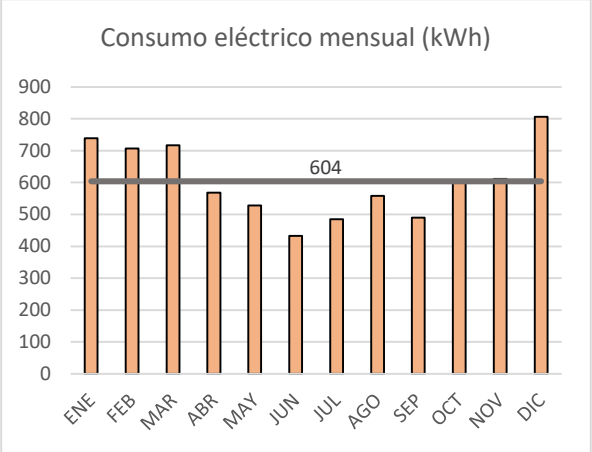
II.2.1. Curvas de consumo de cada punto de suministro analizado

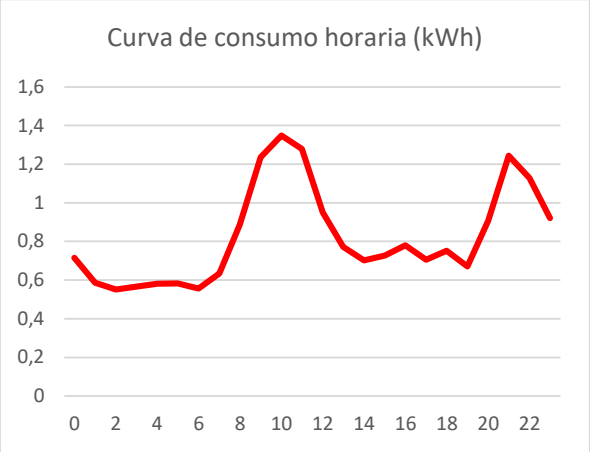
II.2.1.1. ----1630J



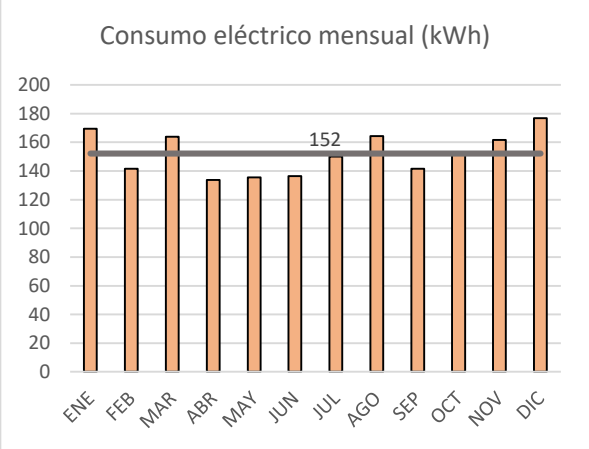


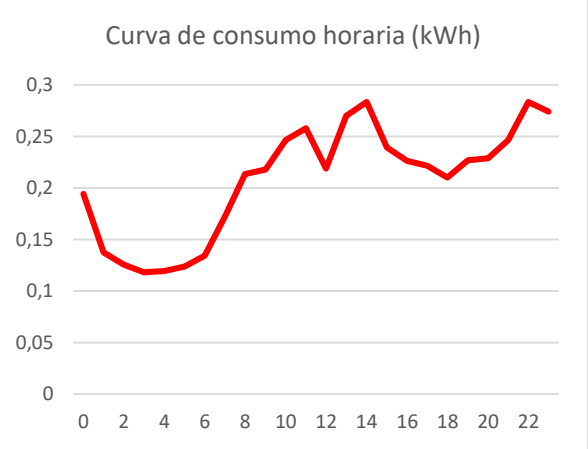
II.2.1.2. ----890B



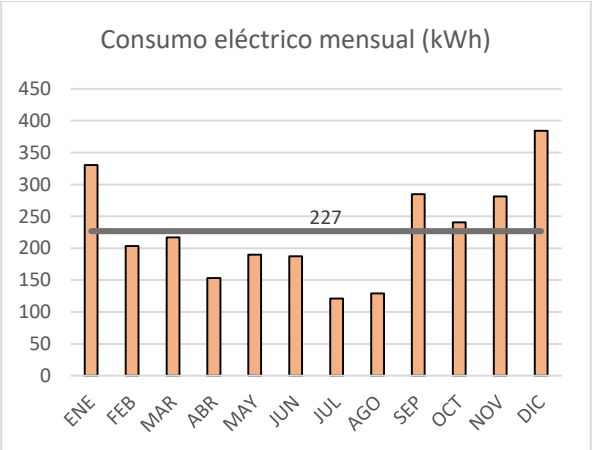


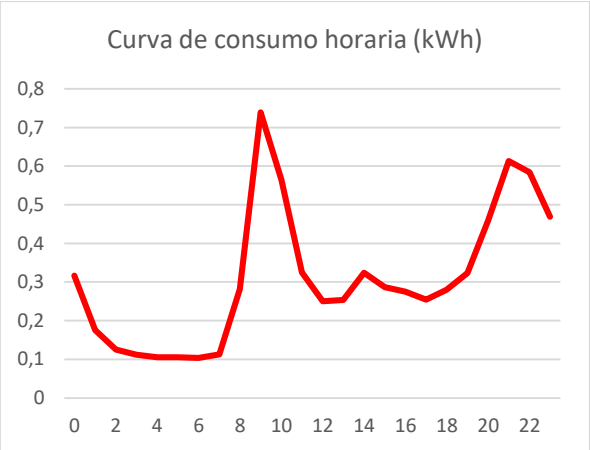
II.2.1.3. ----2713S



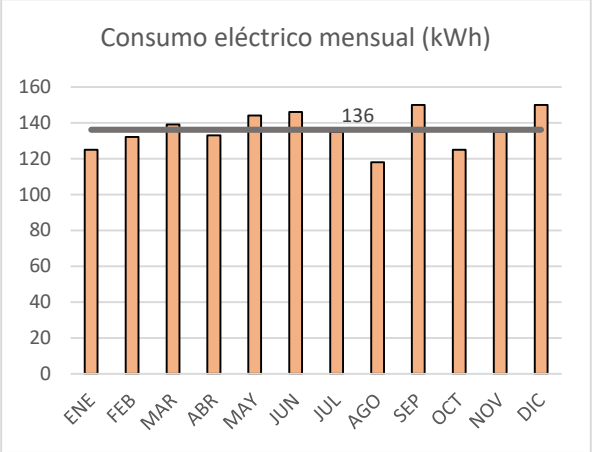


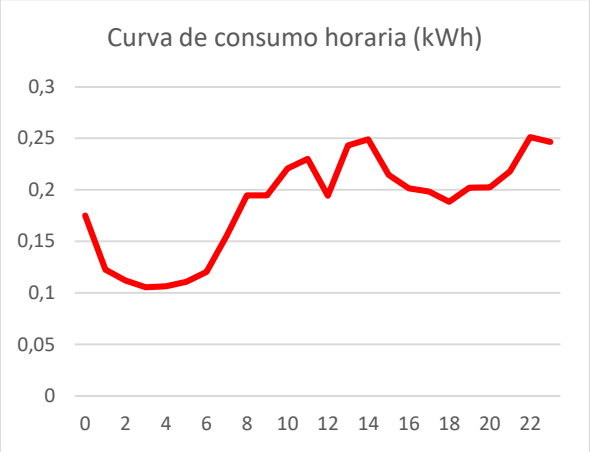
II.2.1.4. ----5652A



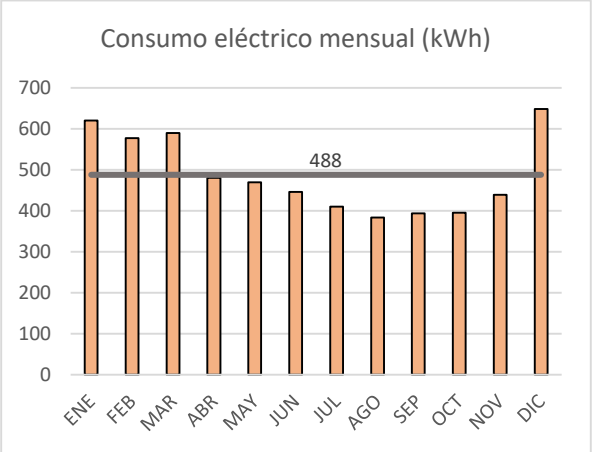


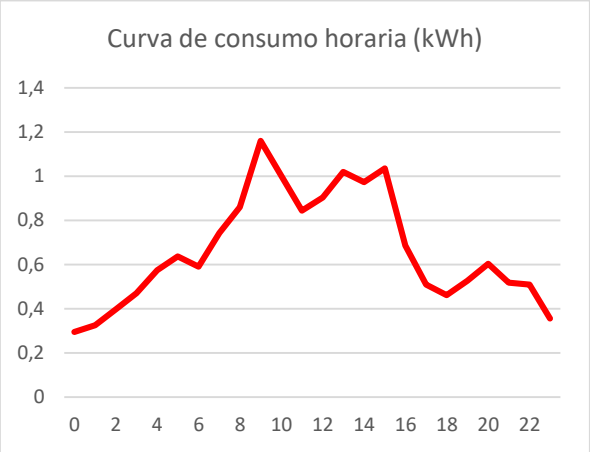
II.2.1.5. ----6981A



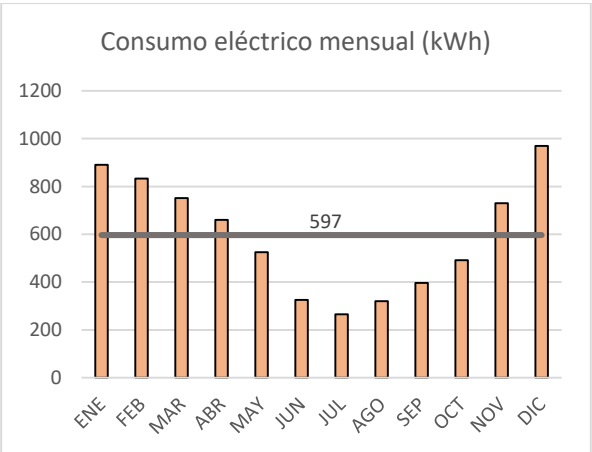


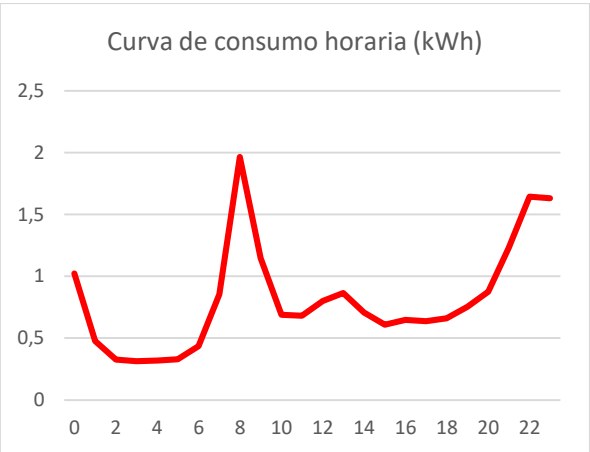
II.2.1.6. ----3150N



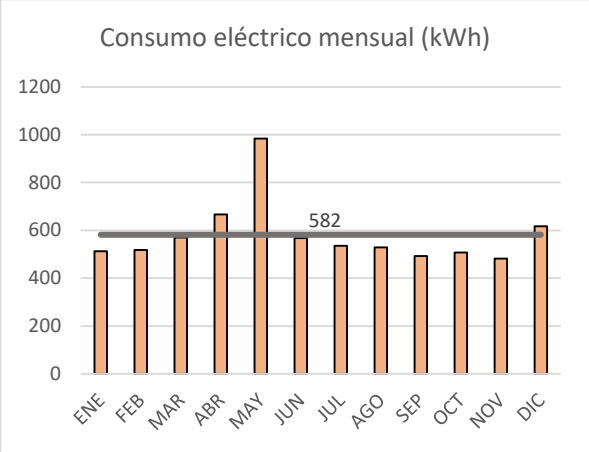


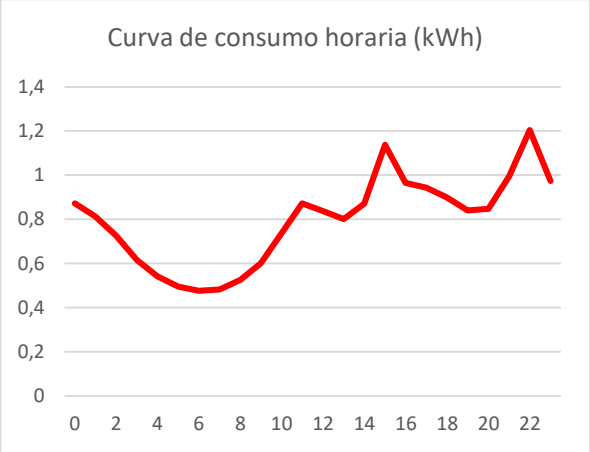
II.2.1.7. ----8260B



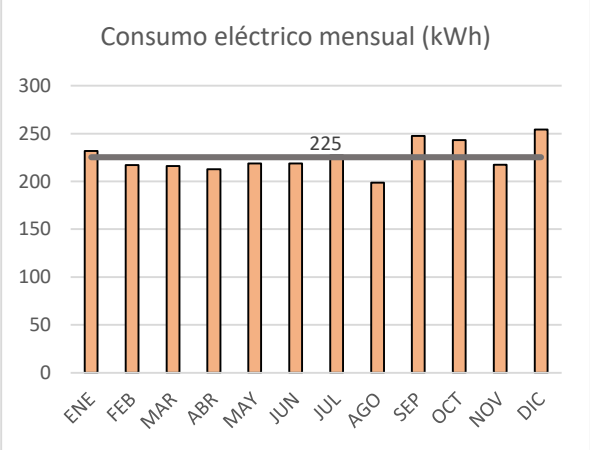


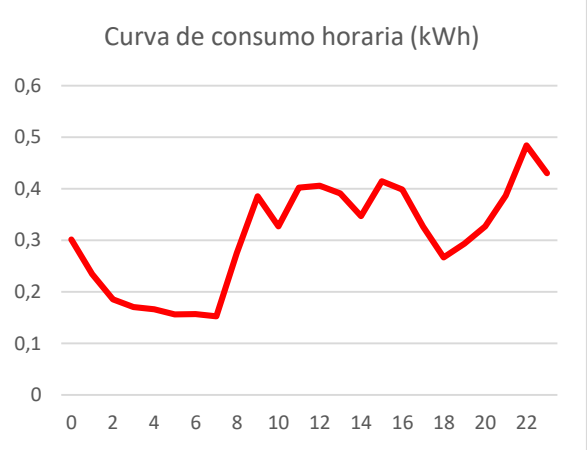
II.2.1.8. ----2090M



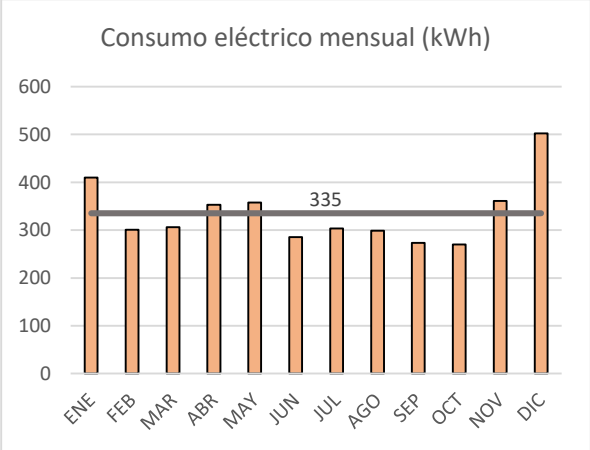


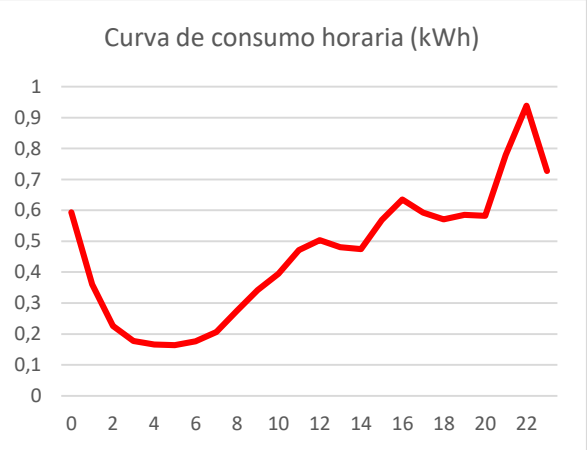
II.2.1.9. ----0315P



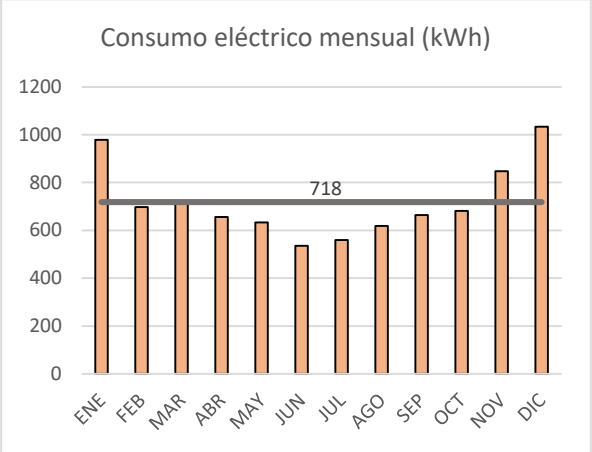


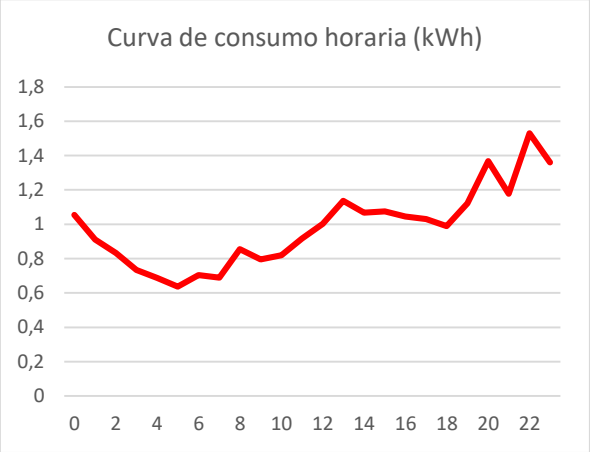
II.2.1.10. ----0426E



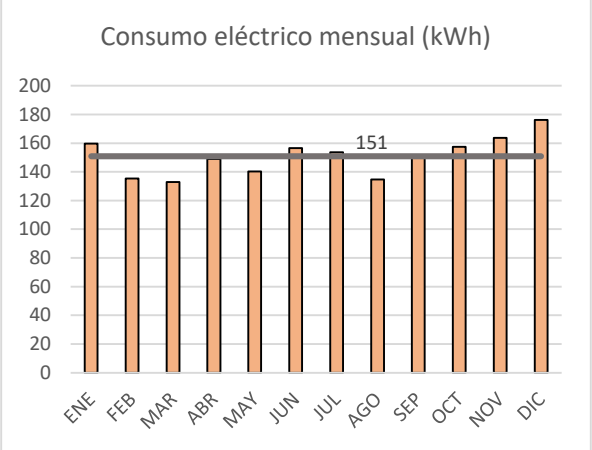


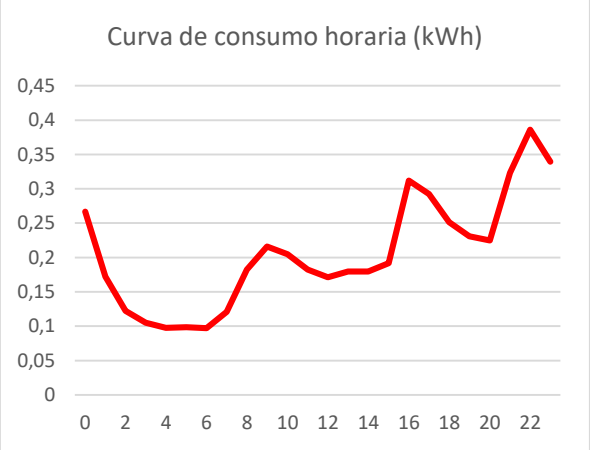
II.2.1.11. ----6533S



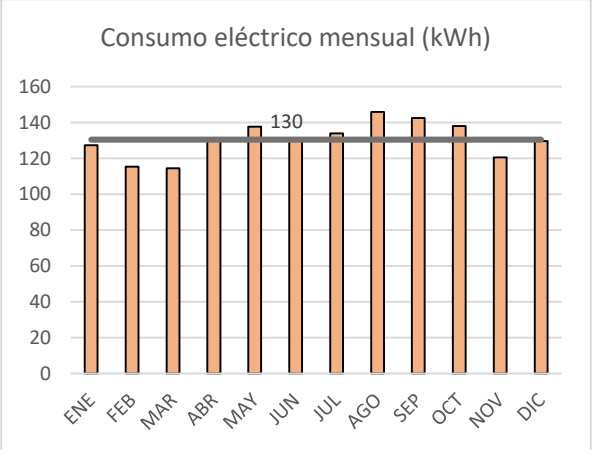


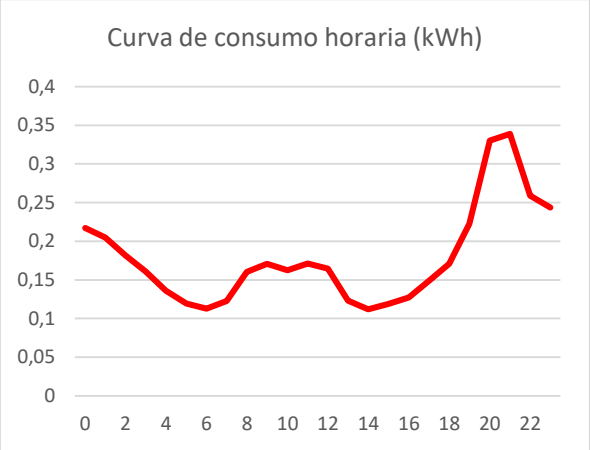
II.2.1.12. ----0488B



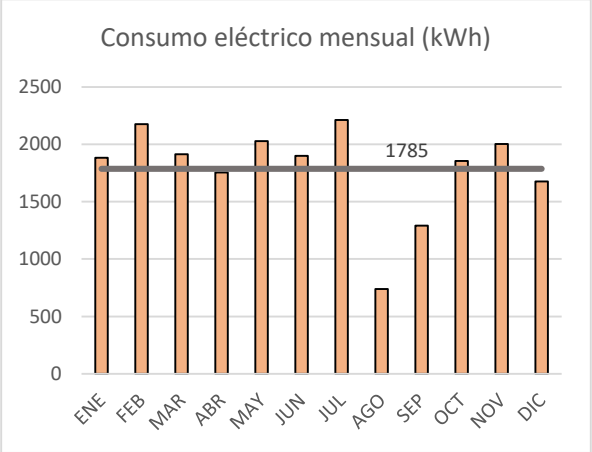


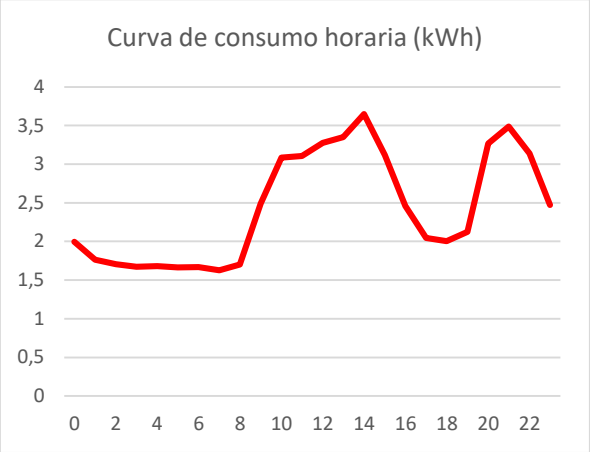
II.2.1.13. ----2090H



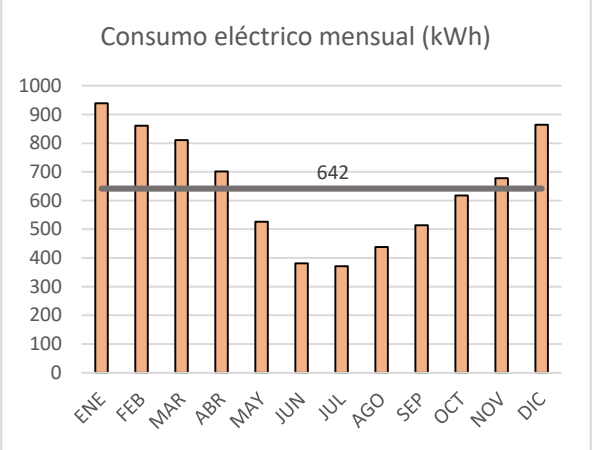


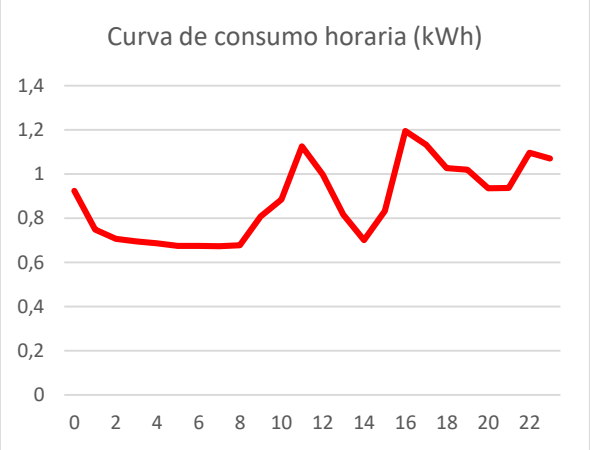
II.2.1.14. -----1864



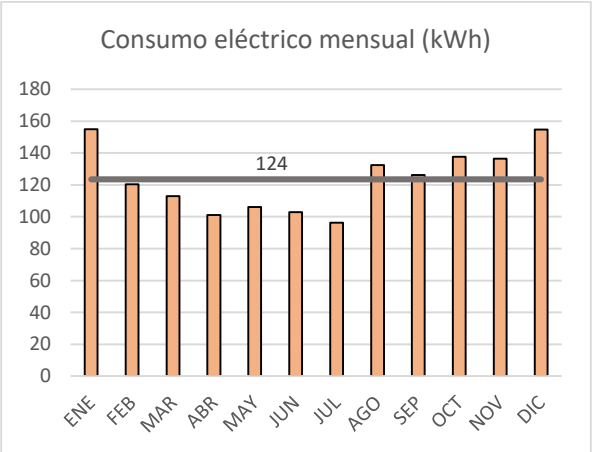


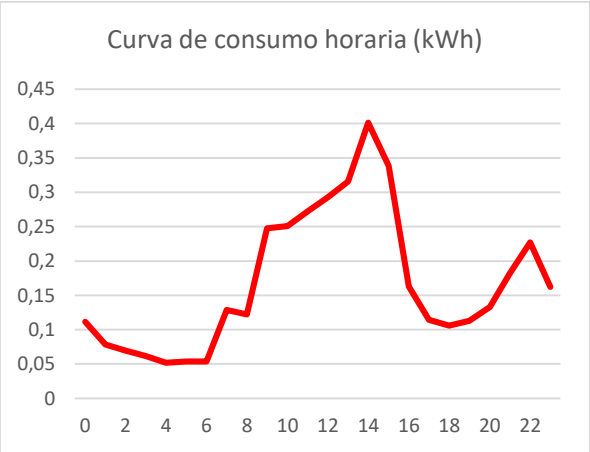
II.2.1.15. ----1610P



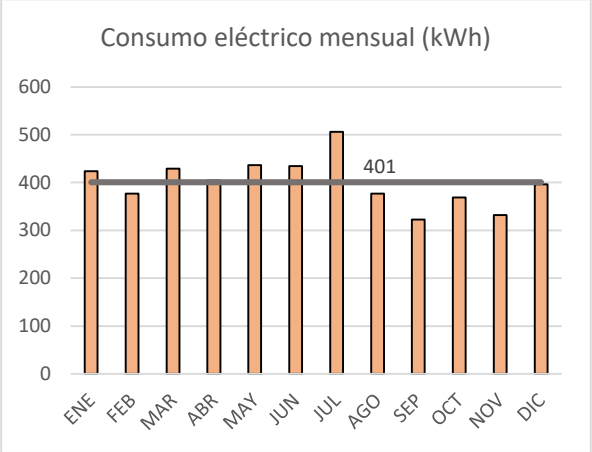


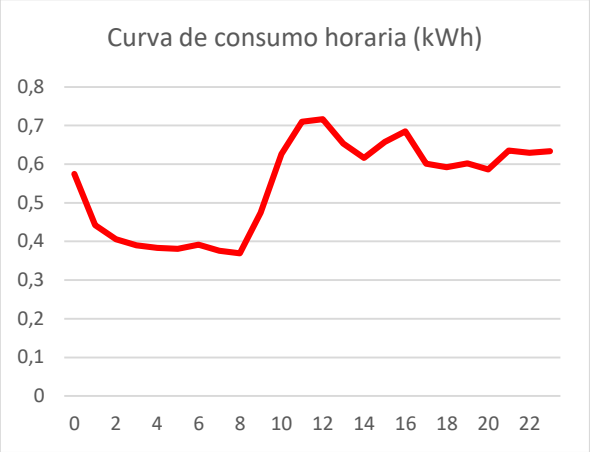
II.2.1.16. ----0530Z



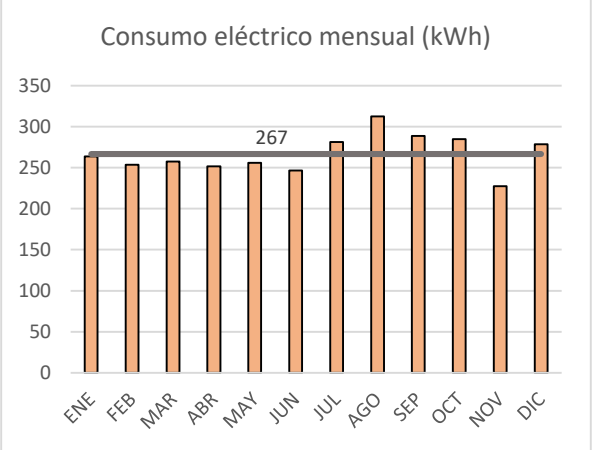


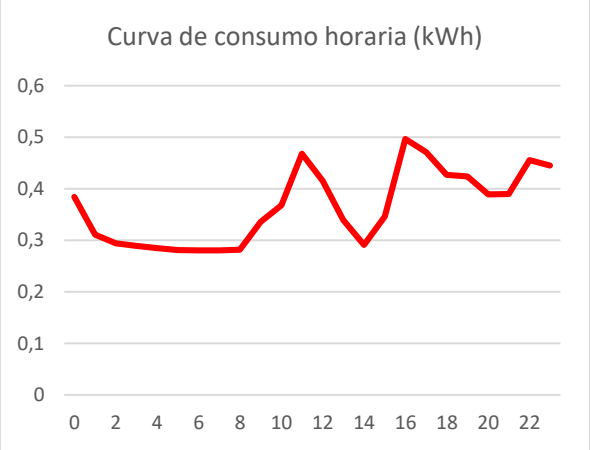
II.2.1.17. ----6007L



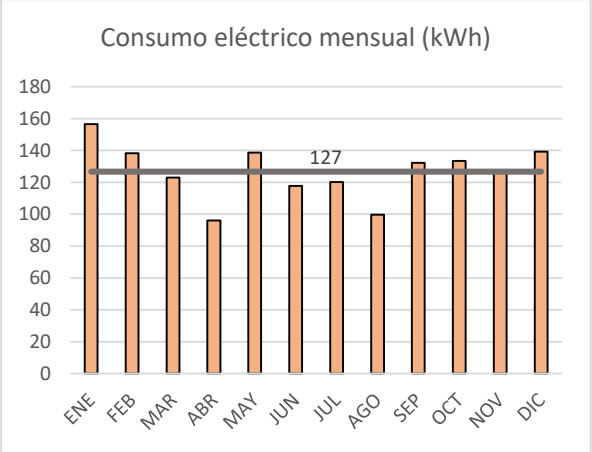


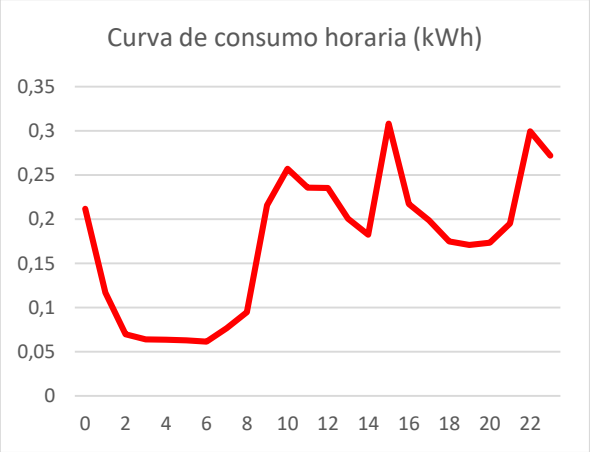
II.2.1.18. ----5584P



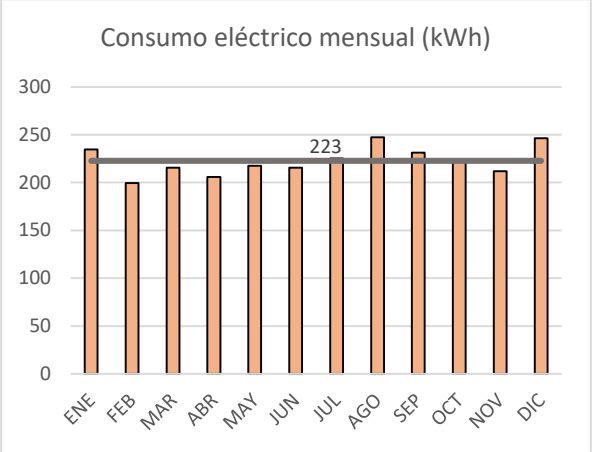


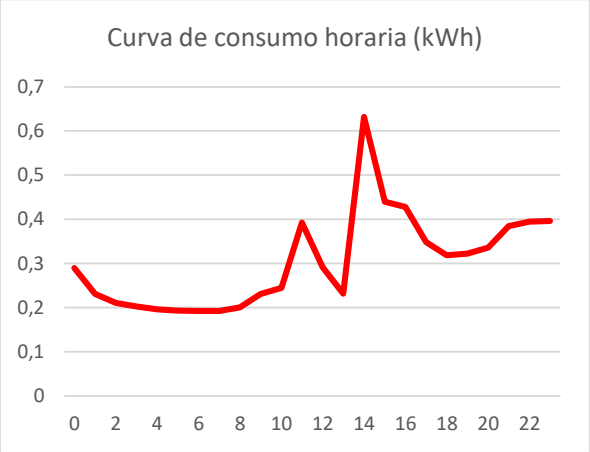
II.2.1.19. ----4420D



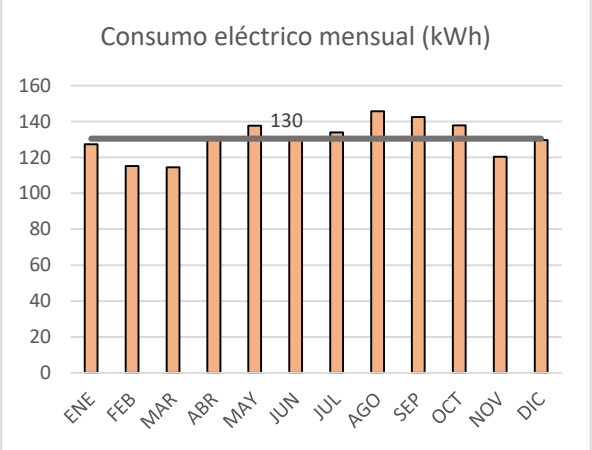


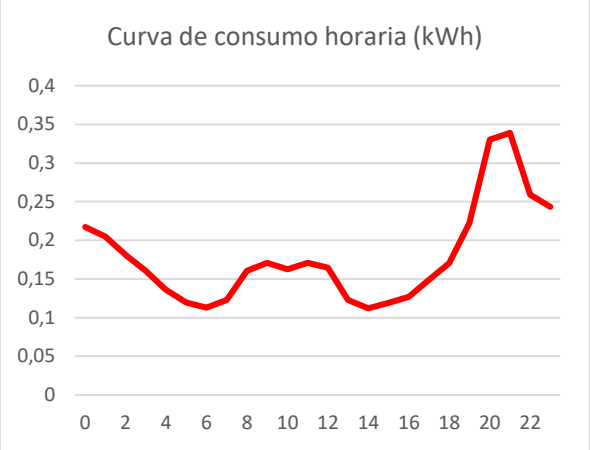
II.2.1.20. ----0673K



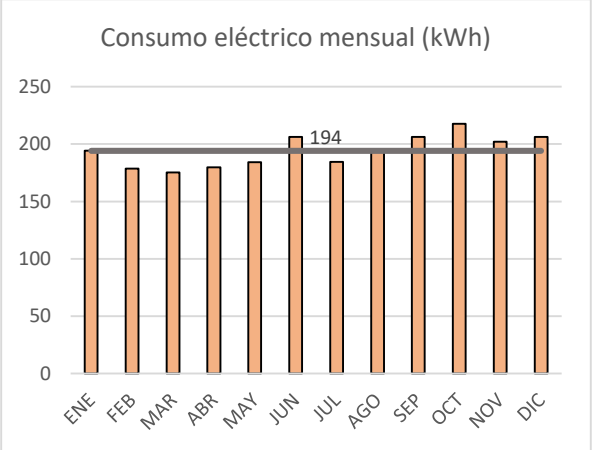


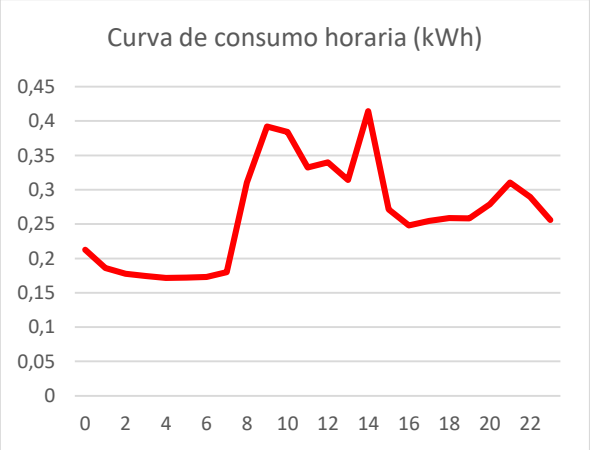
II.2.1.21. ----0441F



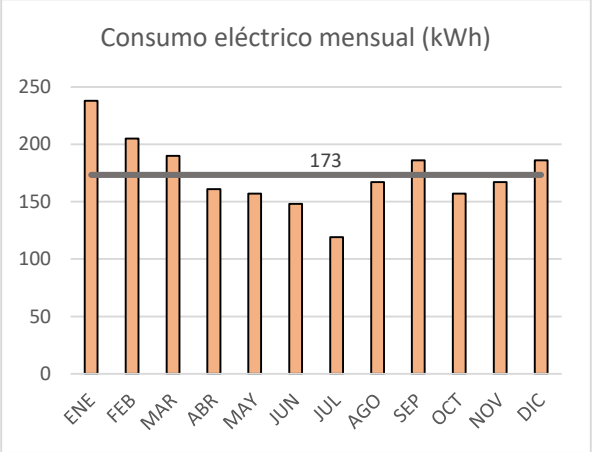


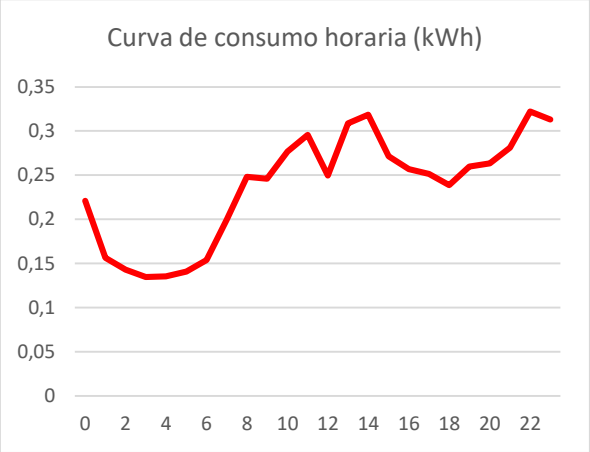
II.2.1.22. ----8703R



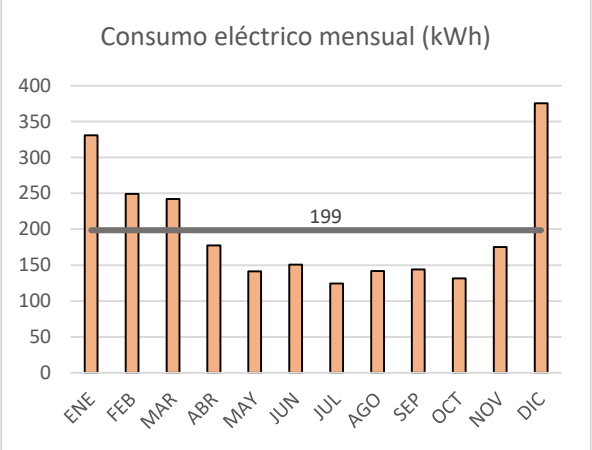


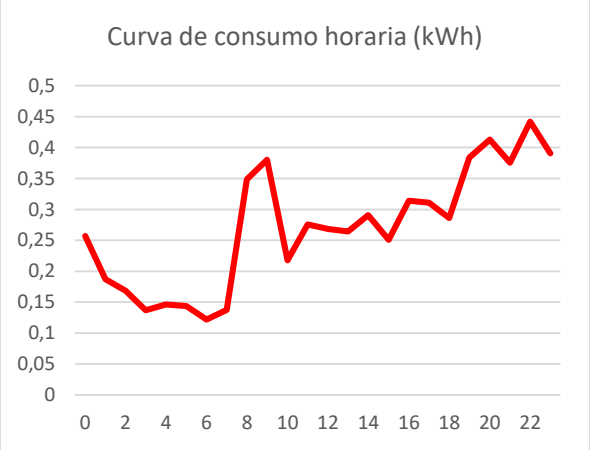
II.2.1.23. ----9837B



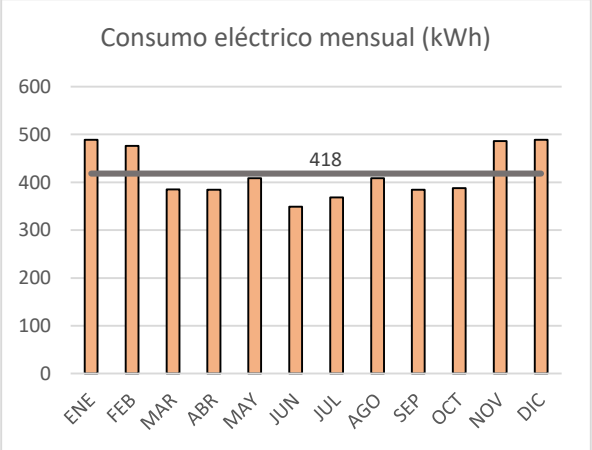


II.2.1.24. ----0601H





II.2.1.25. ----0059L



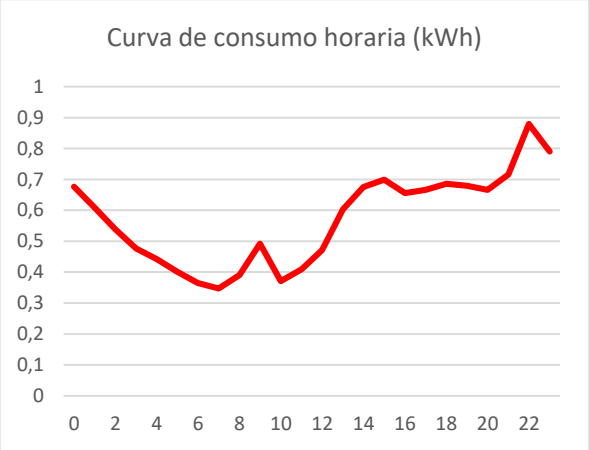


Gráfico 3 - Consumo mensual-horario de los socios de la CE

II.2.2. Consumo unificado de todos los puntos de suministro

Unificando los consumos de todos los puntos analizados se consiguen los siguientes resultados.

II.2.2.1. Consumo mensual

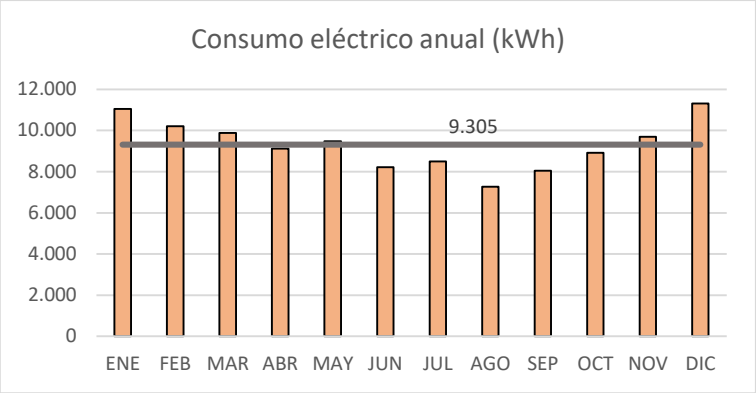


Gráfico 4 - Consumo mensual de todos los puntos de suministro

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
11.042	10.206	9.880	9.119	9.467	8.218	8.496	7.271	8.044	8.914	9.699	11.305	**111.661**

Tabla 21 – Valores de consumo mensual de todos los puntos de suministro en kWh

II.2.2.2. Consumo horario

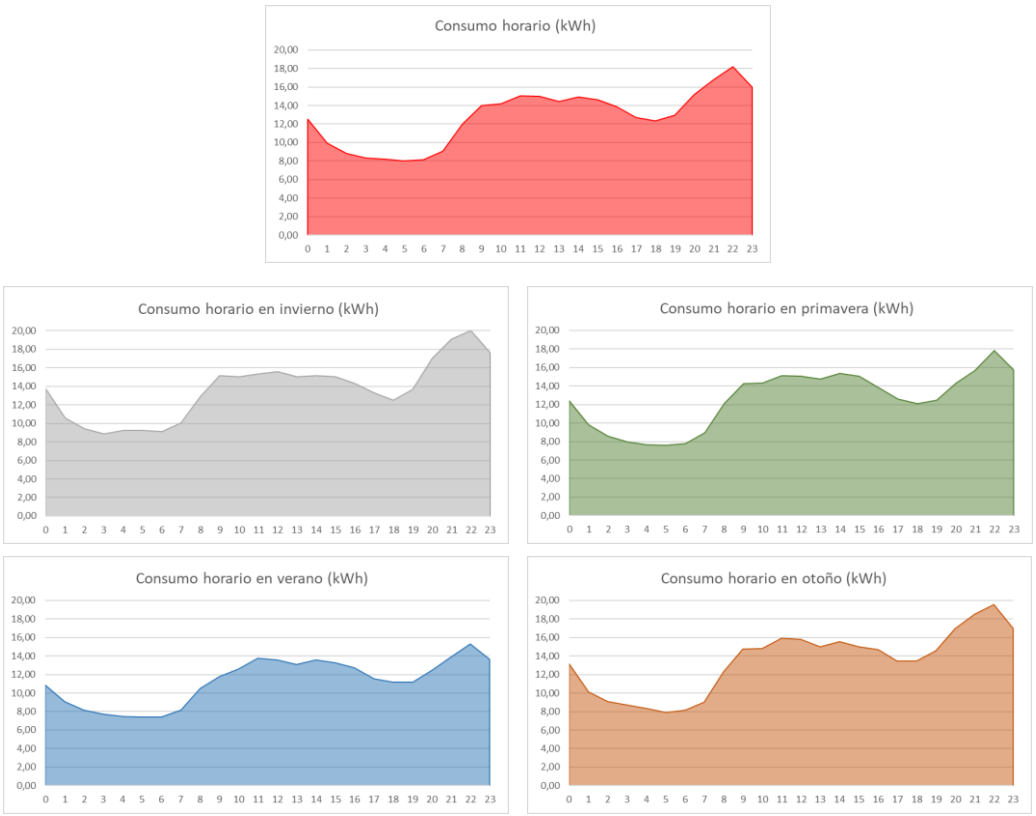


Gráfico 5 - Consumo horario de todos los puntos de suministro por estaciones

II.3. RESULTADOS COMPARANDO PRODUCCIÓN-CONSUMO

Realizando la comparación entre la producción de la instalación y el consumo de todos los edificios, se puede observar lo siguiente:

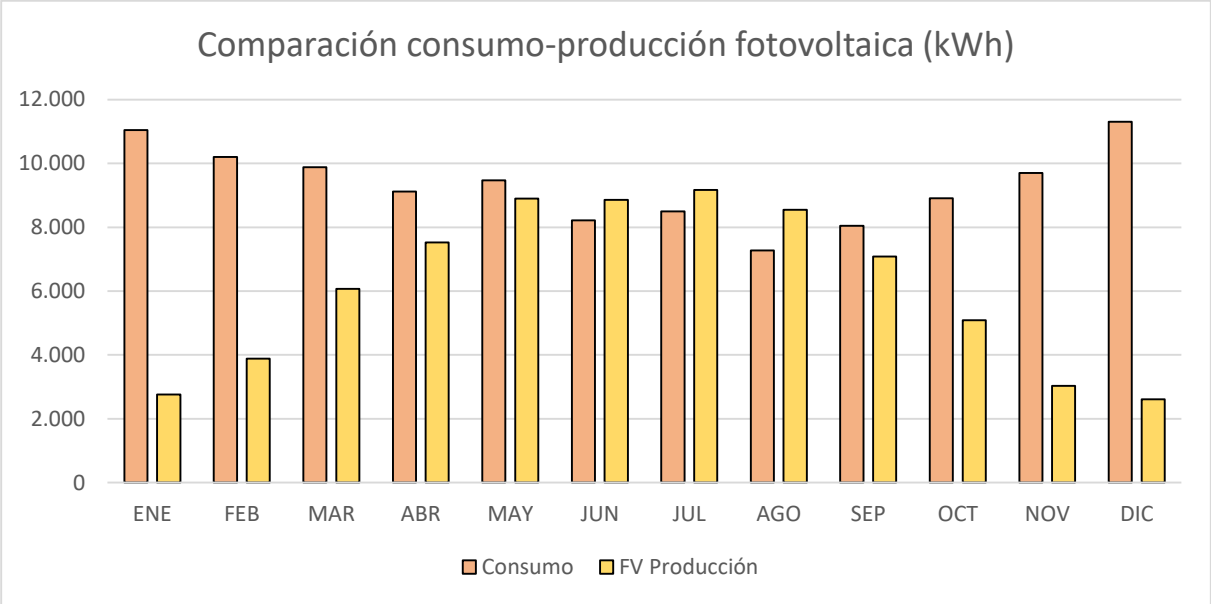


Gráfico 6 - Comparación entre consumo y producción fotovoltaica

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Consumo	11.042	10.206	9.880	9.119	9.467	8.218	8.496	7.271	8.044	8.914	9.699	11.305	**111.661**
Producción	2.761	3.888	6.073	7.521	8.900	8.854	9.166	8.543	7.086	5.092	3.034	2.612	**73.530**

Tabla 22 - Valores de consumo y producción fotovoltaica en kWh

Los resultados obtenidos han sido, en general, los esperados. Tal y como era previsible, la producción fotovoltaica alcanza sus valores más altos durante los meses de verano, debido a una mayor radiación solar y a un mayor número de horas de luz diarias.

Por el contrario, en los meses de invierno —época en la que el sol se encuentra más bajo y la duración del día es menor—, la producción solar se reduce considerablemente. En este contexto, la instalación fotovoltaica solo es capaz de cubrir una parte limitada del consumo energético, contribuyendo parcialmente a las necesidades de los usuarios durante ese periodo.

Adicionalmente, se han recopilado datos horarios de consumo y producción desde enero hasta diciembre de 2024. Esta información ha permitido realizar una comparación media anual entre la producción fotovoltaica y el consumo eléctrico a lo largo de las 24 horas del día, incluyendo incluso comparación por estaciones.

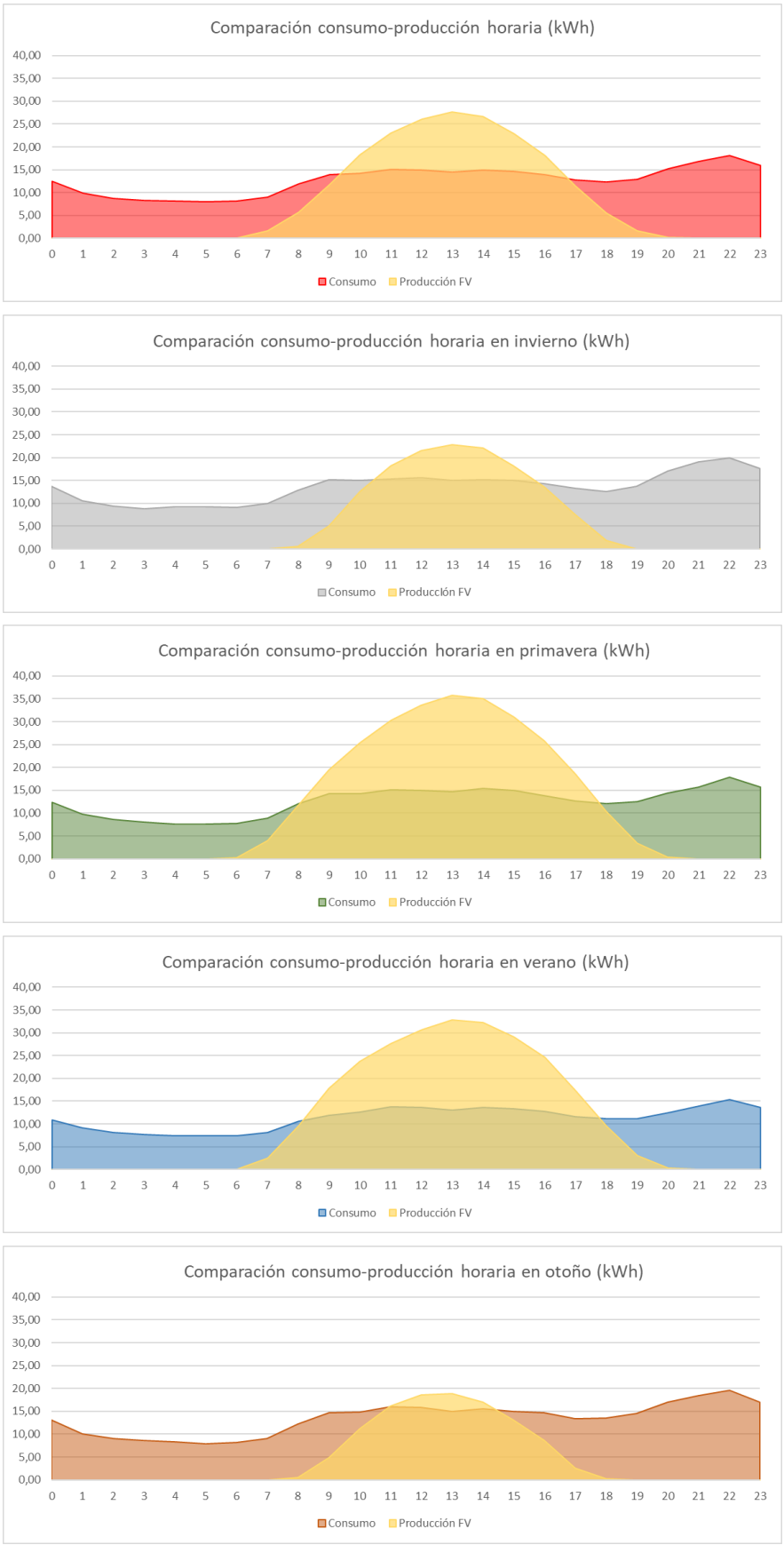


Gráfico 7 - Comparación consumo-producción fotovoltaica horaria por estaciones

Del análisis de los datos representados gráficamente, se observa que, como era previsible, el consumo energético de cada punto de consumo se incrementa de forma considerable durante las horas nocturnas. No obstante, en este caso, también se registra un consumo significativo en las horas centrales del día, lo cual favorece un porcentaje de autoconsumo elevado, al coincidir con los periodos de máxima generación fotovoltaica.

