

EDAR ROQUETAS DE MAR.



MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA LA EDAR DE ROQUETAS DEL MAR. ANEXO I.

Gabriel Amat Ayllon

Firma 1 de 1
GABRIEL AMAT AYLLON
09/03/2022

Para descargar una copia de este documento consulte la siguiente página web	
Código Seguro de Validación	2eb544235dd84893bea8b4825d75a4d0001
Url de validación	https://oficinavirtual.aytoroquetas.org/absis/idi/arx/idiarxabsaweb/asp/verificadorfirma.asp
Metadatos	Origen: Origen administración Estado de elaboración: Original



Anexo I: Memoria técnica que describa la instalación con esquema unifilar, cálculos realizados y los resultados de ahorro de energía primaria y reducción de emisiones de GEI. EDAR Roquetas de Mar.

1. Objeto de la memoria:

Definir las condiciones técnicas de la Instalación Generadora Fotovoltaica Interconectada de 100 kW de potencia nominal que tiene como función cubrir parte de la demanda energética de la EDAR de Roquetas de Mar.

Algunos de los beneficios que esta inversión supone para la industria en cuestión son:

- Mayor independencia energética.
- Reducción de costes de energía anuales.
- Mejora de su imagen corporativa por el hecho de fomentar energías limpias.
- Reducir las pérdidas en el transporte de energía al descentralizar la generación de energía.

2. Tipo de instalación fotovoltaica proyectada.

Se proyecta una instalación para autoconsumo, en estos casos la Instalación Fotovoltaica tiene como objetivo satisfacer total o parcialmente los consumos eléctricos de un determinado edificio o instalación consumidora. Será interconectada con la red sin sistema de acumulación. En los periodos en los que existe generación fotovoltaica y además el edificio en cuestión, demanda Energía Eléctrica, ésta se obtiene de la Instalación Fotovoltaica, en aquellos periodos en los que la demanda no puede satisfacerse ya sea total o parcialmente, la instalación consumidora obtiene esa energía de la red eléctrica.

3. Descripción de la instalación.

En el proyecto realizado se recoge el diseño de una Instalación Fotovoltaica de 112,20 kWp para autoconsumo.

La instalación consumidora de energía se trata de una industria con un consumo aproximado de 2.783.299 kWh anuales. La principal justificación de la instalación es el ahorro económico que supone para la industria la construcción de la planta fotovoltaica.

Para descargar una copia de este documento consulte la siguiente página web	
Código Seguro de Validación	2eb544235dd84893bea8b4825d75a4d0001
Url de validación	https://oficinavirtual.aytoroquetas.org/absis/idi/arx/idiarxabsaweb/asp/verificadorfirma.asp
Metadatos	Origen: Origen administración Estado de elaboración: Original



La Instalación Fotovoltaica está constituida por 340 módulos fotovoltaicos de células de silicio policristalino, modelo marca Munchen MSP330AS-36 (330 W)

La previsión de energía eléctrica producida por la Instalación Fotovoltaica es de en torno a 172.304,71 kWh/año. Esta energía se inyectará en la red trifásica de B.T. haciendo uso de un único inversor de 100 kW.

Los módulos fotovoltaicos en cuestión se ubicarán sobre terreno.

4. Localización de la instalación

La parcela donde se aloja la EDAR tiene espacio suficiente para alojar la infraestructura objeto de esta memoria.



Es una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). Se encuentra situado en la siguiente localización:

Paraje El Vínculo, s/n. Roquetas de Mar

COORDENADAS	
X:	534.164,35 m
Y:	4.070.677,31 m
HUSO:	30
LATITUD:	36°46'52.8"N
LONGITUD:	2°37'02.0"W
REFERENCIA CATASTRAL:	04079A032001240001AY



5. Descripción técnica de la instalación.

La instalación proyectada se compondrá de un sistema fotovoltaico generador de electricidad. Dichos generadores estarán constituidos por módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí, en cuya salida de corriente continua se situará un inversor de potencia que dotará a la energía generada de las características necesarias para su inyección a la red de corriente alterna. Se incluirán todas las protecciones necesarias para este tipo de instalaciones, así como las estructuras encargadas de soportar los módulos fotovoltaicos.

5.1 Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos son los equipos encargados de producir, a través de una radiación solar incidente en ellos, una energía eléctrica en forma de corriente continua (CC).

El módulo fotovoltaico elegido es el Munchen MSP330AS-36 (330 W). Se trata de un módulo de dimensiones 1956 x 992 x 45 mm y un peso de 22,50 kg. Se constituye de 72 células de silicio policristalino montadas sobre una estructura de aleación de aluminio anodizado protegidas por una cubierta de cristal templado de 3,2 mm de espesor. Además, el modulo presenta una eficiencia del 16,23 %.

Las características mecánicas del módulo garantizan un fácil montaje de este tanto en instalaciones sobre cubierta, como es el caso, como en parques solares.

El fabricante asegura una garantía de 12 años contra defectos de fabricación y de 30 años en cuanto a la eficiencia del módulo.

A continuación se muestra una tabla que recoge las principales características eléctricas mecánicas del módulo, en el anexo correspondiente se facilita su hoja de características.

Datos del módulo fotovoltaico

MUNCHEN MSP330AS-36 (330 W).	
Características eléctricas en STC (25°C, 1000 W/m², AM 1,5)	
Potencia nominal P _{máx.} (Pico)	330 Wp
Tensión Máxima Potencia (VMPP)	38,48 V
Corriente Máxima Potencia (IMPP)	8,49 A
Tensión Circuito abierto tensión Voc (V)	45,49 V
Corriente en Cortocircuito ISC (A)	9,18 A
Tolerancia de Potencia	0 ~ + 3%
Eficiencia del módulo	16,23 %
Temperatura de funcionamiento normal (°C)	45±2
Coeficiente de Temp. de ISC (%/°C)	0,056



Coeficiente de Temp. de Voc (%/°C)	-0,33
Coeficiente de Pot. Máxima (%/°C)	-0,43
Características mecánicas	
Dimensiones L x W	1956 x 992 x 45 mm
Altura del marco en mm / con la caja en mm	40/40
Peso	22.50 Kg
Conectividad del módulo	900 mm Cable con conectores MC4
Color de la montura	Anodizado Plata
Máx. carga estática, frontal, nieve y viento, (Pa)	5400
Máx. carga estática, posterior, viento, (Pa)	2400

- Certificados de calidad: IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, MCS, CEC, Israel Eléctrico, Kemco
- ISO9001: 2008: sistema de gestión de calidad
- ISO14001: 2004: sistema de gestión ambiental
- OHSAS18001: 2007: sistema de gestión de salud y seguridad en el trabajo

5.2 Inversor

El inversor es elemento indispensable en toda instalación fotovoltaica conectada a red, su función es transformar la Energía Eléctrica en CC generada por los módulos en corriente alterna (CA) que pueda ser aprovechada o inyectada a la red de distribución eléctrica. En el caso de España esta corriente alterna se caracteriza por una tensión de 230 V y una frecuencia de 50 Hz.

El equipo elegido es el modelo SUNNY HIGHPOWER 100-20 de la serie PEAK3 del fabricante SMA. Se trata de un equipo de 100 kW de potencia nominal de salida y 150 kWp de potencia máxima de entrada por lo que resulta idóneo para la instalación en cuestión. El inversor incorpora un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permite maximizar la producción de la instalación para las diferentes condiciones dadas e inyección cero. A su vez, este equipo se ajusta a la tensión y frecuencia de la red de modo que, en los momentos en los que inyecte potencia, este lo haga en las mismas condiciones (de tensión y frecuencia) en las que se encuentra la red.

El inversor se instalará en el exterior, justo debajo del cuadro de conexiones de CC. La distancia entre estos dos elementos debe ser la menor posible para minimizar las pérdidas en el cableado de CC. De ser necesario se instalará un vallado que impida el paso a personal no autorizado.



El fabricante, SMA, ofrece una garantía de cinco años contra defectos de fabricación en todos sus productos de aplicación en el sector de las energías renovables.

A continuación se recogen las principales características del inversor seleccionado. En el anexo correspondiente se recoge la ficha técnica del inversor.

INVERSOR SUNNY HIGHPOWER 100-20	
Entrada del inversor	
Rango de Tensión MPPT (V)	590-1000
Máxima Tensión CC (V)	1000
Máxima Corriente CC (A)	180
Potencia Máxima PV (kWp)	150
Salida del inversor	
Potencia Nominal de Salida (kW)	100
Tensión de Salida (V)	304~477 V
Frecuencia de Salida (Hz)	50,60
Distorsión Armónica de Corriente, THDi	< 3 %
Corriente Nominal CA (A)	151
cos Φ	1
Eficiencia	
Eficiencia Máxima PAC, nominal (%)	98,8
Rendimiento Europeo (%)	98,6
Consumo en Standby (W)	< 5 W
Otras características	
Dimensiones (mm)	830x770x444 mm
Peso (kg)	98
Rango de Temp. Ambiente Admisible (°C)	25 ~ +60 °C
Grado de protección	IP65

El inversor propuesto se halla en conformidad con:

- Directiva Europea 2014/30/UE, Compatibilidad Electromagnética. Esta directiva hace referencia a la interconexión a red de estos equipos garantizando el cumplimiento de aspectos tales como los límites de emisión de corrientes armónicas o los límites en las fluctuaciones de tensión.
- Directiva Europea 2014/35/UE, Material eléctrico destinado a utilizarse en determinados límites de tensión. Esta directiva establece las características a cumplir por los equipos según el nivel de tensión al que se encuentren conectados, en el caso particular del inversor, este se ve afectado por la parte de B.T.
- UNE-EN 62109-1:2011, Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos generales.



