



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA


Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 26,4 kW PARA AUTOCONSUMO
CON VERTIDO A RED EN EL PARQUE DE BOMBEROS
DE REQUENA

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Lozano Etero, Daniel

Tutor/a: Fort Gadea, Vicente José

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

1. MEMORIA FV	4
0. NORMATIVA APLICABLE.....	5
1.1. OBJETO.....	5
1.2. CONFIGURACIÓN BÁSICA DE LA INSTALACIÓN	6
1.3. DESCRIPCIÓN	7
1.3.1. Generador Fotovoltaico	7
1.3.2. Módulo fotovoltaico.....	7
1.3.3. Inversores.....	10
1.3.4. Otros elementos.....	12
1.3.5. Cableado.....	12
1.3.6. Conexiones	12
1.3.7. Protecciones generales	13
1.3.8. Cuadro Generador Fotovoltaico.....	13
1.3.9. Cuadro Inversor	13
1.3.10. Cuadro de Salida.....	13
1.3.11. Protecciones de la instalación.....	14
1.3.12. Dimensionado de los Cuadros y líneas eléctricas	15
1.4. PLAN DE MANTENIMIENTO	15
1.4.1. Mantenimiento preventivo	15
1.4.1.1. Paneles solares fotovoltaicos	15
1.4.1.2. Estructura soporte de los paneles.....	16
1.4.1.3. Cajas de conexiones	18
1.4.1.4. Inversor.....	18
1.4.1.5. Protecciones de la instalación solar fotovoltaica	19
1.4.2. Mantenimiento correctivo	20
2. DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	22
2.0. CLASIFICACION DEL CONTRATISTA Y CATEGORIA DEL CONTRATO.....	23
2.0.1. Clasificación del Contratista.....	23
2.0.2. Clasificación del Contrato.....	23
2.1. CÁLCULOS DE DISEÑO	23
2.1.1. Elección de los inversores (1.3.3.).....	23
2.1.2. Conexión, número y disposición de placas.	24
2.1.3. Distancia entre placas	28
2.1.4. Cableado, cálculos eléctricos	29
2.1.4.1. Circuito DC.....	30
2.1.4.2. Circuito AC.....	34
2.1.5. Cálculo de protecciones	37
2.1.5.1. Cálculo de protecciones circuito DC.....	37
2.1.5.2. Cálculo de protecciones circuito AC.....	39
2.1.6. Puesta a tierra	41
3. PRODUCCIÓN Y ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	42
3.1. Producción de la instalación fotovoltaica.....	43
3.1.1. Pérdidas del sistema.	44
3.1.2. Producción total del sistema.....	49
3.1.3. Estudio de viabilidad energético y económico.....	51
2.1.9.1. Estudio de viabilidad energético.	51
2.1.9.1. Estudio de viabilidad económico.....	55
4. PLIEGO DE CONDICIONES	¡Error! Marcador no definido.

4.1. OBJETO	¡Error! Marcador no definido.
4.2. DEFINICIONES	¡Error! Marcador no definido.
4.2.1. Radiación solar	¡Error! Marcador no definido.
4.2.2. Instalación	¡Error! Marcador no definido.
4.2.3. Módulos	¡Error! Marcador no definido.
4.2.4. Integración arquitectónica	¡Error! Marcador no definido.
4.3. DISEÑO	¡Error! Marcador no definido.
4.3.1. Diseño del generador fotovoltaico.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.1.1. Generalidades.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.1.2. Orientación e inclinación y sombras	¡Error! Marcador no definido.
4.3.2. Diseño del sistema de monitorización	¡Error! Marcador no definido.
4.3.3. Integración arquitectónica	¡Error! Marcador no definido.
4.4. COMPONENTES Y MATERIALES	¡Error! Marcador no definido.
4.4.1. Generalidades	¡Error! Marcador no definido.
4.4.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	¡Error! Marcador no definido.
4.4.3. Estructura soporte.....	¡Error! Marcador no definido.
4.4.4. Inversores.....	¡Error! Marcador no definido.
4.4.5. Cableado.....	¡Error! Marcador no definido.
4.4.6. Conexión a red	¡Error! Marcador no definido.
4.4.7. Medidas.....	¡Error! Marcador no definido.
4.4.8. Protecciones.....	¡Error! Marcador no definido.
4.4.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	¡Error! Marcador no definido.
4.4.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética	¡Error! Marcador no definido.
4.5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	¡Error! Marcador no definido.
4.6. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA	¡Error! Marcador no definido.
4.7. REQUERIMIENTOS TECNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.	¡Error! Marcador no definido.
4.7.1. Generalidades	¡Error! Marcador no definido.
4.7.2. Programa de mantenimiento.....	¡Error! Marcador no definido.
4.7.3. Garantías	¡Error! Marcador no definido.
4.7.3.1. Ámbito general de la garantía	¡Error! Marcador no definido.
4.7.3.2. Plazos.....	¡Error! Marcador no definido.
4.7.3.3. Condiciones económicas	¡Error! Marcador no definido.
4.7.3.4. Anulación de la garantía	¡Error! Marcador no definido.
4.7.3.5. Lugar y tiempo de la prestación	¡Error! Marcador no definido.
5. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	¡Error! Marcador no definido.
6. PRESUPUESTO	¡Error! Marcador no definido.
7. PLANOS	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO I	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO II	¡Error! Marcador no definido.

1. MEMORIA FV

0. NORMATIVA APLICABLE

NORMATIVA ESTATAL

- 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 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 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.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- 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.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

NORMATIVA AUTONÓMICA

- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.

1.1. OBJETO

El presente tiene por objeto la redacción, diseño y cálculo de un proyecto técnico de **instalación fotovoltaica para autoconsumo sin vertido a la red eléctrica para el parque de bomberos en la localidad de Requena (Valencia)**, sobre el cual se realiza un estudio exhaustivo de los costes que va a producir, a normativa vigente de este tipo de proyecto y el ahorro que produciría la vida útil de dicha instalación a su destinatario.

1.2. CONFIGURACIÓN BÁSICA DE LA INSTALACIÓN

La instalación de energía solar fotovoltaica se empleará para autoconsumo, con posibilidad de verter a la red eléctrica, con apoyo de la red de compañía cuando se demande más potencia eléctrica. Ésta incluirá una serie de elementos indispensables para el correcto funcionamiento y control de la instalación. Estos equipos son el módulo fotovoltaico, el cableado, el inversor, y otros elementos necesarios para mantener las condiciones de seguridad y rendimiento de la instalación cuyos elementos serán especificados más adelante en la presente memoria.

Así pues, el sistema fotovoltaico diseñado para las instalaciones objeto del presente documento comienza en el generador solar, que se localizará en la cubierta del edificio, sobre una estructura de hierro galvanizado en caliente.

Después del campo de paneles se encuentra la unidad de acondicionamiento de potencia, que se instalará al cuadro eléctrico general del edificio al que dará servicio. Esta unidad transformará la corriente continua obtenida en el campo de paneles en corriente alterna de las mismas características que la red de la compañía distribuidora.

La conexión entre el campo de paneles y el inversor se realizará mediante líneas de enlace, obteniéndose un sistema equilibrado en la entrada del inversor, precedido por un cuadro eléctrico denominado “cuadro generador fotovoltaico”, en donde se dispondrán las protecciones magnetotérmicas del campo de paneles.

La corriente obtenida por el inversor contará a su vez con el “cuadro inversor”, en donde se dispondrán las protecciones de la línea de salida del inversor y de la línea principal, que será monofásica.

La disposición de los elementos que componen la planta fotovoltaica se situarán lo más próximos posible entre ellos y al punto de conexión a red, evitando una caída de tensión excesiva en el conexionado de la instalación.

A continuación, se muestra el esquema general de bloques:

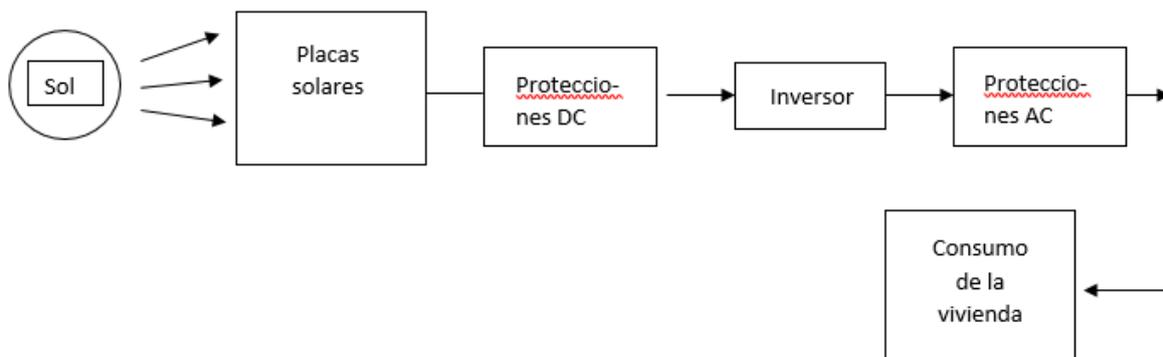


Figura 1 – 1. Memoria FV

No se ha tenido en cuenta el uso de baterías y reguladores ya que estos elementos encarecen mucho el precio de la instalación y se usan en instalaciones aisladas de la red.

1.3. DESCRIPCIÓN

1.3.1. Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico del parque de bomberos de Requena estará compuesto por 48 **módulos fotovoltaicos** de **550 Wp** cada una, alcanzando una potencia total de **26,4 kWp**. Los módulos del campo solar deberán estar conectados de forma que se adecuen los valores de tensión y corriente a las características del inversor utilizado.

Los módulos se instalarán con la necesaria elevación para evitar las pérdidas por sombras que se puedan producir.

Los módulos se situarán sobre una estructura soporte que permita formar un ángulo respecto del plano horizontal óptimo para obtener el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Su diseño deberá estar acorde a la EA-95.

1.3.2. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es el elemento fundamental de cualquier sistema solar fotovoltaico. Tiene como misión captar la energía solar incidente y generar una corriente eléctrica.

Entre las opciones de paneles disponibles se encuentran:

- Panel solar de la marca CanadianSolar modelo CS3W-460MS

ELECTRICAL DATA STC*	
CS3W	460MS
Nominal Max. Power (Pmax)	460 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	41.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	11.09 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.5 V
Short Circuit Current (Isc)	11.72 A
Module Efficiency	20.8%

Figura 2 - 1. Memoria FV

- Panel solar de la marca JA SOLAR modelo JAM72S20 470/MR

TYPE	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	11.01
Module Efficiency [%]	21.2

Figura 3 - 1. Memoria FV

- Panel solar de la marca JA SOLAR modelo JAM72S30 550/MR

TYPE	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.11
Module Efficiency [%]	21.3

Figura 4 - 1. Memoria FV

Los módulos empleados en las dos instalaciones serán de la marca JA SOLAR modelo JAM72S30 525-55/MR por ser los que más potencia pico proporcionan. Se trata de módulos monocristalinos, que tendrán una potencia de 550 W_p. Se instalarán orientados al sur, con una variación de ángulo acimut de 0°, y una inclinación de 30°.