Es verdad que, durante los meses de primavera y verano, dicho porcentaje de autoconsumo puede verse reducido debido al notable aumento de la producción solar. Sin embargo, se considera conveniente mantener el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica propuesto. Esta decisión se fundamenta en la necesidad de asegurar una contribución relevante de la energía solar durante los meses de invierno, cuando la producción disminuye.

Además, tal y como se ha expuesto anteriormente, esta energía excedentaria no consumida en el momento podría ser vertida a la red eléctrica, permitiendo así acceder a una compensación económica que beneficiaría directamente a los socios de la Comunidad Energética.

En base a los cálculos energéticos realizados, se determina que cada punto de consumo de la Comunidad Energética deberá recibir el siguiente porcentaje de la producción anual total generada por la instalación fotovoltaica, con el objetivo de optimizar el rendimiento y maximizar los beneficios del sistema.

	SOCIO DE LA CE	PORCENTAJE ASIGNADO A CADA PUNTO DE SUMINISTRO
1	----1630J	3,13%
2	----0890B	6,25%
3	----2713S	1,74%
4	----5652A	2,43%
5	----6981A	1,74%
6	----3150N	5,91%
7	----8260B	5,56%
8	----2090M	6,60%
9	----0315P	2,78%
10	----0426E	3,48%
11	----6533S	6,95%
12	----0488B	1,74%
13	----2090H	1,04%
14	-----1864	17,96%

15	----1610P	7,30%
16	----0530Z	1,74%
17	----6007L	4,52%
18	----5584P	2,78%
19	----4420D	1,74%
20	----0673K	2,43%
21	----0441F	1,39%
22	----8703R	2,43%
23	----9837B	2,09%
24	----0601H	2,09%
25	-----0059L	4,17%
26	Punto de enganche a red	0,01%
	TOTAL	**100%**

Tabla 23 – Porcentajes asignados a cada punto de suministro de la CE

Para concluir con el análisis energético, a continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir del dimensionamiento y simulación de la instalación fotovoltaica propuesta:

Potencia de la instalación	**71,92 kWp**
Consumo red eléctrica (sin FV)	111.661 kWh
Consumo red eléctrica (con FV)	72.683 kWh
Energía autoconsumida	38.978 kWh (53,01% de la generación)
Energía vertida a red	34.552 kWh

Tabla 24 - Resultados obtenidos

En total, se obtendrían los siguientes ahorros en electricidad:

INDICADOR	ANTERIOR	FV 71,92 kWp	AHORRO ANUAL
Consumo energético	111.661 kWh	72.683 kWh	**38.978 kWh (35%)**
Consumo Energía Primaria *	264.413 kWh	172.113 kWh	**92.300 kWh (35%)**
Emisiones CO_2	36.960 kg CO_2	24.058 kg CO_2	**12.902 kg CO2 (35 %)**

* Energía primaria: energía a generar en las centrales para alcanzar esa cantidad final de energía al punto de consumo.

Tabla 25 – Ahorro anual de electricidad

ANEXO III. PERMISO DE ACCESO Y CONEXIÓN EMITIDO POR DISTRIBUIDORA

Se adjunta a continuación la documentación correspondiente al Permiso de Acceso y Conexión concedido por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U., en la que se recogen las condiciones técnicas y administrativas que habilitan la conexión de la instalación a la red eléctrica en el punto designado, correspondiente al embarrado general del Frontón Municipal.

i-DE
Grupo Iberdrola

Su distribuidora de electricidad

AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ
Bº MENDIETA, S/N 1 , BAJO , 1
AJANGIZ, 48320

Asunto: Permisos de Acceso y Conexión

Estimado cliente:

En respuesta a su solicitud:

- **Nombre Instalación**: FV Comunidad Energética Ajangiz
- **CUPS**: ES0021000016711416SG
- **Localización**: Bº MENDIETA, 39-A, Bajo 1 48320 AJANGIZ

Le comunicamos que, una vez cumplidos los requisitos establecidos por la normativa vigente, emitimos, los **PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN** para la instalación:

Permisos de Acceso y Conexión	
Titular del Permiso	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ
Tecnología	Solar fotovoltaica techo > 20 kW
Punto de Conexión	Red interior de usuario
	ETRS 89 (HUSO 30): [X=527414 m; Y=4795287 m].
Tensión de Conexión	3X400/230 V
Capacidad de Acceso Concedida	60 kW
Potencia instalada	60 kW 77 kW en paneles FV 60 kW en Inversores
Fecha de emisión	15/09/2025

PR190

CONDICIONES DE CONEXIÓN

Las condiciones técnicas y económicas correspondientes a su solicitud, incluyendo las condiciones relativas al punto de conexión y su ubicación precisa, son las informadas en la **Propuesta Previa** a fecha 02/09/2025 y aceptadas por ustedes con fecha 08/09/2025. Estos permisos solamente podrán ser revocados por el incumplimiento de las citadas condiciones técnicas y económicas que pueden consultar a través del **área privada** del representante que está gestionando su expediente, o por la modificación de alguna de las características de cuya consecuencia resulte que la instalación de generación no sea considerada la misma a efecto de estos permisos.

www.i-de.es

I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. con sede social en Avenida San Adrián, 48 - 48003 BILBAO. Inscrita en el Registro Mercantil de Vizcaya al Tomo 3863, Libro 0, Folio 179, Sección 8, Hoja BI-27057, Inscripción 1ª - CIF A-95075578

i-DE
Grupo Iberdrola

PÉRDIDA DE VIGENCIA DE LOS PERMISOS

Estos permisos caducarán en el caso de:

a) Si transcurridos 5 años desde su obtención las instalaciones a las que se refieren no hubieran obtenido la autorización administrativa de explotación.
b) En el caso de instalaciones construidas y en servicio, cuando por causas imputables al titular de las instalaciones distintas al cierre temporal, cese el vertido de energía a la red por un periodo superior a 3 años.
c) En caso de incumplimiento de los hitos administrativos establecidos en el Artículo 1 del RDL 23/2020.

OTRAS CONSIDERACIONES

La memoria técnica descriptiva de la instalación que el Solicitante aportó se recoge en el **área privada** del representante que está gestionando su expediente.