- UNE-EN 62109-2:2011, Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores.
- PNE EN 50549-1 Requisitos para centrales eléctricas destinadas a ser conectadas en paralelo con redes de distribución. Parte 1: Conexión a una red de distribución de BT. Centrales eléctricas hasta el tipo B inclusive.
- UNE-EN 61721:2000. Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- UNE-EN 62116:2014 V2. Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.

5.3 Campo fotovoltaico.

El campo fotovoltaico se compone de un único sistema generador compuesto por 340 módulos fotovoltaicos de 330 Wp cada uno. Los módulos se conectarán entre sí en series o strings de 20 unidades, con un total de 17, que conectados en paralelo acometerán al inversor por el lado de CC.

Las características eléctricas del campo fotovoltaico son las siguientes:

Campo FV	
Características eléctricas	
Potencia Fovoltaiica Instalada (kWp)	112,20
Corriente de Cortocircuito (A)	156,06
Corriente en PMP (A)	144,33
Tensión de Circuito Abierto (V)	909,80
Tensión en PMP (V)	769,60
Número de módulos por serie	20
Número de series en paralelo	17

5.4 Estructura Soporte

Es la encargada de fijar el campo fotovoltaico al lugar donde esté ubicada sea, terreno, tejado, seguidor, etc... y protegerlo de las inclemencias meteorológicas como el viento o la nieve.

Asimismo, no ha de olvidarse que la instalación tiene una vida media de 25 años, por lo que la estructura ha de ser lo suficientemente resistente como para aguantar todo ese tiempo.

Por ello es importante utilizar como material acero galvanizado en caliente o incluso acero inoxidable, como es el presente caso, en el que se usa acero inoxidable (V2A).

El anclaje y la propia estructura han de ser suficientes para garantizar un comportamiento estable frente a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y como mínimo deben resistir velocidades de 150km/h.

Se ha elegido una estructura soporte fija prefabricada, en concreto el modelo "Solar Giant II" distribuida por CONERGY, con ángulo de inclinación de 30° y una superficie total de 50m².

No ha de olvidarse que la instalación tiene una vida media de 25 años, por lo que la estructura ha de ser lo suficientemente resistente como para aguantar todo ese tiempo

Por ello es importante utilizar como material acero galvanizado en caliente o incluso acero inoxidable, como es el presente caso, en el que se usa acero inoxidable (V2A).

5.5 Cableado

El cableado se dimensionará tratando de minimizar las caídas de tensión, de este modo su sección será tal que garantice una caída de tensión máxima de 1,3% en el tramo de CC y de 1,5% en el tramo de CA, valores que cumplen los límites establecidos por el IDAE. A su vez la longitud del cable será la mínima que permita la correcta disposición de los paneles sobre la estructura.

Para el cable de string se utilizará cable tipo FOTOVOLTAICO ZZ-F, según EA 0038. Este tipo de cable se ha desarrollado expresamente para el uso en Instalaciones Fotovoltaicas. El cable seleccionado es el Exzhellent Solar ZZ-F, de la compañía General Cable, o similar.

En lo que respecta al cableado de agrupación, entre cuadro de CC e inversor, debido a la necesidad de una mayor sección, el cable utilizado será del tipo RV-K, según UNE 21123. Concretamente, se seleccionará el cable RV-K FOC de General Cable o similar.

A continuación se recogen las características que debe presentar el cable de continua utilizado en la instalación, las especificaciones en cuanto a dimensiones se recogen en el anexo correspondiente.

Cableado de CC	
Cable de string 4 mm ²	
Designación normalizada	PV ZZ-F
Tensión nominal (kVCC)	1,8 KV
Material del conductor	Cobre estañado, flexible Clase 5
Aislamiento	Elastómero reticulado libre de halógenos
Cubierta	Elastómero reticulado libre de halógenos
Rango de temp. de operación (°C)	-40 a +120
Resistencia a la intemperie	
No propagador de la llama	
Cable de agrupación 95 mm ²	
Designación normalizada	RV-K
Tensión nominal (kVCA)	0,6/1
Material del conductor	Cobre, flexible Clase 5
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta exterior	Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible)
Rango de temperatura de operación	-40 a +90
Flexibilidad y manejabilidad para facilitar la instalación	
Apto para instalaciones exteriores	
No propagador de la llama	

Para la parte de cableado de CA, se utilizará el mismo cableado que para el caso de cable de agrupación. En este caso se dispondrá de tres líneas trifásicas de 95 mm² y un conductor neutro de 50 mm².

Las distintas líneas deberán estar marcadas con los colores normalizados: fases en marrón, negro y gris; neutro en azul y cable de protección, para las puestas de tierra, amarillo-verde.

Normativa que afecta al cableado

El cable PV ZZ-F seleccionado se halla en conformidad con:

- EN 50618 / TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502.
- No propagación de la llama UNE-EN 60332-1; IEC 60331-1
- Halógenos: UNE-EN 60754 e IEC 60754
- Baja emisión de humos UNE-EN 61034; IEC 61034. Transmitancia luminosa +60%.
- Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
- UNE-EN 60216-2

Cable flexible de General Cable RZ1-K 0,6/1Kv con cubierta exterior de Poliefina termoplástica libre de halógenos y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) cumple con:



- UNE 21123-4
- IEC 60502-1
- UNE-EN 60332-1-2
- UNE-EN 50267
- UNE 61034

5.6 Canalizaciones

Tubos de protección

Tanto el cableado de agrupación como el cableado de alterna se alojarán en tubos de protección. Para el cableado de agrupación se utilizará tubo corrugado de PVC de 32 mm de diámetro nominal color negro. En cambio, para el cableado de CA se instalará tubo corrugado de doble pared de Polietileno de Alta Densidad (HDPE) color rojo.

Rejilla

Para conducir el cableado de string se utilizará una bandeja tipo rejilla. De este modo se permite una mayor circulación de aire entre los cables, esto permite alcanzar una temperatura de operación menor en el cableado para una misma ubicación respecto al caso de utilizar bandejas convencionales o incluso perforadas. No sólo la mayor ventilación es una ventaja en este tipo de bandejas, también supone un punto a favor el reducido peso de estas y por consiguiente el fácil manejo para su instalación.

Zanjas para cable enterrado

Para el tramo entre el inversor situado a la intemperie y la conexión al cuadro de B.T. en el centro de transformación de la industria es necesario realizar una zanja. Esta zanja deberá excavar de manera que se cumpla con el REBT quedando el cable a una profundidad mínima de 60 cm con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm.

Normativa aplicable a las canalizaciones

En cuanto a los tubos de protección de cableado estos se hallan en conformidad de:

- UNE-EN 61386-22:2005/A11:2011 Sistemas de tubos para la conducción de cables, requisitos particulares para tubos curvables.

- UNE-EN 50086-2-4/A1:2001, Sistemas de tubos para la conducción de cables, requisitos particulares para sistemas de tubos enterrados.
- UNE-EN 60423: 2008, Sistemas de tubos para la conducción de cables, en lo que respecta a diámetros exteriores de dichos tubos.

En cuanto a las rejillas para conducción del cableado, se hallan en conformidad de:

- UNE-EN 61537:2007, Conducción de cables. Sistemas de bandejas y de bandejas de escaleras.
- UNE-EN 12329:2001, en lo que respecta a la protección contra la corrosión de los metales con recubrimientos electrolíticos de cinc.

5.7 Cuadro de conexiones y protecciones de CC

La función de este equipo es la de agrupar las diferentes líneas que acometen desde los distintos strings que componen el campo fotovoltaico. Por consiguiente constará de:

- Elementos para conexión de cables: son elementos metálicos rígidos, en general de cobre, a los que se conectan los distintos cables que acometen al cuadro. Funcionan como punto de conexión común entre las distintas líneas de los strings. Por lo tanto, debe soportar la suma de las corrientes que aporta cada uno de estos.
- Prensaestopas: la función de estos elementos es crear una unión hermética entre el hueco por el que acometen los cables al cuadro y el propio cable. De este modo se impide la entrada de agua y otros agentes al interior del cuadro.

Las siguientes dos imágenes muestran estos componentes en su forma general, no específicamente los de la instalación.



Agrupación de cables en pletina de cobre.



Detalle de prensaestopa

Además este alberga las protecciones de la parte de continua, estas son:

- Fusibles de protección de línea: existirá un fusible por cada string. Se trata de un dispositivo que establece la conexión entre dos partes de un circuito por medio de un elemento metálico de relativo bajo punto de fusión. De este modo, cuando se alcanzan temperaturas elevadas esta lámina metálica se funde abriéndose el circuito e impidiendo el daño de los elementos de la línea. Es un dispositivo que debe remplazarse después de que actúe. Se constituye de un elemento estructural (portafusible) y el fusible propiamente dicho, constituido por un elemento de porcelana que alberga el componente metálico. El objetivo de estos elementos es proteger en primer lugar, contra sobrecargas, es decir, circulación de una corriente mayor a la nominal durante un periodo prolongado, provocándose un sobrecalentamiento de los elementos de la línea. En segundo lugar, estos dispositivos deben proteger frente a cortocircuitos. Esto se produce cuando dos conductores de distinta polaridad se ponen en contacto sin aislamiento de por medio, el resultado de esto es la circulación de una corriente muy superior a la nominal, del orden de los kA. El fusible debe ser capaz de detectar esta corriente y abrir el circuito en un tiempo lo suficientemente corto que no produzca daños sobre las personas ni sobre los equipos.

Se utilizarán fusibles tipo gPV, se trata de una designación normalizada que hace referencia a los fusibles de uso habitual en Instalaciones Fotovoltaicas. Estos son más rápidos que los habituales fusibles gG, con tiempos de actuación de entre 5-25 ms a 1,5In. Este deberá tener intensidad nominal, tensión nominal y poder de corte requeridos, las condiciones para la determinación del fusible necesario se especifican en la Memoria de Cálculos.

