

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El Ayuntamiento de Eivissa, con la intención de impulsar el desarrollo y promover el uso de la energía limpia y renovable, solicita la redacción del presente proyecto para promover el aprovechamiento de la energía solar transformándose en energía eléctrica de autoconsumo con vertido de excedentes que no se consuman a la red eléctrica. Es por ello que se pretende implantar en la cubierta de diferentes escuelas de su propiedad plantas fotovoltaicas en régimen de producción de energía de autoconsumo conectadas a la red.

El presente proyecto técnico, constituye en su conjunto, junto a la parte eléctrica y estructura de sustento de la propia planta fotovoltaica, la definición de la instalación a ubicar en el CETIS. Igualmente, acompañan de forma consustancial los pliegos de condiciones, estudio básico de seguridad y salud, planos, presupuesto y mediciones que completan el presente documento.

El presente documento, en su conjunto, pretende definir los elementos y actuaciones junto a las prestaciones y de características de los elementos y materiales para la constitución de la planta, incluyendo una selección de materiales tipo (según fabricante y modelo) sin que sea dicha selección definitiva, de forma que sirva de base a propuestas técnico-económicas para los licitadores.

Al mismo tiempo, concreta una solución técnica de detalle, que podrá servir de base documental para la tramitación, legalización y puesta en servicio de la planta fotovoltaica ejecutada. Será responsabilidad del adjudicatario en su caso, elaborar y tramitar los proyectos definitivos en caso de realizarse modificaciones, y ajustarse, en cualquier caso, a las condiciones técnicas que se establezcan en el concurso.

El presente proyecto técnico se divide en varios documentos, los cuales se detallan y describen brevemente a continuación:

- Documento I: “Memoria Técnica Sistema Fotovoltaico”, por la que se aborda la introducción a la instalación y los detalles de la misma, y más en detalle, en el anexo específico a tal documento, el diseño de la instalación eléctrica.
- Documento II: “Estructura”, en el que se analiza la estructura complementaria necesaria para situar los paneles fotovoltaicos sobre la cubierta de la edificación en cuestión, analizando los efectos de succión y sobrecarga de la cubierta.
- Documento III: “Memoria Básica de Impacto Ambiental”, en la que se analizan los factores que pueden influir en el medio ambiente debidas a la implantación de la planta fotovoltaica y, en caso de advertirse cualquier influencia negativa, apuntar a medidas correctoras.
- Documento IV: “Estudio Básico de Seguridad y Salud”, en el que se analizan para el conjunto de actuaciones, la obra a realizar, los riesgos y medidas preventivas y correctoras que deberán prevalecer y preservar la seguridad y salud de la obra.
- Documento V: “Presupuesto”, acompañado por los diferentes documentos de licitación pública y adjuntando la documentación de medidas y estimación económica de la obra.
- Documento VI: “Reportaje fotográfico”, fotografías tomadas en la visita previa.
- Documento VII: “Anejos”, fichas técnicas y otra información complementaria.
- Documento VIII: “Planos”, con toda la documentación gráfica del proyecto en cuestión y la instalación a ejecutar.

1.1.1 BENEFICIOS

Para el presente caso, al realizarse la instalación de conexión a la red interior en el armario de red en la parcela, no será preciso realizar proyecto específico para la conexión.

El propósito de esta instalación fotovoltaica, es contribuir a la producción de electricidad a partir de una fuentes de energía renovables más importante: el Sol

El uso de esta tecnología viene de la necesidad de:

- integrar de forma compatible requisitos arquitectónicos y medioambientales;
- reducir la contaminación acústica;
- ahorrar combustible fósiles;
- producir electricidad sin emisión de contaminantes.

Hoy en día la mayor parte de la electricidad del mundo se produce a través de diversos tipos de centrales energéticas, como la nuclear, la hidroeléctrica y la termoeléctrica, que se basan sustancialmente en el uso de combustibles fósiles. Si consideramos la energía estimada como la tasa de producción para el primer año, 41.852,61 kWh, y la pérdida anual de eficiencia en 0.90 %, lo siguiente es válido para toda la vida útil de la instalación que se establece en 25 años (30 años en el caso de los panels escogidos).

1.1.2 AHORRO DE COMBUSTIBLE

Un indicador muy útil para medir la cantidad de combustible ahorrado cuando se usa una fuente de energía renovable es el factor de conversión de electricidad a energía primaria [TOE / MWh].

Este coeficiente identifica T.O.E. (Toneladas de Equivalente de Petróleo) necesarias para la producción de 1 MWh de energía, o los TOEs ahorradas con la adopción de tecnologías fotovoltaicas para la producción de electricidad.

Ahorro de combustible	TOE
Factor de conversión de electricidad a energía primaria [TOE/MWh]	0,220
TOE ahorrado en un año	9,21
TOE guardado en 25 años	206,96

Fuente de datos: World Energy Council 2007

1.1.3 EMISIONES EVITADAS

Emisiones atmosféricas evitadas	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total GHG
Emisiones atmosféricas específicas [kg CO ₂ /kWh]	0,46254	0,00044	0,00236	0,46534
Emisiones evitadas en un año [kg CO ₂]	19.358,51	18,42	98,77	19.475,69
Emisiones evitadas en 25 año [kg CO ₂]	435.129,21	413,92	2.220,14	437.763,28

1.2 OBJETO Y ALCANCE

La instalación eléctrica de cubierta como es la climatización y las placas térmicas de calentamiento del ACS están protegida por varios subcuadros. En la sección de

cubierta más al norte es donde hay más espacio disponible en cubierta, por lo que nos centraremos en el subcuadro correspondiente. Se conectará la instalación fotovoltaica a la red interior mediante el embarrado de un subcuadro por tener mejores condiciones de instalación. Éste se ubica en el acceso a cubierta norte, en la pared externa. Se representa en el documento 8:PLANOS del presente proyecto.



Figura 1. Subcuadro cubierta norte



Figura 2. Interruptor principal subcuadro y embarrado

El objeto del presente proyecto es describir y marcar las características técnicas eléctricas y estructurales que debe cumplir la planta de producción de energía eléctrica fotovoltaica a implantar en la cubierta del CETIS, según situación y emplazamiento que se detallan a posteriori.

El presente proyecto pretende demarcar los equipos y materiales necesarios a emplear para la construcción de una planta fotovoltaica que aproveche al máximo la disponibilidad de cubierta para la instalación de la máxima potencia. Dicha potencia estará destinada al autoconsumo del edificio y la venta de los excedentes a la red, por lo que en caso de que los excedentes sean de tal envergadura que no puedan ser compensados o autoconsumidos, se deberá plantear la instalación con un esquema tipo de productor a la hora de ser tramitada ante la administración.

La instalación fotovoltaica de 30.08 kW de potencia alimentará al cuadro general de manera paralela a la red pública, consiguiendo un autoconsumo de energía renovable y con mínimas pérdidas puesto que la electricidad se origina en la misma ubicación. La potencia fotovoltaica es inferior a la contratada e inferior a la admisible. Por tanto, la instalación cumple los requisitos para soportar la nueva potencia. La energía que no se autoconsume se verterá a red con la oportuna compensación económica simplificada.

Los paneles fotovoltaicos se ubicarán sobre los espacios disponibles en la cubierta del edificio en las condiciones óptimas para la máxima producción.

La instalación de los paneles fotovoltaicos, sobre sus correspondientes estructuras sustento (recogida en el documento II, del presente proyecto técnico), deberá completarse con la instalación de equipos inversores para conversión de la energía producida, los metrajes de cableado de sección adecuada y otros elementos de protección, maniobra y medida que habrán de garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, su funcionamiento y la seguridad de la instalación en cuestión.

En el presente documento, se establecen y fijan los elementos constituyentes de la planta, al igual que se determina su disposición física, las características que deberán de reunir y se realiza un balance energético de la energía que será vertida a la red durante el ciclo de vida estimado de la planta.