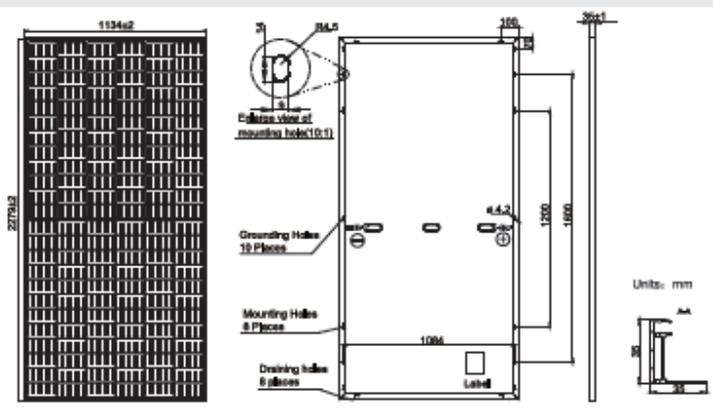
Figura 5 - 1. Memoria FV

A continuación, se adjuntan las características técnicas de los módulos fotovoltaicos a instalar:



JAM72S30 525-550/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28,6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4,10(1000V) QC 4,10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,15	49,30	49,45	49,60	49,75	49,90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,15	41,31	41,47	41,64	41,80	41,96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13,65	13,72	13,79	13,86	13,93	14,00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12,76	12,83	12,90	12,97	13,04	13,11
Module Efficiency [%]	20,3	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1,5G					

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

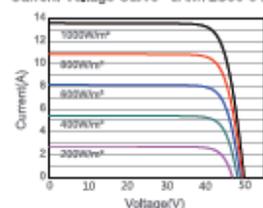
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,05	46,18	46,31	46,43	46,55	46,68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,36	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10,97	11,01	11,05	11,09	11,13	11,17
Max Power Current(Imp) [A]	10,35	10,39	10,43	10,47	10,51	10,55
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G					

OPERATING CONDITIONS

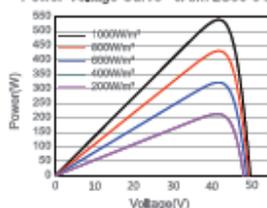
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

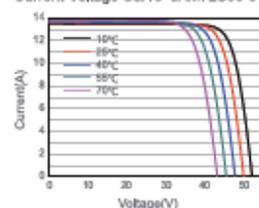
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200928A

Figura 6 - 1. Memoria FV

1.3.3. Inversores

El inversor, convertidor o rectificador es el sistema que adapta la corriente generada en los módulos (continua) a las condiciones de consumo de la instalación (alterna).

La señal o salida del inversor se caracteriza por su forma de onda. El inversor más perfecto es el de onda senoidal.

El inversor deberá tener una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Todos los inversores que se plantean como opciones superan en potencia nominal al menos el 80% de la potencia pico de la instalación fotovoltaica según el apartado 3.2.3.2 del CTE-HE5. Por tanto, en este caso la potencia nominal del inversor a elegir será mínimo de 20kW ya que la potencia pico de la presente instalación consta de 26,4kW.

Entre las opciones de inversores más adecuadas para la potencia obtenida se han encontrado:

- Inversor trifásico de la marca FRONIUS modelo fronius eco 27.0-3-S.

<i>Datos técnicos</i>	
Potencia pico (kWp)	27
Potencia pico salida (kW)	27
Max. Potencia pico entrada (kW)	37,8
Rango tensión MPP	580-850V
Máxima corriente de entrada(A)	47,7
Rendimiento (%)	98,3
Precio sin IVA	2.714,07 €

Figura 7 - 1. Memoria FV

- Inversor trifásico de la marca Huawei model SUN2000-30KTL-M3.

<i>Datos técnicos</i>	
Potencia pico (kWp)	30
Potencia pico salida (kW)	33
Cantidad de MPPTs	4
Rango tensión MPP	200-1000
Máxima corriente de entrada por MPPTs (A)	26
Rendimiento (%)	98,7
Precio sin IVA	2.979,00 €

Figura 8 - 1. Memoria FV

Se empleará el inversor trifásico de 27kW de la marca FRONIUS modelo fronius eco 27.0-3-S para el parque de bomberos de Requena ya que es el más barato de los dos y el que mejor se adapta a la potencia demandada en esta instalación, además de que solo se necesita una entrada MPPT y la eficiencia no difiere mucho uno de otro.

A continuación, se adjuntan las características técnicas del inversor fotovoltaico a instalar:



Figura 9 - 1. Memoria FV

DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV		71,6 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)		580 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)		650 V
Tensión de entrada nominal ($U_{dc\ r}$)		580 V
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)		1.000 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)		580 - 850 V
Número de seguidores MPP		1
Número de entradas CC		6
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)		37,8 kW pío
DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	36,1 A	39,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (+5 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal	< 2.0 %	
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.	
DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	35,7 kg	
Tipo de protección	IP 66	
Clase de protección	1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	1 + 2 / 3	
Consumo nocturno	< 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altitud	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm ² - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

Figura 10 - 1. Memoria FV

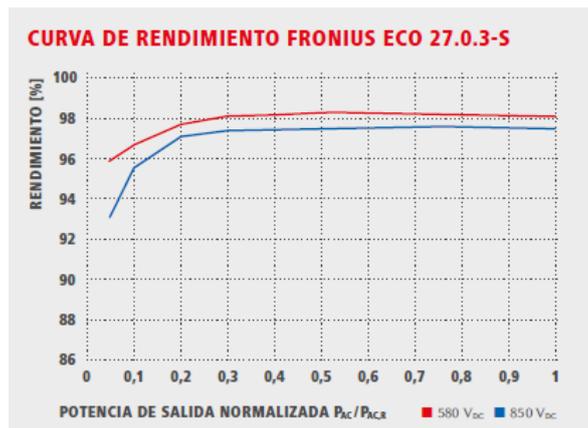


Figura 11 - 1. Memoria FV

1.3.4. Otros elementos

Además de los elementos característicos de la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, existen varios elementos que son necesarios para la seguridad y control de la instalación.

En una instalación fotovoltaica se hace uso de equipos y elementos utilizados en instalaciones eléctricas comunes, sin embargo hay que prestar especial atención a la parte de corriente continua, ya que en instalaciones eléctricas convencionales los sistemas están habitualmente alimentados por corriente alterna y esto conduce a errores comunes en instalaciones fotovoltaicas. A continuación se citan los elementos más característicos.

1.3.5. Cableado

En instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido a la utilización de bajas tensiones continuas y requerimientos de potencia de cierta consideración.

En la presente instalación, para corriente continua se utilizará cable de sección 2x4 mm², 0,6/1kV Cu, y para la corriente alterna se utilizará una sección de 3x10 mm², RZ1-K 0,6/1 kV Cu.

1.3.6. Conexiones

Se deben utilizar cajas de conexiones estancas y con grado de protección IP adecuado y cableado protegido contra la humedad, la radiación ultravioleta y otros fenómenos atmosféricos, dada su instalación a la intemperie.

1.3.7. Protecciones generales

Según el CTE DB-HE-5, del punto 3.2.3.3.3 la instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

No es recomendable utilizar aparata de corriente alterna en circuitos en continua, por esto los elementos de protección (fusibles, magnetotérmicos e interruptores en general y diodos) deben ser adecuados para los valores de tensión y corriente de una instalación fotovoltaica.

Los fusibles se utilizan para evitar sobreintensidades accidentales. Cada aparato suele llevar su propio fusible.

Los magnetotérmicos limitan la intensidad en el circuito de consumo y son como los que se instalan habitualmente en las viviendas y saltarán si se conecta algún equipo de excesiva potencia. Es recomendable incluir un magnetotérmico en la salida del inversor.

Los diodos son dispositivos de protección para evitar que los módulos actúen como receptores en determinadas ocasiones.

Los diodos de bloqueo evitan que se disipe la potencia de los módulos en situaciones de defecto eléctrico. Se colocan a la salida de cada grupo de módulos fotovoltaicos.

1.3.8. Cuadro Generador Fotovoltaico

Cada línea de enlace necesaria, desde el campo de paneles hasta los inversores, estará protegido contra sobrecargas a través del cuadro generador fotovoltaico que se localizará a la entrada de los inversores.

1.3.9. Cuadro Inversor

A la salida del inversor se instalará un cuadro en el que se dispondrán las protecciones eléctricas para la línea de salida del inversor. En muchas ocasiones se podrá integrar en el mismo cuadro las protecciones del cuadro inversor y del cuadro generador fotovoltaico; con el fin de simplificar la instalación, abaratar costes y ocupar menor espacio. Dicho cuadro estará al lado del inversor.

1.3.10. Cuadro de Salida

A la salida de la instalación fotovoltaica se dispondrá un cuadro de salida, que se localizará en una envolvente precintable, de tipo armario para su instalación en intemperie (cumpliendo las normas de la compañía, p.e. norma Endesa>NNL007), situada en la fachada del edificio próxima al punto de conexión, que contará con los elementos de protección necesarios para poder realizar la desconexión manual de la instalación, para la desconexión-conexión

automática de la instalación en el caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red y para el desconectado automático del sistema fotovoltaico de la red, cuando la tensión y la frecuencia de la red salgan fuera del rango necesario (esta última función puede venir integrada en el inversor).

El rearme del sistema de conmutación de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez establecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

1.3.11. Protecciones de la instalación

La instalación contará con las siguientes protecciones:

- **Red de tierra.**

Se hará de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto del suministro.

Habrà una línea que unirá las estructuras soportes que forman el campo de paneles, formando la línea principal de tierra. La parte activa del generador fotovoltaico dispondrá de una tierra, que conectará positivo y negativo de la instalación en corriente continua con una red de tierra independiente de las masas de la instalación y de la zona de corriente alterna de la instalación.

El neutro de la acometida de salida desde inversores se conectará también a una tierra independiente.

- **Protección contra contactos directos.**

Se harán de forma que ninguna persona pueda verse expuesta a una corriente superior a 30mA, siguiendo siempre las indicaciones del RBT842/2002.

- **Protección contra contactos indirectos.**

Aquí se incluyen las conexiones equipotenciales que se deberán realizar en todos los lugares con riesgo especial, en caso de que existan y las protecciones destinadas a disminuir los efectos de un fallo de aislamiento. Para ello se colocará al comienzo de la acometida eléctrica desde el inversor un dispositivo de corte por intensidad de defecto.

- **Protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.**

Se instalará en la parte activa del generador fotovoltaico un dispositivo que actuará contra estas sobretensiones.

- **Protección contra sobreintensidades.**

Para este fin se utilizarán interruptores magnetotérmicos instalados al comienzo de cada línea y siempre que se produzca un cambio de sección.

1.3.12. Dimensionado de los Cuadros y líneas eléctricas

Todos los elementos que componen la instalación fotovoltaica se conectarán a través de líneas eléctricas diseñadas según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. La variación de tensión en su propio punto de conexión y desconexión de la instalación no podrá ser superior al 5%.

1.4. PLAN DE MANTENIMIENTO

1.4.1. Mantenimiento preventivo

1.4.1.1. Paneles solares fotovoltaicos

Por su propia configuración carente de partes móviles, los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es general y rara vez presenta problemas.

Dos aspectos a tener en cuenta primordialmente son, por un lado, asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas producidas por la suciedad pueden llegar a ser de un 5%, y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada.

El mantenimiento consistirá en:

Limpieza periódica del panel

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia de barro, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares.

La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

El proceso de limpieza depende lógicamente del proceso de ensuciado, en el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos poniendo pequeñas antenas elásticas que impidan que se posen.

Inspección visual de posibles degradaciones (bimensualmente)

- Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).
- Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

Control de la temperatura del panel (trimestralmente)

Se controlará que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

Control de las características eléctricas del panel (anualmente)

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60°C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

1.4.1.2. Estructura soporte de los paneles

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo.

Ficha técnica

Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica

11H






- Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación estándar 15° y 30°.

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

Materiales: Perfilera 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.

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit



2279x1150

Carga de nieve: 40 kg/m²



Triángulo plegado

Perfil compatible G1

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

Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6,3 Hexagonal	10 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:

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



Chapa grecada Chapa sandwich Anclaje al soporte



Marcado ES19/86524 CE

Figura 12 - 1. Memoria FV

El mantenimiento de las mismas se realizará cada seis meses y consistirá en:
Anualmente:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc...).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.

- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

1.4.1.3. Cajas de conexiones

Las cajas de conexiones son resistentes a la intemperie (emplazadas a la sombra). Se recomienda realizar las siguientes operaciones de mantenimiento:

Anualmente:

- Comprobar el correcto anclaje de la caja a la estructura soporte correspondiente y horizontalidad de la misma, asegurándose de que la tornillería está correctamente apretada (comprobando el par de apriete si es necesario), sustituyendo algún elemento de fijación si se encuentra en mal estado.
- Comprobar que la carcasa de la caja se encuentra en correcto estado y no presenta síntomas de deterioro debido a agentes externos. Sustituirla en caso necesario.
- Comprobar la estanqueidad de la carcasa y si presenta daños.
- Comprobar si la tapa está bien asentada y su estanqueidad. Asegurarse al cerrar la tapa que los cierres estén bien bloqueados, ejerciendo una ligera presión con un destornillador hasta que estos encajen (1/4 de vuelta).
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo. Si es así, absorber el agua que haya, comprobar la causa de la infiltración de agua y subsanar el defecto.
- Comprobar si la conexión roscada de compensación de presión presenta suciedad o daños y, si fuera necesario, sustituir ésta.
- Comprobar las etiquetas de advertencias de peligro tanto en el exterior como en el interior del equipo y si son ilegibles o están dañadas reponer estas.
- Comprobar la estanqueidad de la caja, cerciorándose de que no ha entrado humedad en el interior. Sustituir las juntas de estanqueidad en caso necesario.
- Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado eléctrico y, si fuera necesario, apretarlas. Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. Cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de contacto oxidados.
- Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado y, si fuera necesario, apretarlas. Ver si el aislamiento en los bornes del subgrupo y en la barra colectora presentan descoloración o alteraciones de otro tipo.

1.4.1.4. Inversor

El inversor es uno de los equipos más delicados de la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen del

emplazamiento de estos y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc...). Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

Cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Cada año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
 - o Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - o Interruptores automáticos.
 - o Interruptores de potencia.
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V.
- Control de la función de sobre y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

1.4.1.5. Protecciones de la instalación solar fotovoltaica

Las protecciones del circuito eléctrico de la instalación solar fotovoltaica han de encontrarse siempre en perfecto estado de funcionamiento ya que de estas depende la totalidad de las condiciones de seguridad tanto de equipos como de usuarios. Las operaciones de mantenimiento que habrá que realizar son:

Cada 3 meses:

- Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.

Cada año:

- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante el siguiente procedimiento:
 - o Acción manual sobre el botón de prueba que incluye el propio interruptor diferencial.
 - o Desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo (0) de mando de conexión/desconexión.
 - o Acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición de conexión (1) para recuperar el suministro eléctrico.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos. Cuando por sobreintensidad o cortocircuito saltara un interruptor magnetotérmico habría que actuar de la siguiente manera:
 - Desconexión de aquel receptor eléctrico con el que se produjo la avería o, en su caso, desconectar el correspondiente interruptor.
 - Rearme (o activado) del magnetotérmico del fallo para recuperar el suministro habitual.
 - Revisión del receptor eléctrico que ha originado el problema o, en su caso, comprobación de que su potencia es menor que la que soporta el magnetotérmico.

Cada 5 años:

- Limpieza superficial de las clavijas y receptores eléctricos, siempre con bayetas secas y en estado de desconexión.
- Limpieza superficial de los mecanismos, siempre con bayetas secas y preferiblemente con desconexión previa de la corriente eléctrica.

1.4.2. Mantenimiento correctivo

Este plan de mantenimiento se aplicará únicamente cuando por circunstancias sobrevenidas, debidas a averías en la instalación, sea necesario subsanar el defecto de la misma.

Las labores de mantenimiento correctivo serán delegadas en una empresa externa, especialista en el sector, encargada de realizar todas las reparaciones pertinentes así como suministrar los repuestos necesarios.

Dicha empresa habrá de estar homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, en caso contrario puede dar lugar a la anulación de la garantía legal de dichos equipos, por negligencias en las labores de mantenimiento.

La empresa externa encargada de realizar las labores de mantenimiento correctivo deberá:

- Garantizar la visita a la instalación en los plazos establecidos y cada vez que el usuario lo requiera debido a cualquier incidencia en la misma.

- Analizar y realizar un presupuesto adecuado de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto y normal funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.
- Subsanan correctamente cualquier incidencia en un tiempo máximo de 48 horas, excepto cuando se trate de causas de fuerza mayor debidamente justificadas (por ejemplo acopio de materiales).

2. DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN Y CÁLCULOS ELÉCTRICOS

2.0. CLASIFICACION DEL CONTRATISTA Y CATEGORIA DEL CONTRATO.

2.0.1. Clasificación del Contratista.

La clasificación de la contratista requerida, según el Artículo 25 del Real Decreto 1089/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas y sus posteriores modificaciones recogidas en el Real Decreto 773/2015, de 28 de agosto, será la siguiente:

GRUPO	SUBGRUPO	DENOMINACIÓN
I	9	Instalaciones eléctricas sin cualificación específica

Figura 13 – 2. Cálculos

2.0.2. Clasificación del Contrato.

La categoría de la clasificación del contrato de obra requerida, según el Artículo 26 Real Decreto 773/2015, modifica el art. 26 del Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, será la siguiente:

- **Categoría 1:** cuantía inferior a 150.000 euros.

La cuantía hace referencia al valor estimado del contrato, ya que la duración de éste es inferior a un año.

2.1. CÁLCULOS DE DISEÑO

2.1.1. Elección de los inversores (1.3.3.)

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 del día.

Como se ha especificado en el apartado 1.3.3 el inversor que se escoge debe tener una potencia nominal como mínimo del 80% de la potencia pico instalada según se especifica en el apartado 3.2.3.2 del CTE-HE5. En el presente proyecto la potencia pico de la instalación es de 26,4 kW, por lo tanto se procede a comprobar que cumple correctamente:

$$P_{\min_{inv.}} \geq 0,8 * P_{\text{pico}_{inst.}}$$

(EC.1)

$$P_{\min_{inv.}} \geq 0,8 * 26,4kW$$

(EC.1.1)

$$P_{\min_inv.} \geq 21,12kW$$

(EC.1.2)

Dicho esto, teniendo en cuenta que la potencia de la instalación será de máximo 26,4 kWp, se instalará un inversor de 27 Kw (modelo Fronius 27.0-3-S) para cubrir la potencia instalada, como se especifica en el apartado 1.3.3.

2.1.2. Conexión, número y disposición de placas.

Para que la conexión de los módulos sea correcta los datos principales que se deben tomar son la tensión de máxima potencia de los módulos (V_{mp}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}) de los mismos, estos valores para los módulos que se han escogido en la presente instalación son: 41,96 y 49,9V, respectivamente.

Además de esto, hay que calcular el número mínimo y máximo de placas que se tiene que conectar en serie, para ello, se utiliza el rango MPPT y la máxima tensión de entrada. En este proyecto, según la ficha técnica del inversor escogido para la instalación, este rango de tensiones comprende entre 580V para la mínima y 850V para la máxima.

En este caso como la tensión de trabajo de la placa es de 41,9V no hay una tensión nominal de trabajo, por lo que no se puede calcular el número mínimo de placas

Ahora que ya se ha establecido de dónde se sacan los datos, se da paso al cálculo del número de módulos conectados en serie. Este cálculo se puede realizar de dos maneras distintas.

Valor máximo de número del número de placas para trabajar en óptimas condiciones dentro del rango de la tensión de trabajo en c.c.:

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} < \frac{V_{pp_max_inv}}{V_{mp_mod}}$$

(EC-2)

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} < \frac{850V}{41,96V}$$

(EC-2.1)

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} < 20,26$$

(EC-2.2)

Del otro modo, el número máximo de placas viene definido por el cociente entre la tensión máxima de entrada y la tensión de vacío de la placa. No obstante, hay que tener en

cuenta que la tensión de vacío no es una tensión de trabajo, ya que la placa no proporciona energía en vacío, pero es el valor máximo de tensión que puede proporcionar la placa y, por tanto, será el valor de máximo que no podrá superar nunca la placa:

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} < \frac{V_{dc_m\acute{a}x_inv}}{V_{oc_mod}}$$

(EC-3)

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} < \frac{1000V}{49,90V}$$

(EC-3.1)

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} < 20,04$$

(EC-3.2)

Como se puede observar el número de placas máximas conectadas en serie no cambia prácticamente nada de un modo respecto al otro.

El número máximo de placas a utilizar, a partir de la potencia máxima que puede admitir en placas el inversor es de:

$$N_{Pm\acute{a}x} = \frac{P_{inv.}}{P_{pico_placa}}$$

(EC-4)

$$N_{Pm\acute{a}x} = \frac{27000W}{550W}$$

(EC-4.1)

$$N_{Pm\acute{a}x} = 49,09 \cong 49 \text{ placas}$$

(EC-4.1)

El número de líneas en paralelo será el cociente entre el número total de placas que admite el inversor y el número de placas serie.

$$N_{líneas_paralelo} = \frac{49}{20}$$

(EC-5.1)

$$N_{\text{líneas paralelo}} = 2,45 \cong 3 \text{ líneas paralelo}$$

(EC-5.2)

Según estos criterios y la disposición espacial de la fachada, se opta por la instalación de 3 líneas en paralelo, 2 de 18 módulos en serie y la otra línea de 12 módulos:

$$P_{\text{Pico}_{inst.}} = 48 \text{ módulos} * \frac{550W_{\text{pico}}}{\text{módulo}} = 26,4kW_{\text{pico}}$$

(EC-6)

Con esta configuración, las tensiones de trabajo en el punto máximo de la tensión MPPT y en circuito abierto serán de:

$$V_{mp} = 18 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * V_{mp}$$

(EC-7)

$$V_{mp} = 18 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * 41,96V = 755,28V$$

(EC-7.1)

$$V_{oc} = 18 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * V_{oc}$$

(EC-7.2)

$$V_{oc} = 18 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * 49,90V = 898,2V$$

(EC-7.3)

Estas tensiones corresponden a las líneas compuestas de 18 módulos, ahora se procede a calcularlas para la línea de 12 módulos:

$$V_{mp} = 12 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * V_{mp}$$

(EC-8)

$$V_{mp} = 12 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * 41,96V = 503,52V$$

(EC-8.1)

$$V_{oc} = 12 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * V_{oc}$$

(EC-8.2)

$$V_{oc} = 12 \frac{\text{módulos}}{\text{serie}} * 49,90V = 598,80V$$

(EC-8.3)

Ahora que ya se han obtenido la disposición y las tensiones máximas con las que van a trabajar las líneas hay que comprobar que cumplan con los siguientes criterios:

Por un lado, hay que comprobar que la intensidad de la línea que une las 3 series al repartidor no supere la intensidad máxima admisible a la entrada del inversor.

$$I_{\text{cálculo}} = 3 * I_{mp} < 47,7A$$

(EC-9)

$$I_{\text{cálculo}} = 3 * 13,11 = 39,33A$$

(EC-9.1)

$$I_{\text{cálculo}} = 39,33 < 47,7A$$

(EC-9.2)

Por el otro lado, se comprueba que la tensión pico de las líneas, calculadas anteriormente, no supere la tensión máxima de entrada del inversor, que en el caso de este inversor este valor es de 1000V. Se comprobará la línea que más módulos tiene (18) por ser la que más tensión tendrá.

$$V_{oc} = 898,2 < 1000V$$

(EC-10)

Y por último la última comprobación que hay que tener en cuenta es que la potencia instalada no supere la potencia máxima de entrada del inversor. Según la ficha técnica del inversor el valor de la potencia máxima de entrada es de 37,8kW, por tanto:

$$26,4kW < 37,8kW$$

(EC-11)

Como se puede observar, los tres criterios cumplen perfectamente, por lo que se puede afirmar que tanto el inversor como el modo en el que se ha diseñado la disposición de las placas garantizan un funcionamiento correcto de la instalación.

2.1.3. Distancia entre placas

Se procede a calcular la distancia mínima entre filas de placas consecutivas para evitar el sombreado entre una fila y la siguiente.

La distancia que deberá dejarse entre las filas será en función de la altura relativa entre una fila y la siguiente y la latitud de la zona donde se sitúa la instalación.