La fecha de emisión de estos permisos es la que determinará el inicio del cómputo de los plazos para el cumplimiento de las obligaciones contempladas en la normativa vigente de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Aprovechamos la ocasión para saludarle atentamente,

I-DE REDES ELÉCTICAS INTELIGENTES S.A.U

PR190

i-DE
Grupo Iberdrola

Nos encargamos de:

- Conectar su suministro a la red
- Llevarle la electricidad desde donde se genera hasta su casa o negocio
- Ofrecerle nuestra mejor calidad de suministro

www.i-de.es

Sus datos personales son tratados por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U con la finalidad de (i) gestionar la relación contractual si esta existiera, (ii) cumplir con las obligaciones legales de la compañía. La base legal será la ejecución del contrato si fuera usted cliente y/o en todo caso, el cumplimiento de las obligaciones legales. En el marco de nuestras relaciones, puede operar en ocasiones el interés legítimo y/o el consentimiento. Sus datos personales podrán ser accedidos por empresas contratadas para actividades de soporte, así como a los organismos públicos y autoridades competentes. Podrá ejercer los derechos de acceso, rectificación, supresión, limitación, oposición, portabilidad, revocar su consentimiento cuando este aplique sin efectos retroactivos mediante escrito a I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U. a la dirección atencionderechos@i-de.es o a dpo@iberdrola.es, o a la dirección Oficina Puntos Suministros. Apdo. de Correos 61147, 28080 Madrid. También puede acudir a la Agencia Española de Protección de Datos si no ve satisfechos sus derechos. Puede ampliar información sobre el tratamiento de sus datos en www.i-de.es.

I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. con sede social en Avenida San Adrián, 48 - 48003 BILBAO. Inscrita en el Registro Mercantil de Vizcaya al Tomo 3863, Libro 0, Folio 179, Sección 8, Hoja BI-27057, Inscripción 1ª - CIF A-95075578

Figura 22 - Permiso de Acceso y Conexión emitido por distribuidora

ANEXO IV. PRESUPUESTO

Se adjunta el presupuesto de la instalación:

PRESUPUESTO:	**20250144**
FECHA:	19/09/2025
CLIENTE:	-
CIF/DNI:	P4812700E

AJANGIZKO UDALA

MENDIETA AUZOA, 38
48320 AJANGIZ
BIZKAIA

CANT.	CONCEPTO	PRECIO	IMPORTE
INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FV COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ			
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA			**19.729,90 €**
124	**MÓDULO SOLAR MONOCRISTALINO 580Wp** Suministro de módulo solar monocristalino de 580 Wp, modelo LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK o similar, de alta eficiencia y diseño estético, con tecnología bifacial para mayor aprovechamiento energético mediante captación de radiación por ambas caras.	120,60 €	14.954,40 €
1	**INVERSOR TRIFÁSICO 60 KW CONECTADO A RED** Suministro de inversor fotovoltaico trifásico conectado a red ZCS AZZURRO 3PH 60KTL-V3 o similar, de 60 kW de potencia nominal. El suministro incluye DONDLE 4G, contador de energía y sistema de monitorización, permitiendo una gestión eficiente y en tiempo real de la instalación fotovoltaica.	4.775,50 €	4.775,50 €
SOPORTE Y ESTRUCTURA			**12.376,00 €**
1	**ESTRUCTURA COPLANAR - CHAPA** Suministro de estructura coplanar para cubierta de chapa simple, modelo con carril continuo SUNFER 04V o similar.	8.496,00 €	8.496,00 €
1	**ESTRUCTURA COPLANAR - TEJA** Suministro de estructura coplanar para cubierta de teja, modelo con carril continuo SUNFER 01V o similar.	3.880,00 €	3.880,00 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA			**12.141,15 €**
1	**CABLEADO ELÉCTRICO** Suministro de cableado solar en corriente continua y alterna, así como conductores de puesta a tierra, incluyendo canalizaciones y accesorios necesarios para la instalación.	5.348,40 €	5.348,40 €
1	**CUADROS ELÉCTRICOS Y PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA** Suministro de cuadros eléctricos de corriente continua y alterna, equipados con las protecciones reglamentarias (fusibles, descargadores de sobretensión, interruptores magnetotérmicos y diferenciales electrónicos), incluyendo conexionado y adecuación a la red de tierras.	2.992,75 €	2.992,75 €

1	**MÓDULO CONTADOR SOLICITADO POR LA EMPRESA DISTRIBUIDORA** Suministro del módulo contador para medición fotovoltaica solicitado y homologado por la empresa distribuidora.	1.340,00 €	1.340,00 €
1	**PEQUEÑO MATERIAL AUXILIAR Y COMPLEMENTARIO** Pequeño material auxiliar y complementario imprescindible para la correcta ejecución de la instalación del sistema fotovoltaico: pasamuros, elementos de fijación, canalizaciones secundarias, prensaestopas, abrazaderas, tornillería y demás componentes necesarios para el montaje.	2.460,00 €	2.460,00 €
MANO DE OBRA Y PUESTA EN MARCHA			**12.500,00 €**
1	**MANO DE OBRA, INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA** Horas de mano de obra para el montaje de la instalación y PEM.	12.500,00 €	12.500,00 €
MEDIOS AUXILIARES			**3.800,00 €**
1	**MEDIOS ELEVACIÓN** Medios de elevación necesarios para el izado de materiales a cubierta y tendido de cableado hasta los puntos de conexión.	3.800,00 €	3.800,00 €
SEGURIDAD Y SALUD			**8.300,58 €**
1	**MEDIDAS DE SEGURIDAD Y SALUD** Instalación de una línea de vida fija EN 795:2012C en el Frontón Municipal e suministro de carro de translación para línea de vida horizontal. Instalación de cinco puntos de anclaje tipo "bajo teja" EN 795:2012A en la Casa de Cultura, con el fin de permitir la instalación de líneas de vida temporales en ella. En caso de ser necesario por el coordinador de Seguridad y Salud, la instalación de cualquier otra medida que garantice la seguridad de los trabajadores (la colocación de barandillas...), durante el tiempo en que se realicen los trabajos de instalación en la cubierta.	7.950,58 €	7.950,58 €
1	**PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD** Elaboración del Plan de Seguridad y Salud por Técnico en Prevención de Riesgos Laborales.	350,00 €	350,00 €
GESTIÓN DE RESIDUOS			**950,00 €**
1	**GESTIÓN DE RESIDUOS** PA a justificar de acuerdo con el Estudio de Gestión de Residuos del Proyecto según el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.	950,00 €	950,00 €
TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN			**2.100,00 €**
1	**LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN** Realización de todos los trámites necesarios para legalizar y poner en marcha la instalación: boletín eléctrico, registro en Industria, inspección de la OCA…	600,00 €	600,00 €

	GESTIÓN DEL EXPEDIENTE CON LA EMPRESA DISTRIBUIDORA (GEA)		
1	Realización de todos los trabajos y comunicaciones necesarias con la empresa distribuidora Iberdrola para la gestión del nuevo expediente de autoconsumo compartido.	1.500,00 €	1.500,00 €
		SUMA TOTAL	**71.897,63 €**
		IVA 21%	15.098,50 €
		IMPORTE TOTAL	**86.996,13 €**

Tabla 26 – Presupuesto desglosado

ANEXO V. VIABILIDAD ECONÓMICA

El cálculo del Payback será muy importante a la hora de saber la rentabilidad del proyecto.

En primer lugar, analizando el capital necesario para llevar a cabo este proyecto, la inversión inicial realizada ha sido de 86.996,13 €. Añadir que, para esta actuación, se ha recibido una subvención de 82.646,32 €. Por lo tanto, la inversión real será exactamente de 4.349,81 €.

En segundo lugar, dado que el precio de la energía suministrada desde la red varía en cada punto de consumo, y que, en consecuencia, el precio del excedente de energía inyectado por la instalación fotovoltaica a la red también es diferente, se estima lo siguiente:

Actualmente, el precio medio de la energía procedente de la red se sitúa en torno a 0,15 €/kWh. Para calcular la ganancia anual, se toma este valor como referencia. Además, debe considerarse el precio al que se remunera la energía excedentaria vertida a la red, que para un coste de 0,15 €/kWh se retribuye aproximadamente a 0,08 €/kWh.

Teniendo en cuenta estos valores, se estima que el ahorro o ganancia anual alcanzará unos 8.500 €.

Sabiendo esto, el Payback sería el siguiente:

$$Payback = \frac{Inversión}{Ganancia\ anual} = \frac{4.349{,}81\ €}{8.500{,}00\ €} = \mathbf{0{,}51\ años}$$

El Payback obtenido es de 0,51 años, siendo un resultado óptimo. Por lo que, este proyecto no sólo será ambientalmente beneficioso, sino que también se logrará que sea económicamente beneficioso para el promotor.

ANEXO VI. PLIEGO DE CONDICIONES

VI.1. CONDICIONES FACULTATIVAS

VI.1.1. Técnico director de obra

Corresponde al Técnico Director:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución técnica.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad y Salud para la aplicación del mismo.
- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión con el instalador.
- Controlar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al instalador, impartiéndole, en su caso, las órdenes oportunas.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de la obra.

VI.1.2. Instalador

Corresponde al instalador:

- Organizar los trabajos, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.

- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.
- Suscribir con el técnico director el acta de replanteo de obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en obra y rechazando los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.
- Facilitar al técnico director con antelación suficiente los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

VI.1.3. Verificación de los documentos del proyecto

Antes de dar comienzo a las obras, el instalador consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

El contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

VI.1.4. Plan de Seguridad y Salud en el trabajo

El instalador, a la vista del proyecto, conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad y Salud, presentará el Plan de Seguridad y Salud de la obra a la aprobación del técnico de la dirección facultativa.

VI.1.5. Presencia del instalador en obra

El instalador viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en obra, que tendrá carácter de jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al técnico para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al técnico director en las visitas que haga a las obras poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

VI.1.6. Trabajos no estipulados expresamente

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos del proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el técnico director dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El contratista se compromete a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también por cuenta del contratista todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

VI.1.7. Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al instalador, estando éste obligado a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del técnico director.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el instalador, habrá que dirigirla, dentro precisamente de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al instalador el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

El instalador podrá requerir del técnico director, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

VI.1.8. Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa

Las reclamaciones que el contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas ante la propiedad si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al técnico director, el cual podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligatoria para ese tipo de reclamaciones.

VI.1.9. Faltas de personal

El técnico director, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como contratista general de la obra.

VI.1.10. Legalización

El instalador, tendrá que realizar todos los trámites necesarios para la legalización y puesta en marcha de la instalación.

VI.2. CONDICIONES ECONÓMICAS

VI.2.1. Composición de los precios unitarios

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

- **Se considerarán costes directos:**
    a) La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales que intervienen directamente en la ejecución de la obra.
    b) Los materiales, a los precios resultantes a pie de obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
    c) Los equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
    d) Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
    e) Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.
- **Se considerarán costes indirectos:** Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos se cifrarán en un porcentaje de los gastos directos.
- **Se considerarán gastos generales:** Los gastos generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la administración pública este porcentaje se establece en un 13 por 100).
- **Beneficio industrial:** El beneficio industrial del contratista se establece en el 6 por 100 sobre la suma de las anteriores partidas.

- **Precio de ejecución material:** Se denominará precio de ejecución material al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del beneficio industrial y los gastos generales.
- **Precio de contrata:** El precio de contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial. El IVA gira sobre esta suma pero no integra el precio.

VI.2.2. Precio de contrata. Importe de contrata

En caso de que los trabajos a realizar se contratasen a riesgo y ventura, se entiende por precio de contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de ejecución material, más el tanto por ciento (%) sobre éste último precio en concepto de gastos generales y beneficio industrial del contratista. Los gastos generales se estiman normalmente en un 13% y el beneficio se estima normalmente en un 6%, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro destino.

VI.3. CONDICIONES TÉCNICAS

VI.3.1. Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en las lenguas oficiales del lugar de la instalación.

VI.3.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP68.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia pico reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del 0/+5% de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

VI.3.3. Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado, dando cumplimiento a lo obligado por la CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación DBSEAE 3.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tortillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106.

En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustarán a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo que la estructura soporte no arroje sombras sobre los módulos. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

VI.3.4. Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, Se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en condiciones ambientales entre los valores -15°C y 45 °C de temperatura y entre 0 % y 95 % de humedad relativa.

VI.3.5. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

VI.3.6. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

VI.3.7. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobres armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

VI.4. GARANTÍAS

El instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 2 años como mínimo, salvo los módulos fotovoltaicos, los inversores y la estructura soporte que deberá tener una garantía mínima de 5 años. Las garantías se contarán a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción de la instalación.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el instalador, o a reparaciones que el instalador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

La garantía comprenderá la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

VI.5. MANTENIMIENTO

La empresa instaladora se encargará durante un año tanto del mantenimiento preventivo como correctivo de las instalaciones solares. El mantenimiento preventivo durante este período no tendrá coste para la propiedad, incluyéndose en el precio de la instalación.

El mantenimiento correctivo deberá ejecutarse como mínimo cumpliendo las siguientes condiciones:

- **Tiempo de respuesta para el mantenimiento correctivo:** un máximo de 24 horas si la instalación deja de funcionar y un máximo de 48 horas si el defecto no afecta al funcionamiento de la misma.
- **Plazo máximo de puesta en marcha de la instalación en caso de fallo parcial o total:** 48 horas, excepto por causa de fuerza mayor.

- **Plazo máximo de reposición de los distintos elementos de la instalación:** 72 horas, excepto causas de fuerza mayor.

VI.6. DEFINICIONES

VI.6.1. Radiación solar

- **Radiación solar:** Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- **Irradiancia:** Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2.
- **Irradiación:** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2.

VI.6.2. Instalación

- **Instalaciones fotovoltaicas:** Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- **Instalaciones fotovoltaicas interconectadas:** Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- **Línea y punto de conexión y medida:** La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- **Interruptor automático de la interconexión:** Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- **Interruptor general:** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- **Generador fotovoltaico:** Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- **Ramal fotovoltaico:** Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- **Inversor:** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- **Potencia nominal del generador:** Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- **Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal:** Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

VI.6.3. Módulos

- **Célula solar o fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- **Célula de tecnología equivalente (CTE):** Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- **Módulo o panel fotovoltaico:** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- **Condiciones Estándar de Medida (CEM):** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
    - Irradiancia solar: 1000 W/m^2
    - Distribución espectral: AM 1,5 G
    - Temperatura de célula: 25 °C
- **Potencia pico:** Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- **TONC:** Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

VI.6.4. Integración arquitectónica

Según los casos se aplicarán las denominaciones siguientes:

- **Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos:** Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- **Revestimiento:** Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
- **Cerramiento:** Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.
- **Elementos de sombreado:** Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en el primer punto, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

ANEXO VII. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

VII.1. DATOS DE LA OBRA

VII.1.1. Objeto de este estudio

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables, y tiene como objeto precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, conforme especifica el apartado 2 del artículo 6 del citado Real Decreto.

Igualmente se especifica que a tal efecto debe contemplar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, la identificación de los riesgos laborales especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos y las previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

El objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base a la empresa constructora para la elaboración del Plan de Seguridad y Salud de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, "Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción".

VII.1.2. Características de la obra

VII.1.2.1. Descripción de la obra y emplazamiento

El objeto del proyecto es la ejecución de la instalación de un sistema solar fotovoltaico de autoconsumo compartido, con conexión a red en el embarrado general del Frontón Municipal (Barrio Mendieta S/N, 48320, Ajangiz, Bizkaia).

Para desarrollar la distribución que se ha proyectado no es necesario realizar ningún cambio estructural.

VII.1.2.2. Justificación del estudio básico de Seguridad y Salud

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre por el que se establecen disposiciones técnicas de Seguridad y Salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud. Por lo tanto, hay que comprobar si se dan los supuestos siguientes:

- El presupuesto de ejecución por contrata no supera los 450.759 €.
- La duración estimada de la obra no es superior a 30 días laborables, y no se emplean en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen de la mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de trabajadores en la obra, es inferior a 500 días.
- No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Teniendo en cuenta que se cumplen varios supuestos previstos en el apartado 1 del artículo 4 del R.D. 1627/1997, es necesaria la redacción de Estudio de Seguridad y Salud.

Características generales de la obra

Las características generales de la obra a que se refiere el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud son las siguientes:

- Colocación de la estructura en cubierta.
- Montaje de los módulos fotovoltaicos.
- Canalización, cableado e instalación.
- Conexionado y puesta en marcha.

VII.1.2.3. Presupuesto, plazo de ejecución y mano de obra

- **Presupuesto de ejecución material:** el presupuesto de ejecución.
- **Plazo de ejecución (orientativo):** 3 semanas.
- **Mano de obra (orientativa):** 4 personas.

VII.1.2.4. Interferencias y servicios afectados

No se esperan interferencias con servicios de saneamiento de aguas pluviales y fecales, con líneas de telefónica, con líneas de distribución de energía eléctrica y de alumbrado público.

VII.1.2.5. Teléfonos de interés

- **SOS DEIAK:** 112
- **HOSPITAL DE GERNIKA-LUMO:** 946 27 40 00
- **HOSPITAL DE GALDAKAO-USANSOLO:** 944 00 70 00

VII.2. ANÁLISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGOS

VII.2.1. Introducción

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables, y tiene como objeto precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, conforme especifica el apartado 2 del artículo 6 del citado Real Decreto.

Igualmente se especifica que a tal efecto debe contemplar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, la identificación de los riesgos laborales especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos y las previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la obra y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

a) El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
b) La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
c) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
d) El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
e) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
f) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
g) El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
h) La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
i) La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
j) Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

VII.2.2. Identificación de riesgos

- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de objetos sobre terceros.

- Choques o golpes contra objetos inmóviles.
- Cortes, pinchazos y golpes con máquinas, herramientas y materiales.
- Electrocuciones, quemaduras.
- Contactos directos e indirectos con la corriente eléctrica.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Atrapamientos por o entre objetos.
- Manejo de cargas.
- Tropiezos.
- Sobreesfuerzos por posturas incorrectas.
- Fuertes vientos.
- Trabajos en condiciones de humedad.

VII.2.3. Prevención de riesgos laborales

Como criterio general se dará preferencia a las protecciones colectivas frente a las individuales.

- Se deberán mantener en buen estado de conservación los medios auxiliares, la maquinaria y herramientas de trabajo.
- La iluminación será la apropiada para realizar cada tarea.
- Los aparatos portátiles serán estancos al agua, con gancho de cuelgue, mango y rejilla protectores, manguera anti humedad y clavija de conexión estanca.
- La alimentación será a 24V para iluminar zonas con agua.
- Las lámparas estarán a más de 2 metros de altura del suelo.
- Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un período de vida útil, desechándose a su término.
- Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda, se repondrá ésta independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.
- Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido (por ejemplo, por un accidente) será desechado y repuesto de inmediato.
- Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente.
- El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

VII.2.3.1. Medidas preventivas para el riesgo eléctrico

- Está señalizado con peligro de riesgo eléctrico.
- Los trabajos se realizan por personal especializado.
- Los cables serán conducidos de forma subterránea o por vía aérea para evitar ser pisados y arrollados. La canalización será resistente y estará debidamente señalizada.
- Las conexiones entre cables se realizarán mediante clavijas y se prohíben las conexiones a través de hilos desnudos en la base del enchufe o los empalmes, a no ser que se utilicen regletas.
- Las tomas de corriente dispondrán de toma de tierra.

- Los hilos-cables están forrados con el correspondiente aislamiento y material resistente.
- Las lámparas portátiles tendrán mango aislante y dispondrán de dispositivo protector de suficiente resistencia mecánica.
- La herramienta eléctrica utilizada estará conectada a tierra y dispondrá de doble aislamiento como método de protección contra contactos indirectos.

VII.2.3.2. Protecciones individuales

- Calzado de seguridad.
- Guantes para el manejo de materiales.
- Buzos para todos los operarios.
- Impermeable obligatorio en caso de lluvia o condiciones de humedad.
- Gafas de seguridad.
- Casco de seguridad.
- Arnés de seguridad.

VII.2.3.3. Protecciones colectivas

- Orden y limpieza en la zona de trabajo.
- Señalización y delimitación de la zona de trabajo.
- Zona de trabajo bien iluminada.

VII.2.3.4. Protecciones a terceros

- Se señalizarán los accesos naturales a la obra, prohibiéndose el paso a toda persona ajena a la misma, colocándose los cerramientos y protecciones necesarias.
- Protección de huecos y fachadas para evitar la caída de objetos.
- Vuelco del material apilado.

VII.2.3.5. Formación

- Se impartirá formación en materia de seguridad y salud al personal de la obra.

VII.3. DISPOSICIONES LEGALES DE APLICACIÓN

Son de obligado cumplimiento las disposiciones contenidas en:

- Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborables (B.O.E. 10/11/1995).
- Ley 54/2003 de 12 de Diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborables.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención (B.O.E. 31/01/1995).
- Real Decreto 604/2006, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo (B.O.E. 23/04/1997).
- Real Decreto 487/1997 de 14 de Abril, sobre manipulación manual de cargas que entrañe riesgos para los trabajadores (B.O.E. 23/04/1997).
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo (B.O.E. 07/08/1997).
- Real Decreto 2177/2004 de 13 de Noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28/08/70) (B.O.E. 5/7/8/9/09/1970).
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. 09/03/71) (B.O.E. 16/03/1971).
- Convenio Colectivo de la Construcción en Gipuzkoa.
- Ley 8/1980, de 1 de Marzo, del Estatuto de los Trabajadores.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto (B.O.E. 18/09/2002).
- Reglamento de Aparatos Elevadores para obras (O.M. 23/05/77) (B.O.E. 14/06/1977).
- Real Decreto 773/1997, de 30 de Mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización de los trabajadores de sistemas de protección.

ANEXO VIII. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

En este apartado se hace el estudio de gestión de residuos de construcción y demolición en cumplimiento del DECRETO 112/2012, de 26 de junio, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición y REAL DECRETO 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

VIII.1. AGENTES INTERVINIENTES

VIII.1.1. Identificación

El presente proyecto corresponde a la construcción de una instalación fotovoltaica de autoconsumo compartido, con conexión a red en el embarrado general del Frontón Municipal (Barrio Mendieta S/N, 48320, Ajangiz, Bizkaia).

VIII.1.2. Promotor

- **Razón social:** AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ
- **CIF:** 94 625 19 13
- **Domicilio social:** Barrio Mendieta S/N, 48320, Ajangiz, Bizkaia.
- **Teléfono:** 946 16 90 68
- **Email:** ajangizkoudala@ajangiz.eus

VIII.2. DEFINICIONES

PRODUCTOR de los residuos, que es el titular del bien inmueble en quien reside la decisión de construir o demoler. Se identifica con el titular de la licencia o del bien inmueble objeto de las obras.
POSEEDOR de los residuos, quien es quien ejecuta la obra y tiene el control físico de los residuos que se generan en la misma.
GESTOR, quien lleva el registro de estos residuos en última instancia y quien debe otorgar al poseedor de los residuos, un certificado de la gestión de los mismos.
RCD Residuos de la Construcción y de la Demolición.

VIII.3. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN APLICABLE

Decreto 112/ 2012 PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICION.

VIII.3.1. Identificación y estimación de la cantidad generada en volumen y peso

Estimación de la cantidad, expresada en toneladas y en metros cúbicos, de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra, codificados con arreglo a la Lista Europea de Residuos, publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, o norma que los sustituya. [Artículo 4.1.a)1º]

Se adjunta a continuación una tabla con la previsión de residuos generados.

Indicar que, para la obtención de los diversos valores, se ha procedido a realizar una medición lo más exacta posible de los residuos generados, teniendo en cuenta las partidas del presupuesto y las cantidades indicadas en el mismo. Se ha optado por esta manera de cálculo debido a lo genérico de las tablas y hojas de cálculo existentes.

VIII.4. MEDIDAS PARA LA PREVENCIÓN DE RESIDUOS

	No se prevé operación de prevención alguna.
X	Estudio de racionalización y planificación de compra y almacenamiento de materiales.
X	Realización de demolición selectiva.
	Utilización de elementos prefabricados de gran formato (paneles prefabricados, losas alveolares…).
	Las medidas de elementos de pequeño formato (ladrillos, baldosas, bloques…) serán múltiplos del módulo de la pieza, para así no perder material en los recortes.
	Se sustituirán ladrillos cerámicos por hormigón armado o por piezas de mayor tamaño.
X	Se utilizarán técnicas constructivas "en seco".
X	Se utilizarán materiales "no peligrosos" (Ej. pinturas al agua, material de aislamiento sin fibras irritantes o CFC.).
	Se realizarán modificaciones de proyecto para favorecer la compensación de tierras o la reutilización de las mismas.
X	Se utilizarán materiales con "certificados ambientales".
	Se utilizarán áridos reciclados (Ej., para subbases, zahorras…), PVC reciclado ó mobiliario urbano de material reciclado….
X	Se reducirán los residuos de envases mediante prácticas como solicitud de materiales con envases retornables al proveedor o reutilización de envases contaminados o recepción de materiales con elementos de gran volumen o a granel normalmente servidos con envases.
	Otros (indicar).

Tabla 27 - Medidas para la prevención de residuos

VIII.5. OPERACIONES DE REUTILIZACIÓN, VALORIZACIÓN O ELIMINACIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS

	Operación prevista	Destino previsto
X	No se prevé operación de reutilización alguna	

	Reutilización de tierras procedentes de la excavación.	
	Reutilización de residuos minerales o petreos en áridos reciclados o en urbanización.	
	Reutilización de materiales cerámicos.	
	Reutilización de materiales no pétreos: madera, vidrio...	
	Reutilización de materiales metálicos.	
	Otros (indicar).	

Tabla 28 - Operaciones previstas

X	No se prevé operación alguna de valoración "in situ".
	Utilización principal como combustible o como otro medio de generar energía.
	Recuperación o regeneración de disolventes.
	Reciclado o recuperación de sustancias orgánicas que utilizan no disolventes.
	Reciclado y recuperación de metales o compuestos metálicos.
	Reciclado o recuperación de otras materias inorgánicas.
	Regeneración de ácidos y bases.
	Tratamiento de suelos, para una mejora ecológica de los mismos.
	Acumulación de residuos para su tratamiento según el Anexo II.B de la Decisión Comisión 96/350/CE.
	Otros (indicar).

Tabla 29 - Previsión de operaciones de valoración de los residuos generados

RCD: Naturaleza no pétrea		Tratamiento	Destino
	Mezclas Bituminosas distintas a las del código 17 03 01	Reciclado	Planta de Reciclaje RCD
	Madera	Reciclado	Gestor autorizado RNPs
	Metales: cobre, bronce, latón, hierro, acero,…, mezclados o sin mezclar	Reciclado	Gestor autorizado Residuos No Peligrosos
	Papel, plástico, vidrio	Reciclado	Gestor autorizado RNPs
	Yeso	Reciclado	Gestor autorizado RNPs
RCD: Naturaleza pétrea			
	Residuos pétreos trituradas distintos del código 01 04 07		Planta de Reciclaje RCD
	Residuos de arena, arcilla, hormigón,…	Reciclado	Planta de Reciclaje RCD
	Ladrillos, tejas y materiales cerámicos	Reciclado	Planta de Reciclaje RCD
	RCDs mezclados distintos de los códigos 17 09 01, 02 y 03	Reciclado	Planta de Reciclaje RCD
RCD: Potencialmente peligrosos y otros			
	Mezcla de materiales con sustancias peligrosas ó contaminados	Depósito Seguridad	Gestor autorizado de Residuos Peligrosos (RPs)
	Materiales de aislamiento que contienen Amianto	Depósito Seguridad	Gestor autorizado RPs
	Residuos de construcción y demolición que contienen Mercurio	Depósito Seguridad	
	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB's	Depósito Seguridad	

	Otros residuos de construcción y demolición que contienen SP's	Depósito Seguridad	
	Materiales de construcción que contienen amianto	Depósito Seguridad	
	Materiales de aislamiento distintos de los 17 06 01 y 17 06 03	Reciclado	Gestor autorizado RPs
	Tierras y piedras que contienen sustancias peligrosas		Gestor autorizado RPs
	Aceites usados (minerales no clorados de motor...)	Tratamiento/Depósito	
	Tubos fluorescentes	Tratamiento/Depósito	
	Pilas alcalinas, salinas y pilas botón	Tratamiento/Depósito	
	Envases vacíos de plástico o metal contaminados	Tratamiento/Depósito	
	Sobrantes de pintura, de barnices, disolventes,…	Tratamiento/Depósito	
	Baterías de plomo	Tratamiento/Depósito	

Tabla 30 - Destino previsto para los residuos no reutilizables ni valorables

VIII.6. MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA

Los residuos de distintos tipos no deberán de almacenarse ni transportarse mezclados, sino en recipientes para cada tipo. De este modo, se facilita su reutilización, valoración y eliminación posterior.

Según establece el D 112/2012, es necesario que se realice separación de residuos siempre que se superen las siguientes cantidades de cada tipo de material:

- **Hormigón:** 10 t.
- **Ladrillos, azulejos y otros cerámicos**: 10 t.
- **Metales:** en todos los casos.
- **Madera:** en todos los casos.
- **Vidrio:** 0.25 t.
- **Plástico:** en todos los casos.
- **Papel y cartón:** 0.25 t.
- **Yeso de falsos techos, molduras y paneles**: en todos los casos

Por lo tanto, teniendo en cuenta la cantidad de residuos generados, se realizará la separación de los mismos en todos los casos.

X	Eliminación previa de elementos desmontables y/o peligrosos.
X	Derribo separativo/ Segregación en obra nueva (ej: pétreos, madera, metales, plasticos, cartón, envases, orgánicos, peligrosos).
	Derribo integral o recogida de escombros en obra nueva "todo mezclado", y posterior tratamiento en planta.
	Separación in situ de RCDs marcados en el art. 5.5. que superen en la estimación inicial las cantidades limitantes.
	Idem. aunque no superen en la estimación inicial las cantidades limitantes.
	Separación por agente externo de los RCDs marcados en el art. 5.5. que superen en la estimación inicial las cantidades limitantes.
	Idem. aunque no superen en la estimación inicial las cantidades limitantes.

	Se separarán in situ/agente externo otras fracciones de RCDs no marcadas en el artículo 5.5.
	Otros (indicar).

Tabla 31 - Medidas para la separación de los residuos en obra

Con objeto de conseguir una mejor gestión de los residuos generados en la obra de manera que se facilite su reutilización, reciclaje o valorización y para asegurar las condiciones de higiene y seguridad requeridas, se tomarán las siguientes medidas:

- Las zonas de obra destinadas al almacenaje de residuos quedarán convenientemente señalizadas y para cada fracción se dispondrá un cartel señalizador que indique el tipo de residuo que recoge.
- Todos los envases que lleven residuos deben estar claramente identificados, indicando en todo momento el nombre del residuo, código LER, nombre y dirección del poseedor y el pictograma de peligro en su caso.
- Los residuos peligrosos se depositarán sobre cubetas de retención apropiados a su volumen; además deben de estar protegidos de la lluvia.
- Todos los productos envasados que tengan carácter de residuo peligroso deberán estar convenientemente identificados especificando en su etiquetado el nombre del residuo, código LER, nombre y dirección del productor y el pictograma normalizado de peligro.
- Las zonas de almacenaje para los residuos peligrosos habrán de estar suficientemente separadas de las de los residuos no peligrosos, evitando de esta manera la contaminación de estos últimos.
- Los residuos se depositarán en las zonas acondicionadas para ellos conforme se vayan generando.
- Los residuos se almacenarán en contenedores adecuados tanto en número como en volumen evitando en todo caso la sobrecarga de los contenedores por encima de sus capacidades límite.
- Los contenedores situados próximos a lugares de acceso público se protegerán fuera de los horarios de obra con lonas o similares para evitar vertidos descontrolados por parte de terceros que puedan provocar su mezcla o contaminación.
- El PGR deberá desarrollar las directrices generales para la supervisión de la correcta separación, así como las medidas para la formación e información de los trabajadores sobre la separación de los residuos.

VIII.7. PREINSCRIPCIONES EN RELACIÓN CON EL ALMACENAMIENTO, MANEJO, SEPARACIÓN Y OTRAS OPERACIONES

a) Se dibujará planos de las instalaciones previstas para el almacenamiento, manejo, separación y, en su caso, otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra, donde se especifique la situación de:

	Bajantes de escombros.
X	Acopios y/o contenedores de los distintos tipos de RCDs (tierras, pétreos, maderas, plásticos, metales, vidrios, cartones…..).
	Zonas o contenedor para lavado de canaletas/cubetos de hormigón.
	Almacenamiento de residuos y productos tóxicos potencialmente peligrosos.