- Descargadores de sobretensiones: Sobre el generador fotovoltaico, se pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Estas pueden ser directas,

Para descargar una copia de este documento consulte la siguiente página web	
Código Seguro de Validación	2eb544235dd84893bea8b4825d75a4d0001
Url de validación	https://oficinavirtual.aytoroquetas.org/absis/idi/arx/idiarxabsaweb/asp/verificadorfirma.asp
Metadatos	Origen: Origen administración Estado de elaboración: Original

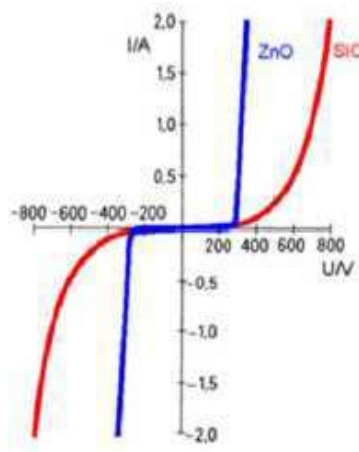


como la caída de un rayo en la estructura del edificio o indirectas como la caída de un rayo que afecte a las líneas eléctricas cercanas al edificio.

Aunque el inversor ya dispone de protecciones internas contra sobretensiones, es conveniente colocar protecciones a la entrada de este. De esta forma, además de aumentarse la protección de la instalación, se evita que actúen las protecciones internas del inversor, que detendría la producción de éste.

Estas provocan que a los equipos les llegue una tensión mucho mayor a su tensión nominal, sufriendo daños que varían según la magnitud de la sobretensión así como la duración de esta. Los dispositivos de protección contra sobretensiones "absorben" este exceso de tensión descargando a tierra una corriente elevada.

Estos equipos suelen incluir dispositivos electrónicos como los varistores. Un varistor en funcionamiento normal (con una tensión aplicada de valor relativamente reducido) se comporta como una resistencia muy grande. Por tanto, es recorrido por una corriente muy pequeña, despreciable, que no influye en el funcionamiento de la instalación. Cuando la tensión aplicada supera un valor umbral, el dispositivo se comporta como una resistencia muy pequeña, permitiendo la circulación de una corriente muy elevada que permite "descargar" este exceso de tensión a través del dispositivo. A continuación se incluye una imagen que muestra la curva de funcionamiento corriente-tensión de un varistor.



Curva de funcionamiento de un varistor

El cuadro de CC deberá incluir dispositivos de protección contra sobretensiones de Tipo 2, caracterizados por:



- Protectores con capacidad para derivar a tierra corrientes altas en curva 8/20 μ s.
- Nivel de protección (Up) medio.
- Son los más ampliamente utilizados porque ofrecen un nivel de protección compatible con la mayoría de equipos que se conectan a la red de alimentación.

Para la instalación, se necesita un cuadro de 17 strings.

A continuación se muestra una tabla que recoge las especificaciones del cuadro de CC Requerido.

Cuadro de CC	
Estructura del cuadro o envoltante	
Material	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Protección agentes externos	IP 67
Protección impactos mecánicos	IK 10
Temperatura máxima soportada de forma continua, valor mínimo de 70 °C	
Dimensión suficiente para albergar todos los elementos del cuadro	
Con carril DIN	
Elementos internos del cuadro	
Pletinas	2 pletinas de cobre (una para el positivo y otra para el negativo). Deben permitir la conexión de 17 strings y admitir una corriente de $17 \cdot I_{sc} = 156,06$ A
Unión pletina-cable	Mediante terminales de presión con tornillos de latón.
Fusibles	34 fusibles (uno en cada polo) tipo gPV de $I_N = 15$ A, $V_n = 1000$ V y $P_{dc} = 30$ kA
Portafusibles	Portafusible unipolar
Descargador de sobretensiones	1 descargador de sobretensiones Clase II de $I_{N_desc} = 20$ kA, $U_p \leq 2$ kV SAPV I+II 40/600, General Electric, para aplicaciones fotovoltaicas
Interruptor	17 interruptores de corte que permitan seccionar en carga los distintos strings que acometen al cuadro. 1 Interruptor de corte, que permita desconectar manualmente todo el campo fotovoltaico del inversor.
Prensaestopas	De material polimérico, con rosca entre partes y protección IP 68 resistente a 5 bar.



Normativa aplicable al cuadro y protecciones de CC

En cuanto a la estructura del cuadro y los prensaestopas.

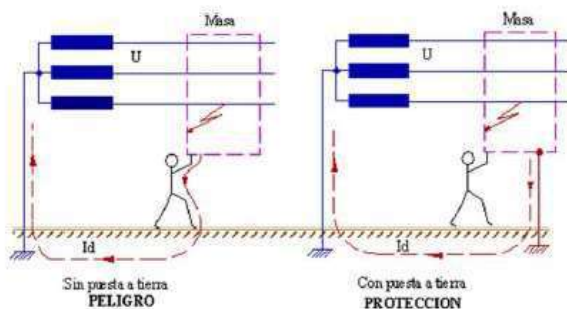
- UNE-EN 50262:199/A2:2007, Prensaestopas para las instalaciones eléctricas.
- CEI 60529:2018, Grados de protección proporcionados por las envolventes, código IP.
- UNE-EN 50102/A1 CORR:2002, Grados de protección de las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos.

En lo que respecta a las protecciones y demás elementos internos del cuadro:

- REBT, concretamente ITC-BT-22 para el dimensionado de las protecciones contra sobrecorrientes y ITC-BT-23 para el dimensionado de las protecciones contra sobretensiones.
- Individualmente cada protección se encuentra en conformidad con las normativas europeas y españolas correspondiente.

5.8 Puesta a tierra del lado de CC

El objetivo de la puesta a tierra de una instalación eléctrica es evitar los daños contra personas y equipos ante la aparición de corrientes de defecto. Se trata de una corriente indeseada que establece una circulación que no debería existir. Por ejemplo, una corriente de defecto fase masa implica que se produce una corriente que circula desde la fase de la línea hasta la masa (componente metálico que en funcionamiento normal no debe de poseer tensión), esta corriente da lugar a tensiones de contacto peligrosas para las personas. La siguiente imagen ilustra el defecto fase-masa y su efecto en dos situaciones opuestas.



En este esquema de conexión, un primer defecto no genera tensiones de contacto peligrosas ya que al existir una resistencia entre neutro y tierra tan elevada, en general mayor de 2 kΩ, el bucle de defecto no logra cerrarse y el sistema se encuentra en circuito abierto.

No ocurre lo mismo al producirse un segundo defecto. Este establecería un camino para cerrar el bucle a través de tierra, induciéndose por tanto tensiones peligrosas entre las masas accesibles simultáneamente.

Por estos motivos, los sistemas conectados a tierra en modo flotante requieren de:

- Un vigilante de aislamiento, que indique que se ha producido un defecto de aislamiento; que podría derivar en una situación peligrosa de producirse un segundo defecto. Este dispositivo lo incorpora el inversor seleccionado avisando con un dispositivo sonoro y/o visual en el momento en que se produce un defecto de aislamiento.
- Aislamiento de Clase II en todas las partes accesibles, de este modo se minimizan posibles efectos perniciosos ante la aparición de un primer defecto.
- Por último, no por ello menos importante, una buena medida de seguridad consiste en asegurar la equipotencialidad de todas las masas accesibles simultáneamente. Esto se conseguirá poniendo a tierra simultáneamente todas las masas de la instalación. Con esta actuación se consigue que en el caso de producirse un segundo defecto a tierra del otro borne, en instalaciones FV, no afectaría negativamente a la seguridad de las personas ante un contacto indirecto a masa, puesto que esta situación pondría las instalaciones en cortocircuito, lo que idealmente resultaría en tensiones de cero voltios.

Los conductores de puesta a tierra serán de cobre y con sección de 6 mm², estarán recubiertos de aislante color amarillo-verde como es habitual. Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectarán formando una tierra común que posteriormente irá conectada a tierra por medio de una pica de acero cobreado de 2,5 m de longitud y 18 mm de diámetro.

Esta tierra común se conducirá en la bandeja tipo rejilla del mismo modo que los conductores de agrupación y posteriormente se llevará a nivel del suelo utilizando el mismo tubo de PVC.

La pica o electrodo de puesta a tierra se colocará separado notablemente de la pica de puesta a tierra de CA para evitar que se cierre una corriente de defecto entre los dos electrodos.

5.9 Separación galvánica

La separación galvánica de la Instalación Fotovoltaica y la Red de Distribución de B.T. se realiza por medio del transformador de aislamiento integrado en el propio inversor.

5.10 Armario de conexión y protecciones en CA

Las líneas de CA de la Instalación Fotovoltaica acometen a un cuadro propiedad de la EDAR, cuadro de conexiones de CA.

Este cuadro se conecta al Cuadro de Baja Tensión (CBT) del propio edificio, desde el cual parte la línea general de alimentación (LGA) de la EDAR.

El cuadro de conexiones de CA deberá constar de las siguientes protecciones:

- Interruptor magnetotérmico: la función de estos equipos es proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos, es decir, cumplen las mismas funciones que los fusibles abriendo el circuito cuando se producen tales situaciones. El nombre compuesto magnetotérmico hace referencia a los dos principios de funcionamiento de este dispositivo.

Por un lado, consta de un sistema de desconexión térmico, este consta de una lámina bimetálica que se curva en función del calor que produce la corriente que lo atraviesa. Este es el sistema que permite la protección frente a sobrecargas, es decir corrientes superiores a la nominal durante un periodo de tiempo relativamente prolongado.

Por otro lado, el sistema de desconexión magnético, consta de un núcleo de hierro que se encuentra inmerso en un campo magnético proporcional al valor de la corriente que circula por el dispositivo. Cuando la intensidad que circula es muy elevada se induce un campo magnético que genera una fuerza que hace desplazarse al elemento ferromagnético, produciéndose la apertura del circuito.

Además, estos dispositivos presentan la posibilidad de ser accionados manualmente por lo que no es necesario instalar un seccionador en el lado de CA.