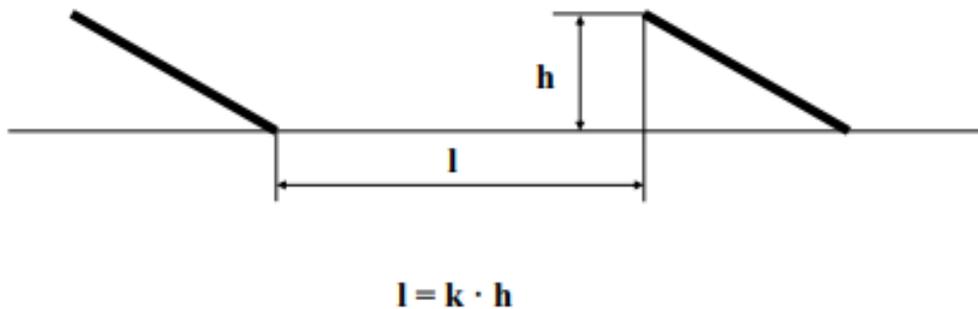


Figura 14 - 2. Cálculos

El factor k es el factor que depende de la latitud del lugar que algunos de los valores son:

Latitud	29	37	39	41	43	45
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,847

Figura 15 - 2. Cálculos

Para España se utiliza una latitud de 39° con un valor para k de 2,475. Por tanto, como la inclinación de las placas en la presente instalación es de 30° y el lado de inclinación de las placas es de 1,134x2 se procede a calcular la distancia entre las filas.

$$h = 2,268 * \sin 30^\circ \cong 1,134 \text{ m}$$

(EC-12)

$$l = 1,134 * 2,475 \cong 2,8 \text{ m}$$

(EC-13)

2.1.4. Cableado, cálculos eléctricos

En instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido a la utilización de bajas tensiones continuas y requerimientos de potencia de cierta consideración.

Primero se calcula la sección de los conductores y los elementos de protección para la parte de corriente continua, conexión de los paneles, y posteriormente se calcula la parte de corriente alterna.

Durante todo el proceso de cálculo de los conductores se va a hacer uso de la tabla 3 de la norma UNE 20.460-5-523:2004 y la disposición de los conductores será de la clase B1 (conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra).

Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A1		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR						
A2		Cables multi-conductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR							
B1		Conductores aislados en tubos ¹ en montaje superficial o empotrados en obra ²				3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR				
B2		Cables multi-conductores en tubos ¹ en montaje superficial o empotrados en obra ²			3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR					
C		Cables unipolares o multiconductores directamente sobre la pared ³					3x PVC	2x PVC	3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR				
E		Cables multi-conductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3 veces D ^{4,5}						3x PVC	2x PVC	3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR			
D		Cables BIPOLARES entubados y enterrados.											2PVC / 2EPR 2XLPE	
D		Cables TRIPOLARES entubados y enterrados.												3PVC / 3EPR 3XPLE
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	22/26	18/22
	2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	29/34	24/29
	4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	38/44	31/37
	6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	47/56	39/46
	10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	63/73	52/61
	16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	81/95	67/79
	25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	104/121	86/101
	35				110	117	126	137	147	158	169	185	125/146	103/122
	50				134	141	153	167	179	192	207	225	148/173	122/144
	70				171	179	196	213	229	246	268	289	183/213	151/178
	95				207	216	238	258	278	298	328	352	216/252	179/211
	120				239	249	276	299	322	346	382	410	246/287	203/240
	150					285	318	344	371	395	441	473	278/324	230/271
185					324	362	392	424	450	506	542	312/363	258/304	
240					380	424	461	500	538	599	641	361/419	297/351	

Figura 16 - 2. Cálculos

2.1.4.1. Circuito DC.

En lo referente a la parte de continua, por un lado, se calcula el cableado de las líneas que se conectan al repartidor y por otro el cableado que conecta el repartidor al inversor.

En primer lugar se realiza el cálculo que asegura que la sección del cable utilizado cumpla con el criterio térmico para evitar que el conductor se sobrecaliente de paso a un deterioro del mismo e incluso que pueda quemarse. Para ello, se toma de la tabla anterior la intensidad admisible inmediatamente superior a la intensidad que pasa por cada una de las líneas de placas, siendo el valor de esta de 13,11A multiplicado por 1,25, por tanto:

$$I_{líneas} = 1,25 * I_{mp}$$

(EC-14)

$$I_{líneas} = 1,25 * 13,11 = 16,39A$$

(EC-14.1)

Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR								
A1		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes													
A2		Cables multi-conductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR								
B1		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra ²				3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR					
B2		Cables multi-conductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra ²		3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR							
C		Cables unipolares o multiconductores directamente sobre la pared ³				3x PVC		2x PVC	3x XLPE O EPR		2x XLPE O EPR				
E		Cables multi-conductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0.3 veces D ^{4,5}					3x PVC		2x PVC	3x XLPE O EPR		2x XLPE O EPR			
D		Cables BIPOLARES entubados y enterrados.										2PVC / 2EPR 2XLPE			
D		Cables TRIPOLARES entubados y enterrados.											3PVC / 3EPR 3XPLE		
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	22/26	18/22	
	2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	29/34	24/29	
	4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	38/44	31/37	
	6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	47/56	39/46	
	10	37	39	42	45	50	54	58	65	69	74	80	63/73	52/61	
	16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	81/95	67/79	
	25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	104/121	86/101	
	35				110	117	126	137	147	158	169	185	125/146	103/122	
	50				134	141	153	167	179	192	207	225	148/173	122/144	
	70				171	179	196	213	229	246	268	289	183/213	151/178	
	95				207	216	238	258	278	298	328	352	216/252	179/211	
	120				239	249	276	299	322	346	382	410	246/287	203/240	
150				285	318	344	371	395	441	473	512	278/324	230/271		
185				324	362	392	424	450	506	542	592	312/363	258/304		
240				380	424	461	500	538	599	641	701	361/419	297/351		

Figura 17 - 2. Cálculos

Como minimo, por normativa, en la parte de continua la sección mínima ha de ser 6mm², aunque se observa que podría servir perfectamente una sección de 4mm².

La intensidad de diseño que transcurre del repartidor al inversor será de:

$$I_{\text{repartidor_inversor}} = 1,25 * N^{\circ} \text{ líneas} * I_{mp}$$

(EC-15)

$$I_{\text{repartidor_inversor}} = 1,25 * 3 * 13,11 = 49,16A$$

(EC-15.1)

Para el tramo del repartidor al inversor se procede del mismo modo que de las líneas al inversor, eligiendo la intensidad máxima admisible inmediatamente superior la calculada en la tabla.

Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A1		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR							
A2		Cables multi-conductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR								
B1		Conductores aislados en tubos ¹ en montaje superficial o empotrados en obra ²				3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR					
B2		Cables multi-conductores en tubos ¹ en montaje superficial o empotrados en obra ²			3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR						
C		Cables unipolares o multiconductores directamente sobre la pared ³					3x PVC	2x PVC	3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR					
E		Cables multi-conductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3 veces D ^{4,5}						3x PVC	2x PVC	3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR				
D		Cables BIPOLARES entubados y enterrados.											2PVC / 2EPR 2XLPE		
D		Cables TRIPOLARES entubados y enterrados.												3PVC / 3EPR 3XPLE	
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	22/26	18/22	
	2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	29/34	24/29	
	4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	38/44	31/37	
	6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	47/56	39/46	
	10	39	42	46	50	54	60	63	70	72	80	86	63/73	52/61	
	16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	81/95	67/79	
	25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	104/121	86/101	
	35				110	117	126	137	147	158	169	185	125/146	103/122	
	50				134	141	153	167	179	192	207	225	148/173	122/144	
	70				171	179	196	213	229	246	268	289	183/213	151/178	
	95				207	216	238	258	278	298	328	352	216/252	179/211	
	120				239	249	276	299	322	346	382	410	246/287	203/240	
150					285	318	344	371	395	441	473	278/324	230/271		
185					324	362	392	424	450	506	542	312/363	258/304		
240					380	424	461	500	538	599	641	361/419	297/351		

Figura 18 - 2. Cálculos

Como se puede observar en las tablas 9 y 10, tanto el cableado que use las placas con el repartidor y el cableado que use el repartidor con el inversor tienen una intensidad máxima admisible de 54 A, para una sección 6mm².

A continuación, hay que calcular el valor de la caída de tensión del cable, ya que el reglamento electrotécnico de baja tensión exige que este deba ser inferior al impuesto por el mismo reglamento, cuyo valor, de acuerdo con el apartado 5 de la ITC-BT-40 no superará al 1,5%.

El cálculo de la caída de tensión del cable es proporcional a su longitud y resistividad e inversamente proporcional a su sección. Su expresión es la siguiente:

$$\%V = \frac{2 * R * I}{U} * 100$$

(EC-16)

$$\%V = 2 * \frac{L}{S * \sigma} * \frac{I}{U} * 100 < 1,5\%$$

(EC-16.1)

Donde:

R: Resistividad del conductor ($\Omega \cdot m$).

L: Longitud de la línea (m).

S: Sección del cableado según la intensidad máxima admisible obtenida (mm^2).

σ : Conductividad del material que está hecho el conductor (Cobre = $56m / (\Omega \cdot mm^2)$).

I: Intensidad que transcurre por la línea (A).

U: Valor de tensión en circuito abierto de la línea (V)

La caída de tensión para la línea que tiene 12 placas conectadas será de:

$$\%V = 2 * \frac{27}{6 * 56} * \frac{13,11}{12 * 49,90} * 100 = 0,35\% < 1,5\% \text{ ES VÁLIDO}$$

(EC-16.2)

Para las líneas que tiene 18 placas en serie será:

$$\%V = 2 * \frac{23}{6 * 56} * \frac{13,11}{18 * 49,90} * 100 = 0,20\% < 1,5\% \text{ ES VÁLIDO}$$

(EC-16.3)

Por último para la línea que va del repartidor al inversor la c.d.t será de:

$$\%V = 2 * \frac{12}{6 * 56} * \frac{3 * 13,11}{18 * 49,90} * 100 = 0,31\% < 1,5\% \text{ ES VÁLIDO}$$

(EC-16.3)

Como conclusión para la parte de continua, se ha comprobado que la elección de los conductores es adecuada ya que cumple con las condiciones de la intensidad máxima admisible y la caída de tensión.

Para la selección del conductor de protección se tendrá en cuenta la tabla 2 de la ITC-BT-19:

Tabla 2.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Figura 19 - 2. Cálculos

2.1.4.2. Circuito AC.

El procedimiento para el dimensionamiento del cableado en la parte de alterna se efectúa del mismo modo que el utilizado en el cálculo de la parte de corriente continua, donde habrá que establecer una sección que cumpla tanto con el criterio térmico como con el de caída de tensión.

Para este caso se ha de calcular la intensidad nominal del inversor y se sobredimensionará un 25%. Esta intensidad es la que circulará por la línea hasta la CGBT y sobre la que se obtendrá la intensidad máxima de diseño según la tabla utilizada hasta ahora (tabla 3 de la norma UNE 20.460-5-523:2004).

$$I_N = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}$$

(EC-17)

$$I_N = \frac{27000W}{\sqrt{3} * 400V * 1} = 38,97 \cong 39A$$

(EC-17.1)

$$I_N = 1,25 * 39 = 48,71A$$

(EC-18)

Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A1		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR						
A2		Cables multi-conductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR							
B1		Conductores aislados en tubos ¹ en montaje superficial o empotrados en obra ²				3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR				
B2		Cables multi-conductores en tubos ¹ en montaje superficial o empotrados en obra ²			3x PVC	2x PVC		3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR					
C		Cables unipolares o multi-conductores directamente sobre la pared ³					3x PVC		2x PVC	3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR			
E		Cables multi-conductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3 veces D ^{4,5}						3x PVC		2x PVC	3x XLPE O EPR	2x XLPE O EPR		
D		Cables BIPOLARES entubados y enterrados.											2PVC / 2EPR 2XLPE	
D		Cables TRIPOLARES entubados y enterrados.												3PVC / 3EPR 3XPLE
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	22/26	18/22
	2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	29/34	24/29
	4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	38/44	31/37
	6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	47/56	39/46
	10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	63/73	52/61
	16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	81/95	67/79
	25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	104/121	86/101
	35				110	117	126	137	147	158	169	185	125/146	103/122
	50				134	141	153	167	179	192	207	225	148/173	122/144
	70				171	179	196	213	229	246	268	289	183/213	151/178
	95				207	216	238	258	278	298	328	352	216/252	179/211
	120				239	249	276	299	322	346	382	410	246/287	203/240
150					285	318	344	371	395	441	473	278/324	230/271	
185					324	362	392	424	450	506	542	312/363	258/304	
240					380	424	461	500	538	599	641	361/419	297/351	

Figura 20 - 2. Cálculos

La intensidad máxima admisible será de 63A y la sección de 10mm², cumpliendo así el criterio térmico requerido. Ahora se procede a realizar el criterio de caída de tensión para dicho conductor.