En apartados específicos, se indican y explicitan la estructura, los refuerzos y otros elementos estructurales que serán necesarios para la sustentación de la instalación sobre la cubierta de la edificación en cuestión sobre la que se realiza dicha planta.

Este proyecto se elabora de acuerdo con las reglamentaciones y normas técnicas que le son de aplicación para el diseño, montaje y puesta en servicio de una instalación fotovoltaica.

1.3 AGENTES INTERVINIENTES

Promotor:

Nombre..... **Ajuntament d'Eivissa**

CIF..... **P0702600H**

Dirección..... **C/ de Canàries, 35**

Código postal – Ciudad..... **07800 - Eivissa**

Teléfono..... **971397600**

E-mail..... **eivissa@eivissa.es**

Ingenieros redactores de proyecto:

Ingeniero Industrial..... **Juan Tur Torres**

DNI..... **47252109N**

Colegio..... **C.O.E.I.B. nº 776**

Dirección..... **Calle Pedro Francés nº9 201 - T.M. Eivissa**

Ingeniero Industrial..... **Aitor Lopez Viñas**
DNI..... **46954500T**
Colegio..... **C.O.E.I.B. nº 825**
Dirección..... **Calle Pedro Francés nº9 201 - T.M. Eivissa**

1.4 EMPLAZAMIENTO

La planta fotovoltaica objeto de este proyecto se pretende ubicar en la cubierta del edificio principal del CETIS, situado en C/ Canàries, 35, con código postal 07800 Eivissa, perteneciendo al municipio de Eivissa.

Las coordenadas geográficas de la parcela son: 38°54'42.9"N 1°25'27.3"E

Referencia catastral: 3485703CD6038S0002QK



Figura 3. Recorte del plano de adaptación año 2002 del PGOU

La construcción comprende 7 plantas, dos de ellas soterradas. La cubierta es plana con acabado de grava y se divide en secciones mediante pequeños muros de 90 cm visibles. En ser un edificio con 5 plantas, la cubierta tiene un elevado porcentaje de ocupación por instalaciones con la climatización.

La superficie total de cubierta es de 3.000 m², de las que se aprovecharán 627 m² para instalación fotovoltaica planteada de 309 m² distribuidos. Se distribuye según se muestra en los planos adjuntos.

Los paneles se orientarán hacia el sud respetando la orientación de la fachada con tal de mejorar la ocupación. Está desplazada 14° hacia el este, es decir, 166° con respecto a la acimut (estableciendo norte 0°).

1.5 HOJA RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

DATOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Ubicación	C/ Canàries, 35, 07800 EIVISSA
Calificación urbanística de la parcela	Urbana, uso aparcamiento
Tipo de instalación	Fotovoltaica de autoconsumo con excedentes
Superficie fotovoltaica	155 m ²
Potència generador fotovoltaico	320 W
Tensión	Trifásica 400V
Potencia pico	30,08 kW _p
Potencia inversor	33 kW
Número de paneles	94 paneles
Punto de conexión	Red interior

2 DISPOSICIONES LEGALES, NORMAS Y TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS

2.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS TÉCNICAS

Al ser parte integrante de los sistemas eléctricos del edificio, todas las obras relacionadas con el proceso de instalación deben ser totalmente conformes con la normas técnicas según cuanto prescrito por la normativa vigente. Las características de todo el sistema y sus componentes deben ser conformes con todas las leyes y regulaciones aplicables y en particular deben cumplir con:

2.1.1 ELECTRICIDAD

- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por el RD 842/2002 del 2 de agosto, e instrucciones técnicas complementarias.
- RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- 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 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Normas particulares de instalaciones de enlace de la compañía eléctrica Gesa-Endesa CIES
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE (2011).

2.1.2 OTRAS

- Decreto 33/2015, de 15 de mayo, de aprobación definitiva de la modificación del Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears.

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Ley 12/2016, de 17 de agosto, de evaluación ambiental de las Illes Balear
- Ley 12/2017 de 29 de diciembre de urbanismo de las Illes Balears
- Ordenanza Municipal de Gestión de Residuos Municipales
- PGOU Vigente

2.2 TRAMITACIÓN

2.2.1 PUNTO CONEXIÓN A LA RED

Para potencias superiores a 15kW es necesario solicitar el punto de conexión a la empresa distribuidora, Endesa Distribución SA.

2.2.2 LEGALIZACIÓN

Se estará a lo dispuesto por la normativa vigente a los efectos de recabar la autorización administrativa de la instalación, licencia municipal de obra y permiso de instalación, inscripción en el Registro Especial de Productores, Evaluación de Impacto Ambiental en su caso, inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución y otros trámites que pueda requerir la Administración para proceder al montaje y ulterior puesta en servicio de la instalación.

3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN

En adelante se establecen las características que habrá de reunir la instalación de la planta fotovoltaica objeto del presente proyecto de forma que se indican las características de materiales elegidos y que servirán de base para la licitación de la obra y materiales a suministrar para la ejecución de la misma.

De esta manera, se definen las prestaciones y características de la instalación en todo su conjunto y en particular para cada componente, garantizándose unas eficiencias óptimas, un correcto encaje y adecuación de la instalación en cuestión a las características que presenta la cubierta de la edificación en la que se pretende ubicar.

Los principales parámetros condicionantes de diseño y que han sido revisados en la propuesta técnica han sido los siguientes:

- Superficies máximas disponibles a ocupar por los paneles.
- Potencia nominal total de inversores (dentro de los márgenes establecidos)
- Dimensiones, altura y peso de los paneles (dentro de los márgenes establecidos)
- Rendimiento y eficiencia de los sistemas (a maximizar).
- Balance energético y producción anual (a maximizar).

En los apartados que siguen se indican los valores nominales de los diferentes parámetros que han servido de base para el diseño y cálculo de la instalación.

Cuando una magnitud, característica o prestación sea un factor condicionante se explicitarán los márgenes a los que habrá de ceñirse el elemento constituyente o la instalación en su conjunto.

El principio de diseño normalmente utilizado para una instalación fotovoltaica es maximizar la recolección de la radiación solar anual disponible.

En la mayoría de los casos, la instalación fotovoltaica debe estar expuesta a la luz solar de forma óptima, eligiendo una orientación prioritaria hacia el sur, para evitar el exceso de sombreado. De acuerdo con las limitaciones arquitectónicas de la estructura sobre la que se instala la instalación, se pueden adoptar diferentes orientaciones siempre y cuando se verifiquen y evalúen adecuadamente.

Las pérdidas de energía debidas a tales fenómenos afectan el costo de los kWh producidos y el tiempo de recuperación.

La energía producida depende de:

- Lugar de instalación (latitud, radiación solar, temperatura, reflectancia superficial del frente de los módulos).
- Exposición de los módulos: ángulo de inclinación (tilt), ángulo de orientación (azimut).
- Sombreado debido a elementos naturales o artificiales.
- Características de los módulos: potencia nominal, coeficiente de temperatura, pérdidas de desacoplamiento o desajuste.
- B.O.S. (Balance Of System).

El valor de BOS puede estimarse directamente o como complemento de la unidad de todas las pérdidas, calculado usando la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas totales [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

con los siguientes valores:

- a: Pérdidas de reflexión
- b: Pérdidas de sombreado
- c: Pérdidas no coincidentes
- d: Pérdidas debidas a los efectos de las variaciones de temperatura
- e: Pérdidas dentro de los circuitos de corriente continua
- f: Pérdidas del inversor
- g: Pérdidas dentro de los circuitos de CA

Considerando la temperatura mínima y máxima de funcionamiento de los módulos, (-10°C) y (70°C), se cumplen las siguientes condiciones:

MPPT TENSIONES

Voltaje al punto máximo de potencia, V_m a 70 °C mayor que la tensión mínima MPPT.

Voltaje al punto de potencia máximo, V_m a -10 °C menor que la máxima tensión MPPT.