- **Interruptor diferencial:** estos equipos protegen frente a corrientes diferenciales residuales, que se corresponden con la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes de la instalación receptora. El valor de estas corrientes difiere de cero únicamente si existe un defecto de aislamiento produciéndose un camino de circulación de la corriente anormal, como por ejemplo: a tierra. Estos dispositivos protegen frente a contactos directos e indirectos, incluso frente a riesgo de incendios. El funcionamiento de estos dispositivos se basa en principios electromagnéticos.

Concretamente el magnetotérmico seleccionado es el modelo DPX³ 160 de Legrand y el interruptor diferencial el modelo DX³ 300 mA también de Legrand. A continuación se recoge una tabla con las especificaciones de estos componentes.

Protecciones CA	
Interruptor magnetotérmico	
Número de polos	4
Corriente nominal (A)	160
Tipo de poder de corte	C
Pdc (kA) 380-415 VCA	16
Corriente de disparo magnético (A)	1600
Soporte de montaje	Perfil DIN
Interruptor diferencial	
Número de polos	4
Corriente nominal (A)	160
Sensibilidad (mA)	300
Capacidad de cierre y corte nominal (A)	1500
Pdc (kA)	16
Tensión nominal de empleo (V)	400/415

Normativa aplicable a las protecciones de CA

Los dispositivos de protección del lado de alterna seleccionados garantizan el cumplimiento de las siguientes normas:

- UNE-EN 61008-1:2013, Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencia residual sin dispositivo de protección contra sobreintensidades (ID).



- UNE-EN 60947-3:2009/A1:2013, Aparata de baja tensión. Parte 3: interruptores, seccionadores y combinados fusibles.

5.11 Sistema de monitorización de la instalación.

Si se desea tener un control exhaustivo del estado de la instalación conviene instalar un sistema de monitorización-comunicación. Este puede conectarse al inversor y permite al usuario visualizar el estado de la instalación conectándose a través de internet. El dispositivo proporciona gran cantidad de datos de la instalación, entre ellos están:

- Potencia del inversor (kW)
- Energía diaria (kWh)
- Corriente del inversor (A)
- Voltaje en CC y CA (V)
- Ahorro de CO₂
- Cálculo del Performance Ratio, PR, de la instalación.

6. Normativa

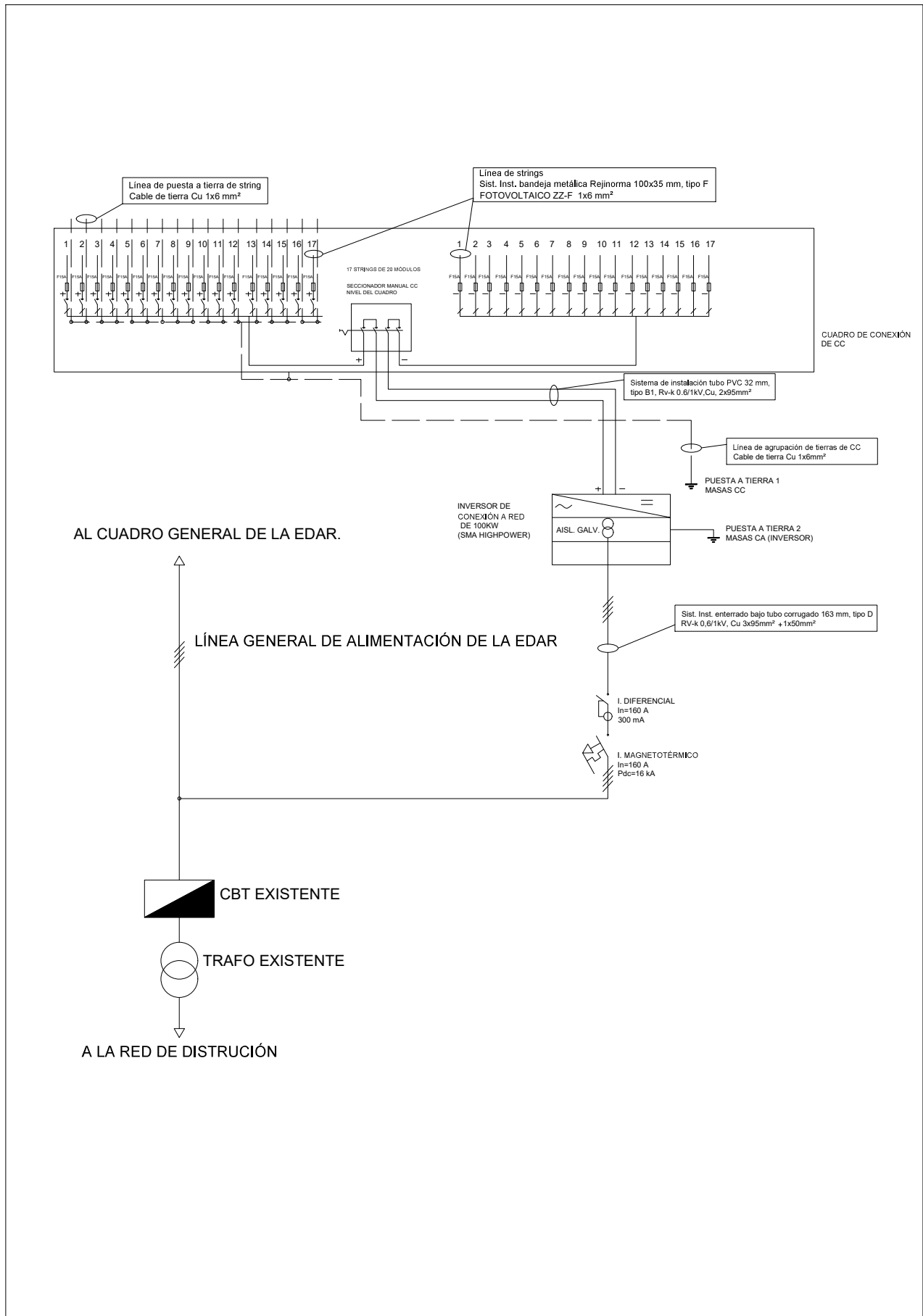
Los estudios energéticos de las instalaciones propuestas han sido dimensionados de acuerdo con la siguiente normativa aplicable a instalaciones de energía solar fotovoltaica.

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre 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 de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE.



ESQUEMA UNIFILAR



Firma 1 de 1
 09/03/2022
 GABRIEL AMAT AYLLON



MEMORIA DE CÁLCULOS



7. Dimensionado del generador fotovoltaico

7.1. Número total de módulos y selección del inversor.

Se desea dimensionar una instalación de aproximadamente 100 kWn, esta potencia nominal se relaciona con la potencia que suministra el inversor. Por tanto, para obtener este valor de potencia nominal la potencia pico, del generador fotovoltaico se fijará en 112,20 kWp. De este modo el número total de módulos requeridos es:

$$N_{TOT} = \frac{P_{GFV_MAX}}{P_{MOD}} = (112200/330) = 340 \text{ módulos} \quad (7.1)$$

Siendo:

- N_{TOT} : número total de módulos fotovoltaicos.
- P_{GFV_MAX} : potencia máxima (pico) del generador fotovoltaico.
- P_{MOD} : potencia pico de los módulos seleccionados.

Teniendo en cuenta la legislación andaluza, concretamente el ITC-FV-09, el factor de dimensionado del inversor (F_s) debe estar entre 0,7 y 1,2. Teniendo en cuenta lo anterior, se ha elegido un valor de 0,85 que resulta habitual para una instalación en el Sur de Europa (lat. 35-45º), por lo que la potencia de entrada al inversor máxima será:

$$P_{DC_MAX} = F_s \cdot P_{GFV_MAX} = 0,85 \cdot 112,20 \text{ kWp} = 95,37 \text{ kWp} \quad (7.2)$$

Siendo:

- P_{DC_MAX} : potencia máxima de entrada al inversor.
- F_s : factor de dimensionado del inversor.

Por consiguiente, la instalación constará de un inversor de 100 kW nominales de potencia de entrada.

7.2 Número de módulos conectados en serie

El número máximo de módulos que se conectan en serie está limitado por el requisito de que la máxima tensión del campo fotovoltaico sea inferior a la tensión de entrada máxima admitida por el inversor. Es decir, deberá cumplirse:

$$N_{S_MAX} \leq \frac{V_{DC_MAX}}{V_{MODOC}(G_{STC}, T_{MIN})} \quad (7.3)$$



Siendo:

- N_{S_MAX} : número máximo de módulos en serie.
- V_{DC_MAX} : tensión máxima de entrada al inversor
- $V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN})$: es la máxima tensión que puede darse en el módulo fotovoltaico. Esta tensión se corresponde con la tensión de circuito abierto en condiciones de radiación estándar, 1000 W/m² y de mínima temperatura.

Esta se obtiene a partir de la expresión:

$$V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{MOD_OC-STC} + \beta_V \cdot (T_{MIN} - 25^{\circ}C) \quad (7.4)$$

Siendo:

V_{MOD_OC-STC} : tensión de circuito abierto del módulo en condiciones estándar, 1000 W/m² y 25°C. Para el módulo seleccionado su valor es de 45,49 V.

- β_V : coeficiente de corrección de la tensión, para el módulo seleccionado su valor es de -0,0033 V/°C

- T_{MIN} : temperatura mínima que alcanza el módulo. En este caso se tomará una posición conservadora y se considerará un valor de -10 °C.

Por lo que la tensión máxima en el módulo fotovoltaico es:

$$V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = 45,49 \text{ V} + (-0,0033 \text{ V/}^{\circ}\text{C}) \cdot (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 45,60 \text{ V}$$

Luego volviendo a la ecuación (7.3.) y teniendo en cuenta que para el inversor seleccionado tiene una tensión máxima de $V_{DC_MAX}=1000 \text{ V}$, el número máximo de módulos en serie resulta:

$$N_{S_MAX} \leq 1000 \text{ V} / 45,60 \text{ V} = 21,93$$

Por lo tanto el número máximo de módulos a conectar en serie se sitúa en 21 unidades.