Al corresponder a la parte de corriente alterna la expresión es diferente a la de continua:

$$\%V = \frac{P_{inv} * L}{S * \sigma * U^2} * 100 < 1,5\%$$

(EC-19)

Donde:

Pinv: Potencia nominal del inverso (W)

L: Longitud de la línea (m).

S: Sección del cableado según la intensidad máxima admisible obtenida (mm²).

σ : Conductividad del material que está hecho el conductor (Cobre = 56m/ (Ω *mm²)).

U: Valor de tensión de la red (V)

$$\%V = \frac{27000 * 10}{10 * 56 * 400^2} * 100 = 0,3\% < 1,5\% \text{ ES VÁLIDO}$$

(EC-19.1)

Como conclusión en la parte de alterna, se demostró que el diseño del cableado es correcto, ya que cumple con los criterios térmico y el de caída de tensión.

El conductor de protección sigue el mismo criterio que en la parte de continua (tabla 2 ITC-BT-19):

Tabla 2.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Figura 21 - 2. Cálculos

Para escoger el tubo de protección se hará uso de la Tabla 5 y 3 de la ITC-BT-21:

Tabla 5. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Figura 22 - 2. Cálculos

Para la parte de continua el diametro exterior del tubo será de 16mm y para la parte de alterna de 25mm

Tabla 3. Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura 23 - 2. Cálculos

En conclusión, en la presente instalación, para corriente continua se utilizará cable de sección 2x6 mm², 0,6/1 kV Cu, y para la corriente alterna se utilizará una sección de 4x10+TT mm², RZ1-K 0,6/1 kV Cu.

2.1.5. Cálculo de protecciones

2.1.5.1. Cálculo de protecciones circuito DC.

Protección contra contactos directos e indirectos

Los módulos fotovoltaicos proporcionarán los niveles de protección adecuados frente contactos directos e indirectos, siempre que la resistencia de aislamiento se mantenga por encima de los niveles de seguridad y no se produzcan defectos a masas o a tierras. Por si se pudieran producir estos defectos se toman las siguientes medidas de seguridad:

- Los módulos fotovoltaicos, los cables y las cajas de conexión tienen que tener aislante de clase II (doble o reforzado).
- El inversor cortará automáticamente la alimentación y se activará una alarma visual en el mismo.
- Se instalará un controlador permanente de aislamiento en el inversor, para que detecte posibles derivaciones a tierra.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

- Para las líneas que unen los módulos al repartidor, de sección 6mm²:

$$I_{\text{lineas}} \leq I_{\text{nom_fusible}} \leq I_Z$$

(EC-20)

$$13,11A \leq I_{\text{nom_fusible}} \leq 54A$$

(EC-20.1)

$$13,11A \leq 25A \leq 54A$$

(EC-20.2)

Los fusibles encargados de proteger las líneas individuales de los generadores frente a las sobreintensidades que puedan ocurrir tendrá un intensidad nominal de 25A

Para asegurarse de que el fusible este protegido contra los cortocircuitos que puedan originarse por las corrientes que puedan llegar de las otras dos líneas o de la parte de alterna, calcularemos la intensidad máxima que pueda originarse, añadiéndole un incremento del 56% a la intensidad de cortocircuito de las placas (14 A) según la norma UNE-EN 60269-6:2012:

$$I_{\text{máx}} = 1,56 * I_{CC} * N$$

(EC-21)

El factor N es el número de líneas sin contar la que objeto de estudio para este cálculo.

$$I_{\text{máx}} = 1,56 * 14A * 2 = 43,68A$$

(EC-21.1)

$$I_{\text{nom_fusible}} \leq I_{\text{máx}} = 25A \leq 43,68A$$

(EC-22)

- Para la línea de sección 6mm² que une el repartidor con el inversor:

$$39,33A \leq I_{\text{nom_fusible}} \leq 54A$$

(EC-23)

$$39,33A \leq 50A \leq 54A$$

(EC-23.1)

El fusible encargado de proteger la línea del repartidor al inversor frente a las sobreintensidades que puedan ocurrir tendrá un intensidad nominal de 50A.

Se procede a comprobar la protección contra cortocircuitos como en el caso anterior:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,56 * 14A * 3 = 65,52A$$

(EC-24)

$$I_{nom_fusible} \leq I_{m\acute{a}x} = 50A \leq 65,52A$$

(EC-24.1)

El poder de corte de los fusibles será mayor a la intensidad de la línea:

$$P_{corte} = P_{corte} > I_{l\acute{i}nea}$$

(EC-25)

$$P_{corte} = 10kA > 13,11A$$

(EC-25.1)

$$P_{corte} = 10kA > 39,33A$$

(EC-25.2)

Para las sobretensiones de origen atmosférico que se puedan originar en los generadores, se protegerá la entrada de continua del inversor mediante dispositivos de protección de clase III. Además como se trata de un sistema IT es de necesario cumplimiento que se instale un dispositivo vigilante de aislamiento para verificar el estado de aislamiento a lo largo del ciclo de vida del grupo fotovoltaico.

2.1.5.2. Cálculo de protecciones circuito AC.

La parte de alterna de la instalación estará protegida con un interruptor magnetotérmico y un diferencial que protegerá tanto el inversor como el conjunto de la instalación. El valor de la intensidad de los mismos será mayor siempre a la intensidad de diseño (esta se trata de la intensidad de la instalación por el factor de mayoranza del 25%) y menor que la intensidad máxima admisible del conductor.

Las características del dispositivo de protección deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

Primera condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

(EC-26)

$$48,71A \leq 50A \leq 63A$$

(EC-26.1)

Segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 * I_z$$

(EC-27)

$$I_2 = 1,45 * I_n$$

(EC-28)

$$I_2 = 1,45 * 50A = 72,5A$$

(EC-28.1)

$$I_2 \leq 1,45 * 63A = 91,35A > 72,5A$$

(EC-27.1)

Para finalizar hay que comprobar la condición de disparo del magnetotérmico, para ello, se debe calcular la intensidad de cortocircuito en el punto donde se instale el magnetotérmico y así se le adjudicará un poder de corte superior a esa intensidad de cortocircuito.

Para obtener dicha intensidad se considera la resistencia desde la CGPM hasta el punto donde se sitúa el interruptor magnetotérmico del inversor y se tiene en cuenta una derivación individual de 50mm² de 25 metros. La expresión sería la siguiente según anexo III guía BT:

$$I_{cc} = \frac{0,8 * U}{L * R}$$

(EC-29)

Donde:

I_{cc}: Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado.

U: Tensión de alimentación fase neutro (230V).

R: Resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación.

L: Longitud de conductor de la derivación individual y de la CGP hasta el magnetotérmico del inversor.

$$I_{cc} = \frac{0,8 * 230}{25 * \frac{2}{56 * 50} + 10 * \frac{2}{56 * 10}} = 3435A$$

(EC-29.1)

Una vez obtenidos este valor, se asigna un poder de corte de 6kA al magnetotérmico, obteniendo un magnetotérmico de 50 A de 4p y poder de corte de 6kA

Pasamos a comprobar que se cumpla la condición de disparo de los magnetotérmicos:

$$10I_p = 10 * 50A = 500A$$

(EC-30)

$$500 < I_{cc} = 3435A$$

(EC-31)

Se instalará un interruptor diferencial para evitar contactos indirectos según el Real Decreto 244/2019, que habitualmente es de corriente superior al magnetotérmico y este diferencial será de tipo A con sensibilidad de 300mA de 4 polos y 63A de intensidad nominal, ya que es el automáticamente superior al magnetotérmico empleado.

Estos elementos irán conectados a un cuadro situado a la salida del inversor, donde se iniciará la línea de conexión entre el inversor y el punto de conexión con la red de suministro. En este tramo de conexión irá conectado un contador bidireccional para el control de la energía.

2.1.6. Puesta a tierra

La presente instalación dispondrá de un sistema de puesta tierra independiente para proteger la parte de baja tensión frente posibles cargas atmosféricas, según marca la ITC-BT-18 del reglamento electrotécnico de baja tensión. El sistema consta de los siguientes componentes:

- Electrodo: Pica de cobre vertical de 14 mm de diámetro y 2 m de longitud. Esta pica se coloca en el terreno para facilitar por ella el paso de las corrientes de defecto que puedan producirse
- Conductor desnudo: Conductor de cobre desnudo con sección de 35 mm² que une la línea de picas con el borne de puesta a tierra.
- Borne de puesta a tierra: Borne de cobre que se coloca en el cuadro de alterna al se conectan todos los conductores de puesta a tierra de los diferentes elementos de la instalación .

3. PRODUCCIÓN Y ESTUDIO DE VIABILIDAD

3.1. PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El generador fotovoltaico estará compuesto por **48 módulos fotovoltaicos de 550 Wp** cada uno, alcanzando una potencia pico total de **26,4 kWp**.

Para estimar la producción de la instalación fotovoltaica se considerarán los ratios de producción siguientes por zonas climáticas, en kWh/kW (tabla 2.2 del DB-HE5 del CTE):

	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Horas equivalentes de referencia anuales (kWh/kW)	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753

Figura 24 – 3. Producción y estudio de viabilidad

La presente instalación se sitúa en la Zona IV, con lo que se estima una producción anual máxima de **43.084,8 kWh**, no obstante, se adjunta un cálculo más detallado realizado con el programa PVGIS para obtener con mayor precisión la producción mensual y anual de la instalación.

Según la base de datos de este programa se han extraído los datos de irradiación de un día medio de cada mes durante las 24 horas para la inclinación de 30º, con azimut de -13,36º, de este modo podremos obtener la energía producida según la siguiente expresión:

$$E_{generada} (kWh) = \frac{Irradiancia \left(\frac{W}{m^2} \right) * P_{pico} (kW) * PR_{global} * horas}{1000}$$

(EC-32)

Donde PR global son las pérdidas totales que se calcularán a continuación.

La tabla con los datos de la irradiancia obtenida es la siguiente:

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	42,28	138,49	110,39	208,49	193,50	160,77	129,04	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	64,65	135,29	245,20	238,73	348,48	334,46	297,03	254,36	154,37	73,23	0,00
9:00	120,38	230,55	285,75	381,43	390,79	497,23	503,69	465,43	411,24	317,53	230,49	215,50
10:00	256,86	363,65	422,08	516,61	527,79	647,77	672,36	623,51	540,30	430,72	345,09	342,15
11:00	364,89	471,66	519,01	601,31	637,33	768,53	799,19	739,76	662,56	556,52	442,77	439,78
12:00	421,47	546,53	591,22	656,66	660,90	821,96	870,19	821,33	716,91	600,05	505,36	504,65
13:00	453,57	557,24	556,26	647,17	663,21	809,46	881,52	830,36	720,47	578,89	496,07	518,38
14:00	420,21	551,67	548,03	589,12	582,70	727,45	826,92	767,23	657,25	543,84	444,42	425,22
15:00	316,85	472,64	459,25	494,31	467,47	633,40	703,76	647,53	530,84	424,79	341,25	376,07
16:00	221,84	341,10	336,69	375,60	350,69	509,24	564,46	518,67	412,37	298,53	237,11	262,71
17:00	90,53	237,87	207,90	252,75	229,38	352,17	396,93	356,47	265,82	156,85	106,09	125,45
18:00	0,00	80,26	87,61	143,23	106,01	217,29	232,95	204,32	142,79	59,27	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 25 – 3. Producción y estudio de viabilidad

A partir de la irradiancia se obtienen las horas solares pico diarias y anuales de la zona donde se sitúa la instalación, que será la suma de la irradiación de el día medio de la instalación por el número de días del mes dividido por $1000\text{W}/\text{m}^2$ para que corresponda a las horas solares pico:

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
HSP	2,67	3,92	4,19	5,04	4,97	6,54	6,98	6,43	5,44	4,12	3,22	3,21
HSP mes	74,66	109,70	129,93	151,26	153,93	196,24	216,38	199,40	163,32	127,76	96,66	99,51
HSP año	1718,75											

Figura 26 – 3. Producción y estudio de viabilidad

A continuación, como se ha comentado, se procede a realizar el estudio de las pérdidas que afectarán al rendimiento de la presente instalación y así poder obtener producción total del sistema según la ecuación anterior.