Estos valores de voltaje MPPT representan el rango operativo máximo y mínimo para el rendimiento a potencia máxima.

VOLTAJE MÁXIMO

V_{oc} (circuito abierto) a -10 °C menor que la tensión máxima del inversor.

MÓDULO TENSIÓN MÁXIMA

V_{oc} (circuito abierto) a -10 °C menor que el voltaje máximo del módulo.

CORRIENTE MÁXIMA

Corriente máxima generada I_{sc} (cortocircuito), menor que la corriente máxima del inversor.

FACTOR DE DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Un factor de dimensionamiento típico es entre 70 % y 120 %.

El factor de dimensionamiento del inversor es la relación porcentual entre la potencia nominal del inversor y la potencia del generador fotovoltaico conectado a ella (en el caso de los subsistemas MPPT, se comprueba el tamaño para el subsistema MPPT en su conjunto).

4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA Y ADECUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.

Los paneles fotovoltaicos se proyectan distribuidos en cubierta y orientados al sur con una desviación ligera hacia el este para ser acordes con la orientación de la fachada del edificio, con una inclinación de 30° que es la posición óptima para capturar la máxima radiación en términos anuales. Se colocaran en vertical para aprovechar mejor el espacio de cubierta. El impacto visual desde calle es mínimo puesto que el peto es de 1m y tiene una altitud sobre rasante de 5 plantas.

En el diseño se opta un inversor tipo HUAWEI SUN2000-33KTL-A de 33kW que se colgará en la pared exterior cerca del subcuadro de cubierta como se grafica en documento 8:PLANOS del presente proyecto.

4.2 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los módulos solares a utilizar serán de silicio monocrystalino, preferiblemente de la marca Solarwatt modelo Vision 60M 320W ó similar. Esta marca ofrece una garantía de producto de 30 años con un rendimiento mínimo del 87% al final de dicho periodo. Se admitirán otros modelos similares a los planteados siempre debiendo de justificarse la solución adoptada.

No variarán las propiedades fundamentales de las placas por lo que hace a potencia pico y/o dimensiones, de acuerdo con no variar los índices de aprovechamiento de la cubierta en la que se instala la planta y/o aumentar los requisitos de contrapeso de la instalación.

Las características de cada módulo, en condiciones estándar de prueba 1000 W/m², 25° C, AM 1.5, son las siguientes:

PARÁMETRO	VALOR
MÁXIMA POTENCIA DE SALIDA	320 W
DIMENSIONES (ALTURA X ANCHO X PROFUNDIDAD)	1.680 X 990 X 40 mm

PESO	22,8 kg
TENSIÓN MPPT	32,7V
INTENSIDAD MPPT	9,87 A
TENSIÓN EN VACÍO	40,4 V
INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	10,4 A

Los módulos cumplen las normativas IEC61215/61730/IEC61701/IEC62804 y la empresa alemana Solarwatt ha sido certificada con el ISO9001/14001/.

En el Pliego de Condiciones Técnicas se señalan las características constructivas y de funcionamiento que habrá de reunir este material.

4.3 ESTRUCTURA SOPORTE

Los paneles solares mantendrán una orientación fija y se sujetarán atornillados a la estructura soporte de perfilaría de aluminio. La estructura inclinada de perfiles de aluminio la conforman dos railes paralelos en horizontal por cada grupo de paneles, sujetos sobre triángulos a una distancia determinada por el manual del fabricante.

La estructura portante de paneles se anclará sobre bloques de hormigón de 610 mm x 240 mm x 135 mm con un peso de 37kg mediante varillas roscas de métrica 10mm y taco químico.

El dimensionado de los elementos portantes de las instalaciones fotovoltaicas se instruirá según el Código Técnico de la Edificación DB-SE-AE, considerando tanto las hipótesis de cargas permanentes debidas al peso propio de los elementos, como las hipótesis de viento para la zona geográfica donde se emplaza la instalación.

En el documento 2 “Estructuras” que se acompaña se detallan las características y especificaciones que habrá de reunir la estructura soporte de paneles.

Los cálculos estáticos del sistema de fijación de los paneles deberán justificarse suficientemente por el fabricante proveedor de dicha parte de la estructura de sustentación.

4.4 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS

A efectos de preservar la eficiencia de la solución técnica adoptada la disposición de los módulos sobre la cubierta deberá cumplir los siguientes criterios.

Los módulos se dispondrán en una distancia concreta para limitar los efectos de sombra entre filas de paneles. Se calculará de acuerdo con lo dispuesto en el punto 5 del Anexo III del documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE.

En particular, se tomará un factor mínimo $K = d / h = 2,475$ específico para una latitud de 39° , donde d y h son respectivamente el espaciado entre filas y la diferencia de altura efectivos, de acuerdo con la figura que se acompaña:

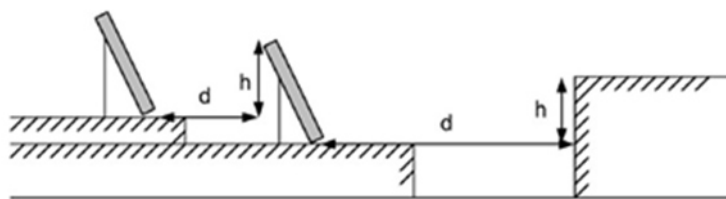


Figura 4. Distancia entre filas de módulos. [IDAE]

A efectos de cálculo de la instalación, los parámetros considerados en este proyecto han sido los siguientes:

- En posición vertical:
 - Inclinación de módulos 30°
 - h = Altura del módulo en posición vertical con inclinación $h = 0,84$ m
 - l = Longitud del módulo en posición horizontal inclinado $l = 1,45$ m
 - Distancia entre filas de módulos $d = 2$ m

Con estos parámetros el sistema de generación estaría compuesto por:

CUBIERTA	SUPERFICIE OCUPADA (m ²)	FILAS	TOTAL MÓDULOS	POTENCIA MÓDULO (W _P)	POTENCIA INSTALADA (W _P)
ÁREA DISPONIBLE	627	1	94	320	30.080

Resulta una potencia de pico instalada de 30.080W.

Para mayor detalle ver disposición de paneles en Planos de Proyecto.

4.5 INVERSOR

Realiza la conversión de la corriente continua proporcionada por el sistema de paneles en energía alterna con una frecuencia de 50 Hz para su autoconsumo o en caso de excedentes su vertido a red.

El inversor será trifásico y deberá incorporar los elementos necesarios para la detección de defecto a tierra, las protecciones de tensión y frecuencia, y la función de desconexión-conexión automática en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, de forma que se evite el funcionamiento en isla de la instalación.

El número de strings y número de módulos por string a conectar al inversor se realizará de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, de manera que se procurará que los puntos de operación y rendimientos sean óptimos.

El inversor estará homologado y sus características se ajustarán a lo establecido en el Pliego de Condiciones. Además, la configuración elegida y las prestaciones mínimas del inversor deberán cumplir lo siguiente:

- Potencia de pico instalada por inversor dentro de las recomendaciones del fabricante.
- Rendimiento mínimo 97%
- Coeficiente de distorsión no lineal según normativa.
- Factor de potencia $>0,98$
- Autoconsumo $< 5W$
- Gama de temperatura de operación $-20^{\circ}C$ a $55^{\circ}C$
- Humedad ambiente hasta 95%.
- Capacidad de monitorización (Interface para datos, interface para sensores ambientales, sistema de alarma).