Por otro lado, el número mínimo de módulos conectados en serie debe ser tal que permita que la tensión del campo fotovoltaico sea en todo momento mayor que la mínima tensión a la que funcione el seguidor del PMP del inversor. Lo que se resume en:

$$N_{S_MIN} \geq \frac{V_{DC_MIN}}{V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX})} \quad (7.5)$$

Siendo:

- N_{S_MIN} : Número mínimo de módulos en serie.
- V_{DC_MIN} : Tensión mínima del sistema de seguimiento de PMP del inversor.
- $V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX})$: Mínima tensión que puede darse en el módulo fotovoltaico. Esta tensión se corresponde con la tensión del módulo en el punto de máxima potencia corregida para las condiciones de 1000 W/m² y máxima temperatura de operación del módulo, T_{MAX}

El cálculo del V_{MOD_MIN} se realiza a partir de la expresión:

$$V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX}) = V_{MOD_PMP} + \beta_V \cdot (T_{MAX} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (7.6)$$

Siendo:

- V_{MOD_PMP} : Tensión del módulo en el punto de máxima potencia, en el caso del módulo seleccionado este valor es 38,48 V
- β_V : Coeficiente de corrección de la tensión, para el módulo seleccionado su valor es de -0,0033 V/°C
- T_{MAX} : temperatura máxima que alcanza el módulo, se considerará de 70°C, lo que supone un valor conservador.

Por lo que la tensión mínima que se alcanzará en el módulo será:

$$V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX}) = 38,48 \text{ v} + (-0,0033 \text{ V/}^{\circ}\text{C}) (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 38,33 \text{ V}$$

Luego volviendo a la ecuación (7.5.) y teniendo en cuenta que para el inversor de seleccionado $V_{DC_MIN} = 590 \text{ V}$, el número de módulos máximo en serie resulta:



$$N_{S_MIN} \geq (590 \text{ V} / 38,33 \text{ V}) = 15,39 \text{ Módulos}$$

Finalmente se debe elegir un número de módulos entre $16 < N_s < 21$. Se fijará el número de módulos en serie en 20 unidades.

7.3 Número de módulos conectados en paralelo

El número máximo de módulos que se conectan en paralelo está limitado por el requisito de que la máxima corriente del campo fotovoltaico sea inferior a la corriente de entrada máxima admitida por el inversor. Es decir, deberá cumplirse la siguiente ecuación:

$$N_P \leq \frac{I_{DC_MAX}}{I_{MOD_SC}(T_{MAX})} \quad (7.7)$$

- I_{DC_MAX} : Corriente máxima de entrada al inversor. En nuestro caso 180 A.
- $I_{MOD_SC}(T_{MAX})$: es la máxima corriente que puede entregar el módulo. Esta corriente se corresponde con la corriente de cortocircuito en condiciones de temperatura máxima.

Para obtener dicha corriente se utiliza la expresión:

$$I_{MOD_SC}(T_{MAX}) = I_{MOD_SC_STC} + \alpha_I \cdot (T_{MAX} - 25^\circ\text{C}) \quad (7.8)$$

Siendo:

- $I_{MOD_SC_STC}$: Corriente de cortocircuito del módulo en condiciones de 1000 W/m^2 y 25°C . Para el módulo seleccionado es de 9,18 A.
- α_I : Coeficiente de corrección de la corriente, para el módulo seleccionado su valor es de 0,00056 A/ $^\circ\text{C}$
- T_{MAX} : Temperatura máxima que alcanza el módulo, se considerará de 70°C , lo que supone un valor conservador.

Por lo que se obtiene una $I_{MOD_SC}(T_{MAX}) = 9,2052 \text{ A}$ y un número máximo de módulos $N_p \leq 20$ unidades.



Se elegirán 17 módulos en paralelo, puesto $N_p = N_{tot}/N_s = 340/20 = 17$ módulos cumple con el criterio de corriente máxima de entrada al inversor desarrollado anteriormente.

Finalmente se concluye que la instalación se compone de un total de 340 módulos compuestos por 17 ramales en paralelo de 20 módulos en serie cada uno.

8. Dimensionado del cableado

La instalación cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, así como con el REBT.

La elección de la sección del cableado se ha basado en la aplicación de dos criterios: Criterio de Corriente y Criterio de Caída de Tensión. Ambos casos se fundamentan en el Efecto Joule, de modo que la emisión de calor debe quedar siempre por debajo de la soportada por el cable. Se adoptará, en cada situación, la sección mayor de entre las obtenidas mediante los dos métodos citados.

El valor máximo de caída de tensión, en adelante c.d.t., para cableado de continua es de 1,5% según el IDAE, este incluye tanto el cableado de string como el cableado del cuadro de continua al inversor. La forma en la que esta caída de tensión se divide entre el tramo de string y el del cuadro al inversor no viene fijada por normativa. En nuestro caso concreto se considerará un valor de 1% para el primer tramo y 0,3% para el segundo.

El valor máximo de caída de tensión para el cableado de alterna es de un 1,5% según el IDAE. En nuestro caso concreto se fijará un valor máximo de c.d.t. de 1,5 %.

Las longitudes de cableado se obtendrán a partir de las mediciones realizadas sobre el plano de la instalación. Estas deberán ser tales que no generen esfuerzos entre los elementos que unen y deberán de encontrarse firmemente amarrados para evitar caídas por parte del personal de mantenimiento de la instalación.

8.1 Cableado CC

Cableado de strings

Este tramo de cableado comprende el cable entre módulos y desde el final de cada string hasta el cuadro de conexiones de continua.

Criterio de c.d.t. máxima

El criterio de c.d.t. máxima establece un valor máximo de caída de tensión en el tramo de cableado que se está dimensionando. Fijada la longitud del tramo de cable, impuesta por la disposición de los módulos, es la sección del mismo la que se relaciona con el límite de c.d.t. impuesto.

En el caso del cableado de strings, la expresión que permite obtener la sección mínima de cableado es:

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{string}} \quad (8.1)$$

Siendo:

- L_{string} : Longitud desde el módulo más alejado a la conexión al cuadro de CC.
- I_{string} : Intensidad máxima que recorre cada string. Esta será igual a la intensidad de un módulo que se toma como la intensidad de este en el punto de máxima potencia y condiciones estándar de radiación y temperatura; 8,49 A.
- $\sigma(T_{max})$: Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Es una posición conservadora pues simultáneamente no podrán darse la temperatura máxima y las condiciones estándar de temperatura. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta 44 $\Omega \cdot m/mm^2$.
- V_{string} : Tensión del string. Será el resultado de multiplicar el número de módulos en serie, 20, por la tensión de cada uno que se tomará como la tensión en el punto de máxima potencia. Lo que resulta en 769,60 V.
- $\Delta V_{string}(\%)$: Caída de tensión máxima en valor porcentual admitida en cada string. Se tomará un valor de 1%.

Al ser todas las ramas en paralelo del mismo número de módulos todos los términos de la fórmula anterior serán iguales para los distintos strings a excepción de la longitud de cada string.



Al realizarse los cálculos se obtiene una sección mínima comercial de 4 mm², aunque nos decantamos por utilizar el cable de sección mínima de 6 mm². La siguiente tabla recoge los cálculos realizados para los 17 strings. Debido a la disposición simétrica de los módulos, los cálculos pueden simplificarse a la mitad, a excepción del último string. La distribución de los strings según numeración puede observarse en el plano Distribución Eléctrica General.

Cableado de strings						
	L_string (m)	I_string (A)	V_string (V)	Δv(%)	σ(Ω·1·m/mm ²)	S_string (mm ²)
S-1/S-9	24	8,49	769,6	1	44	1,203458703
S-2/S-10	29	8,49	769,6	1	44	1,454179267
S-3/S-11	34	8,49	769,6	1	44	1,70489983
S-4/S-12	39	8,49	769,6	1	44	1,955620393
S-5/S-13	44	8,49	769,6	1	44	2,206340956
S-6/S-14	49	8,49	769,6	1	44	2,45706152
S-7/S-15	54	8,49	769,6	1	44	2,707782083
S-8/S-16	59	8,49	769,6	1	44	2,958502646
S-17	64	8,49	769,6	1	44	3,209223209

Criterio de corriente máxima

En ese caso se trata de seleccionar el cable a partir del siguiente criterio: el cable seleccionado debe ser tal que presente una intensidad máxima admisible un 25% mayor que la máxima intensidad que puede darse en dicho tramo de cableado, según UNE 60364-7-712.

En el caso del cableado de strings, estas intensidades admisibles se recogen tabuladas en la Tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 de marzo del 2015.

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{string_max} \quad (8.2)$$

Siendo I_{string_max} la corriente máxima que circulará por cada string, que será para todos ellos igual a la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado, la cual es de 9,18 A. Por tanto la corriente máxima admisible en el conductor seleccionado será:

$$I_o \geq 1,25 \cdot 9,18 = 11,475 \text{ A}$$



TABLA 3. 2. Intensidad máxima admisible en cable de uso fotovoltaico en CC

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 40 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA: El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Fuente: Norma UNE-EN 50618:2015, Tabla A.3

Consultando en la tabla se observa que para el caso de sección de 6 mm², el valor de intensidad máxima admisible para conductores al aire libre es de 70 A. Ahora bien, está capacidad de conducción se verá mermada por las condiciones de la instalación y se corregirá a partir de la siguiente expresión:

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_0 \quad (8.3)$$

Siendo:

- I_z : Corriente máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.

- I_0 : Corriente máxima admisible en el conductor en servicio permanente a 60 °C del conductor individual.