3.1.1. Pérdidas del sistema.

La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 2.3 del DB-HE5 del CTE:

Tabla 2.3 Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición de módulos fotovoltaicos	20%	15%	30%
Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos	40%	20%	50%

Figura 27 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Las pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar que incidiría sobre la superficie de captación orientada al sur, a la inclinación óptima y sin sombras.

En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas por sombras y las pérdidas totales deberán ser inferiores a los límites estipulados en la tabla anterior, respecto a los valores de energía obtenidos considerando la orientación e inclinación óptimas y sin sombra alguna. Para este cálculo se considerará como orientación óptima el sur y como inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.

Lo más habitual es que las pérdidas totales se sitúen en torno al 18-19%, pero en este caso se procede a calcularlas mediante valores normalizados o extraídos de las hojas de características de los elementos. Entre las cuales se encuentran:

Pérdidas por temperatura en las placas:

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura vamos a hacer uso del PVGIS para obtener las temperaturas medias de cada mes aunque en este caso solo harán falta las temperaturas diurnas, ya que es cuando estarán produciendo energía las placas:

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
24h (°C)	6,03	7,41	10,30	13,24	17,52	22,16
Diurna (°C)	8,52	9,60	12,91	15,89	20,03	24,61
	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
24h (°C)	25,56	24,75	20,61	16,31	10,17	6,77
Diurna (°C)	28,11	27,00	23,12	18,67	12,15	8,69

Figura 28 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Con estas temperaturas y con la siguiente expresión se obtendrá la temperatura de funcionamiento de la placa:

$$T_{placa} = T_{amb} + \frac{E}{800} * (TONC - 20)$$

(EC-33)

Donde:

TONC: Temperatura de funcionamiento de operación nominal de la célula (para este caso es de 45°C según la ficha técnica)

E: Radiación solar para condiciones STC (1000W/m²)

En la siguiente tabla se muestra la temperatura media de la célula para cada mes:

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
Tplaca (°C)	39,77	40,85	44,16	47,14	51,28	55,86
	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Tplaca (°C)	59,36	58,25	54,37	49,92	43,40	39,94

Figura 29 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Una vez obtenidos estos valores se procede a calcular las pérdidas por temperatura mediante la siguiente expresión:

$$L_{temp} = g * (T_{placa} - 25)$$

(EC-34)

Donde g es el coeficiente de temperatura de la potencia, que según especificaciones será de 0,35%.

Por lo tanto conociendo esto se consigue la tabla siguiente:

MES	Tamb	Tplaca	Pérdidas
Enero	8,52	39,77	0,052
Febrero	9,60	40,85	0,055
Marzo	12,91	44,16	0,067
Abril	15,89	47,14	0,077
Mayo	20,03	51,28	0,092
Junio	24,61	55,86	0,108
Julio	28,11	59,36	0,120
Agosto	27,00	58,25	0,116
Septiembre	23,12	54,37	0,103
Octubre	18,67	49,92	0,087
Noviembre	12,15	43,4	0,064
Diciembre	8,69	39,94	0,052
Media			0,083

Figura 30 – 3. Producción y estudio de viabilidad

De este modo se obtiene que la media de la pérdidas por temperatura es del 8,3% para esta instalación.

Pérdidas por orientación e inclinación:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2]; \quad \beta \text{ para } \leq 30^\circ$$

(EC-34)

siendo:

β : ángulo de inclinación de las placas en grados sexagesimales (30°).

ϕ : latitud del lugar en grados sexagesimales (Valencia 39°).

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 39 + 10)^2] = \mathbf{1,2\%}$$

(EC-34.1)

Pérdidas por sombras:

La presente instalación no presenta pérdidas debido a las sombras.

Pérdidas por el rendimiento del inversor:

El rendimiento del inversor según su ficha técnica es del 98,3%, por tanto las pérdidas serán del 1,7%.

Pérdidas por polvo y suciedad en las placas:

Los 30° de inclinación de las placas permitirán que el polvo y la suciedad se deslice por ellas, por tanto se estima un 3% de pérdidas.

Pérdidas por el cableado:

Las pérdidas por conductores se obtienen sumando las pérdidas de potencia en los conductores de la parte de continua y de alterna. Dichas pérdidas se calculan del siguiente modo:

-Continua

$$\Delta P_{DC} = \rho * \frac{2 * L}{S} * I_{DC}^2$$

(EC-35)

Siendo L la media de las longitudes de las ramas que componen los strings.

$$\Delta P_{DC} = \frac{1}{56} * \frac{2 * 24,33}{6} * 13,11^2 = 24,9 \text{ W}$$

(EC-35.1)

Teniendo en cuenta que la instalación en la parte de continua consta de 3 ramales las pérdidas totales serán de 74,67W

-Alterna

$$\Delta P_{AC} = 3 * \rho * \frac{L}{S} * I_{AC}^2$$

(EC-36)

$$\Delta P_{AC} = 3 * \frac{1}{56} * \frac{10}{10} * 39^2 = 81,48 W$$

(EC-36.1)

Por tanto, la pérdidas totales del cableado de toda la instalación corresponde a 156,15W. Estas pérdidas corresponden a un factor respecto a la potencia pico de la instalación de:

$$L_{cond}(\%) = \frac{\Delta P_{AC}}{P_{pico}} * 100$$

(EC-37)

$$L_{cond}(\%) = \frac{156,15 W}{26400 W} * 100 = 0,59\%$$

(EC-37.1)

Pérdidas por dispersión de parámetros:

Estas pérdidas se producen por la conexión en serie de paneles con valores de intensidad que no son exactamente idénticos y se prevé que son del 2%.

Pérdidas por disponibilidad de la inversión:

La presente instalación al solo disponer de 1 inversor se puede interrumpir el correcto funcionamiento con más frecuencia que una instalación con más inversores, por lo que se le adjudicará unas pérdidas del 2,5%

Una vez obtenidas todas las pérdidas ya se puede obtener el rendimiento global de la instalación:

$$PR_{global} = (1 - L_{temp}) * (1 - L_{inc.}) * (1 - L_{inv}) \dots$$

(EC-38)

MES	Prglobal
Enero	0,866
Febrero	0,862
Marzo	0,852
Abril	0,842
Mayo	0,829
Junio	0,814
Julio	0,803
Agosto	0,807
Septiembre	0,819
Octubre	0,833
Noviembre	0,854
Diciembre	0,865
Media	0,837

Figura 31 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Como se puede observar se ha calculado el rendimiento por meses para obtener una mayor precisión en el rendimiento global medio de la instalación que es de 83,7%.

3.1.2. Producción total del sistema.

Por tanto, una vez obtenidos los rendimientos totales se obtiene la producción total del sistema diseñado según la ecuación _:

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,95	3,08	2,42	4,48	4,10	3,42	2,79	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	1,47	3,04	5,45	5,23	7,49	7,09	6,33	5,50	3,40	1,65	0,00
9:00	2,75	5,25	6,43	8,48	8,55	10,69	10,68	9,91	8,89	6,99	5,20	4,92
10:00	5,87	8,28	9,49	11,49	11,55	13,93	14,26	13,28	11,69	9,48	7,78	7,82
11:00	8,34	10,74	11,67	13,37	13,95	16,53	16,95	15,76	14,33	12,25	9,99	10,05
12:00	9,63	12,44	13,30	14,60	14,47	17,67	18,45	17,49	15,51	13,20	11,40	11,53
13:00	10,37	12,69	12,51	14,39	14,52	17,41	18,69	17,69	15,58	12,74	11,19	11,84
14:00	9,61	12,56	12,32	13,10	12,75	15,64	17,54	16,34	14,21	11,97	10,02	9,71
15:00	7,24	10,76	10,33	10,99	10,23	13,62	14,92	13,79	11,48	9,35	7,70	8,59
16:00	5,07	7,77	7,57	8,35	7,68	10,95	11,97	11,05	8,92	6,57	5,35	6,00
17:00	2,07	5,42	4,68	5,62	5,02	7,57	8,42	7,59	5,75	3,45	2,39	2,87
18:00	0,00	1,83	1,97	3,19	2,32	4,67	4,94	4,35	3,09	1,30	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

kWh día	60,96	89,20	94,26	112,12	108,68	140,66	148,02	137,01	117,74	90,68	72,66	73,33
kWh mes	1889,68	2497,68	2922,08	3363,61	3369,23	4219,66	4588,68	4247,41	3532,22	2811,18	2179,93	2273,27
kWh año	37894,64											

Figura 32 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Para conocer de forma más visual los resultados obtenidos se añade una gráfica con las curvas de producción diaria de cada mes y la gráfica con la producción total de cada mes.

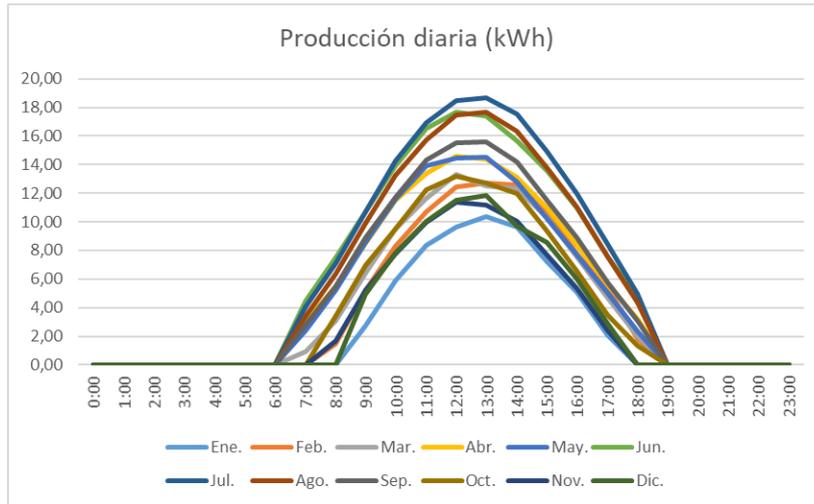


Figura 33 – 3. Producción y estudio de viabilidad

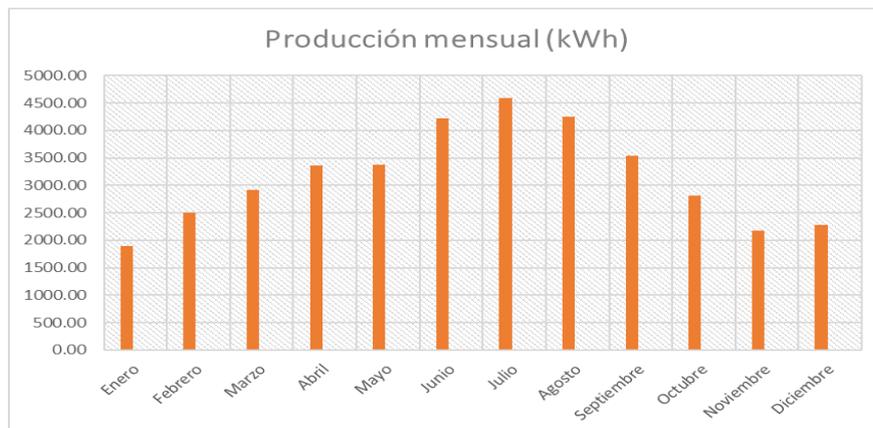


Figura 34 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Finalmente, con la producción anual obtenida de 37.894,64 kWh y la potencia pico de la instalación se calcula el coeficiente Wh/Wpico:

$$Coef. = \frac{\left(\frac{kWh}{año}\right)}{kW_{pico}} = \frac{37.894,64}{26,4} = 1.435,40 \text{ h/año}$$

(EC-39)

3.1.3. Estudio de viabilidad energético y económico.

En este tipo de proyectos siempre hay que hacer un estudio de viabilidad energético y económico para averiguar si realmente sale rentable realizar esta instalación.