Para el presente caso, se ha seleccionado el inversor de la marca Huawei, y en concreto, se trata del modelo SUN2000, los cuales cuentan con las características siguientes:

DATOS DE ENTRADA	SUN2000-33KTL-A
MÁX. CORRIENTE ENTRADA POR MPPT I_{DC}	22 A
MÁX. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO POR MPPT	30 A
NÚMERO DE MPPT	4
NÚMERO DE STRINGS (2 POR MPPT)	8
TENSIÓN DE DC MÍN. DE PUESTA EN SERVICIO	250 V
TENSIÓN DE ENTRADA NOMINAL	620 V
RANGO DE TENSIÓN MPPT	200 V – 1.000 V
MÁX. POTENCIA DC	30.600 W
DATOS DE SALIDA	SUN2000-33KTL-A
POTENCIA NOMINAL CA	33.000 W
CORRIENTE DE SALIDA NOMINAL	43,3 A
TIPO DE CONEXIÓN AC A LA RED	3F+N+PE
COEFICIENTE DE DISTORSIÓN HARMÓNICA DE LA I_{AC} (THDI)	<3%
FACTOR DE POTENCIA	0,8
DATOS GENERALES	SUN2000-33KTL-A
MARGEN DE TEMPERATURA	-25°C...60°C
DIMENSIONES (ALTURA X ANCHO X PROFUNDIDAD)	930 x 550 x 283 mm
PESO	62kg
GRADO DE PROTECCIÓN AMBIENTE	IP65
PROTECCIONES INCLUIDAS	Sobretensiones tipo II AC/DC

RENDIMIENTO	SUN2000-33KTL-A
RENDIMIENTO EUROPEO	98,4%

Podrán igualmente seleccionarse otros inversores de características similares a las detalladas y teniendo siempre en cuentas premisas arriba indicadas.

La distribución de módulos para obtener el resultado óptimo con los dispositivos indicados sería:

SUN2000-33KTL-A						
		MPPT1		MPPT2		MPPT3
		String1	String2	String3	String4	String5 String6
MÓDULOS		16	16	16	16	16 14
TENSIÓN		532V	532V	532V	532V	532V 459V
CORRIENTE		9,87 A	9,87 A	9,87 A	9,87 A	9,87 A 9,87 A

La interconexión de los equipos puede apreciarse en la documentación gráfica que acompaña y el anexo de cálculos el cableado a utilizar.

Se seguirán las recomendaciones del fabricante de cada inversor.

4.6 PROTECCIONES

La función de conexión-desconexión automática por protecciones de sobre y sub frecuencias, sobre y sub tensiones y funcionamiento en isla quedarán integradas en el inversor, con tarado dentro de las tolerancias especificadas en normativa. También integran sobretensiones de tipo II tanto para la entrada de corriente continua como la salida en alterna.

La protección por aislamiento galvánico quedará asegurada igualmente por los inversores, los cuales incorporarán un transformador de seguridad.

Se montará un cuadro instalado junto al inversor formado por:

- Un interruptor magnetotérmico tetrapolar (acorde a potencia finalmente instalada).
- Un interruptor diferencial (acorde a potencia finalmente instalada).
- Fusibles en continua para cada polo en los *strings*.
- Sobretensiones en continua para cada *string* (en el caso del inversor escogido ya se encuentran incluidas dentro del inversor tanto de DC como de AC).

4.7 EQUIPO DE MEDIDA

El equipo de medida cumple la normativa, siendo telemático, bidireccional y con precisión horaria, no será necesario sustituirlo. Los elementos de medida y su clase de precisión cumplirán con el R.D. 1110/2007, sobre Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Por seguridad se instalara un seccionador para poder desconectar el generador fotovoltaico desde el contador en caso de necesidad de comprobaciones o maniobra.

En caso de la modalidad de autoconsumo con excedentes, el esquema que se corresponde es el B1 que se recoge en el Documento del director general de Energía y Cambio Climático de 7 de junio de 2019, por el que se aclaran las particularidades para la conexión a la red interior de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica de pequeña potencia ($P < 100$ kW) situadas en las Illes Balears en suministros eléctricos.

4.8 MONITORIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se dispondrá de un sistema de monitorización de los parámetros principales de la instalación, con al menos las siguientes funcionalidades:

Datos Eléctricos:

- Tarjeta de monitorización de los inversores, acorde con el fabricante.
- Parámetros de estado de cadenas de módulos (cajas de conexión monitorizadas)

Registrador de Datos:

- Registradores de datos con el número acorde de entradas analógicas y digitales

Conectividad a red:

- Modem/router
- Switch
- Cableado 2x2x0.5 o similar, según instrumentación

Se empleará wifi para el acceso remoto y monitorización del correcto funcionamiento y rendimiento de la planta, con repetidores de señal en caso necesario.

Estos equipos serán plenamente compatibles con los inversores y se dispondrán de buses de comunicaciones que permitan total consulta desde la red y/o internet.

4.9 UBICACIÓN EQUIPOS

El inversor y resto de equipos del cuadro de salida se ubicará próximo al subcuadro de protección de cubierta mencionado, a través de donde se conectarán a la red interior. Los equipos podrán emplazarse directamente sobre la pared.

Estará próximo al inversor, cuadro de salida de la línea de evacuación y protecciones con interruptor general tetrapolar acorde con la potencia instalada, interruptor diferencial de 30 mA y protección tetrapolar contra sobretensiones.

También albergará el equipo de monitorización y seguimiento de toda la planta que captará los datos de los sensores de temperatura y meteo dispuestos en la cubierta de la edificación.

4.10 CANALIZACIONES

Para la disposición del cableado sobre cubierta se protegerán los cables de continua con tubo rígido de PVC tipo H a lo largo de todo su recorrido. Igualmente serán clave para llevar a cabo las agrupaciones de cable.



Fig 6. Tubo H

4.11 INSTALACIONES DE CONEXIÓN A RED

4.11.1 GENERAL

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red interior se establece sobre embarrado del subcuadro de las instalaciones de cubierta.

Dicho punto de instalación deberá ser confirmado según el trámite específico con GESA-ENDESA, y el informe técnico que la misma distribuidora reporte a tal caso.

La conexión, desde paneles a inversor, se realiza con cable solar tipo H1Z2Z2-K de 6 mm².

Las características de todos los elementos de red de titularidad compañía eléctrica se explicitan a continuación, así como en planos. Se ajustarán a las Condiciones Técnicas de Instalaciones de Enlace (CIES) y a las Condiciones Técnicas para la Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red BT de la empresa distribuidora Gesa-Endesa.

4.11.2 TENSIÓN DE SERVICIO

La red llega en baja tensión con corriente alterna trifásica de 50 Hz. Distribuida por tres fases, neutro y con protección de tierra siguiendo el esquema TT. La tensión nominal es de 400 V entre fases y 230 V entre fase y neutro

4.11.3 CONDUCTORES DE RED

De cobre con aislamiento sin halógenos y sección adecuada.

4.11.4 ACOMETIDA

Para la presente, no existirá acometida.

4.11.5 CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN

Aloja los elementos de protección de la línea general de alimentación. Representa el límite entre la propiedad particular y la red de compañía.

4.11.6 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Se preservará el esquema de distribución TT para determinar las características de las protecciones contra choques eléctricos, ante defecto y contra sobreintensidades

El conductor neutro de la red se conectará a tierra en los armarios de distribución al menos cada 200 m de red, así como en los finales de red principal y de derivaciones.

Las conexiones a tierra se realizarán normalmente mediante picas cilíndricas de 2 metros de cobre o de acero conforme a norma ENDESA, conectadas al terminal pletina del neutro con cable de cobre desnudo de 35 mm². Las picas podrán disponerse hincadas en el interior de la zanja de cables BT. Se procurará que la parte superior de la piqueta quede 15 o 20 cm por debajo del nivel del suelo.

La resistencia individual de tierra no será superior a 10 ohm. Una vez conectadas todas las puestas a tierra, la resistencia de puesta a tierra general deberá ser inferior a 37 ohm

4.12 ESQUEMA ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN

El siguiente esquema recoge, a modo resumen, los diferentes elementos de conexión y protección de la instalación.