- K1: factor a aplicar por agrupación de cables. Se considerarán las condiciones del tramo final, en el cual se encuentran los 17 circuitos agrupados. El valor de este coeficiente resulta ser de 0,43 para el caso de veinte o más circuitos sobre superficie, según Tabla B.52.17 de UNE HD 60364-5-52.



- K2: factor de reducción por temperatura de operación distinta a 60°C, para el caso de una temperatura de operación de 90°C ya considerada para el criterio de c.d.t. máxima este factor resulta de 0,75 según Tabla A.4 de UNE-EN 50618.

TABLA 3. 3. Correcciones para temperaturas ambientes distintas a 60 °C

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Fuente: Norma UNE-EN 50618:2015, Tabla A.4

TABLA 3. 4. Factores de corrección para agrupación de cables

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Fuente: Norma UNE-HD 60634-5-52, fragmento de Tabla B.52.17.

Por lo que finalmente el valor de la corriente máxima admisible será:

$$I_z = 0,43 * 0,75 * 70 = 22,575 > 11,475 \text{ Cumple}$$

Lo que resulta en una sección superior a la requerida según el criterio térmico. Por tanto, se elegirán cables unipolares de Cu con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC de sección String=6 mm².

Cableado entre el cuadro de conexiones y el inversor.

Comprende el cable que va desde la salida del cuadro de continua, al que han acometido todos los conductores de cada string, acomete la entrada del inversor de la instalación.



Criterio de c.d.t. máxima

De forma análoga al cableado de string, la expresión que permite determinar la sección mínima del conductor teniendo en cuenta el límite de c.d.t. establecido es:

$$S_{agrupación} = \frac{2 \cdot L_{agrupación} \cdot N_p \cdot I_{string}}{\frac{\Delta V_{cuadro-inv}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot N_s \cdot V_{string}} \quad (8.4)$$

Siendo:

- $L_{agrupación}$: Longitud desde el cuadro de conexiones al inversor, esta distancia es de 8 m.
- $N_p \cdot I_{string}$: Intensidad máxima que circulará. Esta será igual a la intensidad de cada módulo que se toma como la intensidad de este en el punto de máxima potencia y condiciones estándar de radiación y temperatura multiplicada por el número de ramas en paralelo, diecisiete, 166,77 A.
- $\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Es una posición conservadora pues simultáneamente no podrán darse la temperatura máxima y las condiciones estándar de temperatura. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta 44 $\Omega \cdot 1 \cdot m / mm^2$.
- V_{string} : Tensión del string. Será el resultado de multiplicar el número de módulos en serie, veinte, por la tensión de cada uno que se tomará como la tensión en el punto de máxima potencia. Lo que resulta en 769,60 V.
- $\Delta V_{string}(\%)$: Caída de tensión máxima en valor porcentual admitida en cada string. Se tomará un valor de 0,3% dejando un margen para la caída de tensión producida en las conexiones al cuadro.

Los cálculos realizados se recogen a continuación:

Cableado cuadro de conexiones-inversor					
L_agrup (m)	Np·I_string (A)	V_string (V)	Δv(%)	σ(Ω·1·m/mm ²)	S_agrup (mm ²)
8	166,77	769,6	0,3	44	26,27

Para la elección de la sección comercial de este tramo de cable se recurre a la tabla A-52 bis de la norma UNE 20560-5-523.

En nuestro caso, el método de instalación es en tubo de PVC, lo que se corresponde según la norma con el método B1.

Como no existe una columna específica para el caso de un conductor único, se toma los valores para dos conductores con aislamiento de XLPE.

Puede verse como la sección comercial superior a la calculada es de valor 35 mm².

A continuación se recoge la tabla citada resaltándose sobre ella la columna de intensidades admisibles correspondientes al método de instalación B1 y el aislamiento de XLPE para dos conductores.

Instalaciones al aire (40 °C). UNE-IEC 60364-5-52.

Método de instalación de la tabla 52-B1

Número de conductores cargados y tipo de aislamiento

	A1	A2	B1	B2	C	E	F	1 (1)	2 (2)	3 (3)	4 (4)	5a (5)	5b (5)	6a (6)	6b (6)	7a (7)	7b (7)	8a (8)	8b (8)	9a (9)	9b (9)	10a (10)	10b (10)	11 (11)	12 (12)	13 (13)
Sección mm ² Cobre	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	360	400	450	500	630	800	1000	1250	1600	2000
11	11,5	19	24	32	45	61	85	106	144	185	240	295	360	435	540	645	765	855	990	1125	1410	1760	2200	2800	3500	4400
15	15	25	32	42	58	79	108	135	180	225	290	355	435	525	645	765	885	1005	1140	1280	1575	1980	2480	3120	3920	4920
25	25	40	50	65	90	120	165	205	270	335	420	510	615	735	885	1050	1215	1380	1560	1755	2160	2660	3360	4260	5360	6760
35	35	55	68	88	120	160	215	265	350	435	535	645	775	930	1100	1280	1460	1650	1860	2100	2520	3120	3920	4920	6120	7720
50	50	75	92	118	160	210	280	345	450	555	675	810	960	1130	1330	1540	1760	1990	2240	2520	3020	3720	4620	5720	7120	8920
70	70	105	128	162	215	280	370	455	585	715	865	1035	1225	1435	1670	1930	2200	2490	2800	3140	3740	4640	5740	7140	8840	11040
95	95	140	170	215	285	370	485	590	750	905	1085	1290	1515	1760	2030	2320	2630	2960	3320	3700	4400	5400	6600	8100	10000	12400
120	120	180	220	275	360	460	595	720	900	1080	1290	1520	1770	2040	2330	2640	2970	3320	3690	4100	4900	6000	7400	9000	11100	13800
150	150	220	270	335	435	560	720	870	1080	1290	1520	1770	2040	2330	2640	2970	3320	3690	4100	4510	5410	6610	8110	9910	12310	15510
185	185	270	330	405	520	660	840	1010	1240	1480	1740	2020	2310	2610	2920	3250	3600	3960	4330	4710	5610	6810	8410	10210	12510	15810
240	240	360	440	540	690	870	1100	1320	1600	1900	2220	2560	2920	3300	3690	4100	4510	4920	5330	5740	6740	8240	10040	12340	15240	19040



Criterio de corriente máxima

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{agrupación_max} \quad (8.5)$$

Siendo $I_{agrupación_max}$ la corriente máxima que circulará por el cable entre el cuadro de conexiones y el inversor. Será en las condiciones más desfavorables, la corriente de cortocircuito de un módulo multiplicado por el número de módulos en paralelo, resultando de 144,33 A. Por tanto la corriente máxima admisible en el conductor seleccionado será:

$$I_o \geq 1,25 \cdot 144,33 = 180,41 \text{ A}$$

Se puede ver como el cable de 35 mm² obtenido a partir del criterio de c.d.t. máxima no garantiza el cumplimiento de este segundo criterio. Se tomará el cable de sección 95 mm² con una corriente máxima admisible de 259 A, corrigiéndose este valor a partir de la expresión:

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_o \quad (8.6)$$

Siendo en este caso:

- K1=1, pues no existe agrupación de cables.
- K2=1, pues I_o ya que se encuentra tabulada para la temperatura del cable de 90°C

Por lo que la corriente máxima admisible en las condiciones de la instalación, I_z , será:

$$I_z = 1 \cdot 1 \cdot 259 = 259 > 180,40 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará cable unipolar de Cu con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC con una sección de S agrupación=95 mm²

9. Cableado de CA

Este tramo discurre desde la salida del inversor, ya en corriente alterna, hasta el cuadro de protección y medida de CA.

Este tramo discurrirá bajo tubo enterrado, lo que se corresponde con el método D según norma UNE 20460-5-523.



Criterio de c.d.t. máxima:

De forma análoga al cálculo en el cableado de CC, la expresión para el cálculo de la sección mínima siguiendo este criterio queda:

$$S_{CA_trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{inv_CA} \cdot \cos \varphi}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{línea}} \quad (9.1)$$

Siendo:

- L_{CA} : La longitud del tramo de cableado de alterna.
- I_{inv_CA} : La corriente nominal del inversor en la parte de alterna (salida), para el modelo seleccionado su valor es 151 A
- $\cos \varphi$: Puede fijarse en el inversor y por tanto se considerará de valor unitario.
- $\sigma(T_{max})$: c.d.t. máxima en valor porcentual para el cableado de alterna. Se tomará de valor 1,5%, límite establecido por el IDAE.
- $\sigma(T_{max})$: Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Es una posición conservadora pues simultáneamente no podrán darse la temperatura máxima y las condiciones estándar de temperatura. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta 44 $\Omega \cdot 1\text{m/mm}^2$.
- $V_{línea}$: La tensión entre fases, su valor es de 400 V.

Los cálculos realizados son:

Cableado de CA						
L_CA (m)	I_inv-CA (A)	Línea (V)	ΔV_{CA} (%)	$\cos \varphi$	$\sigma(\Omega \cdot 1\text{m/mm}^2)$	S_CA-trif (mm ²)
45	151	400	1,5	1	44	44,58

Por lo que atendiendo a este criterio el cable necesario debe ser aquel de sección comercial inmediatamente superior, es decir cable de sección 50 mm².



Criterio de corriente máxima

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{CA_inv} \quad (9.2)$$

Siendo I_{CA_inv} la corriente máxima que circulará por el cable entre el inversor y el cuadro de conexiones de alterna. Será por tanto la corriente máxima en CA que proporciona el inversor, consultando en la ficha técnica de este, el valor de dicha corriente es de 151 A. Por tanto la corriente máxima admisible en el conductor seleccionado será:

$$I_o \geq 1,25 \cdot 151 = 188,75 \text{ A}$$

A partir de este valor y teniendo en cuenta que según la norma, el cable enterrado bajo tubo se corresponde con el método de instalación D la Tabla A.52-2 bis supone el caso más desfavorable contemplado en las tablas, el de mayor temperatura del terreno, 25°C.