Para ello se hace uso de los resultados de producción obtenidos por el PVGIS, además del consumo energético anual que se produce en el recinto. Para conocer los datos de consumo, el parque de bomberos ha proporcionado las facturas eléctricas mensuales de un año, pero, para conseguir la mayor precisión posible han proporcionado las hojas de datos de los consumos horarios medios de cada mes, tanto de los días festivos como de los laborales (las hojas de datos se adjuntan en el anexo).

2.1.9.1. Estudio de viabilidad energético.

En este apartado se compara la energía consumida con la producida por la instalación fotovoltaica, conociendo así la energía total autoconsumida, vertida a red como excedente (ya que los excedentes son remunerados) y consumida de la red. De este modo se conocerá el ahorro que supone la instalación para el edificio.

En primer lugar se debe conocer el consumo eléctrico mensual obtenida de la hoja de datos de los consumos horarios proporcionados:

Mes	Consumo total (kWh)
Enero	3667,62
Febrero	3216,32
Marzo	3325,20
Abril	3418,69
Mayo	3580,11
Junio	3393,00
Julio	3656,16
Agosto	1680,16
Septiembre	3318,20
Octubre	3623,64
Noviembre	3473,60
Diciembre	3497,76

- **Figura 35 – 3. Producción y estudio de viabilidad**

El consumo se mantiene bastante estable durante todo el año excepto el mes de agosto, dónde el consumo es bastante menor debido a la época de vacaciones.

Posteriormente se van a mostrar unas representaciones gráfica de la comparación entre la producción y el consumo de un día laboral y otro no laboral del mismo mes, ya que los consumos son totalmente diferentes para cada uno de ellos. Esta representación se va a realizar para un mes en invierno y otro en verano, para visualizar la diferencia entre ambos debido a la radiación.

-Febrero (Invierno)

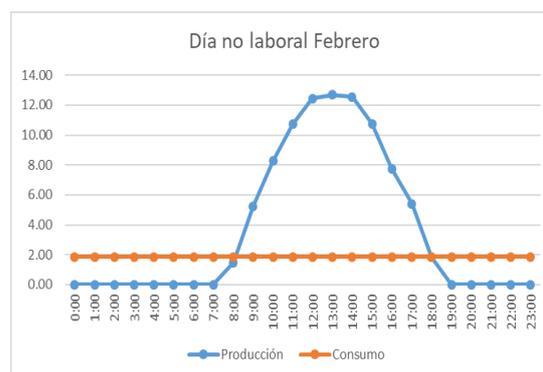
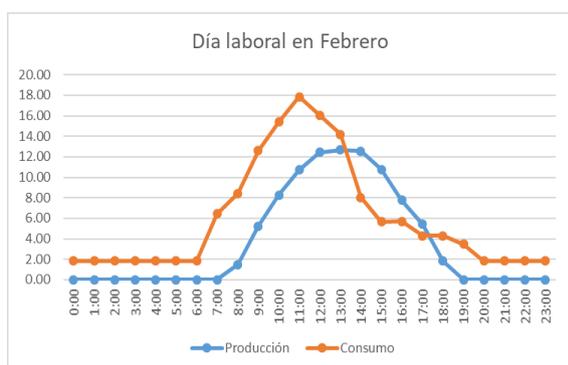


Figura 36 – 3. Producción y estudio de viabilidad

-Agosto (Verano)

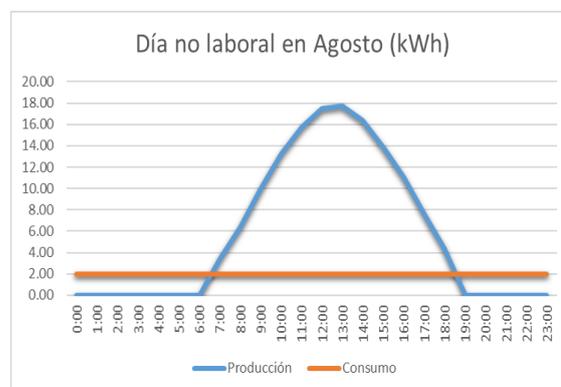
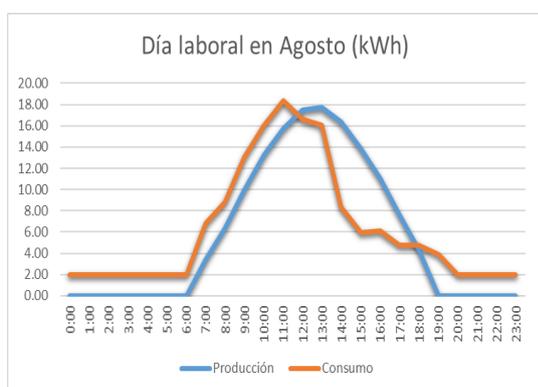


Figura 37 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Como se puede observar la curva de producción en invierno es menor que la de consumo en invierno y bastante igualada en verano, esto es debido a la localización. En invierno, los días laborales tendrán un ahorro en el consumo pero no se podrá compensar con los excedentes.

En cambio los días no laborales tanto en invierno como en verano la mayoría de la producción son excedentes que serán vertidos a la red y así compensará un también con el consumo de los días laborales.

En los anexos se adjuntan las tablas de los autoconsumos y los excedente diarios medio de cada mes de los días laborales y no laborales de una forma más detallada.

Para la obtención de la producción se ha establecido que los meses con 31 días el número de días laborales es de 21 y de no laborales de 10 mientras que para los de 30 días, los laborales son de 20 y los no laborales se mantiene igual. Hay que exceptuar los meses de Febrero y Agosto donde en Febrero los días no laborales pasa a ser 8 y Agosto solo tendrá 8 laborales, debido a que es el periodo de vacaciones.

Se ha planteado de esta manera para así trabajar de la manera más cómoda y sencilla posible.

Dicho esto, el presente estudio se centra en los resultado totales de cada mes, como se muestra en la tabla siguiente:

	Consumo (kWh)	Producción (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Excedentes (kWh)	Energía importada (kWh)
Enero	3667,62	1889,68	1404,57	485,11	2263,05
Febrero	3216,32	2497,68	1706,97	808,59	1509,35
Marzo	3325,2	2922,08	1927,52	994,56	1397,68
Abril	3418,69	3363,61	2202,05	1161,47	1216,64
Mayo	3580,11	3369,23	2288,10	1081,13	1292,01
Junio	3393,00	4219,66	2506,46	1713,20	886,54
Julio	3656,16	4588,68	2652,85	1935,83	1003,31
Agosto	1680,16	4247,41	1427,80	2819,61	252,36
Septiembre	3318,20	3532,22	2221,30	1310,92	1096,90
Octubre	3623,64	2811,18	1955,98	855,17	1667,66
Noviembre	3473,60	2179,93	1576,09	603,82	1897,51
Diciembre	3497,76	2273,27	1613,51	659,76	1884,25
Total	39850,46	37894,64	23483,21	14429,16	16367,25

Figura 38 – 3. Producción y estudio de viabilidad

A continuación se muestra que compara el consumo con la producción anual:

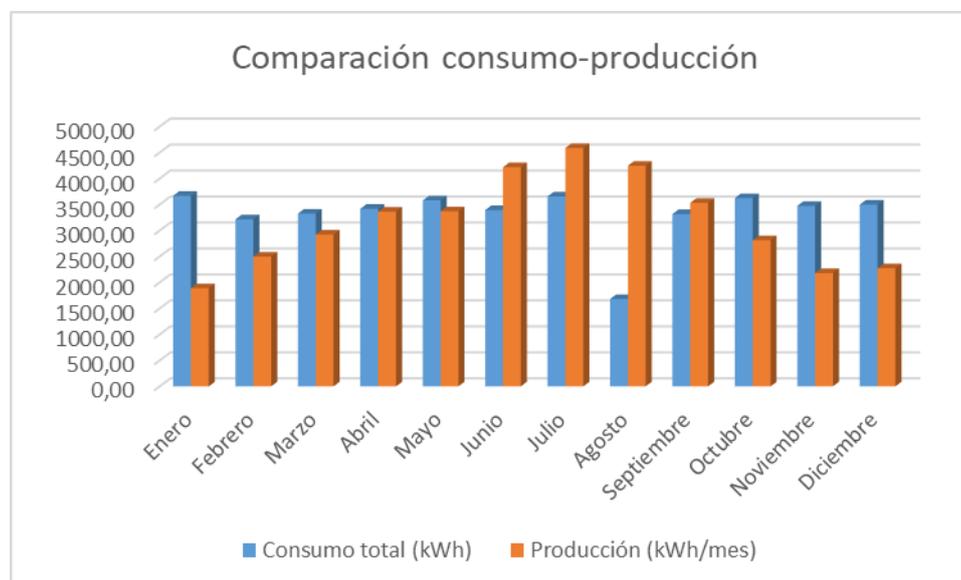


Figura 39 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Como se puede observar en los meses de verano hay bastante más producción energética generada por la instalación fotovoltaica que en los meses de invierno debido a la mayor radiación. En cambio, en los meses de invierno, aunque el consumo es bastante mayor sea mayor, hay que tener en cuenta los excedentes de los días festivos y las horas de los días laborales donde la producción es mayor para compensar con este consumo.

Las siguientes dos gráficas muestran un balance de la producción a nivel mensual y anual, en relación con la energía autoconsumida y los excedentes:

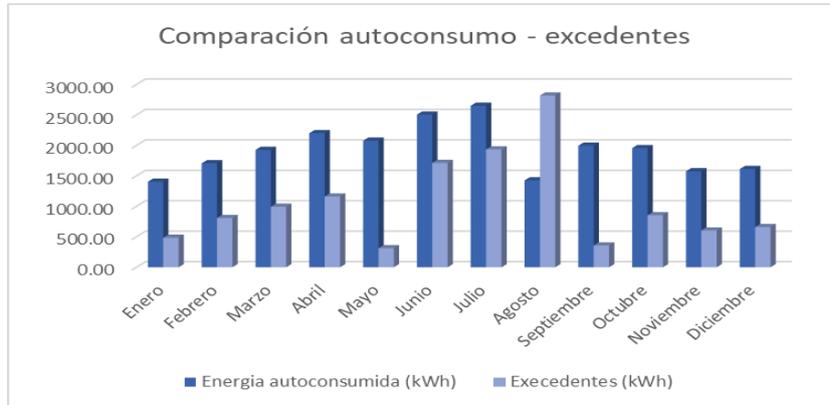


Figura 40 – 3. Producción y estudio de viabilidad

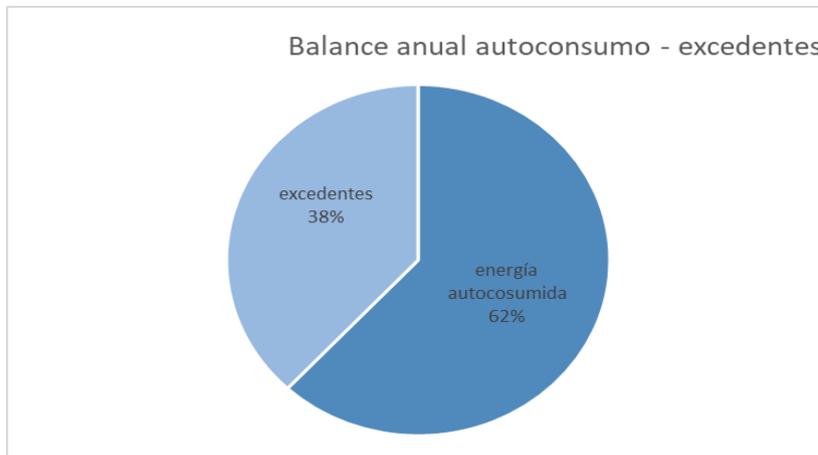


Figura 41 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Los dos gráficos que se muestran a continuación comparan a nivel mensual y anual la energía autoconsumida con la que se importa de la red, porque son las que representan el balance del consumo eléctrico del parque de bomberos.