	Contenedores para residuos urbanos.
	Ubicación de planta móvil de reciclaje "in situ".
	Ubicación de materiales reciclados como áridos, materiales cerámicos o tierras a reutilizar.
	Otros (indicar).

Tabla 32 - Planos de las instalaciones previstas para el almacenamiento, manejo, separación

b) Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto en relación con el almacenamiento, manejo, separación y, en su caso, otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra.

X	Actuaciones previas en derribos: se realizará el apeo, apuntalamiento... de las partes ó elementos peligrosos, tanto en la propia obra como en los edificios colindantes. Como norma general, se actuará retirando los elementos contaminantes y/o peligrosos tan pronto como sea posible, así como los elementos a conservar o valiosos (cerámicos, mármoles……). Seguidamente se actuará desmontando aquellas partes accesibles de las instalaciones, carpintería, y demás elementos que lo permitan. Por último, se procederá derribando el resto.
X	El depósito temporal de los escombros, se realizará bien en sacos industriales iguales o inferiores a 1 metro cúbico, contenedores metálicos específicos con la ubicación y condicionado que establezcan las ordenanzas municipales. Dicho depósito en acopios, también deberá estar en lugares debidamente señalizados y segregados del resto de residuos.
X	El depósito temporal para RCDs valorizables (maderas, plásticos, chatarra...), que se realice en contenedores o en acopios, se deberá señalizar y segregar del resto de residuos de un modo adecuado.
X	El responsable de la obra a la que presta servicio el contenedor adoptará las medidas necesarias para evitar el depósito de residuos ajenos a la misma. Los contenedores permanecerán cerrados o cubiertos, al menos, fuera del horario de trabajo, para evitar el depósito de residuos ajenos a las obras a la que prestan servicio.
X	En el equipo de obra se establecerán los medios humanos, técnicos y procedimientos de separación para cada tipo de RCD.
X	Se deberán atender los criterios municipales establecidos (ordenanzas, condicionados de la licencia de obras), especialmente si obligan a la separación en origen de determinadas materias objeto de reciclaje o deposición. En este último caso se deberá asegurar por parte del contratista realizar una evaluación económica de las condiciones en las que es viable esta operación. Y también, considerar las posibilidades reales de llevarla a cabo: que la obra o construcción lo permita y que se disponga de plantas de reciclaje/gestores adecuados. La Dirección de Obras será la responsable última de la decisión a tomar y su justificación ante las autoridades locales o autonómicas pertinentes.
X	Se deberá asegurar en la contratación de la gestión de los RCDs, que el destino final (Planta de Reciclaje, Vertedero, Cantera, Incineradora, Centro de Reciclaje de Plásticos/Madera……) sean centros autorizados. Así mismo se deberá contratar sólo transportistas o gestores autorizados e inscritos en los registros correspondientes. Se realizará un estricto control documental, de modo que los transportistas y gestores de RCDs deberán aportar los vales de cada retirada y entrega en destino final. Para aquellos RCDs (tierras, pétreos…) que sean reutilizados en otras obras o proyectos de restauración, se deberá aportar evidencia documental del destino final.
X	La gestión (tanto documental como operativa) de los residuos peligrosos que se hallen en una obra de derribo o se generen en una obra de nueva planta se regirá conforme a la legislación nacional vigente, la legislación autonómica y los requisitos de las ordenanzas locales. Asimismo los residuos de carácter urbano generados en las obras (restos de comidas, envases, lodos de fosas sépticas…), serán gestionados acorde con los preceptos marcados por la legislación y autoridad municipales.
X	Los restos de lavado de canaletas/cubas de hormigón, serán tratados como residuos "escombro".
X	Se evitará en todo momento la contaminación con productos tóxicos o peligrosos de los plásticos y restos de madera para su adecuada segregación, así como la contaminación de los acopios o contenedores de escombros con componentes peligrosos.

X	Las tierras superficiales que puedan tener un uso posterior para jardinería o recuperación de suelos degradados, será retirada y almacenada durante el menor tiempo posible, en caballones de altura no superior a 2 metros. Se evitará la humedad excesiva, la manipulación, y la contaminación con otros materiales.
X	Ante la detección de un suelo como potencialmente contaminado se deberá dar aviso a las autoridades ambientales pertinentes, y seguir las instrucciones descritas en el Real Decreto 9/2005.
	Otros (indicar)

Tabla 33 - Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto en relación con el almacenamiento, manejo, separación

Los residuos se separarán primeramente en el punto de tajo y/o en el punto intermedio porcada trabajadora, y según indicaciones del responsable de residuos se irán trasladando al contenedor depositado en la calle, para la retirada a su destino final, aprovechando al máximo cada viaje.

El depósito intermedio de los escombros se realizará bien sacos industriales iguales inferiores a 1 m^3, o bien en contenedores metálicos. Dichos depósitos deberán estar debidamente señalizados.

VIII.8. VALORACIÓN DEL COSTE Y VOLUMEN PREVISTO

Valoración del coste previsto de la gestión de los residuos de construcción y demolición que formará parte del presupuesto del proyecto en capítulo independiente:

RESIDUOS	DENSIDAD APARENTE (Tn/m3)	VOLUMEN GENERADO (m3)	PESO GENERADO (Tn)	COSTE GESTION	
				€/Tn	TOTAL
Madera	0.500	0.200	0.10	50.00	5.00
Plásticos	0.900	1.600	1.44	100.00	144.00
Otros residuos de construcción y demolición	1.200	0.020	0.024	100.00	2.40
Papel-cartón	0.600	1.000	0.60	100.00	60.00
TOTAL			2.164		211.40

Tabla 34 - Valoración de residuos

VIII.9. INVENTARIO DE RESIDUOS PELIGROSOS

En obras de demolición, rehabilitación, reparación o reforma: Inventario de residuos peligrosos que se generarán.

No se prevé la generación de residuos peligrosos.

RCD: Potencialmente peligrosos	Cód. LER.	
Mezcla de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos con sustancias peligrosas (SP's)	17 01 06	
Madera, vidrio o plástico con sustancias peligrosas o contaminadas por ellas	17 02 04	
Mezclas Bituminosas que contienen alquitrán de hulla	17 03 01	
Residuos Metálicos contaminados con sustancias peligrosas	17 04 09	
Materiales de Aislamiento que contienen Amianto	17 06 01	
Otros materiales de aislamiento que contienen sustancias peligrosas	17 06 03	

Materiales de construcción que contienen amianto	17 06 05	
Materiales de Construcción a partir de Yeso contaminados con SP's	17 08 01	
Otros residuos de construcción y demolición que contienen SP's	17 09 03	
Tierras y piedras que contienen sustancias peligrosas	17 05 03	
Absorbentes contaminados (trapos…)	15 02 02	
Aceites usados (minerales no clorados de motor...)	13 02 05	
Tubos fluorescentes	20 01 21	
Pilas alcalinas y salinas	16 06 04	
Envases vacíos de metal ó plástico contaminados	15 01 10	
Sobrantes de pintura ó barnices	08 01 11	
Sobrantes de disolventes no halogenados	14 06 03	
Sobrantes de desencofrantes	07 07 01	
RCDs mezclados distintos de los códigos 17 09 01, 02 y 03	17 09 04	

Tabla 35 - Inventario de residuos peligrosos

VIII.10. FIANZA

Artículo 5 del D 112/ 2012

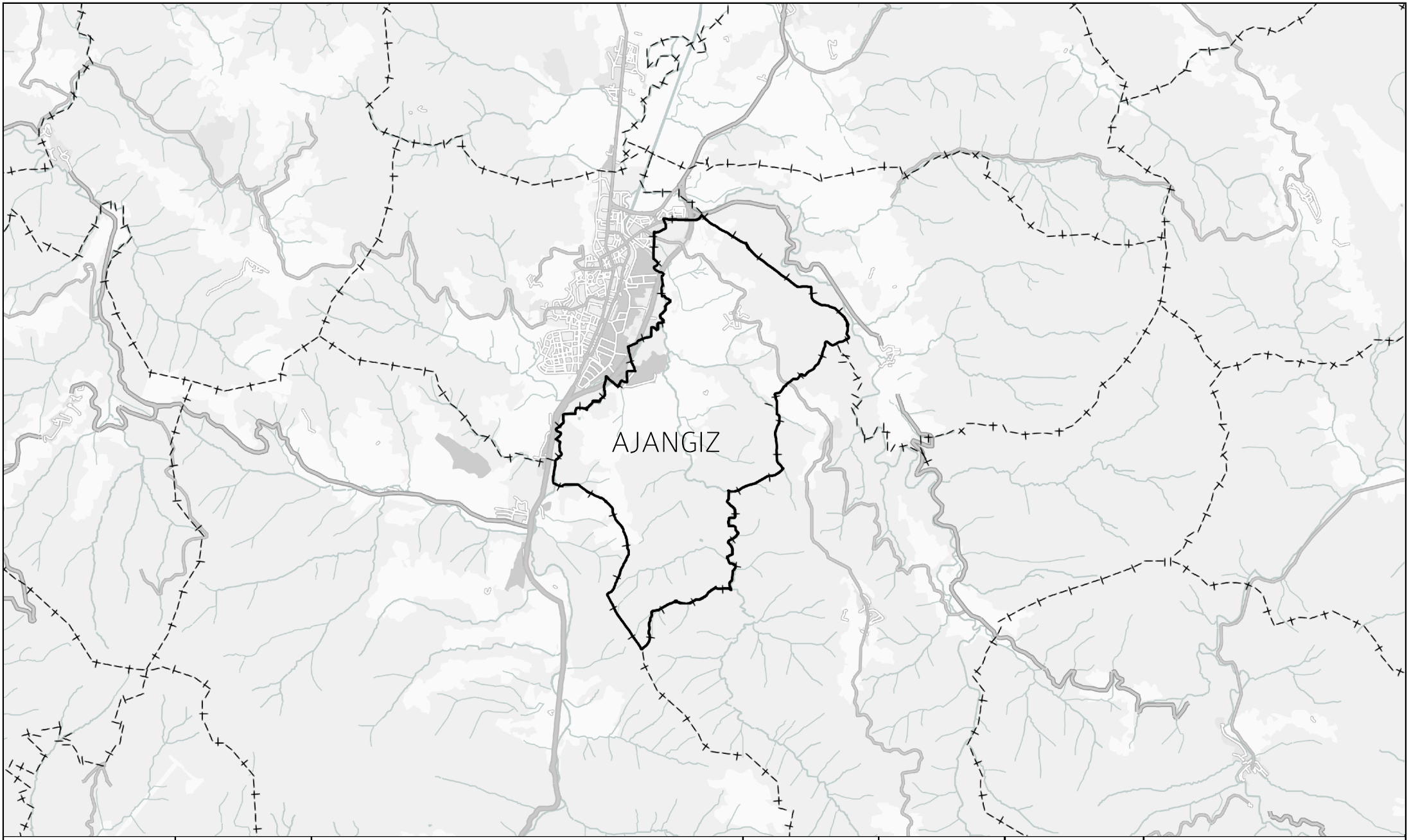
Los ayuntamientos exigirán la constitución de una fianza para garantizar la adecuada gestión de residuos de construcción y demolición procedentes para el caso de obra mayor de obra mayor como condición para la obtención de las licencias urbanísticas que otorguen.

El cálculo del importe de la fianza estará basado en el coste de gestión de residuos de construcción y demolición que se detalla en el estudio al que hace referencia el apartado a) del Articulo 4 y representará el 120% de dicho coste.

La devolución de la fianza se procederá previa solicitud de la persona obligada y tras la acreditación documental de la correcta gestión de residuos generados en la obra.

ANEXO IX. PLANOS

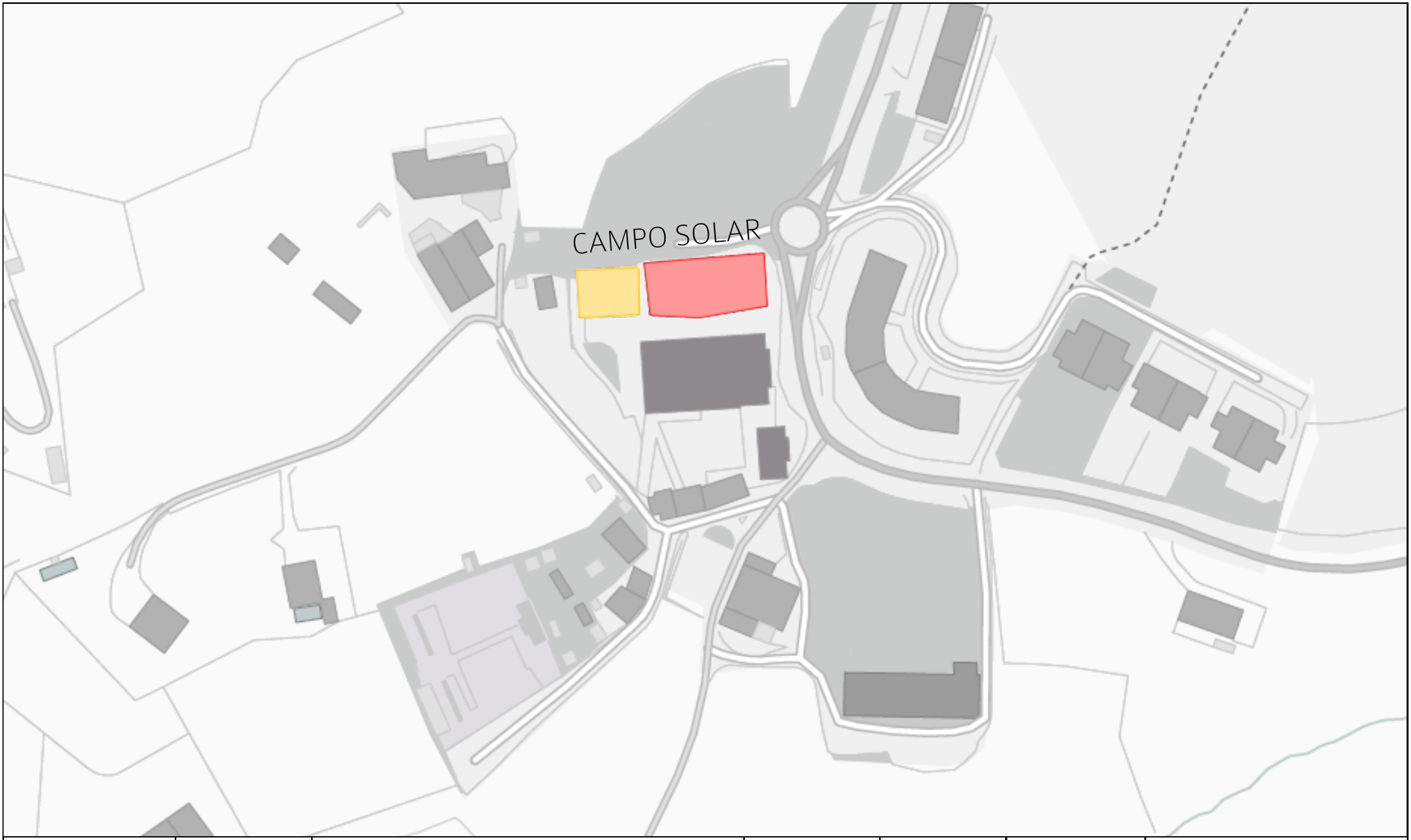
Para un estudio más técnico se han realizado los siguientes planos:



PROYECTO	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ	FECHA	19-09-2025	N° PLANO	IX.1
TITULO	LOCALIZACIÓN	RAZON SOCIAL	E.Z.E. BARRIZAR KOOP.		
PROMOTOR	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ	PROYECTISTA	OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI		

N W O S

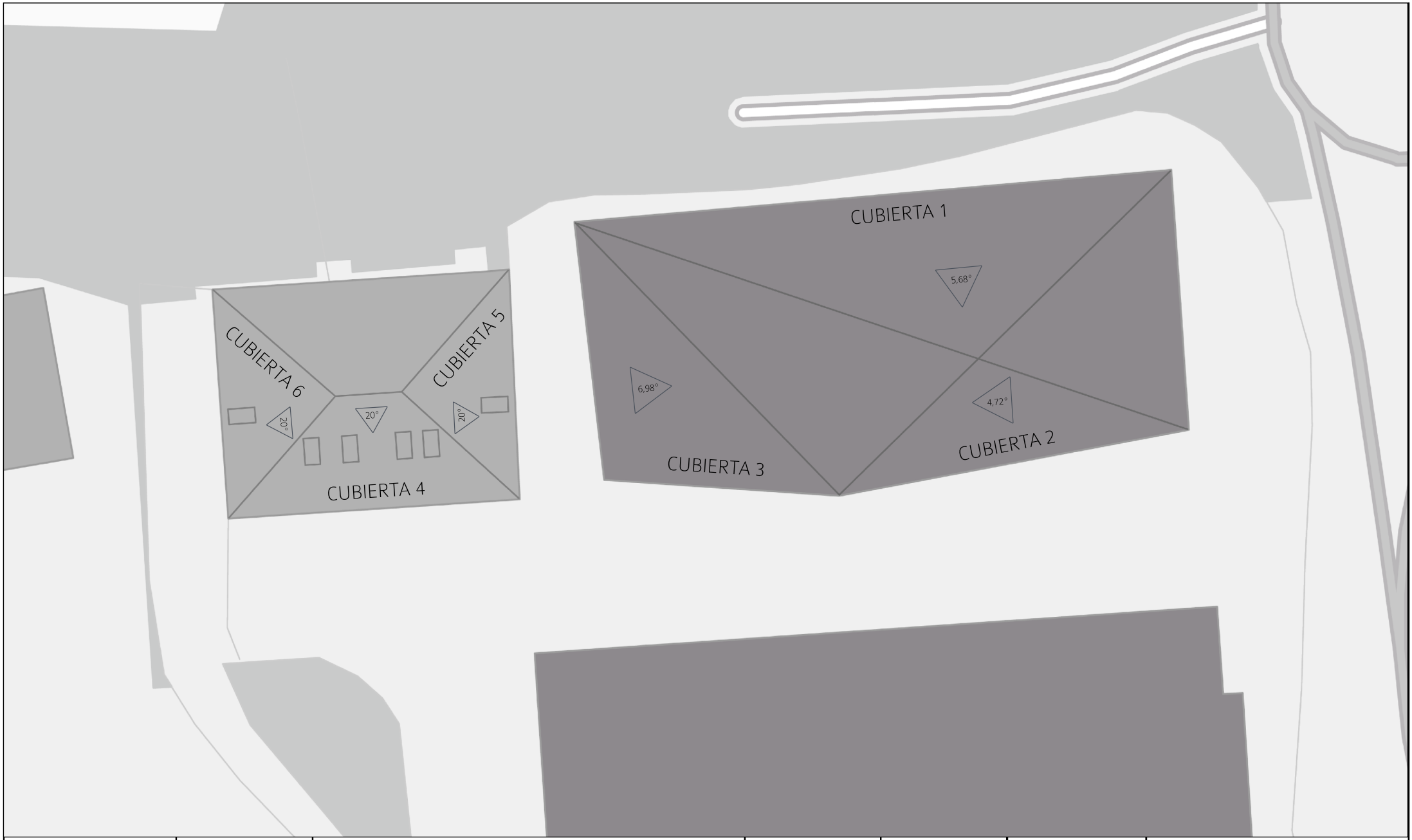
EZE Barrizar ENERGIA ZERBITZUA SERVICIOS ENERGÉTICOS



PROYECTO	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ	FECHA	19-09-2025	N° PLANO	IX.2
TITULO	EMPLAZAMIENTO	RAZON SOCIAL	E.Z.E. BARRIZAR KOOP.		
PROMOTOR	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ	PROYECTISTA	OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI		

N W O S

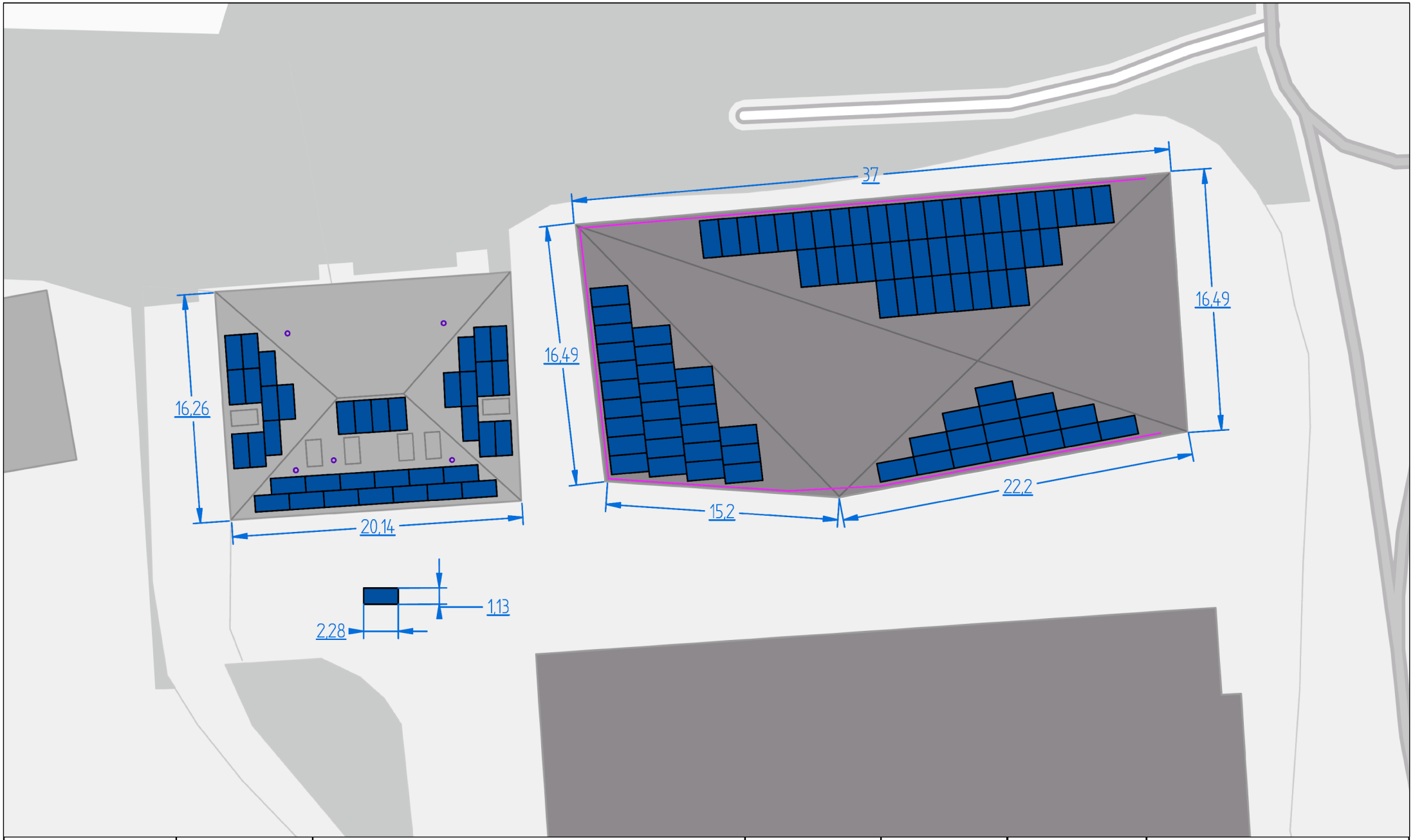
EZE Barrizar ENERGIA ZERBITZUA SERVICIOS ENERGÉTICOS



PROYECTO	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ	FECHA	19-09-2025	N° PLANO	IX.3
TITULO	CUBIERTAS DESTINADAS PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO	RAZON SOCIAL	E.Z.E. BARRIZAR KOOP.		
PROMOTOR	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ	PROYECTISTA	OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI		

N W O S

EZE Barrizar ENERGIA ZERBITZUA SERVICIOS ENERGÉTICOS



PROYECTO	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ	FECHA	19-09-2025	N° PLANO	IX.4
TITULO	DIMENSIONAMIENTO	RAZON SOCIAL	E.Z.E. BARRIZAR KOOP.		
PROMOTOR	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ	PROYECTISTA	OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI		

N W O S

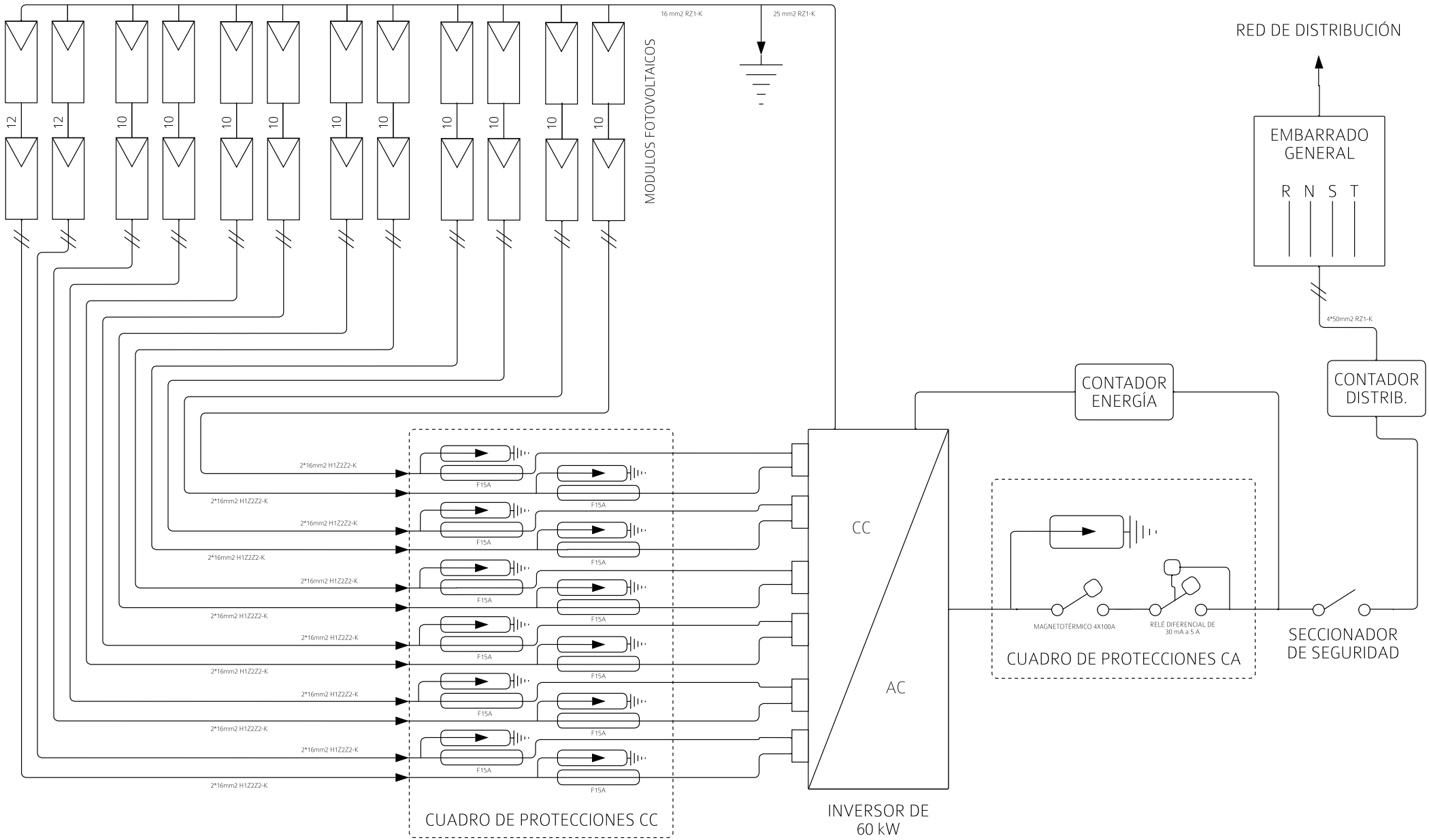
EZE Barrizar ENERGIA ZERBITZUA SERVICIOS ENERGÉTICOS



N
W O
S

PROYECTO	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ	FECHA	19-09-2025	N° PLANO	IX.5
TITULO	DISTRIBUCIÓN	RAZON SOCIAL	E.Z.E. BARRIZAR KOOP.		
PROMOTOR	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ	PROYECTISTA	OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI		

EZE Barrizar
ENERGIA ZERBITZUA
SERVICIOS ENERGÉTICOS



PROYECTO	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ	FECHA	19-09-2025	N° PLANO	IX.6
TITULO	ESQUEMA UNIFILAR	RAZON SOCIAL	E.Z.E. BARRIZAR KOOP.		
PROMOTOR	AYUNTAMIENTO DE AJANGIZ	PROYECTISTA	OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI		

EZE Barrizar
ENERGIA ZERBITZUA
SERVICIOS ENERGÉTICOS

ANEXO X. INFORME DE CARGAS

El documento adjunto del *ANEXO X* ha sido redactado por Dña. Eider Layna Dapousa, arquitecta colegiada con el número 5.852 en el Colegio Oficial de Arquitectos Vasco-Navarro, con CIF 78932083-Q y domicilio fiscal en Plaza Iturriondo nº1, 3ºB, Gernika-Lumo, Bizkaia.

La finalidad del mismo es certificar la capacidad portante de las estructuras sobre las que se proyecta la instalación de un sistema de generación fotovoltaica, teniendo en cuenta las nuevas cargas derivadas de dicha instalación y conforme a la normativa vigente en materia de edificación y estructuras.





INFORME DE CARGAS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

septiembre 2025

SITUACIÓN:

Casa de Cultura y Frontón Municipal,

Mendieta auzoa, 48320 Ajangiz, Bizkaia

PETICIONARIO: E.Z.E. BARRIZAR

Eider Layna Dapousa

Arquitecta

Nº COAVN 5852

1. ANTECEDENTES

EZE Barrizar., con domicilio en Xemein etorbidea 12 de Markina Xemein, Bizkaia y CIF F95730172 solicita la redacción del presente documento.

EZE Barrizar SCoop. redacta el proyecto de una instalación solar fotovoltaica para Ajangizko udala, como miembro de la comunidad energética AJAN-ARGI KOOP, en las cubiertas de la Casa de Cultura y Frontón Municipal del barrio Mendieta de Ajangiz, Bizkaia.

Las estructuras de las edificaciones son, por un lado, en base a estructura de madera maciza y muros de carga de mampostería en el caso de la Casa de Cultura, con viguetas de cubierta también de madera, tablero del mismo material, aislamiento y teja cerámica. En el caso del frontón municipal, la estructura de basa en pórticos de estructura metálica y muro de carga de hormigón, con entramado de formación de cubierta compuesto por perfilería metálica y cubrición con panel sándwich metálico con alma de poliuretano rígido en zonas opacas

La instalación fotovoltaica va simplemente fijada tanto sobre la teja cerámica en el caso de la Casa de Cultura como sobre la chapa de cubierta del frontón con una disposición coplanar, es decir, con la misma inclinación de la propia cubierta.

La actividad a desarrollar será la de generar energía eléctrica con una potencia nominal de 71,92KWp, que posteriormente será utilizada por la comunidad energética AJAN-ARGI KOOP.

2. OBJETO

El objeto del presente documento es certificar la capacidad portante de las estructuras sobre las que se pretende asentar la instalación fotovoltaica debido a las nuevas cargas producidas por dicha instalación y de acuerdo a la normativa vigente. Se realiza un estudio de sobrecargas de uso de las cubiertas debido a la instalación de paneles solares fotovoltaicos y se comprueba si la sobrecarga está dentro de los límites establecidos en el proyecto original y de la normativa actual.

La redacción del informe se encarga a Eider Layna Dapousa, arquitecta colegiada con el número 5.852 en el Colegio Oficial de Arquitectos Vasco Navarro, CIF 78932083-Q y domicilio fiscal en la plaza Iturriondo nº1, 3ºB de Gernika Lumo, Bizkaia.