Concretamente, para el caso de tres conductores con aislamiento de XLPE se observa que el cable de 95 mm² presenta una corriente admisible $I_z=291 \text{ A} > 181,25 \text{ A}$ pues no es necesario realizar correcciones.

Una actuación conservadora es considerar el terreno de mayor resistividad térmica contemplado en la Tabla 52-D3 de la norma (3 m·K/W), lo que supone una reducción de la corriente admisible de $I_z=291 \cdot 0,96=279,36 \text{ A} > 181,25 \text{ A}$.

Para descargar una copia de este documento consulte la siguiente página web	
Código Seguro de Validación	2eb544235dd84893bea8b4825d75a4d0001
Url de validación	https://oficinavirtual.aytoroquetas.org/absis/idi/arx/idiarxabsaweb/asp/verificadorfirma.asp
Metadatos	Origen: Origen administración Estado de elaboración: Original



Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	NLPE2	NLPE3
D	Cobre				
	1,5	20,5	17	24,5	21
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
	300	387	319	455	380

Este tramo de CA, estará constituido por tres conductores de fase y un neutro, la sección del neutro se determinará a partir de la siguiente tabla. Esta se refiere a instalaciones de distribución de B.T. enterradas, se considerará la línea como una de distribución al no existir valores tabulados para el caso concreto de una línea de CA de una instalación generadora en baja tensión.

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Fuente: ITC-BT-07, Tabla 1.

Por consiguiente se instalará en el tramo de CA una línea trifásica de tres conductores de sección 95 mm² con neutro de sección 50 mm².



10. Dimensionado de los tubos de protección

Tubos para el cableado de CC

El cableado entre el cuadro de conexiones de CC y el inversor se colocará dentro de tubo de PVC, para obtener los diámetros de tubo necesarios se consulta el REBT garantizándose así el cumplimiento de la normativa correspondiente.

Para el caso de cables en tubos sobre superficies, se recurre a la siguiente tabla:

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

Fuente: ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Tabla 2

Donde se observa que para el caso de alojar un único conductor unipolar de sección 95 mm² el diámetro exterior de tubo requerido es de 32 mm. Se utilizarán tubos de 32 mm de diámetro para alojar el cableado entre el cuadro de conexiones de CC y el inversor.

Tubos para el cableado de CA

La siguiente tabla es la utilizada para determinar el diámetro mínimo de los tubos de protección para el caso de cables enterrados.



Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	—

Fuente: ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Tabla 9

Donde se establece que para cuatro conductores de 95 mm² enterrados bajo tubo, el diámetro de tubo mínimo será de 140 mm. Se seleccionará para el cableado enterrado tubo de diámetro exterior de 140 mm.

Además se seguirán las recomendaciones del REBT para la zanja en la cual se alojen los tubos: se situarán a una profundidad mínima de 60 cm con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm.

11. Dimensionados de las protecciones

Esta parte comprende las protecciones necesarias entre el inversor y el campo fotovoltaico.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo ($I_{sc}=9,18$ A y $IPMP=8,49$ A). El cortocircuito puede, sin embargo, ser perjudicial al conectar todas las series de un cuadro, si se produjese un error en la conexión, llevando la suma de todas las corrientes del cuadro por una única rama en el caso más desfavorable. Para evitar los efectos perjudiciales de este posible caso, se incluirán fusibles tipo gPV normalizados, según EN 60269-6, en los conductores y negativos.



Atendiendo a la ITC-BT-22 del REBT, que garantiza el cumplimiento de la norma correspondiente, todo dispositivo de protección frente a sobrecargas debe cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (11.1)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z \quad (11.2)$$

Siendo:

- I_B : corriente de diseño de la línea, se corresponde con la intensidad del módulo en el PMP; 8,49 A.

- I_n : corriente nominal del fusible. Valor a determinar.

- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido. Determinada ya en el dimensionado del cableado, para cada string tiene un valor de 22,56 A.

- I_f : corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. Según UNE-60269, se tomará el valor para el caso de un fusible tipo gG de corriente nominal entre 4 y 16 A y tiempo convencional 1h, al no existir en la norma valores para los fusibles gPV, por tanto $I_z = 1,9 I_n$.

Por tanto, las expresiones anteriores quedan:

$$8,49 \text{ A} \leq I_n \leq 22,56 \text{ A}$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 22,56 \text{ A} = 32,712 \rightarrow I_n \leq 17,21 \text{ A}$$

Por consiguiente, para el lado de CC, se seleccionarán fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 15 A, poder de corte mayor o igual a 10 kA y una tensión nominal mayor al 125% de la tensión de circuito abierto del campo, 910 V.

Con los cálculos anteriores se cumple con las condiciones para seleccionar dispositivos de protección contra sobrecargas, no obstante, los fusibles colocados en los ramales del campo fotovoltaico tienen también el objetivo de proteger frente a cortocircuitos. Por consiguiente deberán satisfacer, de acuerdo con ITC-BT-22, las siguientes condiciones:

$$P_{dc} \geq I_{cc_max} \quad (11.3)$$

$$I_s > I_{f5} \quad (11.4)$$

$$I_{cc_min} > I_{f5} \quad (11.5)$$

Siendo:

- P_{dc} : poder de corte del fusible seleccionado.
- I_{cc_max} máxima corriente de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del fusible.
- I_{f5} : corriente mínima capaz de hacer actuar al fusible en un tiempo igual o inferior a 5 segundos
- I_s : corriente de cortocircuito admisible. Es la máxima corriente que puede soportar sin deterioro el cable durante 5 segundos. Esta según UNE 20-460-4-43 se calcula a partir de la siguiente expresión.

$$I_s = k \cdot S / \sqrt{t} \quad (11.6)$$

Donde para el caso de cable de cobre con aislamiento de XLPE ($K=143$) y sección 6 mm^2 , considerando una duración máxima del cortocircuito de 5 segundos resulta un valor de $I_s=383,71 \text{ A}$.

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores, la segunda condición se cumple pues para un fusible de corriente nominal 16 A el valor de la corriente de fusión en 5 segundos es de 90 A.

Para cumplir la condición tercera se requiere calcular la mínima corriente de cortocircuito, se obtendrá a partir de la expresión simplificada ofrecida por la Guía BT Anexo 3.

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot U}{L \cdot Z_L} \quad (11.7)$$

Siendo:

- U : tensión simple, de valor 230 V.
- L : longitud de la línea. Se tomará el caso más desfavorable, el string de mayor longitud, 64 m.

- Z_L : impedancia de la línea, la cual se calcula en las condiciones más desfavorables, las de mayor temperatura de servicio.

La expresión para el cálculo de esta impedancia es:

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2} \quad (11.8)$$

Pero al tratarse de un cable de sección menor de 120 mm² se considera despreciable el valor de la reactancia inductiva tanto en la línea como en el neutro ($X_L \cong 0$). Para el cálculo de la resistencia en la línea en valor unitario, Ω/m , se utiliza la siguiente expresión:

$$R_L = \frac{\rho_{90^\circ C}}{S} \quad (11.9)$$

Siendo:

- $\rho_{90^\circ C}$: conductividad del cobre a 90°C, su valor es de 0,023 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S : sección del conductor, 6 mm² para todos los strings.

Sustituyendo valores se obtiene $R_L = 3,833 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ y $I_{cc_min} = 46,43 \text{ A}$. Luego se cumple la condición tercera para protección frente a cortocircuitos.

La condición de $P_{dc} \geq I_{cc_max}$ se cumple también pues el poder de corte que presentan los fusibles es cuantiosamente mayor al cortocircuito máximo que podría darse en el campo fotovoltaico, aún en el peor de los casos en el que a través del cuadro de CC toda la corriente de los strings confluyese en una única rama. Se puede observar como el P_{dc} del fusible seleccionado es como mínimo de 10 kA.

Protección frente a sobretensiones

Según el ITC-BT-23, el dispositivo de protección debe reducir las sobretensiones transitorias limitándolas a un valor admisible por los dispositivos que protege. Para la protección del campo fotovoltaico se seleccionará un dispositivo Tipo 2 debiendo cumplir con las siguientes condiciones.

- Nivel de protección (U_p) < 2,5 kV pues se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija)

- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.

- Intensidad nominal de descarga deberá ser mayor de 5 kA, al ser de Tipo 2 la forma de onda de la corriente estará caracterizada por 8/20µs.

- La conexión entre dicho dispositivo y tierra deberá realizarse con un conductor de cobre de sección no inferior a 4 mm².

Por consiguiente, se seleccionara un dispositivo de protección contra sobretensiones de

Tipo 2, con IN=20 kA a 8/20µs, U_s≤2kV, tensión nominal 600/1000 V y tensión de trabajo 700/1170 V.

Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra

El generador fotovoltaico se conectará a tierra en modo flotante, esquema IT (los conductores activos se encuentran aislados de tierra), proporcionando unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos directos como indirectos.

Para este tipo de esquemas de puesta a tierra, la norma UNE-HD 60364-4-41 establece las prescripciones mínimas a cumplir por un sistema puesto a tierra por medio de esquema IT.

En primer lugar, todas las masas de la instalación fotovoltaica deberán conectarse a tierra ya sea individualmente o en conjunto. En nuestro caso, se conectarán todas las masas a un conductor común que posteriormente irá conectado a tierra.

Se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$R_A \cdot I_d \leq 120 V \quad (11.10)$$

Siendo:

- R_A : suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de puesta a tierra.

- I_d : corriente de defecto en el caso de una primera falta franca entre un conductor y masa.

Se puede calcular, despreciando la resistencia de puesta a tierra y la de los conductores, lo que proporciona un grado de seguridad adicional, del siguiente modo.

$$I_d = \frac{V_N}{R_{aisl}} \quad (11.11)$$

Siendo:

- V_N : tensión máxima que puede aparecer en instalaciones fotovoltaicas, al tratarse de instalaciones generadoras e B.T. el límite será de 1000 V.