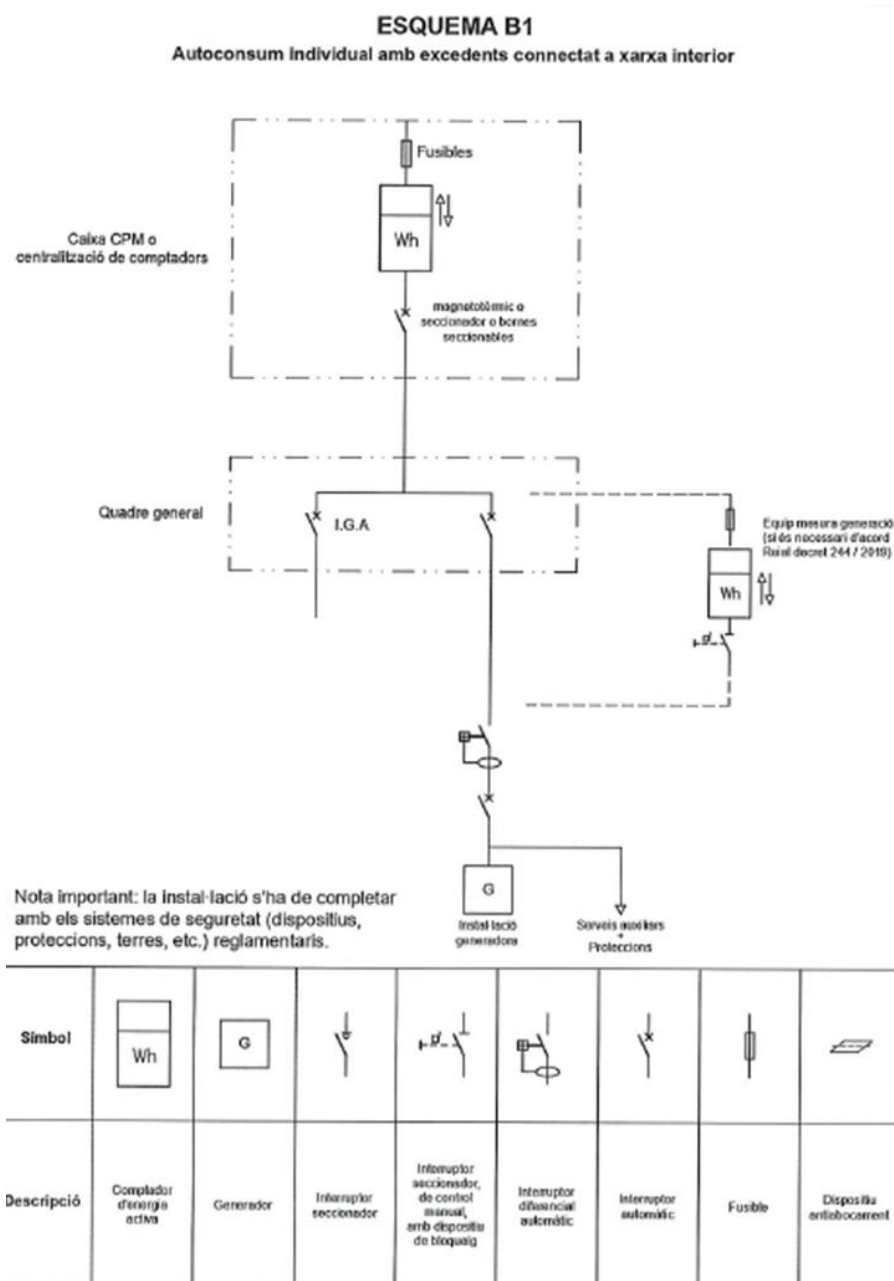


Figura 5. Esquema de referencia del documento del GOIB mencionado en ap. 4.7

5 BALANCE ENERGÉTICO

5.1 IRRADIACIÓN

Los cálculos de irradiación se realizarán con el programa PVsolarius v14 de ACCA y bases de datos de Meteonorm 7.1.

La disponibilidad de energía solar se verifica utilizando los datos sobre los valores promedios mensuales diarios de radiación solar en un plano horizontal.

Para la ubicación donde se va a instalar el generador fotovoltaico, en latitud $38^{\circ}54'42.9''\text{N}$ y longitud $1^{\circ}25'27.3''\text{E}$ y altitud 7 m sobre el nivel del mar, se calcula que la radiación solar promedio diaria por mes en el plano horizontal es igual a:

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2.15	2.97	4.36	5.62	6.41	7.30	7.20	6.29	4.72	3.44	2.34	1.86

Tabla 1. Promedio de radiación solar diaria por mes en el plano horizontal [kWh/m^2]

Por lo tanto, los valores de la radiación solar anual en el plano horizontal son $1.665,57 \text{ kWh/m}^2$.

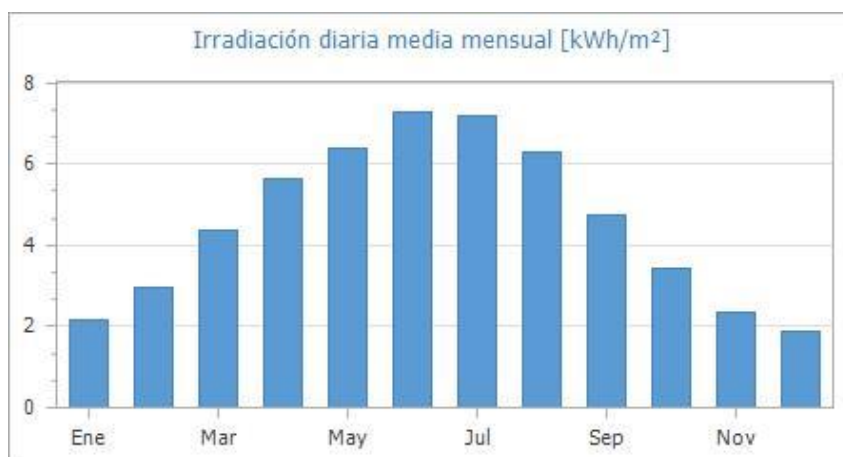


Figura 6. Irradiación anual media mensual sobre el plano horizontal [kWh/m^2]- Fuente datos: Meteonorm 7.1