3. ANALISIS

3.1. EXPOSICION

La instalación de las placas fotovoltaicas se pretende realizar sobre la cubierta de la Casa de Cultura y Frontón municipal del barrio Mendieta del municipio de Ajangiz, como instalación que formará parte de la producción eléctrica de la comunidad energética AJAN-ARGI KOOP.



Foto 1. Foto aérea de situación de zona de actuación.

3.2. INSTALACION A EJECUTAR

De acuerdo a la documentación facilitada por la empresa encargada del proyecto y la instalación fotovoltaica E.Z.E. Barrizar., la instalación estará formada por 37 módulos solares fotovoltaicos de 580Wp en la cubierta de la Casa de Cultura y 87 módulos solares fotovoltaicos de 580Wp en la cubierta del frontón.

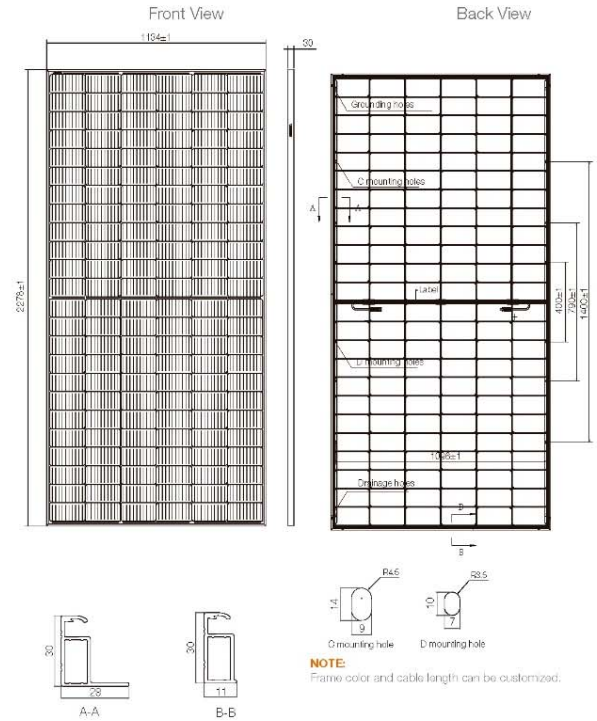
Los módulos irán colocados coplanares sobre ambas cubiertas, en el caso de la Casa de Cultura con un 36% de inclinación y en el caso del Frontón municipal con una inclinación entre 10 y 12%.



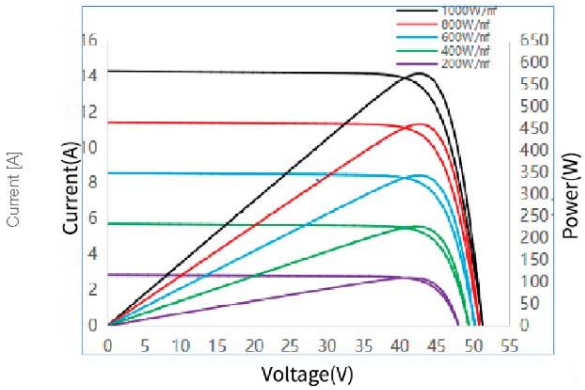
Figura 1. Croquis de distribución de paneles. Plano aportado por E.Z.E Barrizar.

Para la instalación se han elegido 124 módulos de 580Wp de potencia pico M575-595N72LB-BF-F7 de LEDVANCE, con unas dimensiones de 2278x1134mm y 31,2kg de peso.

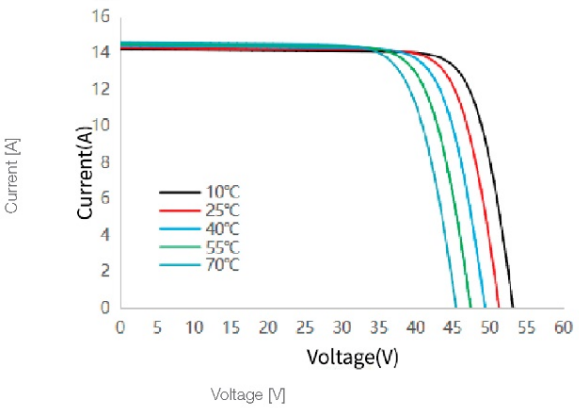
Dimensions of PV module (mm)



Current-voltage curve of the module by different insolation



Current-voltage curve of the PV module by temperature



ELECTRICAL CHARACTERISTIC | STC [1]					
Power Level	575	580	585	590	595
Nominal power Watt P_{max} (Wp)	575	580	585	590	595
Maximum power voltage V_{mpp} (V)	42.44	42.59	42.77	42.92	43.06
Maximum power current I_{mpp} (A)	13.55	13.62	13.68	13.75	13.82
Open circut voltage V_{oc} (V)	51.28	51.48	51.68	51.88	52.08
Short circut current I_{sc} (A)	14.30	14.36	14.42	14.48	14.54
Module efficiency η(%)	22.26	22.45	22.65	22.84	23.03

Measuring tolerance: ±3%

Bifacial Output-Backside Power Gain I 575w [2]					
Power gain	5%	10%	15%	20%	25%
Maximum power P_{max} (Wp)	604	633	662	690	719
Maximum power voltage V_{mpp} (V)	42.82	42.82	42.82	42.83	42.83
Open circuit voltage V_{oc} (V)	51.20	51.20	51.20	51.30	51.30
Short circuit current I_{sc} (A)	14.74	15.30	15.84	16.41	16.97
Maximum power current I_{mpp} (A)	14.11	14.78	15.46	16.12	16.79

ELECTRICAL CHARACTERISTIC | NMOT [2]					
Power Level	575	580	585	590	595
Maximum power P_{max} (Wp)	433	437	441	445	449
Maximum power voltage V_{mpp} (V)	39.73	39.84	39.95	40.06	40.17
Maximum power current I_{mpp} (A)	10.90	10.97	11.04	11.11	11.18
Open circuit voltage V_{oc} (V)	48.70	48.89	49.08	49.27	49.46
Short circuit current I_{sc} (A)	11.55	11.59	11.64	11.69	11.74

Measuring tolerance: ±3%

WORKING CONDITIONS	
Maximum system voltage	1500 V DC
Operating temperature	-40°C~+85°C
Operating humidity	5~85%
Maximum series fuse	30 A
Front/Rear Load	5400/2400Pa

MECHANICAL DATA	
Solar cells	N-TOPCon
Number of cells	144 (6x24) pcs
Size of cells	182 x 91 mm
Module dimension	2278 x 1134 x 30 mm
Frame color	BF – Black
Weight	31.2 kg
Glass	Front Glass, 2.0mmAR coated semi-tempered glass Black Glass, 2.0mm glazed semi-tempered glass
Type of frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cables	4 mm^2, Portrait: 300 mm or 1400mm
Connectors	MC4-EV02

TEMPERATURE RATINGS	
NMOT	45±2 °C
Temperature coefficient of P_{max}	-0.290% / °C
Temperature coefficient of V_{oc}	-0.260% / °C
Temperature coefficient of I_{sc}	0.045% / °C

PACKAGING CONFIGURATION	
Piece / Box	36
Size of packing	2320 x 1130 x 1270 mm
Weight of packing	1178 kg
Piece / Container (40'HC)	720

FOOTNOTES:
1) STC (Standard Test Conditions): 1000W/m² solar irradiance, cell temperature 25°C, AM 1.5G
2) NMOT (nominal cell operating temperature): insolation 800W/m², ambient temperature 20°C, AM 1.5G, wind speed 1m/s

CAUTION:
– Do not connect two or more strings of modules to one fuse.
– The electrical data in this product sheet does not refer to a single module and is not part of the offer, it is used to compare different types of modules only.
– Due to continuous technical innovation, development and product improvement, technical data contained in this product sheet is subject to change at any time without notice and may not be the basis for any damage claims.

LEDVANCE.COM

Figura 2. Características técnicas de panel fotovoltaico.

Los paneles quedarán paralelos a la cubierta a una distancia menor a 8 cm de esta. Como elemento de sujeción de los módulos solares se utilizará una estructura fabricada en aluminio y que se unen a la cubierta mediante tornillos rosca-chapas. En el caso de la Casa de Cultura la estructura elegida será la SUNFER 01VL, y en el caso del frontón municipal SUNFER 04V.

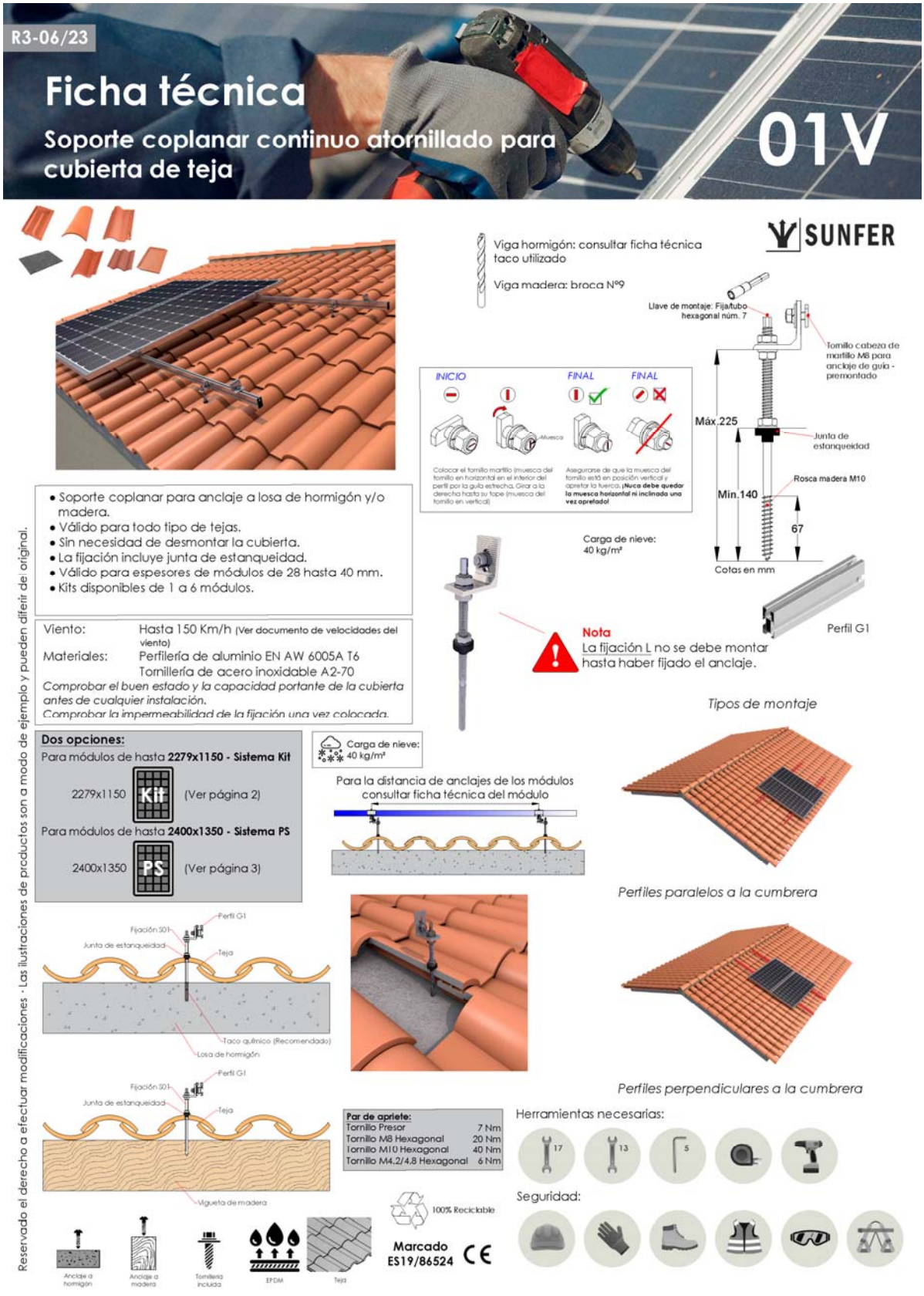


Figura 3. Ficha técnica del sistema de anclaje de los paneles de la Casa de Cultura.

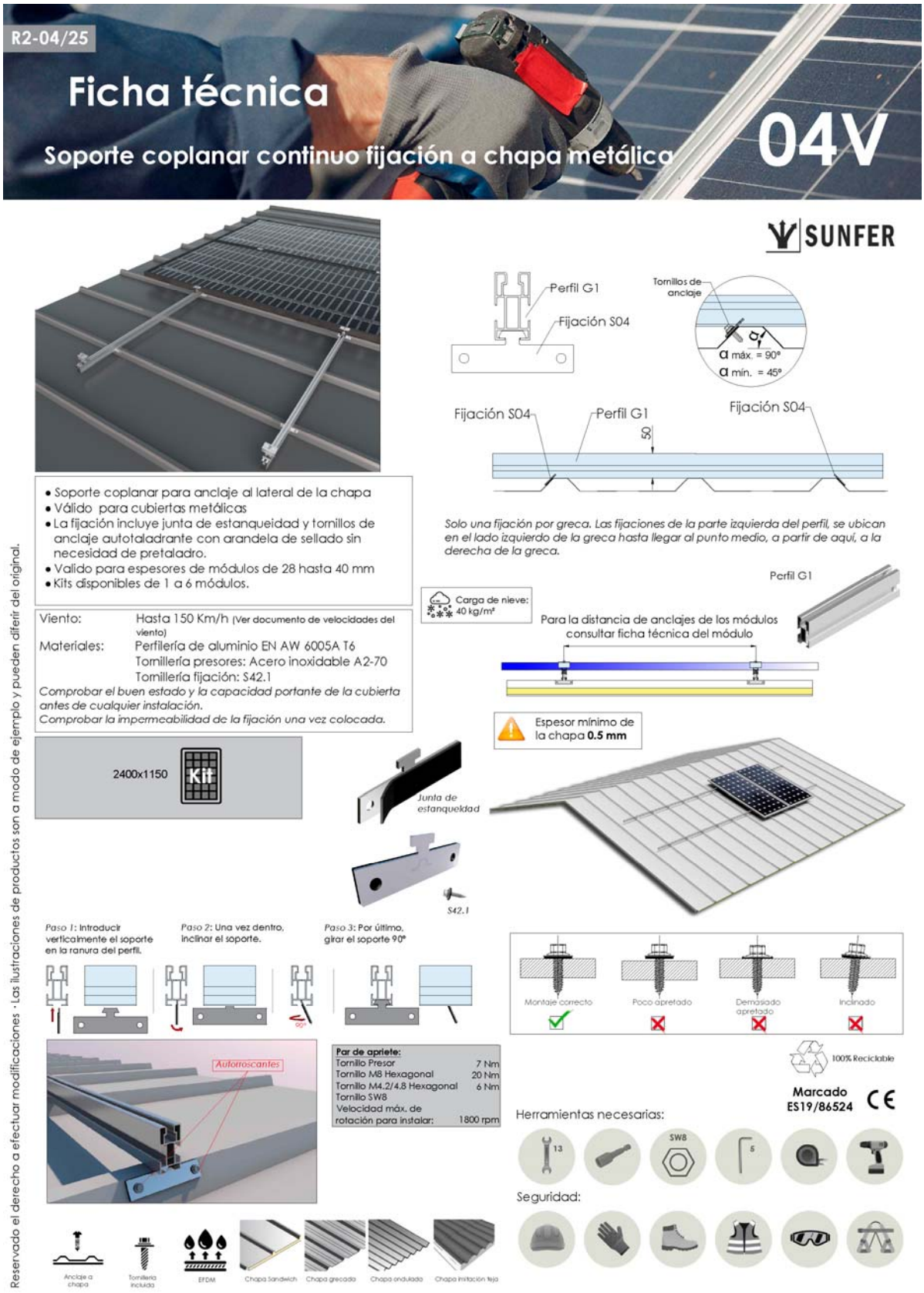


Figura 4. Ficha técnica del sistema de anclaje de los paneles del frontón municipal.

3.3. RESUMEN DEL SISTEMA CONSTRUCTIVO

3.3.1. CASA DE CULTURA

Las placas solares se asientan sobre la estructura de madera de la cubierta a cuatro aguas de la Casa de Cultura de Ajangiz. Se disponen en tres de los planos de la cubierta, orientados al sur, este y oeste, evitando los lucernarios y sombras arrojadas.

El edificio, según datos catastrales se remonta al año 1890, siendo su estructura principal de muros de mampostería perimetrales y pilares y vigas de madera maciza. Se realizó una rehabilitación integral de la cubierta en el año 2008, con proyecto de ejecución fechado en marzo del 2006 por el arquitecto Humberto Fernández, según información facilitada por el ayuntamiento de Ajangiz. Según proyecto observado, la rehabilitación consistía en habilitar el edificio a nuevo uso, con sustitución de cubierta y ejecución de nuevos luceros, incorporación de aislamientos y realización de nuevos revestimientos, manteniendo la estructura de madera del edificio. En la rehabilitación, según proyecto, se mantenían los cabios existentes, observándose en todo caso que se sustituyeron anteriormente.

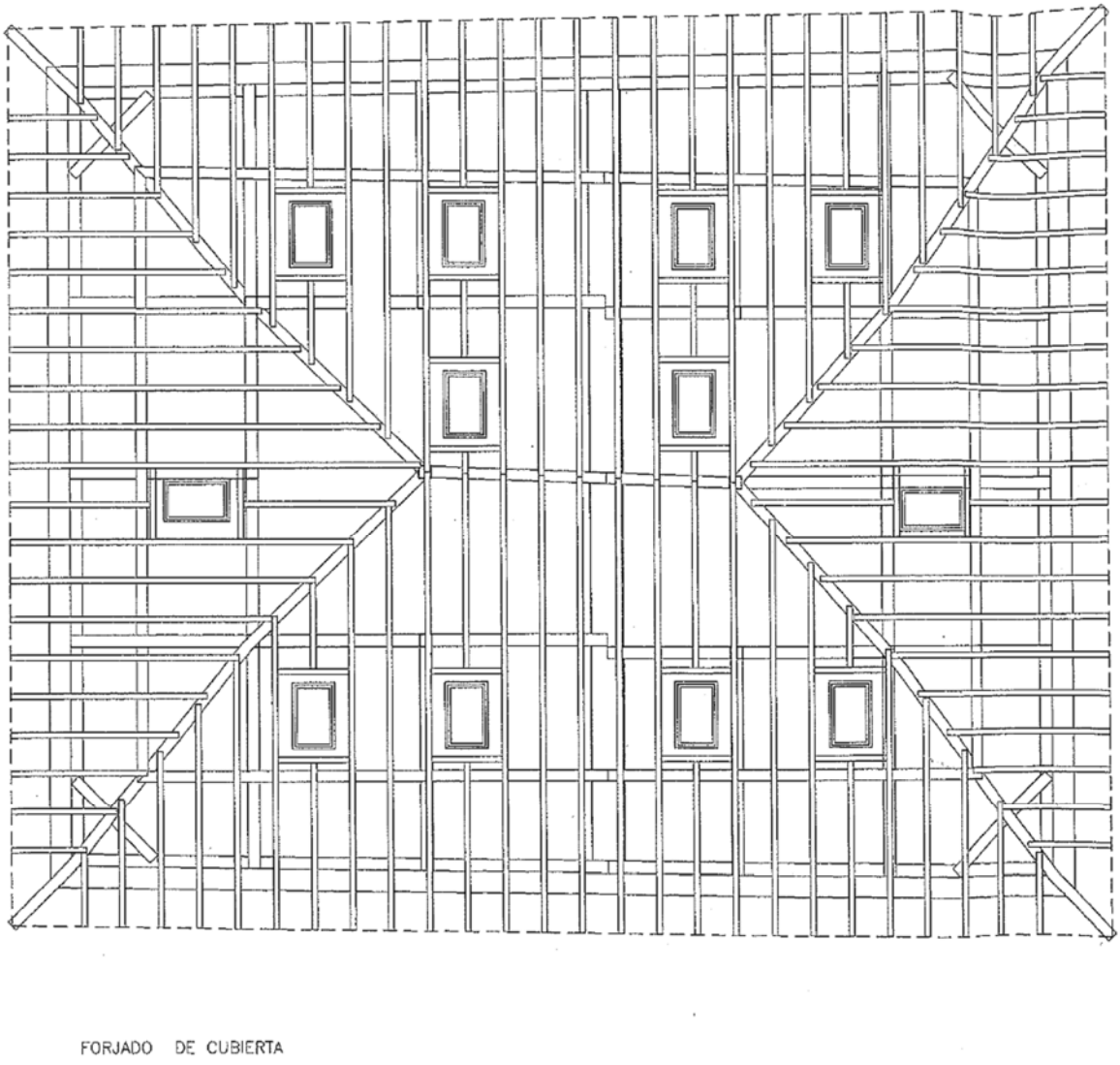


Figura 5. Plano de estructura de cubierta. Proyecto de abadetxe para Casa de Cultura redactado por Humberto Fernández. Marzo 2006



Foto 2. Nueva estructura de cubierta de edificio sobre estructura antigua. Junio 2025



Foto 3. Nueva estructura de cubierta de edificio sobre estructura antigua. Junio 2025

Los pilares existentes son de 23x23cm a 4,30m de distancia máxima con respecto a muro de carga y 3,20m de distancia máxima con respecto a otro pilar, donde se apoyan vigas de 20x22cm y finalmente las viguetas más recientes de 9,5x16cm, dispuestas cada 61,5cm de distancia entre ejes según mediciones realizadas in situ. La distancia de apoyo en vigas de las viguetas soporte de la cubierta son diferentes, siendo la más desfavorable de 2,81m de longitud en línea recta.

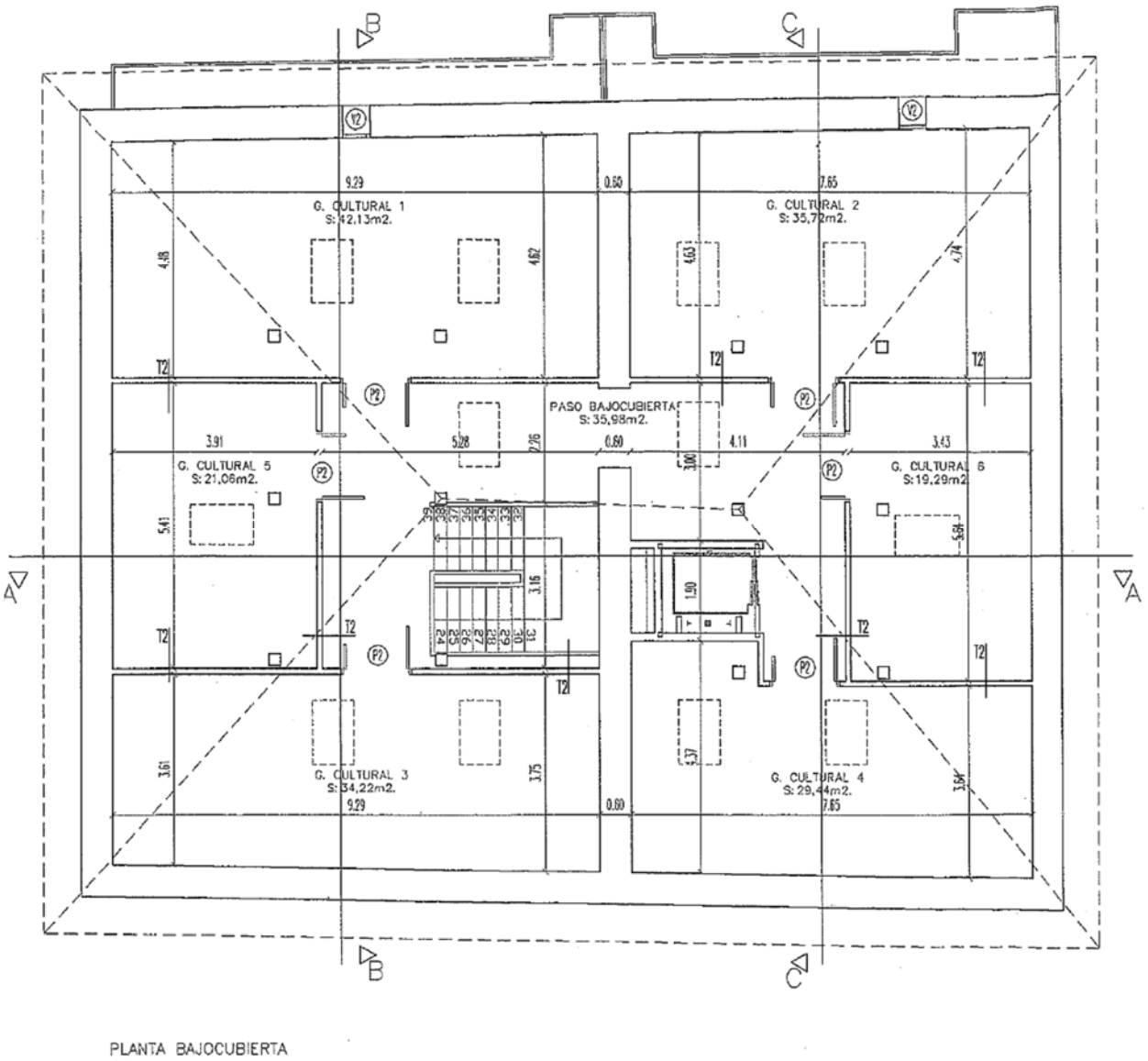


Figura 6. Plano de bajocubierta. Proyecto de abadetxe para Casa de Cultura redactado por Humberto Fernández. Marzo 2006

Finalmente, la cubrición de la cubierta se trata de entablado de madera, aislamiento, lámina impermeabilizante onduline y teja cerámica.

3.3.2. FRONTÓN MUNICIPAL

Las placas solares se asientan sobre la estructura de cubierta formada por cinco planos, donde dos de ellos son lucernarios. Se dispone de planos de proyecto de ejecución, donde se define la estructura ejecutada.

La estructura soporte de la cubierta se trata de una estructura de seis pórticos formada por pilares metálicos HEB 260 y muro de hormigón de placas prefabricadas, donde también se levantan enanos metálicos HEB 240 para entrada de luz natural. Sobre los soportes verticales se disponen vigas metálicas IPE450, arriostradas o con viga secundaria IPE 270 para dar solidez y soporte a la estructura del frontón. La distancia entre pórticos es de 7,26m, y la luz máxima es de 17,36m.

Entre vigas, se sueldan las correas IPE160 cada 2,50m, tejiendo una red soporte de cubierta a su vez arriostrada por perfiles R 55x6.

Difiere la estructura real de lo proyectado en cuanto al tejido de las correas, siendo las correas IPE 160 en pórticos centrales en dirección perpendicular a la proyectada y soldadas a vigas secundarias, pero manteniendo las mismas proporciones y, por lo tanto, el intereje y distancias de apoyo.

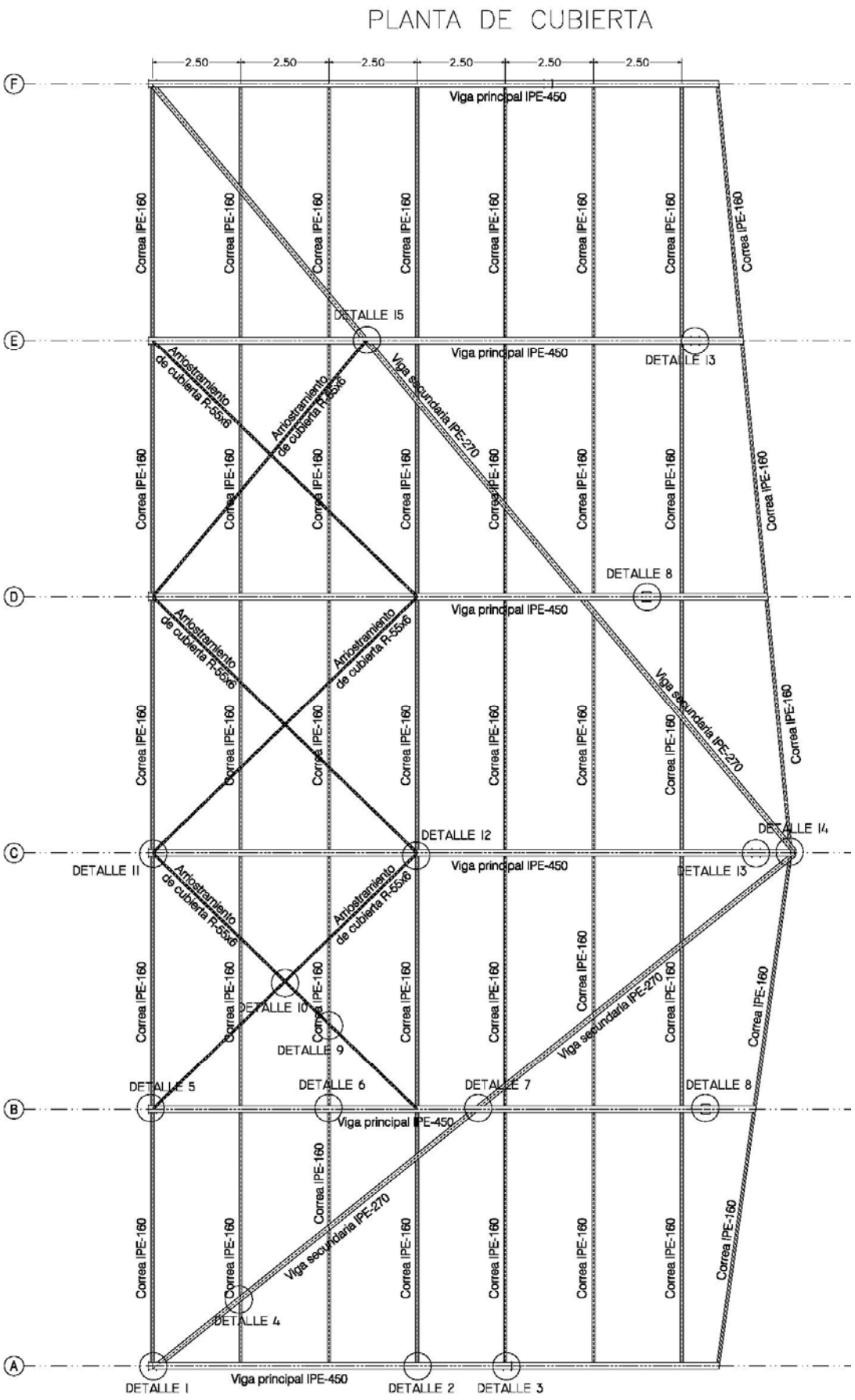


Figura 7. Plano de estructura de cubierta. Proyecto ejecutivo nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak- Octavio Pérez. Noviembre 2009