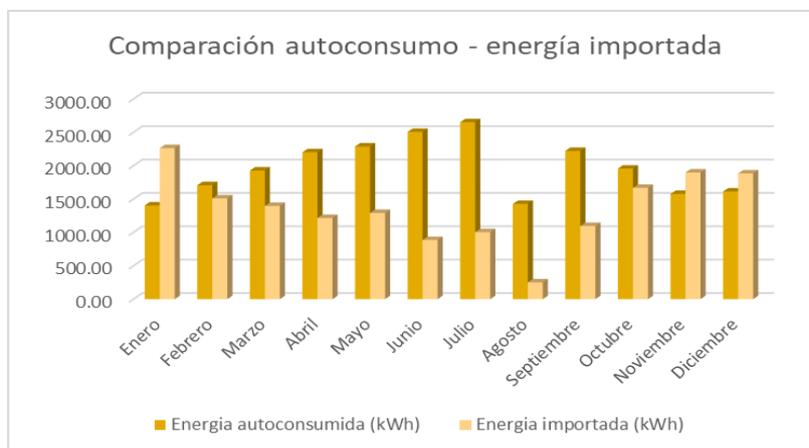


Figura 42 – 3. Producción y estudio de viabilidad

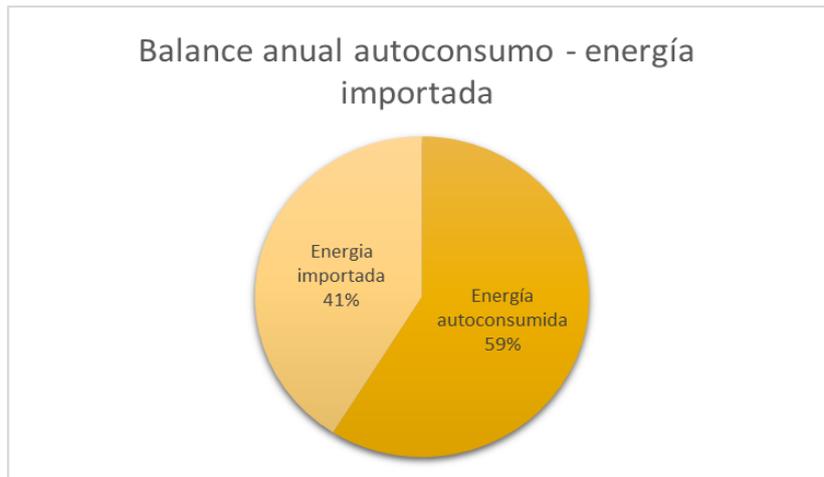


Figura 43 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Como cabe esperar en una instalación de este tipo y como ya se ha mencionado anteriormente, por la ubicación donde se sitúa, la mayor parte de la producción se concentra en el autoconsumo, para evitar el menor consumo de energía de la red posible siendo esta energía de autoconsumo del 62% respecto a la energía producida anual, es decir 23.483,21 kWh que se ahorra el parque de bomberos, y de un 59% respecto de la demandada. Esto no implica que no se tengan en cuenta los excedentes, que gracias a los días no laborables y las horas de descanso, donde el consumo es muy pequeño, permite verterlos a la red y por consiguiente se vende a un precio de unos 6 céntimos el kWh y así rentabilizar mejor la instalación, como se demostrará en el siguiente estudio de viabilidad económico.

Cabe destacar que el ahorro en emisiones de CO₂ en un año debido a los 23.483,21 kWh producidos es de 23,483 toneladas, ya que se emite 1kg de CO₂ por kWh.

2.1.9.1. Estudio de viabilidad económico.

Como ya se ha comentado anteriormente hay que realizar el estudio económico para saber si realmente es interesante llevar a cabo la ejecución de esta instalación a nivel financiero, averiguando el ahorro económico que supondrá además del tiempo que tardará en amortizarse y calculando otros factores como son el VAN y el TIR.

Utilizando de base la tabla anterior del balance energético, se determinará el ahorro económico mensual teniendo en cuenta que el precio de la energía se encuentra en torno a los 12,50 cts/kWh a precio constante, es decir, los resultados obtenidos de esta manera saldrán más desfavorables, esto supondrá unos mejores resultados económicos desde el punto de vista de la instalación. Además el precio al que se venden los excedentes es de unos 0,06€/kWh, por tanto:

	Consumo (kWh)	Producción (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Excedentes (kWh)	Energía importada (kWh)	Coste energía consumida (€)	Ahorro en autocons. (€)	Ingreso excedentes (€)	Ahorro económico (€)
Enero	3667,62	1889,68	1404,57	485,11	2263,05	458,45	175,57	29,11	204,68
Febrero	3216,32	2497,68	1706,97	808,59	1509,35	402,04	213,37	48,52	261,89
Marzo	3325,2	2922,08	1927,52	994,56	1397,68	415,65	240,94	59,67	300,61
Abril	3418,69	3363,61	2202,05	1161,47	1216,64	427,34	275,26	69,69	344,94
Mayo	3580,11	3369,23	2288,10	1081,13	1292,01	447,51	286,01	64,87	350,88
Junio	3393,00	4219,66	2506,46	1713,20	886,54	424,13	313,31	102,79	416,10
Julio	3656,16	4588,68	2652,85	1935,83	1003,31	457,02	331,61	116,15	447,76
Agosto	1680,16	4247,41	1427,80	2819,61	252,36	210,02	178,48	169,18	347,65
Septiembre	3318,20	3532,22	2221,30	1310,92	1096,90	414,78	277,66	78,66	356,32
Octubre	3623,64	2811,18	1955,98	855,17	1667,66	452,96	244,50	51,31	295,81
Noviembre	3473,60	2179,93	1576,09	603,82	1897,51	434,20	197,01	36,23	233,24
Diciembre	3497,76	2273,27	1613,51	659,76	1884,25	437,22	201,69	39,59	241,27
Total	39850,46	37894,64	23483,21	14429,16	16367,25	4981,31	2935,40	865,75	3801,15

Figura 44 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Al obtener estos resultados se observa que el ahorro económico es de 3801,15, que corresponde al 76,31 del precio de la factura eléctrica del establecimiento. Y como ya he comentado con anterioridad se puede observar que el mayor ahorro se obtiene de la energía autoconsumida y no de los excedentes debido a que este tipo de instalación está más centrada en el autoconsumo propio.

Esto mismo se puede observar en la gráfica siguiente:



Figura 45 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Una vez determinado el ahorro económico se procede a estudiar el periodo de retorno, el VAN, el TIR y el flujo de caja por unidad monetaria comprometida.

Siendo:

- Periodo de retorno: Periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión.

- Flujo neto de caja: Método de valoración de inversiones que mide el valor de los cobros generados a lo largo de la vida de la inversión. Su ecuación es la siguiente:

$$FCT = \frac{\sum_{j=1}^n Q_j - A}{A}$$

(EC-40)

Donde Q_j son los flujos netos de caja de cada periodo y A es el desembolso inicial.

- VAN (Valor Actual Neto): Suma de todos los flujos de caja netos actualizados al momento inicial, a una tasa de interés (r), que será del 7%. La expresión es:

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

(EC-41)

Si el $VAN > 0$, el proyecto permitirá recuperar la inversión y obtener beneficios netos y obtener un beneficio neto igual al VAN.

- TIR (Tasa Interna de Rendimiento): Es la rentabilidad que nos ofrece la inversión, es decir, el porcentaje de pérdida o beneficio que conllevará cualquier inversión. Consiste en la tasa de descuento que hace 0 el VAN. Su fórmula es la siguiente:

$$0 = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+TIR)^n}$$

(EC-42)

Para establecer la tabla con los flujos de caja hay que tener en cuenta que se producen unas pérdidas en la producción del 0,5% además del precio del mantenimiento de la instalación que consta del 2% de los ingresos. El presente estudio se determina para los próximos 25 años:

Año	Pérdidas de producción (kWh)	Energía autocons. (kWh)	Excedentes (kWh)	Ahorro en autocons. (€)	Ingreso excedentes (€)	Flujo de caja (€)	Flujo de caja con mant. (€)	Pago	Flujo de caja acumulado (€)
0									-26631,13
1	1	23483,21	14429,16	3287,65	865,75	4153,40	4070,33	83,07	-22560,80
2	0,995	23365,79	14357,01	3271,21	861,42	4132,63	4049,98	82,65	-18510,82
3	0,99	23248,38	14284,87	3254,77	857,09	4111,86	4029,63	82,24	-14481,19
4	0,985	23130,96	14212,72	3238,33	852,76	4091,10	4009,28	81,82	-10471,92
5	0,98	23013,54	14140,58	3221,90	848,43	4070,33	3988,92	81,41	-6482,99
6	0,975	22896,13	14068,43	3205,46	844,11	4049,56	3968,57	80,99	-2514,42
7	0,97	22778,71	13996,28	3189,02	839,78	4028,80	3948,22	80,58	1433,80
8	0,965	22661,30	13924,14	3172,58	835,45	4008,03	3927,87	80,16	5361,67
9	0,96	22543,88	13851,99	3156,14	831,12	3987,26	3907,52	79,75	9269,19
10	0,955	22426,46	13779,85	3139,70	826,79	3966,50	3887,17	79,33	13156,35
11	0,95	22309,05	13707,70	3123,27	822,46	3945,73	3866,81	78,91	17023,17
12	0,945	22191,63	13635,55	3106,83	818,13	3924,96	3846,46	78,50	20869,63
13	0,94	22074,22	13563,41	3090,39	813,80	3904,19	3826,11	78,08	24695,74
14	0,935	21956,80	13491,26	3073,95	809,48	3883,43	3805,76	77,67	28501,50
15	0,93	21839,38	13419,12	3057,51	805,15	3862,66	3785,41	77,25	32286,91
16	0,925	21721,97	13346,97	3041,08	800,82	3841,89	3765,06	76,84	36051,96
17	0,92	21604,55	13274,83	3024,64	796,49	3821,13	3744,70	76,42	39796,67
18	0,915	21487,13	13202,68	3008,20	792,16	3800,36	3724,35	76,01	43521,02
19	0,91	21369,72	13130,53	2991,76	787,83	3779,59	3704,00	75,59	47225,02
20	0,905	21252,30	13058,39	2975,32	783,50	3758,83	3683,65	75,18	50908,67
21	0,9	21134,89	12986,24	2958,88	779,17	3738,06	3663,30	74,76	54571,97
22	0,895	21017,47	12914,10	2942,45	774,85	3717,29	3642,95	74,35	58214,91
23	0,89	20900,05	12841,95	2926,01	770,52	3696,52	3622,59	73,93	61837,51
24	0,885	20782,64	12769,81	2909,57	766,19	3675,76	3602,24	73,52	65439,75
25	0,88	20665,22	12697,66	2893,13	761,86	3654,99	3581,89	73,10	69021,64

Figura 46 – 3. Producción y estudio de viabilidad

Una vez obtenida esta tabla, se puede afirmar que el periodo de amortización es de 7 años, como es habitual en las instalaciones de este tipo. De este modo se puede obtener la siguiente tabla con los resultados de los factores anteriores:

P. retorno	7 años
r	2,59
VAN	19.680,10 €
TIR	15%

Figura 47 – 3. Producción y estudio de viabilidad

A modo de conclusión se puede afirmar que la instalación será rentable para el parque de bomberos de Requena, ya que los indicadores principales que determinan la inversión resultan muy favorables como cabría esperar.