5.1.1 DIAGRAMA DE ENERGÍA SOLAR

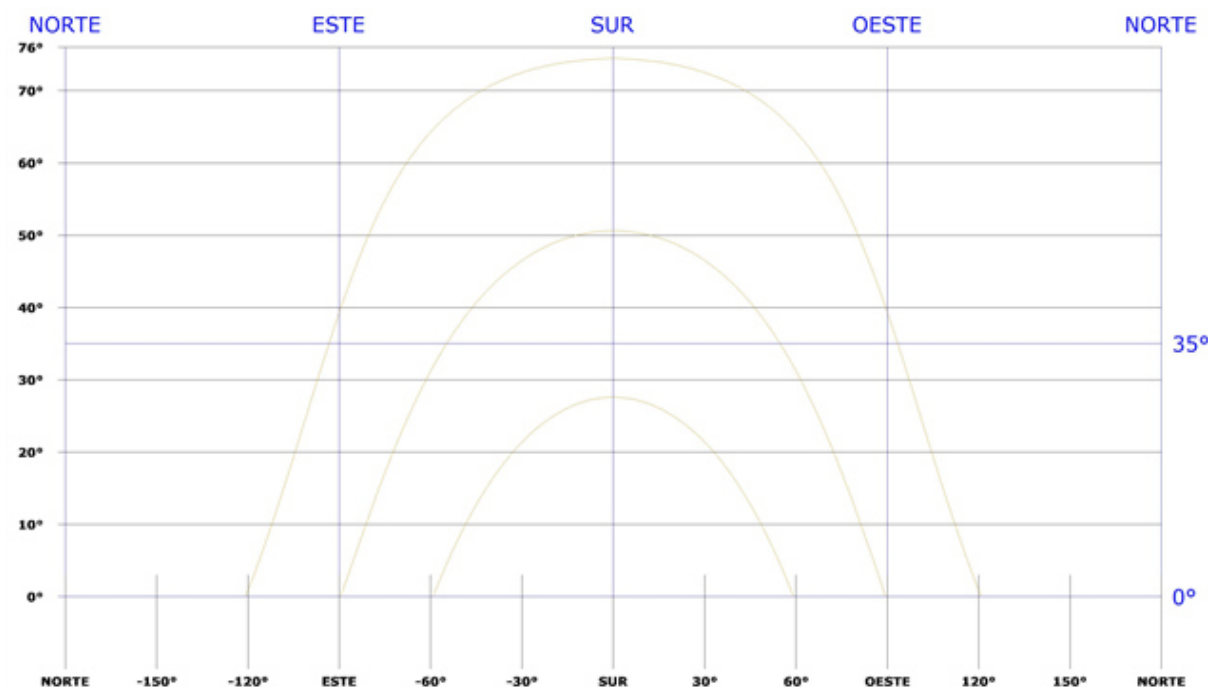


Figura 7. Diagrama solar

5.2 RENDIMIENTO Y BALANCE DE ENERGÍA

En el balance de energía entregada a la red deberán justificarse los rendimientos y las prestaciones de los diferentes elementos, teniendo en cuenta los siguientes efectos (a valorar en % separadamente para cada uno de ellos):

- Calentamiento de los paneles (pérdidas)
- Pérdidas en el cableado
- Rendimiento de los inversores
- Potencial suciedad / sombras en paneles
- Pérdidas por orientación e inclinación
- Porcentaje de disponibilidad de la planta

El rendimiento de la planta, teniendo en cuenta los anteriores factores, deberá ser

al menos del 75% (exceptuados los de inclinación, caso de optarse por una inclinación mínima incrementando el número de paneles). En el análisis no se considerarán pérdidas en la red de distribución pública.

En base a los datos de irradiación y a los rendimientos de la planta se elaborará un balance de energía anual entregada, con los siguientes parámetros:

R_a Radiación anual, en kWh/m²

P_i Potencia instalada (suma de potencias nominales de las placas), en kWp

η Rendimiento, en %

E_a Producción neta anual, en kWh

e Ratio entre producción neta anual y potencia pico instalada, en kWh/kWp

La estimación de la Producción neta anual se calculará con la expresión:

$$E_a[kWh/año] = \frac{\eta}{100} \cdot R_a \cdot P_i$$

$$e[kWh/kW_p] = \frac{E_a}{P_i}$$

Estos datos servirán de base para la valoración técnica de las ofertas. Para la validación de los ingresos estimados por venta de energía se calcularán las horas equivalentes de funcionamiento como el cociente entre la energía anual generada y la potencia nominal de los inversores:

$$E_r = \frac{E_a}{P_n}$$

donde

E_r Número de horas equivalentes de funcionamiento

P_n Potencia nominal de la instalación (suma de potencias nominales de inversores), en kW

Para el diseño adoptado en este proyecto (30,08 kWp instalados), los balances de rendimiento y energía anual generada quedan como sigue.

El Rendimiento total estimado es resultado de los siguientes efectos:

Calentamiento de los paneles (pérdidas):

5,6 %

Pérdidas en el cableado:

1,1 %

Rendimiento del inversor:

98,0 %

Potencial suciedad/sombras en paneles:

1,71 %

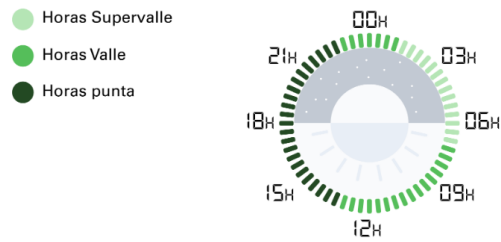
Disponibilidad:

99,0 %

Pérdidas por orientación e inclinación: 1,0 %

Rendimiento = 88,14 %

La Energía anual generada prevista se representa en la siguiente tabla por horas. El autoconsumo se realizaría en horas punta y valle de la periodificación tarifaria que son las que coinciden con horario solar.



- Horas Supervalle de 1:00 horas a 7:00 horas.
- Horas Valle de 7:00 horas a 13:00 horas y de 23:00 horas a 1:00 horas.
- Horas Punta de 13:00 horas a 23:00 horas.

Figura 8. Períodos horarios Endesa

	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Ene				4.61	10.78	16.79	21.41	23.65	23.04	19.73	14.43	8.28	2.51			
Feb				7.06	13.82	20.24	25.10	27.43	26.76	23.22	17.55	10.86	4.41			
Mar			3.71	10.72	18.42	25.55	30.87	33.38	32.60	28.68	22.37	14.80	7.28	0.93		
Abr		0.25	6.37	13.78	21.58	28.64	33.80	36.20	35.40	31.54	25.28	17.67	9.87	2.95	0.03	
May		1.84	8.06	15.25	22.60	29.12	33.84	36.00	35.25	31.70	25.91	18.79	11.33	4.48	1.25	
Jun		2.67	9.47	17.17	24.92	31.72	36.59	38.78	37.95	34.21	28.12	20.59	12.63	5.21	1.71	
Jul		2.33	9.22	17.07	25.02	32.02	37.04	39.30	38.44	34.58	28.31	20.57	12.43	4.88	1.46	
Ago		0.97	7.55	15.35	23.43	30.66	35.91	38.31	37.45	33.47	27.01	19.12	10.95	3.59	0.54	
Set			4.58	11.56	19.10	26.02	31.14	33.55	32.79	29.01	22.89	15.51	8.09	1.69		
Oct				8.23	15.42	22.20	27.32	29.77	29.06	25.35	19.37	12.28	5.37			
Nov				5.21	11.50	17.59	22.24	24.50	23.88	20.52	15.15	8.89	2.97			
Dic				3.60	9.34	14.98	19.34	21.47	20.92	17.83	12.88	7.15	1.84			

Figura 9. Energía horaria mensual fotovoltaica producida.