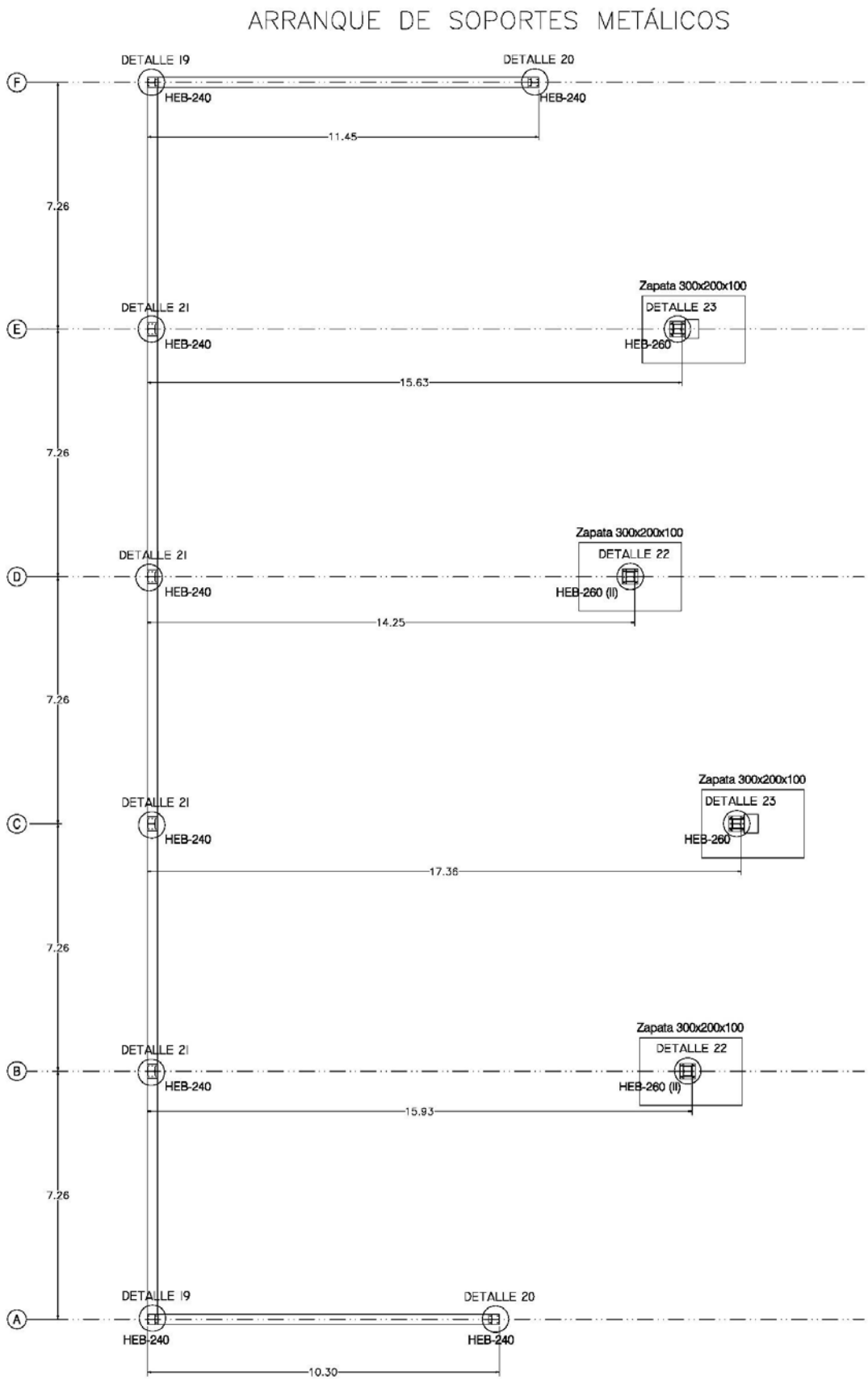


Figura 8. Plano de arranque de soportes metálicos. Proyecto ejecutivo nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak Octavio Pérez. Noviembre 2009

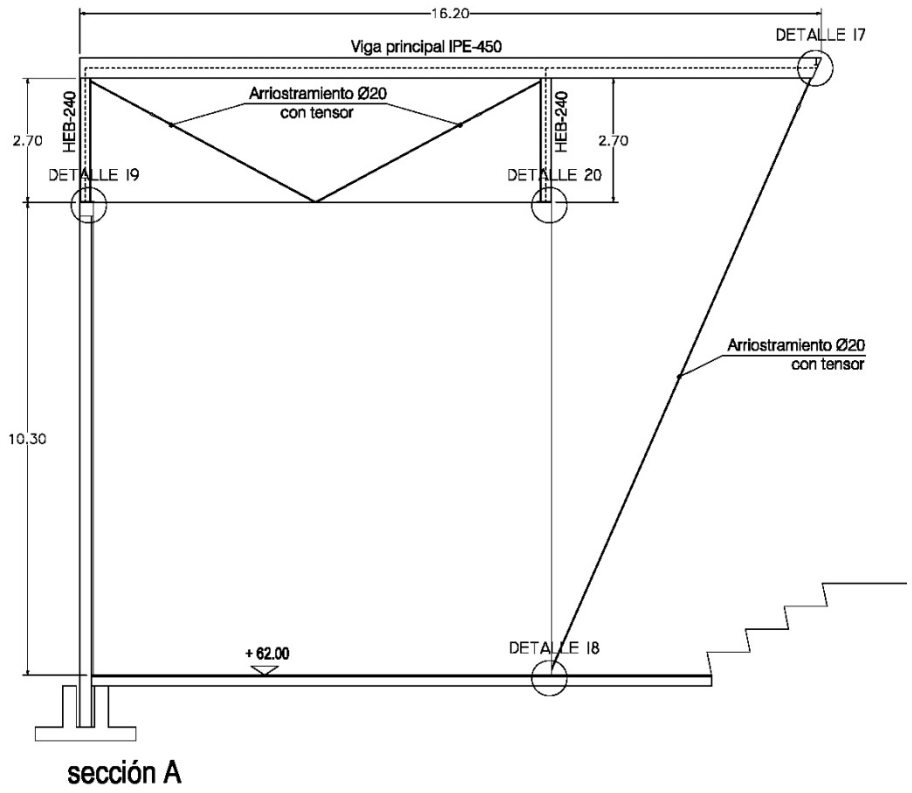


Figura 9. Sección A estructural del edificio. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak- Octavio Pérez. Noviembre 2009

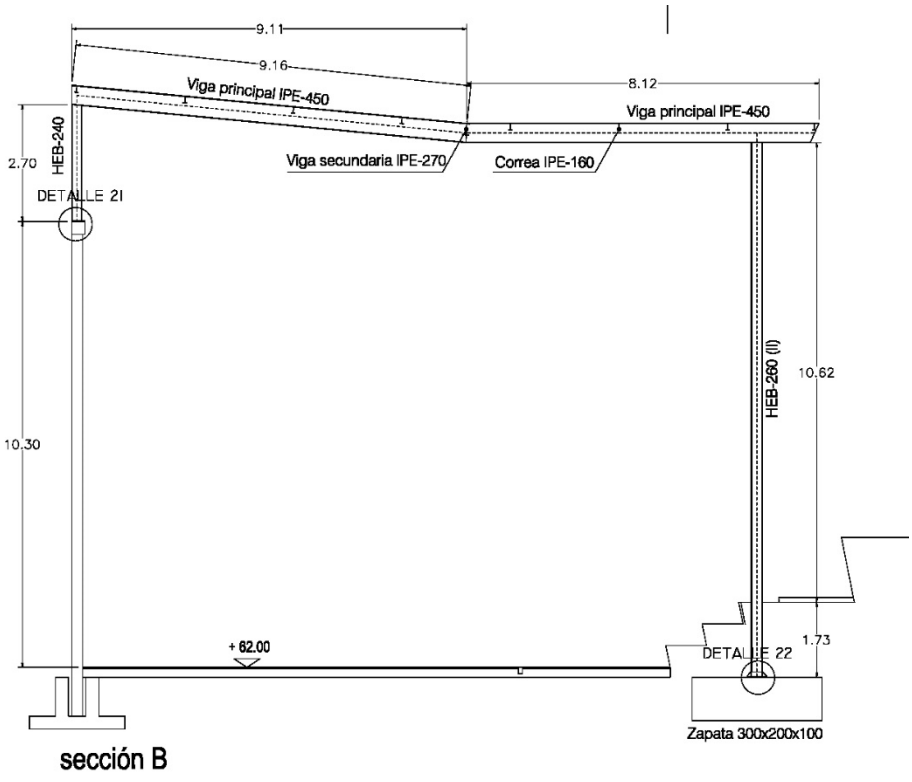


Figura 10. Sección B estructural del edificio. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak- Octavio Pérez. Noviembre 2009

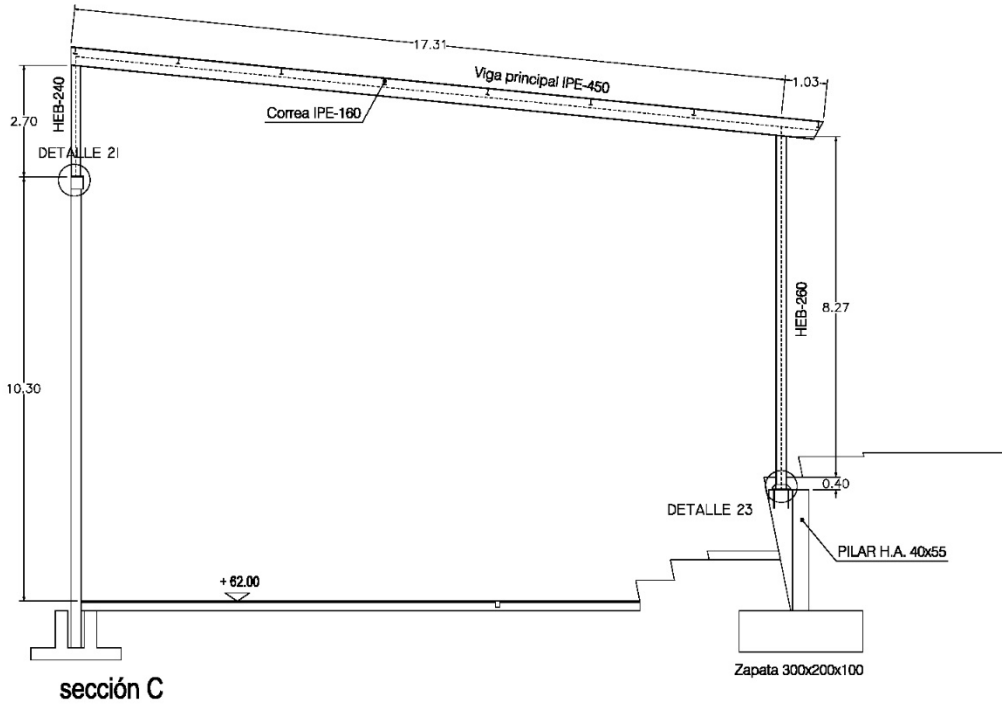


Figura 11. Sección C estructural del edificio. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak- Octavio Pérez. Noviembre 2009

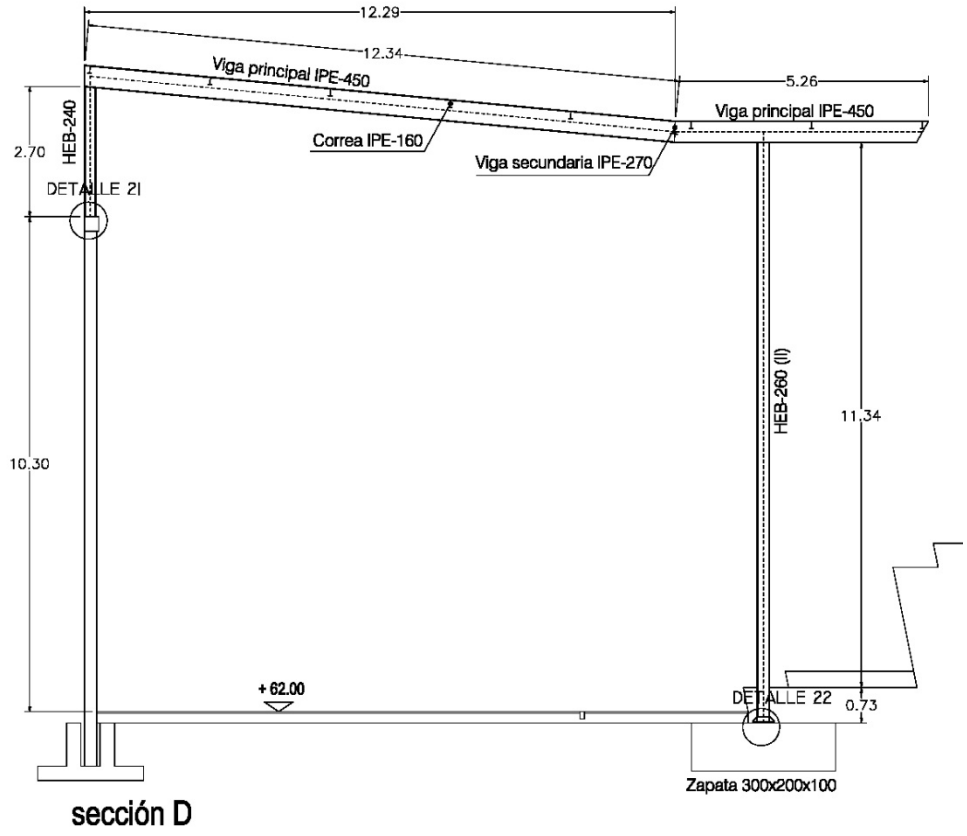


Figura 12. Sección D estructural del edificio. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak-Octavio Pérez. Noviembre 2009

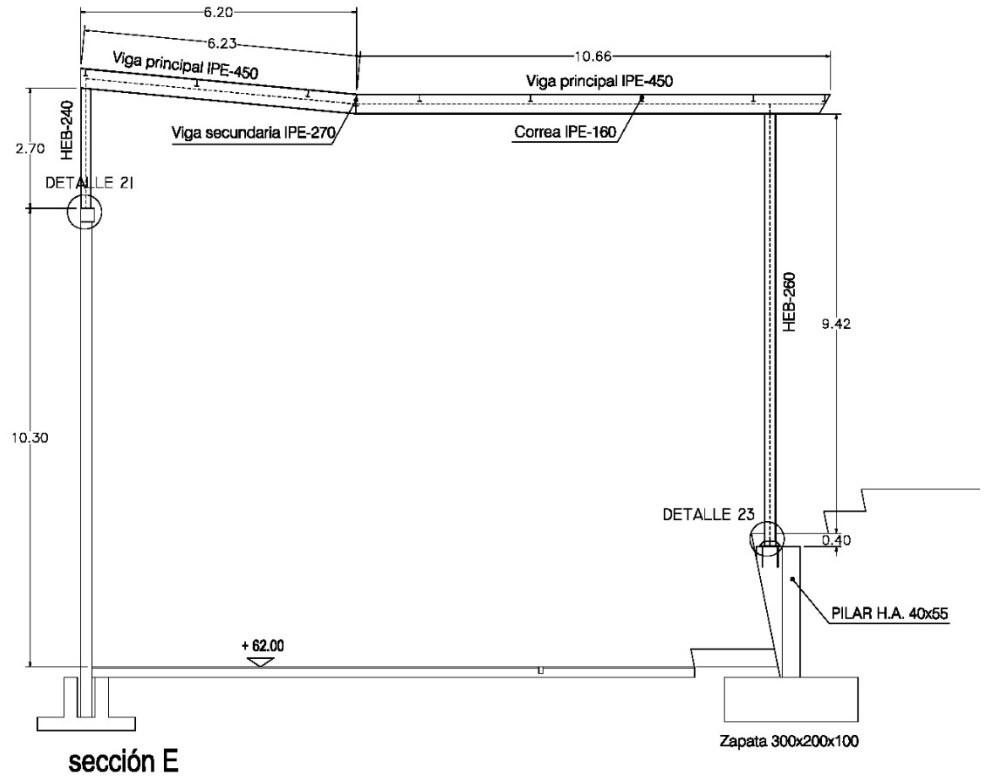


Figura 13. Sección E estructural del edificio. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak-Octavio Pérez. Noviembre 2009

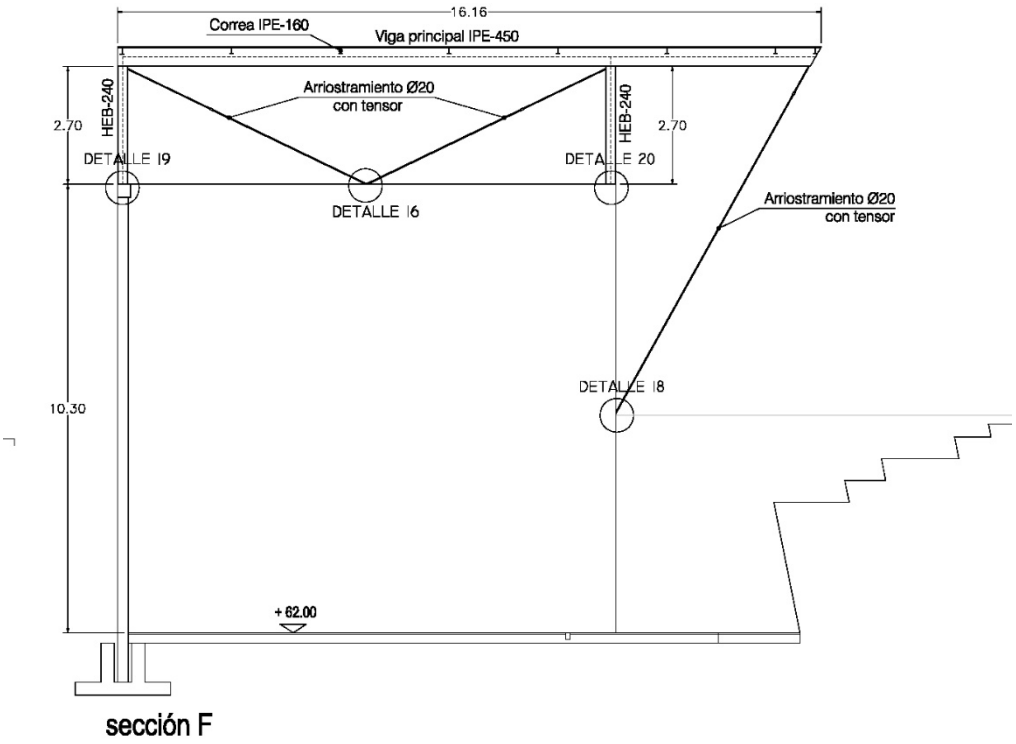


Figura 14. Sección F estructural del edificio. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak-Octavio Pérez. Noviembre 2009

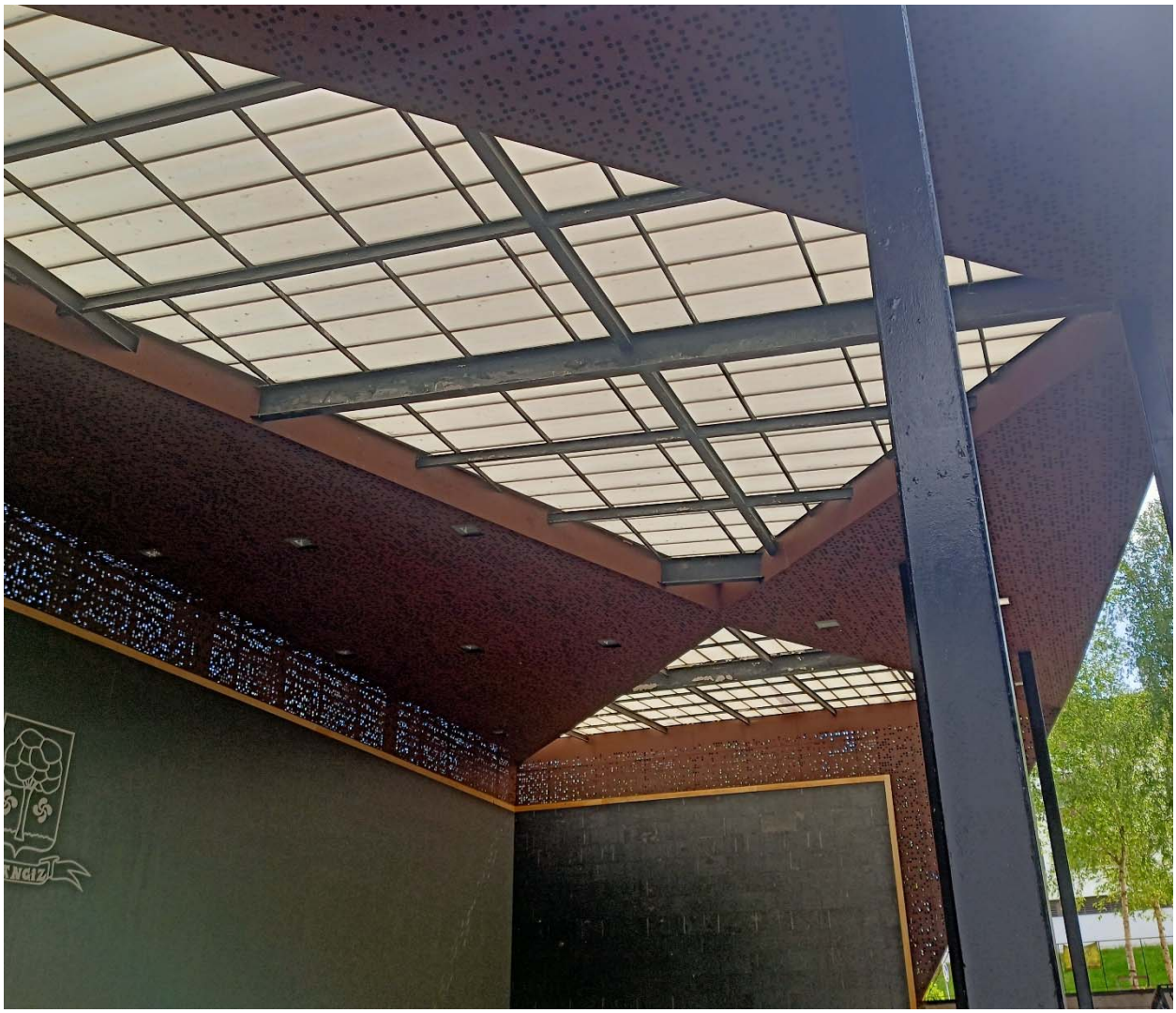


Foto 4. Vista general de estructura soporte de cubierta de frontón. Zona central.



Foto 5. Vista general de estructura soporte de cubierta de frontón. Zona pared frontón

Las uniones proyectadas de los diferentes perfiles metálicos son mediante soldaduras en almas de perfiles, considerando por lo tanto uniones articuladas.

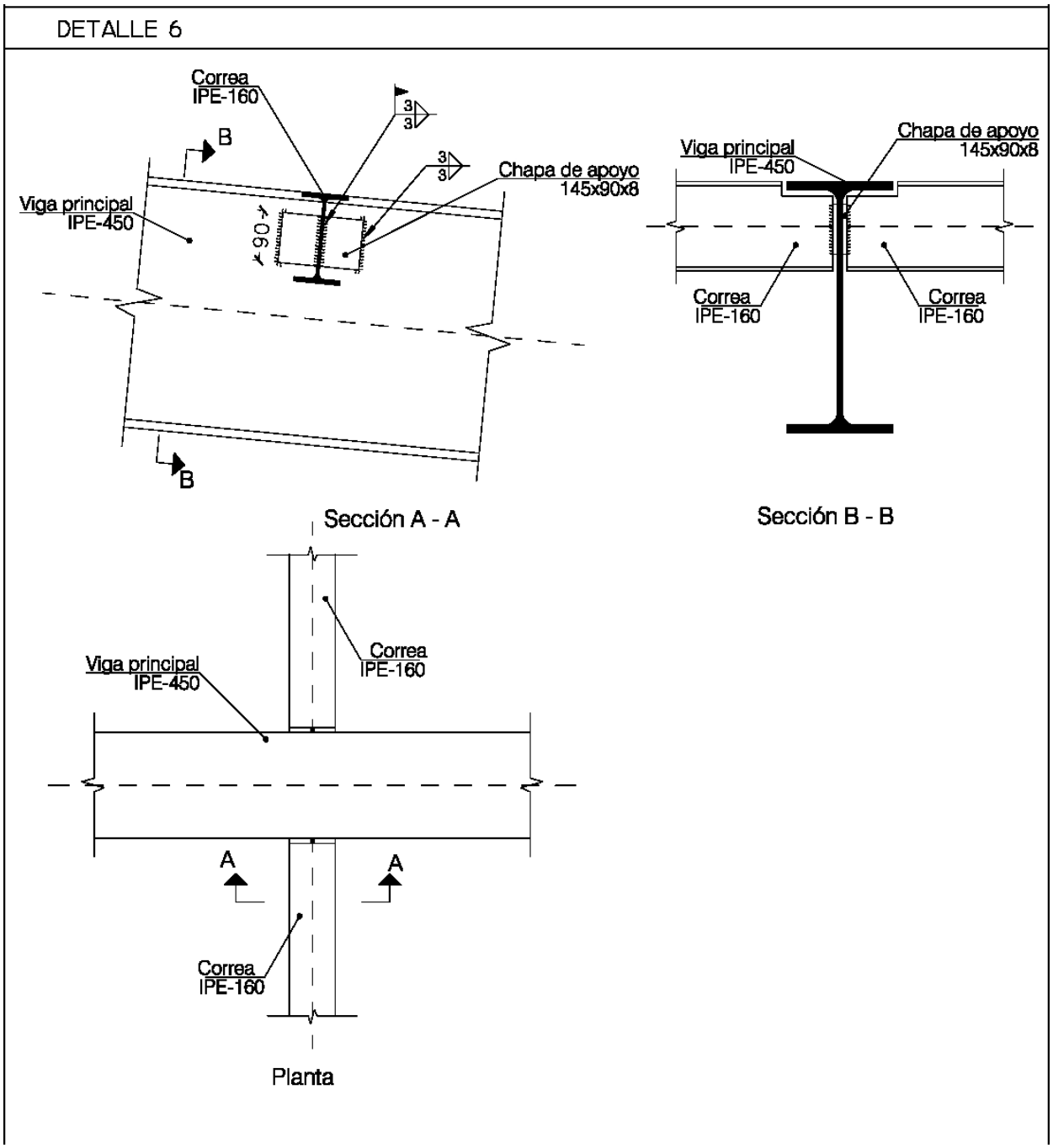


Figura 15. Detalle 6 de unión de perfiles. Proyecto de nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak-Octavio Pérez. Noviembre 2009

Como chasis de cubierta y falso techo de placas de acero corten se colocan perfiles en L (160.160.6mm y profundidad 40mm) dispuestas cada 1,10m en falso techo y cada 1,82m como soporte de cubierta según planos disponibles.

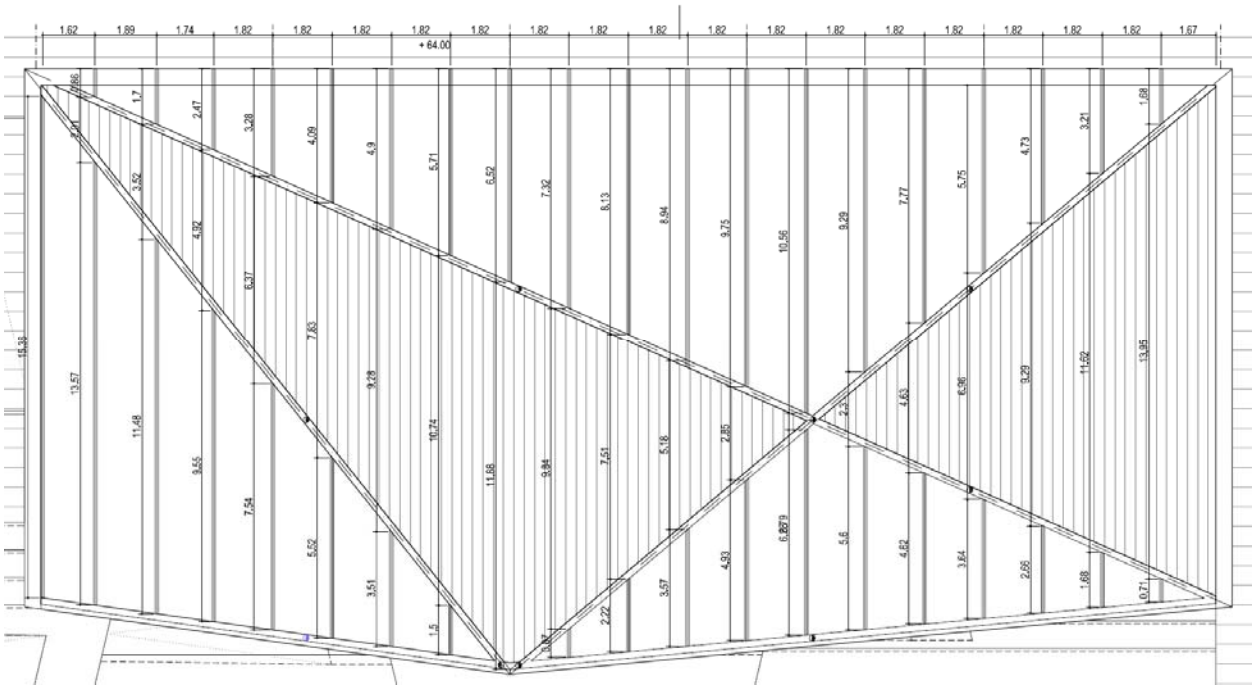


Figura 16. Plano de chasis de soporte de cubrición de cubierta. Proyecto ejecutivo nuevo frontón cubierto en Ajangiz. UTE Bideak-Octavio Pérez. Noviembre 2009.

Finalmente, la cubrición opaca de la cubierta se trata de doble cada de 0,5mm prelacada con alma de poliuretano de 30mm según documentación disponible.



Foto 6. Vista aérea de la cubierta del frontón

3.4. ACCIONES DE CÁLCULO TENIDAS EN CUENTA

3.4.1. CASA DE CULTURA

El año de proyección de la rehabilitación del edificio es marzo del 2006. Siendo la fecha de proyección coincidente con la fecha de la nueva normativa del Código Técnico de la Edificación. Por lo tanto, se considera que las acciones se ajustan a lo que prescribe la Norma Básica de la Edificación NBE-AE-88, Acciones en la Edificación.

De acuerdo a la norma se utilizarían 40kg/ m2 de nieve y 50kg/ m2 debidos al viento.

SOBRECARGA DE NIEVE SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

ALTITUD (m)	SOBRECARGA DE NIEVE (kg/m²)
0 a 200	40
201 a 400	50
401 a 600	60
601 a 800	80
801 a 1.000	100
1.001 a 1.200	120
> 1.200	h/10

PRESIÓN DINÁMICA DEL VIENTO.

Altura de coronación del edificio sobre el terreno en m cuando la situación topográfica es :		Velocidad del viento v		Presión dinámica w
Normal	Expuesta	m/s	km/h	kg/m²
De 0 a 10	.....	28	102	50
De 11 a 30	.....	34	125	75
De 31 a 100	De 0 a 30	40	144	100
Mayor de 100	De 31 a 100	45	161	125
.....	Mayor de 100	49	176	150

Figura 17. Tablas de acciones de cálculo según Decreto 1370/1988, de 25 de julio, por el que se aprueba la Norma Básica de la Edificación "NBE-AE/88. Acciones en la edificación".

Sobre la sobrecarga de uso, sólo estipulado en la norma para azoteas, no se consideran en este caso por tratarse de una cubierta inclinada. Para los materiales, los coeficientes de minoración de resistencia son de 1,50 en hormigón y 1,15 en acero. Las cargas permanentes dispondrían de un coeficiente de mayoración de 1,33 y las cargas variables de 1,50.

Coeficiente de ponderación γs si el efecto de la acción es:			
Hipótesis de carga	**Clase de acción**	**Desfavorable**	**Favorable**
Caso I Acciones constantes y combinación de dos acciones variables independientes	Acciones constantes	1.33	1.00
	Ia Sobrecargas (1)	1.33	0.00
	Viento	1.50	0.00
	Acciones constantes	1.33	1.00
	Ib Sobrecargas	1.50	0.00
	Viento	1.50	0.00
	Acciones constantes	1.33	1.00
	Ic Viento	1.50	0.00
	Nieve	1.50	0.00
Caso II Acciones constantes y combinación de tres acciones variables independientes	Acciones constantes	1.33	1.00
	Sobrecargas	1.33	0.00
	Viento	1.33	0.00
	Nieve	1.33	0.00
Caso III Acciones constantes y combinación de acciones variables independientes, incluso las acciones sísmicas	Acciones constantes	1.00	1.00
	Sobrecargas	r (2)	0.00
	Viento	0.25 (3)	0.00
	Nieve	0.50 (4)	0.00
	Acciones sísmicas	1.00	0.00

(1) Para el efecto desfavorable se considerarán los valores de las dos columnas
(2) r es el coeficiente reductor para las sobrecargas, de valor:
Azoteas, viviendas y hoteles (salvo locales de reunión): r = 0.50
Oficinas, comercios, calzadas y garajes: r = 0.60
Hospitales, cárceles, edificios docentes, templos, edificios de reunión y espectáculos y salas de reunión de hoteles r = 0,80
Almacenes: r = 1
(Tabla 4.5 de la norma sismorresistente PDS1-74 Parte A)
(3) Sólo se considerará en construcciones en situación topográfica expuesta o muy expuesta (Norma Básica NBE AE-88)
(4) Sólo se considerará en caso de lugares en los que la nieve permanece acumulada habitualmente más de treinta días seguidos, en el caso contrario el coeficiente será cero

Figura 18. Tabla de coeficiente de ponderación según Decreto 1370/1988, de 25 de julio, por el que se aprueba la Norma Básica de la Edificación "NBE-AE/88. Acciones en la edificación".