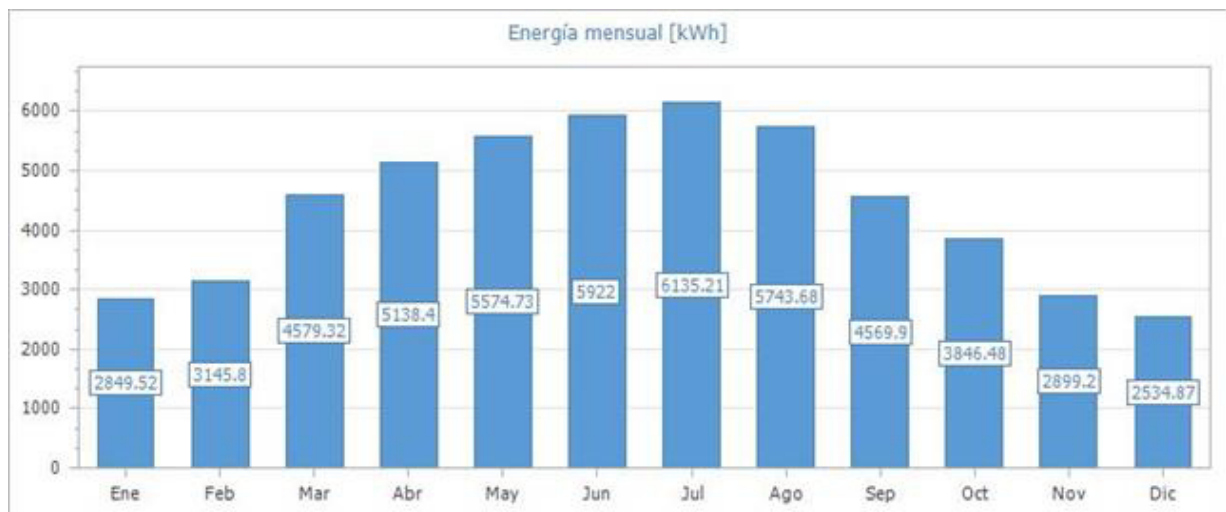
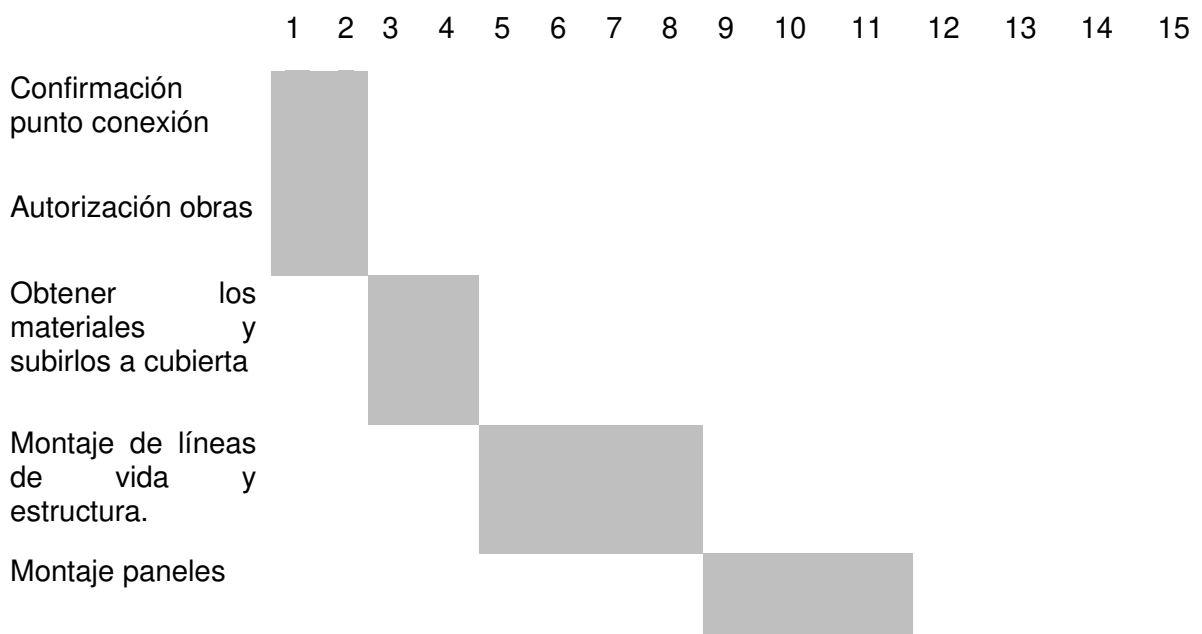


Figura 10. Energía mensual producida por la instalación

6 CALENDARIO DE EJECUCIÓN

Se prevé realizar el montaje de la instalación en un plazo de 3 meses, según el siguiente programa:

Fase de ejecución



Cableado y
conexiones

Pruebas y
verificaciones

Legalización y
puesta en servicio



7 DIRECCIÓN DE LAS OBRAS A EFECTUAR

La dirección de los trabajos de instalación eléctrica a que se refiere el presente proyecto no se llevará a cabo por el autor del presente proyecto, salvo que así quede reflejado.

8 MODIFICACIONES DEL PRESENTE PROYECTO

Las distintas modificaciones que puedan realizarse del proyecto original al estado definitivo de la planta fotovoltaica, se llevarán a cabo por el Director de la Obra, debiendo el adjudicatario asumir tales costes y efectos para su tramitación, legalización y puesta en servicio de la instalación.

9 CONSIDERACIONES FINALES

La instalación de planta fotovoltaica conectada a red que recoge el presente proyecto técnico se ha definido de conformidad con las reglamentaciones, normativas y recomendaciones oficiales vigentes, así como con las normas particulares de la empresa suministradora, a todas las cuales deberá adaptarse para aquellos extremos no indicados en este documento.

La planta que se proyecta se acogerá al Real Decreto 244/2019 de 5 de abril y ulteriores disposiciones a efectos de la asignación de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

De acuerdo con dicho Real Decreto se corresponde con una instalación de autoconsumo con excedentes, siendo una Planta Fotovoltaica sobre Cubierta conectada a Red con potencia nominal menor a la contratada e inferior a 100 kW. Se solicitará la modalidad con excedentes acogida a compensación simplificada puesto que la producción se estima inferior al consumo y no se producirán suficientes excedentes para que sea interesante registrarse como productor.

De acuerdo con el Real Decreto 413/2014 se corresponde con una instalación Tipo b.1.1, al generar electricidad a partir de tecnología fotovoltaica. Las condiciones que han de regir durante la fase de ejecución de la obra se establecen en el presente proyecto técnico a falta del correspondiente Plan de Seguridad y Salud.

La instalación proyectada deberá ser realizada por un instalador autorizado por la Dirección General de Industria de las Illes Balears.

Ha sido objeto principal de este proyecto definir las condiciones técnicas y prestaciones mínimas que habrá de reunir la instalación de planta fotovoltaica a ubicar en el CETIS.

Ibiza, 20 de febrero 2020

FDO. JUAN TUR TORRES

Colegiado núm. 776 COEIB

FDO. AITOR LÓPEZ VIÑAS

Colegiado núm. 825 COEIB

10 ANEJOS

10.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Los cálculos que se realizan en los apartados siguientes se corresponden con el diseño eléctrico específico recogido en esta memoria. Para la planta que finalmente sea objeto de montaje **deberá verificarse el correcto funcionamiento y cumplimiento de prescripciones aplicables en todos sus extremos y en base al material elegido.**

El presente diseño según sistema de inversores propuesto, los cuales trabajan a tensión constante, verifican que no se superan los máximos previstos para cada inversor, debiendo de emplearse cableado a 1000V según fabricante.

El diseño de la instalación de corriente alterna, cumplirá con las normas propias del REBT y se justifica la caída de tensión hasta el punto de conexión.

10.1.1 RÉGIMEN DE OPERACIÓN DE LOS INVERSORES

Se analizará el régimen de operación de los inversores propuestos teniendo en cuenta los parámetros eléctricos de los módulos solares, verificando para cada inversor que las potencias y corrientes no superan los umbrales del inversor.

La tabla adjunta recoge los parámetros de operación del inversor de acuerdo con la agrupación propuesta de módulos y de líneas de entrada al inversor.

INVERSOR

Nº INVERSOR	1	Nº PANELES	94	POTENCIA PICO	30.08 kW
Nº MÓDULOS POR STRING	14/16	MÁX. CORRIENTE FV	19,74<22 A	POTENCIA STRING	5,12/4,48 kW
Nº STRINGS	6	TENSIÓN EN VACÍO	40,4 V		

Se verifica que con la actual configuración de enseriado de módulos el régimen de operación del inversor, en cuanto a máximas potencias y potencia de salida, está dentro de las tolerancias señaladas por el fabricante.

10.1.2 CÁLCULO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

Los cálculos de los conductores se realizan de conformidad con el RBT-ITC 19. La identificación de los cables es la que aparece reflejada en el plano del *esquema unifilar* del proyecto.

Se diseña con los criterios de caída de tensión máxima (limitada al 3%) y de pérdida de potencia (limitada al 2%). Se comprueba finalmente que se cumple el criterio de temperatura comparando con la máxima corriente admitida por el cable.

A continuación se describen las fórmulas aplicadas para comprobar los criterios anteriores:

Cálculo para corriente continua:

Corriente de línea:

$$I [A] = \frac{P}{V}$$

donde

P Potencia, que en el caso más desfavorable es la máxima (bajas temperaturas).

V Tensión continua.