3.4.2. FRONTÓN MUNICIPAL

El año de construcción del edificio según proyecto de ejecución es noviembre del 2009. Por lo tanto, las acciones consideradas se ajustan a lo que prescribe el Código Técnico de la Edificación, CTE DB SE.

Según normativa en vigor en la fecha de proyección del edificio las sobrecargas de uso se determinan según la Tabla 3.1., siendo de 0,4kN/m2 en cubiertas ligeras sobre correas y la sobrecarga de nieve según Tabla E.2, de 0,4KN/m2, en una altitud de aproximadamente de 60m.

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m^2]	Carga concentrada [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 20º	1 (4) (6)	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) (5)	0,4 (4)	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40º	0	2

Figura 19. Sobrecarga de uso según CTE DBSE-AE.

Tabla E.2 Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m^2)

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

Figura 20. Sobrecarga de nieve según CTE DBSE-AE.

Observando el proyecto de ejecución, se dispone información relativa a la sobrecarga de uso y coeficientes de seguridad. La sobrecarga de nieve según normativa en vigor CTE DB-SE AE, con hipótesis aplicadas de estado inicial y redistribución. En cuanto a las acciones de viento, según zona eólica, grado de aspereza, profundidad y huecos, según CTE DB-SE AE.

3.1.2. Acciones Gravitatorias

3.1.2.1. Cargas Superficiales

Cubierta
Peso propio material de cubrición 0.35 kN/ m^2
Sobrecarga uso ..... 0.40 kN/ m^2
Peso propio estructura

3.1.3. Acciones de Viento

Normativa: CTE DB-SE AE (España)

Zona eólica: C
Grado de aspereza: III. Zona rural accidentada o llana con obstáculos
Periodo de servicio (años): 50
Profundidad nave industrial: 36.30
Con huecos:
- Área izquierda: 0.00
- Altura izquierda: 0.00
- Área derecha: 450.00
- Altura derecha: 6.00
- Área frontal: 0.00
- Altura frontal: 0.00
- Área trasera: 0.00
- Altura trasera: 0.00

1 - V(0°) H1, Viento a 0° con succión interior
2 - V(90°) H1, Viento a 90° con succión interior
3 - V(180°) H1, Viento a 180°, presion exterior tipo 1 con presión interior
4 - V(180°) H2, Viento a 180°, presion exterior tipo 2 con presión interior
5 - V(270°) H1, Viento a 270° con succión interior

3.1.4. Acciones de Nieve

Normativa: CTE DB-SE AE (España)

Zona de clima invernal: 1
Altitud topográfica: 50.00 m
Cubierta sin resaltos
Exposición al viento: Normal

Hipótesis aplicadas:
1 - Nieve: estado inicial, (H1-Libre H1-Libre)
2 - Nieve: redistribución, (H2-Libre H2-Libre)

3.1.5. Acciones Sísmicas. Cumplimiento Norma NCSE-02

Con arreglo a lo dispuesto en el artículo 1.2.2. de la norma NCSE-02 la construcción en función al destino que tiene se clasifica como "de importancia normal ".

De acuerdo con lo reflejado en el mapa de peligrosidad sísmica del artículo 2.1 la aceleración sísmica básica es inferior a 0.04g.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 1.2.3 no es de aplicación la Norma Sismorresistente en esta construcción.

3.1.6. Acciones Térmicas y Reológicas

De acuerdo con la norma se prescinde de su consideración al no existir en esta edificación distancias mayores a 40 m.

Figura 21. Acciones en la edificación tenidas en cuenta. Proyecto de ejecución redactado por UTE Bideak_Octavio Pérez

En cuanto a los coeficientes de seguridad se fija en 1,50 en hormigón y 1,15 en acero, al igual que lo estipulado en la normativa aplicable. Sobre la mayoración de cargas dispondrían según proyecto de un coeficiente de mayoración de carácter permanente de 1,35 y de 1,50 en acciones de carácter variable.

3.1.1.2. Coeficientes de seguridad

Se ha considerado un coeficiente de seguridad para las acciones de carácter permanente de γ_f = 1.35 y para las acciones de carácter variable de γ_f = 1.5.

Figura 22. Coeficientes de seguridad tenidos en cuenta. Proyecto de ejecución redactado por UTE Bideak_Octavio Pérez. Noviembre 2009.

Para los materiales, el coeficiente de minoración es de 1,15 y 1,10 en acero y 1,50 en hormigón armado.

CUADRO DE CARACTERÍSTICAS HORMIGÓN

HORMIGÓN

ELEMENTO ESTRUCTURAL	Tipo hormigón	Nivel control	Coeficiente parcial de seguridad (γ_c)	Resistencia de cálculo(N/mm2)	Recubrimiento nominal (mm)
Cimentación	HA–25/P/40/IIa.	ESTADÍSTICO	1.50	16.6	50

ACERO

ELEMENTO ESTRUCTURAL	Tipo de acero	Nivel control	Coef. parcial de seguridad (γ_s)	Resistencia de cálculo(N/mm2)	El acero estará garantizado por
Toda la obra	B 500 S	NORMAL	1.15	435	la Marca AENOR

EJECUCIÓN

TIPO DE ACCIÓN	Nivel control	Coef. parciales de seguridad (para E. L. U.)	
		Efecto favorable	Efecto desfavorable
Permanente	NORMAL	γ_G =1.00	γ_G =1.50
Permanente de valor constante	NORMAL	γ_G =1.00	γ_G =1.60
Variable	NORMAL	γ_G =1.00	γ_G =1.60

TIPO DE HORMIGON	ARIDO A EMPLEAR		CEMENTO	CONSISTENCIA	COMPACTACION	ASIENTO EN CONO ABRAMS
	Tipo de árido	Tamaño máximo	Tipo			
HA–25/P/40/IIa	Arena	10 mm.	CEM–II/A–42,5R	Plástica	Vibrado	3–5 cm.
	Grava	40 mm.		Plástica	Vibrado	3–5 cm.
HA–25/B/20/IIa	Arena	5 mm.	CEM–II/A–42,5R	Blanda	Vibrado	6–9 cm.
	Grava	20 mm.		Blanda	Vibrado	6–9 cm.

HA–25/P/40/IIa HA–25/B/20/IIa	RESISTENCIAS CARACTERISTICAS DE PROYECTO	
	A los 7 días >= 16,3 kN/mm2	A los 28 días >=25 kN/mm2

Tensión admisible del terreno considerada en el cálculo: 0.10 kN/mm2
En el caso de que el terreno sea agresivo se empleara en cimentación y muro hormigón HA–25/P/40/IIa+Qa con relacion a/c < 0.50 y un contenido mínimo de cemento de 325Kg/m3

Figura 23. Características y coeficientes de seguridad en hormigón armado. Proyecto de ejecución redactado por UTE Bideak_Octavio Pérez. Noviembre 2009.

CUADRO DE CARACTERISTICAS DEL ACERO					
CARACTERISTICAS MECANICAS					
DESIGNACION	TENSION LIM ELASTICO fy (N/mm2)			TENSION DE ROTURA fu (N/mm2)	T° ENSAYO CHARPY (° C)
	t<16	16<t<40	40<t<63	3<t<100	
S275JR	275	265	255	410 (1)	20 (2)
CARACTERISTICAS COMUNES A TODOS LOS ACEROS					
MODULO DE ELASTICIDAD E					210.000 N/mm2
MODULO DE RIGIDE G					81.000 N/mm2
COEFICIENTE DE POISSON					0,3
COEF. DILATACION TERMICA					1,2X10e-5 (°C)
DENSIDAD					7.850 Kg/m3

Figura 24. Características y coeficientes de seguridad en hormigón armado. Proyecto de ejecución redactado por UTE Bideak_Octavio Pérez. Noviembre 2009.

3.5. SOBRECARGAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

De acuerdo al proyecto de instalación fotovoltaica y fichas técnicas de las placas se supone una sobrecarga de:

	Peso Neto	Superficie	Kg/m^2
Módulo Fotovoltaico M575-595N72LB-BF-F7	31,20kg	2,278x1,134=2,584m^2	12,07 kg/m^2
Estructura (2 barras de aluminio de 1,13ml)	1,356kg	2,278x1,134=2,584m^2	0,52 kg/m^2
TOTAL			12,59 kg/m2

El sistema fotovoltaico se puede considerar una sobrecarga de uso, puesto que no se trata de un elemento fijo y podría ser retirado.

En el caso de la Casa de Cultura, tal y como se ha mencionado, la construcción y de acuerdo al año de diseño, no consideraría sobrecargas de mantenimiento. La consideración actual viene a decir que la sobrecarga de uso o mantenimiento de 40 kg/m2 en cubiertas con inclinación inferior a los 40º y peso propio inferior a 1KN/m2, solo accesibles para mantenimiento, no se suma a las cargas de nieve y viento a efectos de cálculo y diseño. En el caso del frontón municipal, se consideraron sobrecargas de uso de 40kg/m2, al igual que la normativa vigente del Código técnico de la Edificación para cubiertas ligeras. Esta sobrecarga, al igual que en el caso anterior, no se suma a las cargas de nieve y viento. Así, estas sobrecargas y según la actual norma CTE SE-AE y de acuerdo al punto de aclaración 7, no se consideran concomitantes con el resto de acciones variables, es decir con la sobrecarga de uso o mantenimiento.

Con todo ello cabe indicar que la carga de mantenimiento claramente se asemeja en cálculo a la acción de la nieve y se tiene en consideración o la una o la otra

Por otra parte, debemos considerar que en fase de diseño se establece para los materiales unos coeficientes de minoración de resistencia de 1,50 en hormigón y 1,15 en acero en el caso de la estructura del frontón y las cargas permanentes dispondrían de un coeficiente de mayoración de 1,35 y las cargas variables o sobrecargas de un coeficiente de mayoración de 1,50.

Situándonos en la fase de uso, no tiene sentido aplicar los coeficientes de mayoración, puesto que nos encontramos en una comprobación con datos reales y no en una hipótesis de diseño. Por lo tanto, en realidad tenemos una estructura diseñada para una sobrecarga variable de 60kg/m2.

Ante esta consideración de cargas en el proyecto, la utilización de 13 kg/m2 para la instalación de placas fotovoltaicas no llegan a agotar el coeficiente de mayoración de cargas, y la cubierta queda con la total capacidad de soportar los 40 kg/m2 de nieve que le corresponde por zona climática o los 40 kg/m2 de mantenimiento que le corresponderían según la normativa actual del Código Técnico de la Edificación.

3.6. COMPROBACIÓN

3.6.1. CASA DE CULTURA

Se realiza una comprobación sumando la sobrecarga debida al sistema coplanar de apoyo sobre la cubierta de la Casa de Cultura del barrio Mendieta de Ajangiz.

Así, para la estimación de cargas en las viguetas:

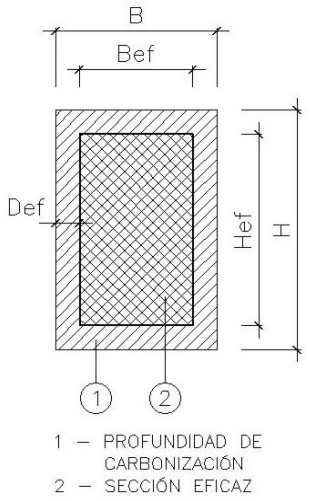
SEPARACIÓN DE CORREAS	0,615 (comprobado in situ)
LONGITUD DE APOYO DE CORREAS	3,00m (comprobado in situ, caso más desfavorable)
PESO PROPIO CUBIERTA	Tablero (0,15 kN/ m^2)+ teja-rastrel (0,60 kN/ m^2)+ aislamiento 3cm (0,10 kN/ m^2)= 0,85 kN/ m^2 en plano inclinado. Plano horizontal=0,88KN/m^2
SOBRACARGA DE NIEVE	0,40kN/ m^2 Sobre plano inclinado=0,415KN/m^2
SOBRECARGA PANELES SOLARES	12,59kg/m^2 =0,13kN/ m^2 Sobre plano inclinado=0,135KN/m^2

Y se realiza un cálculo de comprobación en un ancho de superficie correspondiente a la distancia entre las viguetas de cubierta, de 0,615m.

PESO PROPIO CUBIERTA	0,541 KN/ M
SOBRACARGA DE USO	0,255 KN/M
SOBRECARGA PANELES SOLARES	0,083 KN/M

Siendo las características geométricas y compositivas de las viguetas las siguientes.

Perfil: V-95x160
Material: Madera (C18) Se considera una madera maciza C18



Longitud (m)	Características mecánicas de la sección			
	Área (cm^2)	I_y (cm4)	I_z (cm4)	W (cm3)
3,00	152	3.243	1.143	405
	Características mecánicas de la sección eficaz			
	Área (cm^2)	I_y (cm4)	I_z (cm4)	W (cm3)
	42,6	590	39	92

Situación de incendio
Resistencia requerida: R30. Caras expuestas (INFERIOR Y LATERALES)

PROPIEDADES DEL MATERIAL

Coeficiente parcial de seguridad para el material	γ_m	1,30
Factor de modificación (por duración de la carga y clase de servicio)	k_{mod}	0,80
Factor por tipo de madera: maciza (pandeo)	β_c	0,11
RESISTENCIA en N/mm²		
Flexión	$f_{m,k}$	18,00N/mm²
Tracción paralela a la fibra	$f_{t,0,k}$	11 N/mm²
Tracción perpendicular a la fibra	$f_{t,90,k}$	0,40 N/mm²
Compresión paralela a la fibra	$f_{c,0,k}$	18,00 N/mm²
Compresión perpendicular a la fibra	$f_{c,90,k}$	2,20 N/mm²
Cortante	$f_{v,k}$	3,40 N/mm²
RIGIDEZ en KN/mm²		
Módulo de elasticidad característico medio paralelo a la fibra	$E_{0,medio}$	9,0KN/mm²
Módulo de elasticidad característico, percentil 5%, paralelo a la fibra	$E_{0,k}$	6,0 KN/mm²
Módulo de elasticidad característico perpendicular medio perpendicular a la fibra	$E_{90,medio}$	0,30 KN/mm²
Módulo de elasticidad transversal característico medio	G_{medio}	0,56 KN/mm²
DENSIDAD en Kg/m³		
Densidad característica	P_k	320kg/m³
Densidad media	P_{medio}	380kg/m³

3.6.1.1. ESTADO LÍMITE ÚLTIMO

Se calcula el Estado Límite Último de las viguetas de la cubierta a esfuerzo flector y a esfuerzo cortante, para las combinaciones de acciones más desfavorable. Los índices de aprovechamiento de flexión y cortante deben ser ≤ 1, para garantizar el cumplimiento del E.L.U.

Se realiza el cálculo del momento máximo combinado en el punto medio de la vigueta, sin mayoración de cargas, por ser cargas realmente actuantes y no hipótesis de diseño.

$M_d = ql^2/8 + Pl/4$, siendo:

q=0,88KN/m, la suma de la sobrecarga de uso y peso propio de la cubierta.

P=0,14KN de carga puntual

L=longitud de cálculo= 3,00m

M_d=0,99+0,105= 1,10KN.m=1.100.000Nmm

Siendo el valor resistente de cálculo a flexión del elemento $f_{m,y,d}$ =11,1N/mm2

Y la tensión de flexión de la vigueta $\sigma m, y, d = \frac{Md}{Wy}$= 2,71 N/mm2

Índice de aprovechamiento a flexión $Im = \frac{\sigma m,y,d}{\text{fm,y,d}}$=0,24≤1 **Cumple E.L.U. a flexión.**

Se realiza el cálculo del cortante máximo combinado en el apoyo:

Vd= ql/2= 1.32KN

Siendo el valor resistente de cálculo a cortante del elemento $f_{v,y,d}$ =2,10N/mm2

Y la tensión a cortante que soporta la pieza $Zv, y, d = 1{,}5 * \frac{Vd}{Kcr*bv*hv}$= 0,3 N/mm2

Índice de aprovechamiento a cortante $Im = \frac{Zv,y,d}{\text{fv,y,d}}$=0,13≤1 **Cumple E.L.U. a cortante**

3.6.1.2. ESTADO LÍMITE A SERVICIO

Para garantizar la integridad de los elementos constructivos, la flecha debida a la fluencia, más la motivada por la carga variable no ha de ser superior a:

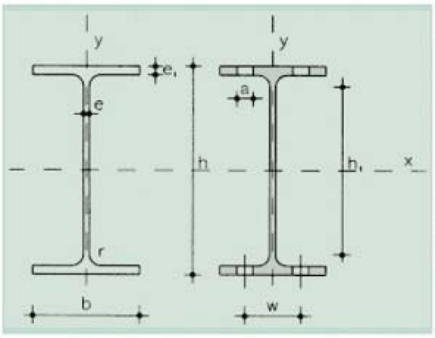
- Límite de integridad (mm)

$$\text{Kdef} * \partial\text{pp} + (1 + \text{Kdef} * ¥2) * \partial\text{su} = 2{,}65\text{mm} \leq \frac{L}{300}(cubiertas) = 10{,}00mm$$

Cumple con el límite de flecha para garantizar la integridad de los elementos constructivos.

3.6.2. FRONTÓN MUNICIPAL

Se realiza una comprobación sumando la sobrecarga debida al sistema fotovoltaico en las correas soporte metálicas de la cubrición de la cubierta del frontón, perfiles IPE 160. Tratándose de correas metálicas, se toma como base el prontuario de perfiles metálicos.



A = Área de la sección
S_x = Momento estático de media sección, respecto a X
I_x = Momento de inercia de la sección, respecto a X
$W_x = 2I_x : h$. Módulo resistente de la sección, respecto a X
$i_x = \sqrt{I_x : A}$. Radio de giro de la sección, respecto a X
I_y = Momento de inercia de la sección, respecto a Y
$W_y = 2I_y : b$. Módulo resistente de la sección, respecto a Y
$i_y = \sqrt{I_y : A}$. Radio de giro de la sección, respecto a Y
I_t = Módulo de torsión de la sección
I_a = Módulo de alabeo de la sección
u = Perímetro de la sección
a = Diámetro del agujero del roblón normal
w = Gramil, distancia entre ejes de agujeros
h_1 = Altura de la parte plana del alma
p = Peso por m

Perfil	Dimensiones							Términos de sección										Agujeros			Peso	
	h mm	b mm	e mm	e_1 mm	r_1 mm	h_1 mm	u mm	A cm^2	S_x cm^3	I_x cm^4	W_x cm^3	i_x cm	I_y cm^4	W_y cm^3	i_y cm	I_t cm^4	I_a cm^6	w mm	a mm	e_2 mm	p kp/m	
IPE 80	80	46	3,8	5,2	5	60	328	7,64	11,6	80,1	20,0	3,24	8,49	3,69	1,05	0,721	118	–	–	3,8	6,00	C
IPE 100	100	55	4,1	5,7	7	75	400	10,30	19,7	171,0	34,2	4,07	15,90	5,79	1,24	1,140	351	–	–	4,1	8,10	C
IPE 120	120	64	4,4	6,3	7	93	475	13,20	30,4	318,0	53,0	4,90	27,70	8,65	1,45	1,770	890	35	–	4,4	10,40	C
IPE 140	140	73	4,7	6,9	7	112	551	16,40	44,2	541,0	77,3	5,74	44,90	12,30	1,65	2,630	1.981	40	11	4,7	12,90	C
IPE 160	160	82	5,0	7,4	9	127	623	20,10	61,9	869,0	109,0	6,58	68,30	16,70	1,84	3,640	3.959	44	13	5,0	15,80	P
IPE 180	180	91	5,3	8,0	9	146	698	23,90	83,2	1.320,0	146,0	7,42	101,00	22,20	2,05	5,060	7.431	48	13	5,3	18,80	P
IPE 200	200	100	5,6	8,5	12	159	788	28,50	110,0	1.940,0	194,0	8,26	142,00	28,50	2,24	6,670	12.990	52	13	5,6	22,40	P
IPE 220	220	110	5,9	9,2	12	178	848	33,40	143	2.770	252	9,11	205	37,3	2,48	9,15	22.670	58	17	5,9	26,20	P
IPE 240	240	120	6,2	9,8	15	190	922	39,10	183	3.890	324	9,97	284	47,3	2,69	12,00	37.390	65	17	6,2	30,70	P
IPE 270	270	135	6,6	10,2	15	220	1.040	45,90	242	5.790	429	11,20	420	62,2	3,02	15,40	70.580	72	21	6,6	36,10	P
IPE 300	300	150	7,1	10,7	15	249	1.160	53,80	314	8.360	557	12,50	604	80,5	3,35	20,10	125.900	80	23	7,1	42,20	P
IPE 330	330	160	7,5	11,5	18	271	1.250	62,60	402	11.770	713	13,70	788	98,5	3,55	26,50	199.100	85	25	7,5	49,10	P
IPE 360	360	170	8,0	12,7	18	299	1.350	72,70	510	16.270	904	15,00	1.040	123,0	3,79	37,30	313.600	90	25	8,0	57,10	P
IPE 400	400	180	8,6	13,5	21	331	1.470	84,50	654	23.130	1.160	16,50	1.320	146,0	3,95	48,30	490.000	95	28	8,6	66,30	P
IPE 450	450	190	9,4	14,6	21	379	1.610	98,80	851	33.740	1.500	18,50	1.680	176,0	4,12	65,90	791.000	100	28	9,4	77,60	P
IPE 500	500	200	10,2	16,0	21	426	1.740	116,00	1.100	48.200	1.930	20,40	2.140	214,0	4,31	91,80	1.249.000	110	28	10,2	90,70	P
IPE 550	550	210	11,1	17,2	24	468	1.880	134,00	1.390	67.120	2.440	22,30	2.670	254,0	4,45	122,00	1.884.000	115	28	11,1	106,00	C
IPE 600	600	220	12,0	19,0	24	514	2.010	155,00	1.760	92.080	3.070	24,30	3.390	308,0	4,66	172,00	2.846.000	120	28	12,0	122,0	C

Figura 25. Tabla de valores técnicos de los perfiles IPE.

Los datos a tener en cuenta son los siguientes:

SEPARACIÓN DE CORREAS	2,50m
LONGITUD DE CORREAS	7,26m
PESO PROPIO ELEMENTOS COBERTURA	0,35KN/m^2
PESO PROPIO CORREAS	15,80kg/m (prontuario)
SOBRACARGA DE NIEVE	0,40KN/m^2
SOBRECARGA PANELES SOLARES	0,13KN/m^2

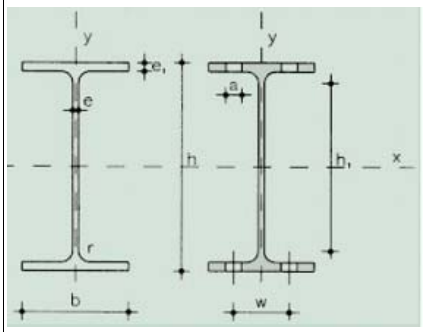
Y se realiza un cálculo de comprobación en un ancho de superficie correspondiente a la distancia entre las correas, de 2,50m.

PESO PROPIO CUBIERTA	0,875 KN/m
PESO PROPIO CORREAS	0,15 KN/m
SOBRACARGA DE NIEVE	1,00 KN/m
SOBRECARGA PANELES SOLARES	0,325 KN/m
Q TOTAL	2,35KN/M

Se calculan a continuación los esfuerzos planteando la correa como una viga biarticulada con una distancia de apoyo de 7,26m entre vigas principales o secundarias.

Teniendo en cuenta, según prontuario y datos del proyecto de ejecución, las siguientes características mecánicas:

Perfil: IPE 160
Material: Acero S275JR



Longitud (m)	Características mecánicas de la sección				
	Área (cm^2)	I_x (cm4)	I_y (cm4)	Área ef.cortante (cm^2)	W_x (cm3)
7,26	20,10	869	3,64	9,66	109
	Características mecánicas del acero				
	Módulo Elasticidad (GPa)		Límite elástico (MPa)	Coef.seguridad	
	210		275	1,25	





Figura 26. Diagrama de esfuerzos calculados con bellumlogistics.com

Donde se comprueba el momento máximo.

M servicio = $ql^2/8$ = (2,35 x (7,26) ²) /8 = **15,48KNm** para viga simple apoyada

Wxservicio = Ms/σe = 1.548.000/24.000=**64,5 cm³**

Comprobación; Wx, perfil IPE160 de Wx 109 cm³ ≥ Wxs 64,50 cm³

Por lo tanto y tras una comprobación, las correas que actualmente sostienen la cobertura de cubierta del frontón son capaces de aguantar el peso de la instalación fotovoltaica.

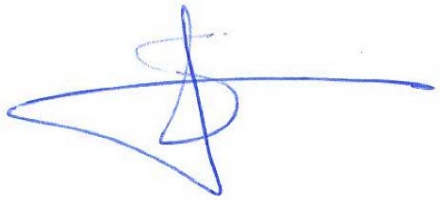
4. CONCLUSIONES

De todo ello, se puede determinar que, tratándose de edificios que cumplen con la normativa de cálculo estructural, la sobrecarga que producen los paneles está dentro de los rangos establecidos por el diseño actual estructural de las construcciones.

Se tendrá en cuenta que el área ocupada por las placas no será ocupada para mantenimiento, con lo que los espacios de circulación no se ven afectados y las sobrecargas en las zonas de paneles agotan exclusivamente 13 kg/m2 de los 60 kg/m2 de diseño de la estructura, (quedando 47 kg/m2 para la carga de nieve que debe prever 40 kg/m2 por norma).

En conclusión, un edificio que cumpla la normativa de edificación, en general, admite sin problemas el sobrepeso que aporta una instalación fotovoltaica coplanar.

Ajangiz, a 9 de septiembre de 2025



LAYNA DAPOUSA, EIDER (FIRMA)

Firmado digitalmente por LAYNA DAPOUSA, EIDER (FIRMA)
Fecha: 2025.09.10 13:54:48 +02'00'

Eider Layna
- Arquitecta–

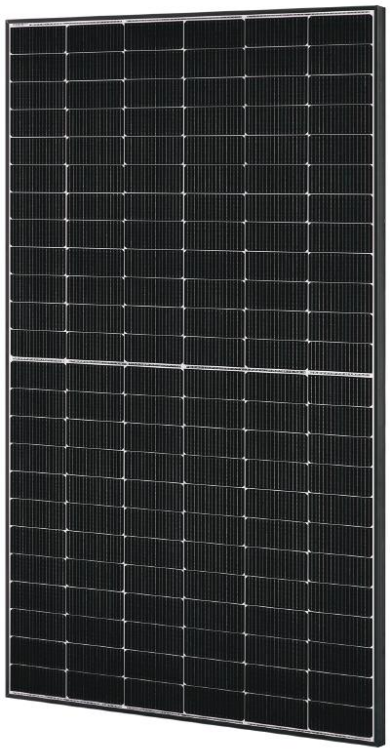
ANEXO XI. FICHAS TÉCNICAS

A continuación, se especifican las fichas técnicas:

XI.1. MÓDULO SOLAR LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK

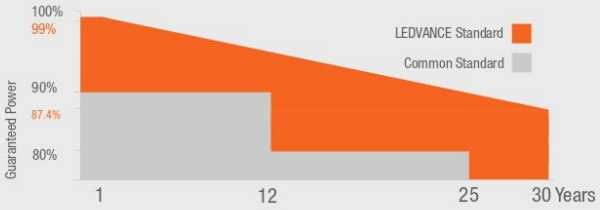
LEDVANCE.COM

LEDVANCE



M575-595N72LB-BF-F7

144CELLS HALF-CUT
Bifacial N-TOPCon PV Module
Black Frame



25 YEARS **Product** guarantee

30 YEARS **Output** guarantee

575-595Wp **Power** range

23,03% **Maximum** efficiency

0,40% **Yearly** degradation

SMBB **Excellent Cell Efficiency**
Super multi Bus Bar technology increases the efficiency of the modules

PID **Resistance to power degradation**
Resistance to power degradation caused by Potential-Induced Degradation PID effect, thanks to strict quality control in the module production process and other subassemblies

Better Weak Illumination Response
More power output in weak light conditions, such as haze, clouds and early morning

Adapted to harsh outdoor environments
Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperatures and high humidity environments

Highest production standards
Guarantees of operational reliability and quality module implementations go far beyond requirements specified in certificates

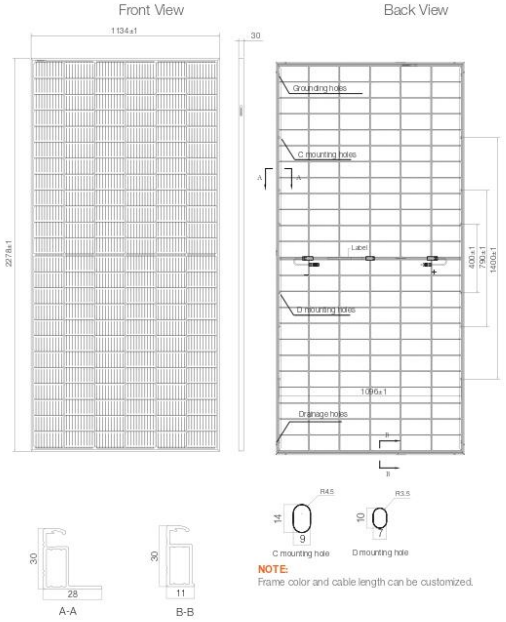
CE

TÜVRheinland

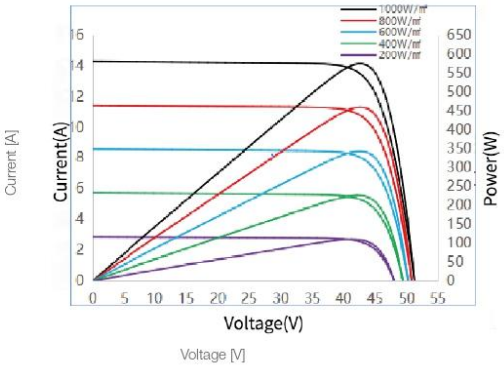
IEC 61215: Design suitability and type approval
IEC 61730: Safety qualification
IEC 61701: Salt mist corrosion testing
IEC 62716: Ammonia corrosion testing
IEC 60068: Environmental testing: Dust and sand

With subsidiaries in more than 50 countries and business activities in over 150 countries, LEDVANCE is committed to supplying reliable and durable PV products to customers to create together a greener planet.