Caída de tensión:

$$\Delta V[V] = I \cdot \frac{L_{ida} + L_{vuelta}}{S \cdot \sigma_{Cu}}$$

donde

L_{ida} Longitud de la línea de ida

L_{vuelta} Longitud de la línea de vuelta

S Sección del cable

σ_{cu} Conductividad del Cu: $56 \Omega \cdot m/mm^2$

Caída de tensión porcentual:

$$\Delta V[\%] = 100 \cdot \frac{\Delta V[V]}{V}$$

Pérdida de potencia:

$$\Delta P[W] = I \cdot \Delta V$$

Pérdida de potencia porcentual:

$$\Delta P[\%] = 100 \cdot \frac{\Delta P[\%]}{P}$$

Cálculo para corriente alterna trifásica (400V):

Corriente de línea:

$$I [A] = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

donde

P Potencia, que en el caso más desfavorable es la máxima (bajas temperaturas).

V Tensión continua.

Caída de tensión:

$$\Delta V[V] = \sqrt{3} \cdot I \cdot \frac{L}{S \cdot \sigma_{Cu}}$$

donde

L Longitud de la línea

S Sección del cable

σ_{cu} Conductividad del Cu: $56 \Omega \cdot m/mm^2$

Caída de tensión porcentual:

$$\Delta V[\%] = 100 \cdot \frac{\Delta V[V]}{V}$$

Pérdida de potencia:

$$\Delta P[W] = 3 \cdot I \cdot \Delta V$$

Pérdida de potencia porcentual:

$$\Delta P[\%] = 100 \cdot \frac{\Delta P[\%]}{P}$$

Caída de tensión total porcentual:

Será la máxima caída de tensión porcentual desde un módulo solar hasta el punto de entrega a la red. Contendrá las caídas de tensión en continua y alterna.

Caída de tensión en continua:

$$\Delta V_{CC} [V] = \text{Màx} \left(\sum_{i \in CC} \Delta V_i [V] \right)$$

Caída de tensión en continua porcentual:

$$\Delta V_{CC} [\%] = \text{Màx} \left(\sum_{i \in CC} \Delta V_i [\%] \right)$$

Caída de tensión en alterna:

$$\Delta V_{CA} [V] = \text{Màx} \left(\sum_{i \in CA} \Delta V_i [V] \right)$$

Caída de tensión en alterna porcentual:

$$\Delta V_{CA} [\%] = \text{Màx} \left(\sum_{i \in CA} \Delta V_i [\%] \right)$$

Caída de tensión total porcentual:

$$\Delta V_{tot} [\%] = \Delta V_{CC} [\%] + \Delta V_{CA} [\%]$$

Pérdida de potencia total porcentual:

Será la suma de las pérdidas de potencia porcentuales de todas las líneas. Contendrá las pérdidas de potencia en continua y alterna.

Pérdida de potencia en continua:

$$\Delta P_{CC} [W] = \sum_{i \in CC} \Delta P_i [W]$$

Pérdida de potencia en continua porcentual:

$$\Delta P_{CC} [\%] = \frac{\Delta P_{CC} [\%]}{P_{tot}}$$

siendo

P_{tot} la potencia total de la instalación.

Pérdida de potencia en alterna:

$$\Delta P_{CA} [W] = \sum_{i \in CA} P_i [W]$$

Pérdida de potencia en alterna porcentual:

$$\Delta P_{CA} [\%] = \frac{\Delta P_{CA} [\%]}{P_{tot}}$$

Pérdida de potencia total:

$$\Delta P_{tot} [W] = \Delta P_{CC} [W] + \Delta P_{CA} [W]$$

Pérdida de potencia total porcentual:

$$\Delta P_{tot} [\%] = \Delta P_{CC} [\%] + \Delta P_{CA} [\%]$$

En base a la formulación anterior:

				Resultados				
Descripción	Designación	Sección (mm²)	Long. (m)	Corriente (A)	Tensión (V)	Caída de tensión (%)	Potencia (kW)	Caída de potencia (%)
Corriente alterna								
Cuadro general Inversor	- H07Z-K	10	2	84,99	400	0,13	30,08	0,45
Corriente continua								
MPPT 1								
string 1	H1Z2Z2-K	6	39	9,87	523	0,44	5,12	1,33
string 2	H1Z2Z2-K	6	34	9,87	523	0,38	5,12	1,16
MPPT 2								
string 3	H1Z2Z2-K	6	42	9,87	523	0,47	5,12	1,43
string 4	H1Z2Z2-K	6	34	9,87	523	0,38	5,12	1,16
MPPT 3								
string 5	H1Z2Z2-K	6	31	9,87	523	0,35	5,12	1,05
string 6	H1Z2Z2-K	6	48	9,87	457,8	0,62	4,48	1,86

10.1.3 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

Protección contra sobreintensidades

Según la norma ITC-BT-22, las protecciones contra sobreintensidades se determinan tal como establece la norma UNE-HD 60364-4-43:2013.

Protección contra corrientes de sobrecarga:

Se deberá cumplir que:

$$I < I_n < I_z$$

Y también:

$$I_t < 1,45 \cdot I_z$$

siendo:

I Corriente de línea

I_n Corriente nominal del interruptor automático

I_t Corriente convencional de funcionamiento del interruptor automático (corriente máxima por disparo térmico)

I_z Corriente máxima admisible en el conductor (según criterio de temperatura)

Los dispositivos de protección a utilizar tendrán una curva característica de desconexión tipo C según UNE EN 20317 (véase la gráfica siguiente). En ella se observa que:

$$I_t < 1,45 \cdot I_n$$

Como se debe cumplir que $I_n < I_z$, entonces se cumple que $I_t < 1,45 \cdot I_z$, que es la segunda de las condiciones anteriores. Por tanto, este tipo

de dispositivos debe cumplir tan solo la primera condición.

Tripping characteristics at 30 °C:
B, C, D to IEC/EN 60898

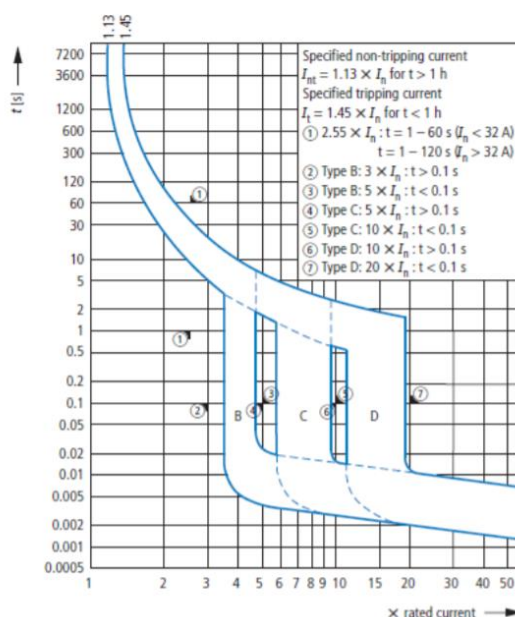


Figura 11. Curva de desconexión tipo C [Eaton]

La siguiente tabla recoge la validación de las condiciones anteriores para los interruptores utilizados:

DENOMINACIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	I (A)	I _n (A)	
SEGÚN FABRIC.	Magnetotérmico 4P	32	32	Tipo Schneider iC60N - Interruptor automático magnetotérmico - 4P - 32A - curva C o similar

10.1.3.1 Protección contra sobretensiones

Será de aplicación la norma ITC-BT-23 para instalaciones de categoría I.

Se cumplirá que:

$$U_n < U_s < U_{m\acute{a}x.}$$

siendo:

U_n Tensión de línea nominal

U_s Tensión nominal del protector de sobretensiones

$U_{m\acute{a}x}$ Tensión máxima admisible de la instalación (1500V)

En el inversor escogido se incluyen estas protecciones.

10.2 INFORME DE CONEXIÓN A RED DE EMPRESA DISTRIBUIDORA

Deberá confirmarse el punto de conexión así como la potencia máxima de la instalación generadora fotovoltaica con la compañía suministradora, para el presente caso, GESA ENDESA, según trámite específico demarcado por el documento titulado "Procedimiento para la conexión de productores en régimen especial en Illes Balears".