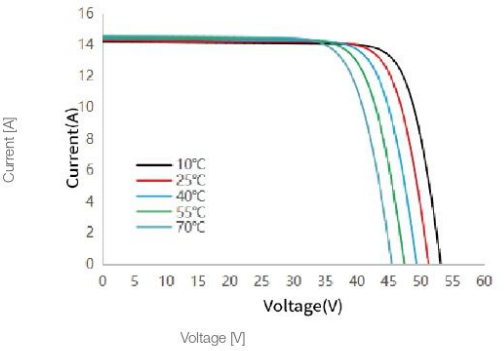
Dimensions of PV module (mm)



Current-voltage curve of the module by different insolation



Current-voltage curve of the PV module by temperature



ELECTRICAL CHARACTERISTIC | STC [1]					
Power Level	575	580	585	590	595
Nominal power Watt P_{max} (Wp)	575	580	585	590	595
Maximum power voltage V_{mpp} (V)	42.44	42.59	42.77	42.92	43.06
Maximum power current I_{mpp} (A)	13.55	13.62	13.68	13.75	13.82
Open circuit voltage V_{oc} (V)	51.28	51.48	51.68	51.88	52.08
Short circuit current I_{sc} (A)	14.30	14.36	14.42	14.48	14.54
Module efficiency η(%)	22.26	22.45	22.65	22.84	23.03

Measuring tolerance: ±3%

Bifacial Output-Backside Power Gain | 575w [2]					
Power gain	5%	10%	15%	20%	25%
Maximum power P_{max} (Wp)	604	633	662	690	719
Maximum power voltage V_{mpp} (V)	42.82	42.82	42.82	42.83	42.83
Open circuit voltage V_{oc} (V)	51.20	51.20	51.20	51.30	51.30
Short circuit current I_{sc} (A)	14.74	15.30	15.84	16.41	16.97
Maximum power current I_{mpp} (A)	14.11	14.78	15.46	16.12	16.79

ELECTRICAL CHARACTERISTIC | NMOT [2]					
Power Level	575	580	585	590	595
Maximum power P_{max} (Wp)	433	437	441	445	449
Maximum power voltage V_{mpp} (V)	39.73	39.84	39.95	40.06	40.17
Maximum power current I_{mpp} (A)	10.90	10.97	11.04	11.11	11.18
Open circuit voltage V_{oc} (V)	48.70	48.89	49.08	49.27	49.46
Short circuit current I_{sc} (A)	11.55	11.59	11.64	11.69	11.74

Measuring tolerance: ±3%

WORKING CONDITIONS	
Maximum system voltage	1500 V DC
Operating temperature	-40°C~+85°C
Operating humidity	5~85%
Maximum series fuse	30 A
Front/Rear Load	5400/2400Pa

MECHANICAL DATA	
Solar cells	N-TOPCon
Number of cells	144 (6x24) pcs
Size of cells	182 x 91 mm
Module dimension	2278 x 1134 x 30 mm
Frame color	BF – Black
Weight	31.2 kg
Glass	Front Glass, 2.0mmAR coated semi-tempered glass Black Glass, 2.0mm glazed semi-tempered glass
Type of frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cables	4 mm^2, Portrait: 300 mm or 1400mm
Connectors	MC4-EVO2

TEMPERATURE RATINGS	
NMOT	45±2 °C
Temperature coefficient of P_{max}	-0.290% / °C
Temperature coefficient of V_{oc}	-0.260% / °C
Temperature coefficient of I_{sc}	0.045% / °C

PACKAGING CONFIGURATION	
Piece / Box	36
Size of packing	2320 x 1130 x 1270 mm
Weight of packing	1178 kg
Piece / Container (40'HC)	720

FOOTNOTES:
1) STC (Standard Test Conditions): 1000W/m² solar irradiance, cell temperature 25°C, AM 1.5G
2) NMOT (nominal cell operating temperature): insolation 800W/m², ambient temperature 20°C, AM 1.5G, wind speed 1m/s

CAUTION:
– Do not connect two or more strings of modules to one fuse.
– The electrical data in this product sheet does not refer to a single module and is not part of the offer, it is used to compare different types of modules only.
– Due to continuous technical innovation, development and product improvement, technical data contained in this product sheet is subject to change at any time without notice and may not be the basis for any damage claims.

LEDVANCE.COM

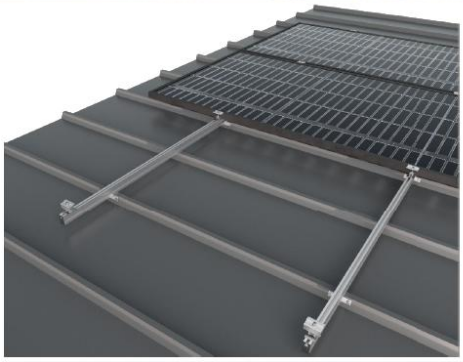
04.2023 | M575-595N72LB-BF-F7

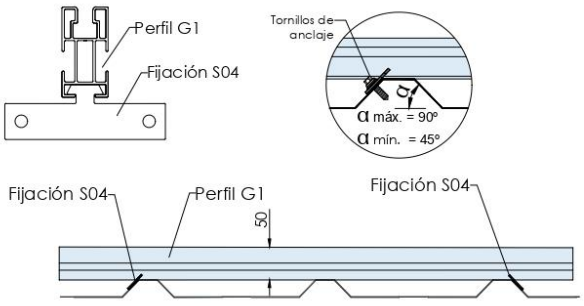
Figura 23 – Ficha técnica del módulo solar fotovoltaico LEDVANCE M580N72LB-BF-F7 FULL BLACK

XI.2. ESTRUCTURA SOPORTE COPLANAR 04V



SUNFER





- Soporte coplanar para anclaje al lateral de la chapa
- Válido para cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autotaladrante con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Valido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Solo una fijación por greca. Las fijaciones de la parte izquierda del perfil, se ubican en el lado izquierdo de la greca hasta llegar al punto medio, a partir de aquí, a la derecha de la greca.

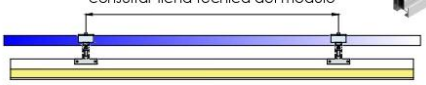
Viento:	Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales:	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería presores: Acero inoxidable A2-70 Tornillería fijación: S42.1

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

Carga de nieve: 40 kg/m²

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



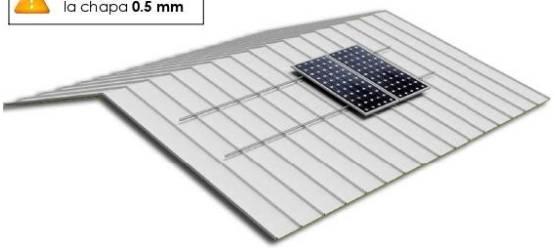


Espesor mínimo de la chapa **0.5 mm**

2400x1150 Kit



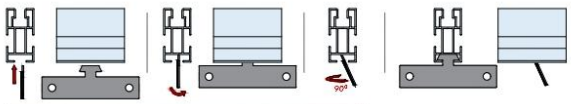


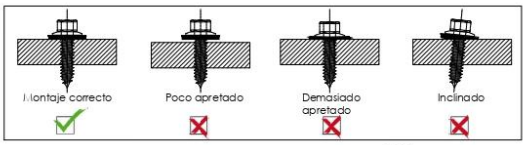


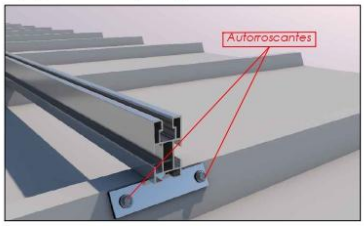
Paso 1: Introducir verticalmente el soporte en la ranura del perfil.

Paso 2: Una vez dentro, inclinar el soporte.

Paso 3: Por último, girar el soporte 90º







Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal	6 Nm
Tornillo SW8	
Velocidad máx. de rotación para instalar:	1800 rpm

100% Reciclable

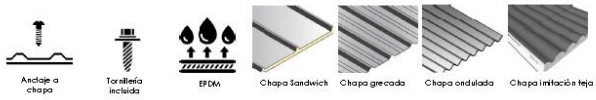
Marcado CE
ES19/86524

Herramientas necesarias:



Seguridad:

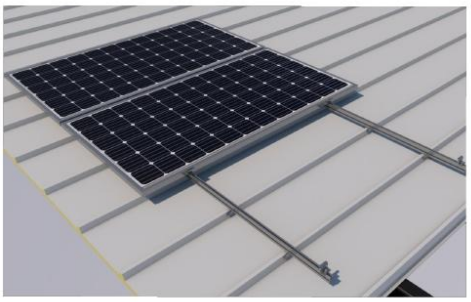




Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



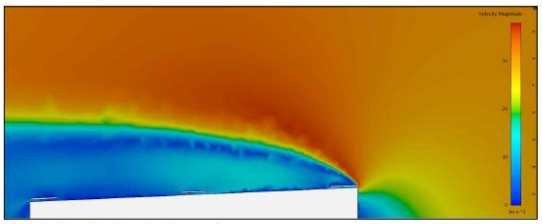
SUNFER



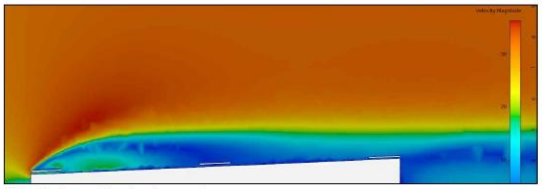
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2400x1150	150	150	150	150	150	150	Velocidad del viento km/h

Tabla 1 - *Velocidades máximas de viento admisibles.*

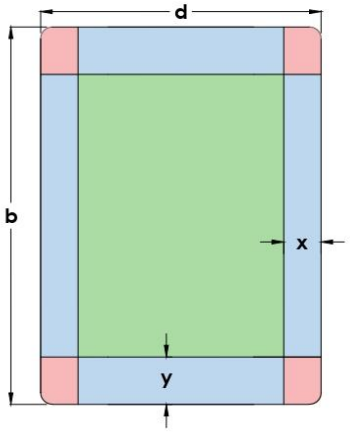
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



Flujo viento norte - *En estructura coplanar.*



Flujo viento sur - *En estructura coplanar.*



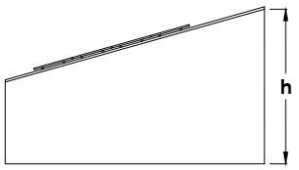
- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes.

Zona segura de instalación
Zona con turbulencia
Zona con turbulencia extrema

- Para evitar turbulencias y otros efectos nefastos, se debe instalar los paneles fotovoltaicos dentro de la zona verde. No se debe instalar paneles fotovoltaicos en las zonas de turbulencia.

e = min [b,2h]

x = Max [e/10 , 0.5m]
y = Max [e/4 , 0.5m]



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.

Marcado CE ES19/86524

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

Figura 24 – Ficha técnica de la estructura soporte coplanar 04V

XI.3. ESTRUCTURA SOPORTE COPLANAR 01V

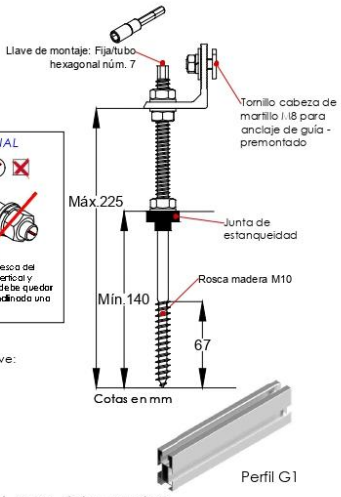




SUNFER

Viga hormigón: consultar ficha técnica taco utilizado

Viga madera: broca Nº9





- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para todo tipo de tejas.
- Sin necesidad de desmontar la cubierta.
- La fijación incluye junta de estanqueidad.
- Válido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Carga de nieve: 40 kg/m²



Nota
La fijación L no se debe montar hasta haber fijado el anclaje.

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**

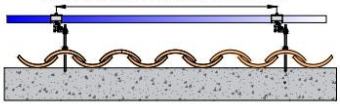
2279x1150 Kit (Ver página 2)

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

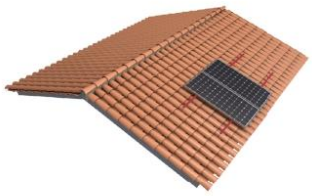
2400x1350 PS (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m²

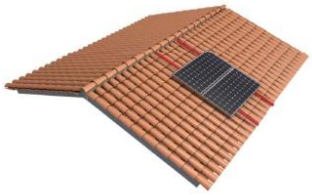
Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



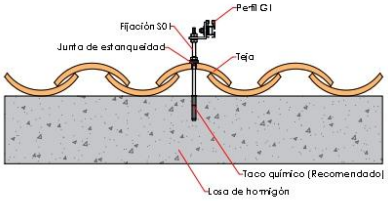
Tipos de montaje



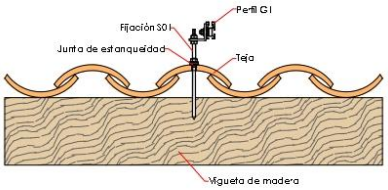
Perfiles paralelos a la cumbrera



Perfiles perpendiculares a la cumbrera







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

Herramientas necesarias:



Seguridad:





100% Reciclable

Marcado ES19/86524 CE

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

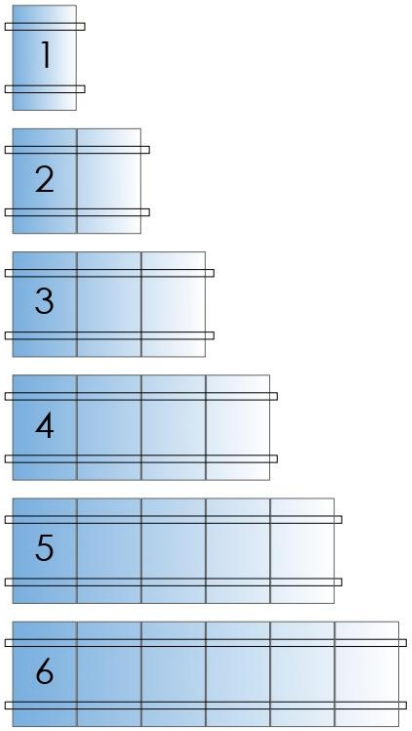


SUNFER

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

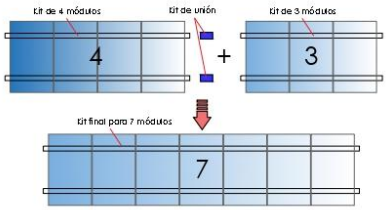
2279x1150 Kit

Kits disponibles:

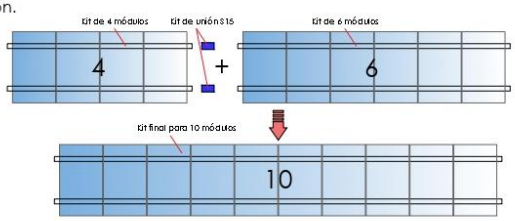


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

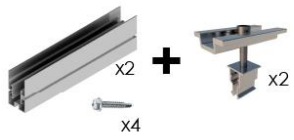
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



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

Marcado ES19/86524 CE

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



R1-01/21

Ficha técnica - Sistema PS

Para módulos de gran formato hasta 1350

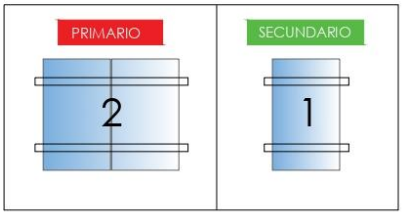
Página 3

SUNFER

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

2400x1350 PS

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.

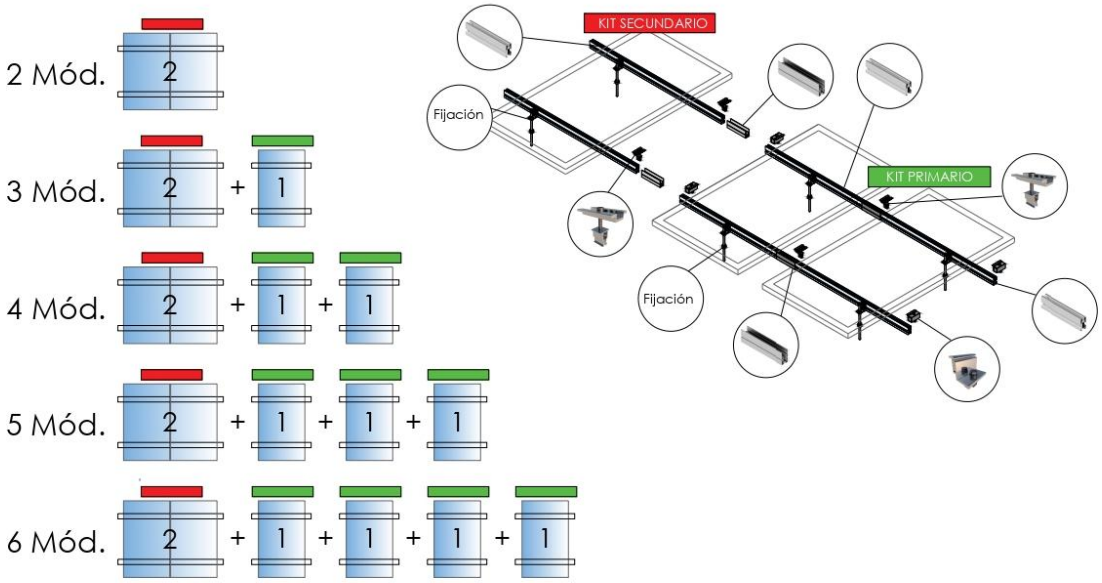
El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

SOPORTES COPLANARES COMPATIBLES CON EL **SISTEMA PS**

01V	01.1V	02V	02.1V	02.2V	02.3V	02.4V	03V	04V



EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



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

Marcado ES19/86524 CE

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



SUNFER

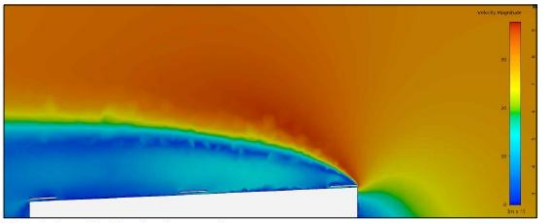


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

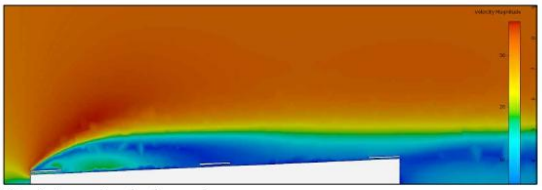
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - *Velocidades máximas de viento admisibles.*

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - *En estructura coplanar.*



Flujo viento sur - *En estructura coplanar.*

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.

Marcado CE ES19/86524

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

Figura 25 – Ficha técnica de la estructura soporte coplanar 01V

XI.4. INVERSOR ZCS AZZURRO 3PH 60KTL-V3 DE 60 KW

3PH 60KTL-V3/3PH 80KTL-V3

Inversor de cadena trifásico



- Rendimiento máximo 98,7 %
- Hasta 6 MPPT independientes
- Actualizaciones y diagnóstico mediante USB
- Garantía ZCS de 5 o 10 años
- Función de "Cero inyección" en red
- Capacidad de gestión de la potencia reactiva
- Amplio intervalo operativo en entrada de 180V a 1000V



DATOS TÉCNICOS	3PH 60KTL-V3	3PH 80KTL-V3
Datos técnicos entrada CC		
Potencia CC Típica*	72000W	96000 W
Máxima potencia CC por cada MPPT	18000 W (550 V-850 V)	24000 W (550 V-850 V)
N.º MPPT independientes/N.º cadenas por MPPT	6/2	
Tensión máxima de entrada CC	1100 V	
Tensión de activación	200 V	
Tensión nominal de entrada CC	620 V	
Intervalo MPPT de tensión CC	180 V - 1000 V	
Intervalo de tensión CC a plena carga	550 V - 850 V	
Máxima corriente en entrada por cada MPPT	32A	40 A
Máxima corriente absoluta por cada MPPT	50A	60 A
Datos técnicos salida CA		
Potencia nominal CA	60kW	80 kW
Potencia máxima CA	66kVA	88 kVA
Máxima corriente CA por fase	100A	133,3 A
Tipo de conexión/Tensión nominal de red	Trifásica 3PH/N/PE 220V/230V/240V (PH-N); 380V/400V/415V (PH-PH) o Trifásica 3PH/PE 380V/400V/415V (PH-PH)	
Intervalo de tensión de red	184V~276V (PH-N); 320V~480V (PH-PH) (según los estándares de red locales)	
Frecuencia nominal de red	50 Hz /60 Hz	
Intervalo de frecuencia de red	45Hz~55Hz / 54Hz~66Hz (según los estándares de red locales)	
Distorsión armónica total	<3 %	
Factor de potencia	1 (programable +/-0,8)	
Intervalo de regulación de la Potencia activa (configurable)	0 - 100 %	
Limitación de inyección en red	Inyección regulable de cero al valor de potencia nominal**	
Eficiencia		
Eficiencia máxima	98,7 %	
Eficiencia ponderada (EURO)	98,2 %	
Eficiencia MPPT	<99,9 %	
Consumo nocturno	<2 W	
Protecciones		
Protección de interfaz interna	No	
Protecciones de seguridad	Anti isla, RCMU, Monitoreo de fallo a tierra	
Protección contra inversión de polaridad CC	Sí	
Seccionador CC	Integrado	
Protección contra sobrecalentamiento	Sí	
Categoría de sobretensión/Clase de protección	Categoría de sobretensión III / Clase protección I	
Descargadores integrados	CA/CC: Tipo 2 estándar	
Estándar		
EMC	EN 61000-6-2/4, EN 61000-3-11/12	
Estándar de seguridad	IEC 62109- 1/2, IEC62116, IEC61727, IEC61683, IEC60068 (1,2,14,30)	
Estándar de conexión a la red	Certificados y estándares de conexión disponibles en www.zcsazzurro.com	
Comunicación		
Interfaz de comunicación (opcional)	Wi-Fi/4G/Ethernet (opcionales), RS485 (protocolo propietario), USB, Bluetooth	
Información general		
Intervalo de temperatura ambiente admitido	-30 °C...+60 °C (limitación de potencia por encima de los 45 °C)	
Topología	Sin transformador	
Grado de protección ambiental	IP66	
Intervalo de humedad relativa admitido	0 %...95 % sin condensación	
Máxima altitud operativa	4000 m	
Niveles de ruido	< 60 dB @ 1 m	
Peso	50 kg	
Refrigeración	Convección forzada de ventiladores	
Medidas (A*L*P)	561 mm*687 mm*275 mm	
Monitoreo de datos	Pantalla LCD + APP	
Garantía	5 o 10 años (NOTA: es necesario registrarse en la página EXTENSIÓN DE LA GARANTÍA del sitio web zcsazzurro.com para obtener la extensión de la garantía)	

* La potencia CC típica no representa un límite máximo de potencia aplicable El configurador online disponible en el sitio www.zcsazzurro.com proporcionará las posibles configuraciones aplicables
** Posible utilizando un medidor específico

Figura 26 – Ficha técnica del inversor ZCS Azzurro 3PH 60KTL-V3 de 60 kW

XI.5. CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Top Cable

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



DISEÑO

CPR COMPLIANT Construction Products Regulation EN 50575

D_{ca} - s2, d2, a2

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)

según UNE-EN 60228
e IEC 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos

Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

APLICACIONES

El cable Topsolar H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.

SOLAR



www.topcable.com 113

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K






CARACTERÍSTICAS

Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC

Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS

D_{ca}- s2, d2, a2

Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C

Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR: D_{ca}- s2, d2, a2 según la norma EN 50575.

Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.

Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.

Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.

Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.

Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2

Otros

Marcaje: metro a metro.

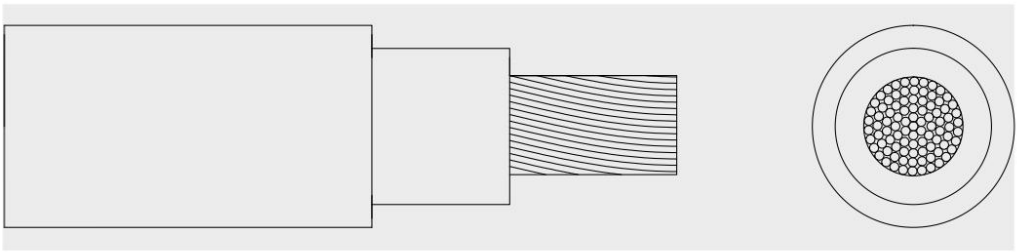
Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.

Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



DIMENSIONES

Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire Libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adya-cente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

SOLAR

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.
Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.
Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).
Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

Figura 27 – Ficha técnica de los conductores de corriente continua

XI.6. CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV





Descripción

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV son adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica eninstalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores.

Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la IEC 60502.
Nuestros cables se encuentran certificados para la norma IEC 60502.

Normas de Referencia: HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:
- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.
Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E según UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 18 junio 2018
Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cables RCT

cablesrct.com

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV

RCT CABLES

Otras características

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)
No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2
No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24
Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2
Baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754-1 y 60754-2
Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2
El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Dimensiones

Sección (mm^2)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	4,80	34
1x2,5	7,98	5,15	44
1x4	4,95	5,60	58
1x6	3,3	6,30	80
1x10	1,91	7,30	121
1x16	1,21	8,40	178
1x25	0,78	10,00	260
1x35	0,554	11,10	349
1x50	0,386	12,90	482
1x70	0,272	14,70	668
1x95	0,206	17,25	890
1x120	0,161	19,00	1.117
1x150	0,129	21,60	1.406
1x185	0,106	23,40	1.723
1x240	0,0801	26,70	2.244
1x300	0,0641	28,50	2.759
1x400	0,0486	34,30	3.635
1x500	0,0384	36,90	4.653
1x630	0,0287	44,50	6.408
2x1,5	13,3	7,75	83
2x2,5	7,98	8,45	108
2x4	4,95	9,50	148
2x6	3,3	10,20	187
2x10	1,91	11,85	280
2x16	1,21	14,10	431
2x25	0,78	18,10	682
2x35	0,554	22,05	921
2x50	0,386	25,70	1.316
2x70	0,272	29,35	1.798

Sección (mm^2)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
2x95	0,206	33,80	2.399
3x1,5	13,3	8,95	112
3G1,5	13,3	8,95	112
3G2,5	7,98	9,60	143
3G4	4,95	10,10	181
3G6	3,3	11,10	243
3G10	1,91	13,00	372
3x16	1,21	15,35	551
3x25	0,78	18,90	845
3x35	0,554	21,95	1.195
3x50	0,386	27,30	1.703
3x70	0,272	30,75	2.365
3x95	0,206	35,90	3.121
3x120	0,161	43,50	3.983
3x150	0,129	44,75	4.920
3x185	0,106	50,70	6.083
3x240	0,0801	54,35	8.045
4G1,5	13,3	8,70	115
4G2,5	7,98	9,95	163
4G4	4,95	10,95	223
4G6	3,3	12,60	312
4G10	1,91	14,40	468
4x16	1,21	17,40	726
4x25	0,78	21,15	1.105
4x35	0,554	24,20	1.504
4x50	0,386	29,60	2.276
4x70	0,272	35,80	3.055
4x95	0,206	42,00	4.189
4G95	0,206	41,20	4.003

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 18 junio 2018
Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA T. 976 500 120 info@rct.es
Delegación BARCELONA T. 93 307 95 62 barna@rct.es
Delegación MADRID T. 91 691 85 48 madrid@rct.es
Delegación SEVILLA T. 954 354 946 sevilla@rct.es
Delegación VALENCIA T. 96 375 90 70 valencia@rct.es

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV

RCT

Dimensiones

Sección (mm^2)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
4x120	0,161	46,20	5.126
4x150	0,129	52,65	6.617
4x185	0,106	55,30	8.098
5G1,5	13,3	9,90	142
5G2,5	7,98	10,85	192
5G4	4,95	12,00	267
5G6	3,3	13,95	376
5G10	1,91	15,95	572
5G16	1,21	19,50	892
5G25	0,78	23,30	1.302
5G35	0,554	26,70	1.802
5G50	0,386	33,25	2.705
5G70	0,272	39,20	3.742
5G95	0,206	43,20	4.860
5G120	0,161	48,15	6.176
5G150	0,129	52,95	7.632
6G1,5	13,3	11,15	174
6G2,5	7,98	12,20	234
6G4	4,95	13,80	330
7x1,5	13,3	11,15	189
7G1,5	13,3	11,15	189
7G2,5	7,98	12,40	264
7G4	4,95	14,90	404
7G6	3,3	16,40	537
7G10	1,91	18,30	790

Sección (mm^2)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
7G16	1,21	21,30	1.171
8G1,5	13,3	12,10	216
8G2,5	7,98	13,50	302
10G1,5	13,3	13,45	269
10G2,5	7,98	15,40	391
12G1,5	13,3	13,80	291
12G2,5	7,98	15,45	415
14G1,5	13,3	15,55	361
14G2,5	7,98	16,55	477
14G4	4,95	18,35	671
14G6	3,3	20,80	938
14G10	1,91	24,40	1.493
16G1,5	13,3	15,75	377
16G2,5	7,98	17,55	536
18G4	4,95	20,50	824
19G1,5	13,3	17,20	455
19G2,5	7,98	18,60	619
24G1,5	13,3	18,20	523
24G2,5	7,98	21,05	782
27G1,5	13,3	18,50	552
30G1,5	13,3	20,00	635
32G1,5	13,3	20,20	650
37G1,5	13,3	21,05	725
37G2,5	7,98	24,95	1.135
44G1,5	13,3	24,55	938

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 18 junio 2018
Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
barna@rct.es

Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es

Figura 28 – Ficha técnica de los conductores de corriente alterna

ANEXO XII. FACTORES DE CONVERSIÓN

Los datos relativos al consumo de energía primaria y emisiones de CO_2 generados se han obtenido utilizando los valores indicados en el documento "Factores de emisión de CO_2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España". Los datos de consumo reales se multiplican por las emisiones totales de CO_2 y la energía primaria consumida.

Factores de emisiones de CO2			
	Fuente	Valores aprobados	Valores previos (****)
		kg CO2 /kWh E. final	kg CO2 /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,357	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,331	0,649
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,833	0,981
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,932	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,776	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,721	
Gasóleo calefacción	(***)	0,311	0,287
GLP	(***)	0,254	0,244
Gas natural	(***)	0,252	0,204
Carbón	(***)	0,472	0,347
Biomasa no densificada	(***)	0,018	neutro
Biomasa densificada (pelets)	(***)	0,018	neutro

Factores de conversión de energía final a primaria					
	Fuente	Valores aprobados			Valores previos (****)
		kWh E.primaria renovable /kWh E. final	kWh E.primaria no renovable /kWh E. final	kWh E.primaria total /kWh E. final	kWh E.primaria /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,396	2,007	2,403	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,414	1,954	2,368	2,61
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,075	2,937	3,011	3,35
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,082	2,968	3,049	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,070	2,924	2,994	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,072	2,718	2,790	
Gasóleo calefacción	(***)	0,003	1,179	1,182	1,08
GLP	(***)	0,003	1,201	1,204	1,08
Gas natural	(***)	0,005	1,190	1,195	1,01
Carbón	(***)	0,002	1,082	1,084	1,00
Biomasa no densificada	(***)	1,003	0,034	1,037	
Biomasa densificada (pelets)	(***)	1,028	0,085	1,113	

Figura 29 - Factores de conversión

DECLARACIÓN DE COMPETENCIAS

Yo OIER BEGIRISTAIN TXAPARTEGI, con DNI 72524789Q, graduado en Ingeniería de Energías Renovables por la Universidad del País Vasco (UPV-EHU) y autor del proyecto técnico correspondiente a la instalación descrita, declaro:

- Que dispongo de la capacitación y atribuciones necesarias para la redacción, firma y dirección técnica de proyectos de instalaciones eléctricas de baja tensión, de acuerdo con la normativa vigente y conforme a las competencias profesionales reconocidas.

- Que el proyecto titulado "INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTIDO EN EL NÚCLEO URBANO DE AJANGIZ", ha sido redactado por mí y cumple con los requisitos establecidos por la normativa nacional y comunitaria aplicable en materia de seguridad, eficiencia energética y conexión a red.

Y para que conste a los efectos de habilitación para el ejercicio de las declaraciones indicadas, expido la presente declaración

En **MARKINA-XEMEIN**, a **19** de **SEPTIEMBRE** del **2025**

Proyectista habilitado