- R_{aisl} : resistencia de aislamiento. Se trata del valor de la resistencia entre cualquiera de los conductores activos y masa, este debe ser por reglamento como mínimo de 1MΩ.

Por consiguiente la corriente de defecto resulta de 1 mA, por lo que para cumplir la condición impuesta por la norma se requiere una resistencia de puesta a tierra de 120 kΩ. Este valor resulta mucho mayor al que pueda presentar cualquier método de conexión a tierra, por ejemplo una pica vertical de 2,5 m en el terreno considerado (200Ωm) presentaría una resistencia asociada de 80 Ω << 120 kΩ.

Además teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18 la sección de los conductores de puesta a tierra será igual a la de los conductores al ser su sección menor a 16 mm².

Por lo que se utilizará cable de puesta a tierra de sección 6 mm².

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

Fuente: ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Tabla 2

En segundo lugar, en el caso de una instalación con esquema de puesta a tierra IT, un primer defecto no es peligroso pues no genera tensiones de defecto, por lo que no se requiere de un interruptor de desconexión ante la detección de faltas. Sin embargo, para garantizar la seguridad de las personas, se debe lograr la equipotencialidad de todas las masas. Esta condición se obtiene al poner a tierra simultáneamente todas las masas de la instalación. Este conductor



será de 16 mm², sección mayor ya que puede recoger una mayor corriente de defecto si se producen fallos simultáneos en varias masas.

En tercer lugar, se colocará un controlador de aislamiento, este dispositivo debe avisar de una primera falta y permitir la desconexión para evitar que se produzca una segunda falta que ya daría lugar a tensiones de defecto peligrosas. Esta función será realizada por el inversor de la instalación.

En cuarto lugar, deberán existir dispositivos que eliminen una eventual segunda falta por cortocircuitos, prescripciones con las que la instalación cumple, gracias a los sistemas que incorpora el inversor y el cuadro de CC con los fusibles de CC.

Por último, como medida adicional para garantizar la seguridad de las personas se dotará a todos los elementos del campo fotovoltaico (módulos, cables, cajas de conexión...) de aislamiento de Clase II.

12. Dimensionado de las protecciones para el lado de CA

Esta parte comprende las protecciones necesarias entre el inversor y la caja de conexiones de CA, situada en el centro de transformación de la cooperativa.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

La protección de la parte de alterna, debe cumplir con los requisitos técnicos de la distribuidora de la zona, para la provincia de Almería la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica es SEVILLANA ENDESA.

En particular, el documento que recoge las especificaciones fijadas para estas protecciones es el "Capítulo 8. Apartado 3.2, Normas particulares y condiciones técnicas de seguridad 2017. SEVILLANA ENDESA". En el documento se establece que la corriente de cortocircuito en el punto de conexión será de 6 kA.

Se colocará un interruptor magnetotérmico tipo C en el cuadro general de CA, para el dimensionado del mismo se deberán garantizar las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (12.1)$$

Para descargar una copia de este documento consulte la siguiente página web	
Código Seguro de Validación	2eb544235dd84893bea8b4825d75a4d0001
Url de validación	https://oficinavirtual.aytoroquetas.org/absis/idi/arx/idiarxabsaweb/asp/verificadorfirma.asp
Metadatos	Origen: Origen administración Estado de elaboración: Original



Siendo:

- I_B : corriente de diseño de la línea, se corresponde con la intensidad máxima del inversor en CA, de valor 151 A.

- I_B : corriente nominal del fusible. Valor a determinar.

- I_z : corriente máxima admisible del conductor, con valor ya determinado de 180,40 A

$$1,3 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z \quad (12.2)$$

$$I_{cc_max} \leq \text{Poder de corte (Pdc)} \quad (12.3)$$

Siendo:

I_{cc_max} : máxima corriente de cortocircuito que puede darse en el punto en el que se ubica el magnetotérmico, puesto que este valor se suministra por la compañía distribuidora, 6 kA, no requiere ser calculado.

$$K^2 \cdot S^2 > I_m^2 \cdot t \quad (12.4)$$

$$I_m < I_{cc_min} \quad (12.5)$$

Siendo:

- K : coeficiente que depende del material conductor y del tipo de aislamiento utilizado, para el caso de Cu con aislamiento de XLPE su valor es de 143.
- I_m : corriente de disparo magnético del dispositivo.
- t : tiempo de actuación del equipo protegiendo frente a cortocircuitos. Se tomará un valor de 0,1 s.
- I_{cc_min} : valor eficaz de la mínima corriente de cortocircuito que puede generarse aguas abajo de la protección.

Para calcular la corriente de cortocircuito mínima que puede darse en la línea, se seguirá la expresión:

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot U}{L \cdot (Z_L + Z_N)} \quad (12.6)$$



Siendo:

- U : tensión simple, de valor 230 V.

- L : longitud de la línea, 45 m.

- Z_L : impedancia de la línea, la cual se calcula en las condiciones más desfavorables, las de mayor temperatura de servicio.

- Z_N : impedancia del neutro, también calculada en condiciones de mayor temperatura de servicio.

El cálculo de estas impedancias se realiza con la ecuación (12.6) y al tratarse de un cable de sección menor de 120 mm² se considera despreciable el valor de la reactancia inductiva tanto en la línea como en el neutro (X_L y $X_N \cong 0$). Para el cálculo de la resistencia tanto en la línea como en el neutro se utiliza la expresión (11.9) con las respectivas secciones.

Sustituyendo valores se obtiene $R_L = 2,421 \times 10^{-4} \Omega/m$, $R_N = 4,600 \times 10^{-4} \Omega/m$ y finalmente $I_{cc_min} = 5823 \text{ kA}$

Teniendo en cuenta todo lo anterior, las condiciones para seleccionar el interruptor magnetotérmico son:

$$151 \leq I_n \leq 180,40$$

$$I_n \leq 201,25 \text{ A}$$

$$P_{dc} \geq 6 \text{ KA}$$

$$I_m \leq 42959,54 \text{ A}$$

$$I_m < 5823 \text{ A}$$

Si se selecciona un magnetotérmico de tipo C, la intensidad de disparo magnético puede ajustarse entre $5I_n$ y $10I_n$, luego para el caso más desfavorable queda:

$$I_n < 582,3 \text{ A}$$

$$I_n \leq 4295,95 \text{ A}$$

Luego teniendo en cuenta los valores normalizados, se selecciona un magnetotérmico de $I_n=160$ A, $P_{dc}=16$ kA e I_m entre 800 A y 1600 A.

Protección frente a contactos directos e indirectos

Para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, se instalará un interruptor diferencial (ID) en el lado de CA que detecte las corriente diferenciales residuales y abra el circuito.

Debido a que ya se incluye un interruptor magnetotérmico en la parte de CA, el ID seleccionado deberá cumplir:

$$I_n(ID) \geq I_n(\text{magnetotérmico})=160 \text{ A} \quad (12.7)$$

$$P_{dc}(ID) \geq P_{dc}(\text{magnetotérmico})= 16 \text{ kA} \quad (12.8)$$

Siendo:

- I_n : intensidad nominal.

- P_{dc} : poder de corte.

Además, atendiendo a lo expuesto en la UNE-HD 60364-4-41, en su apartado 411.3.2.2, el tiempo máximo de eliminación del defecto, para redes con esquema tipo TT, con tensión nominal 230 V y corriente asignada no superior a 32 A, es de 0,2 segundos. Luego esto debe ser otro requerimiento del ID.

Por otro lado es necesario determinar la sensibilidad del ID, la elección de este valor determinará el valor de la resistencia de puesta a tierra y con ello las características del electrodo a utilizar. Se elige un valor de 300 mA, esto implica que el ID permite el paso de corrientes de defecto de hasta 0,3 A, lo que no supone un riesgo para la salud humana.

Finalmente, se seleccionará un ID de sensibilidad 300 mA, corriente nominal 160 A y P_{dc} superior o igual a 16 kA.

Puesta a tierra

En la parte de CA, se seguirá un esquema TT, con las masas de los equipos protegidos por un mismo dispositivo de protección unidas a un mismo conductor de protección, y el neutro puesto a tierra.

A continuación se procederá al cálculo de la resistencia de puesta a tierra de las masas de CA, estos cálculos se realizan conforme a la guía de la ITC-BT-18 del REBT, garantizándose el cumplimiento de la normativa aplicable.

Al instalarse un ID, la corriente de defecto máxima que podrá darse en la instalación vendrá limitada por la sensibilidad del mismo.

La resistencia máxima admisible (R_{adm}) de la puesta a tierra será:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I\Delta n} \quad (12.9)$$

Siendo:

- U_L : Tensión de contacto límite convencional, se tomará el valor para el caso de locales especiales/húmedos, 24 V por estar en el exterior.

- $I\Delta n$: Sensibilidad del ID, su valor para el equipo ya dimensionado es de 300 mA.

Por consiguiente, resulta un valor de $R_{adm} = 80\Omega$. Este será el valor máximo de resistencia que el sistema.

Hay que analizar la longitud requerida en el caso de utilizar una pica única como electrodo de puesta a tierra de la parte de CA. La resistencia ofrecida por una pica vertical viene dada por la expresión siguiente.

$$R_{pica} = \frac{\rho_t}{L_{pica}} \quad (12.10)$$

Siendo:

- ρ_t : resistividad del terreno. Este valor se encuentra tabulado en función del tipo de terreno (Tabla 4 de la ITC-BT-18) teniendo en cuenta la ubicación de la instalación se puede considerar terreno tipo marga y arcillas compactas correspondiendo un valor de entre 100- 200 $\Omega \cdot m$. Se tomará el caso más desfavorable, mayor resistividad del terreno.

- L pica: longitud de la pica instalada.

Si se tiene en cuenta la condición de que la resistencia ofrecida por la pica deberá ser como máximo la admisible, 80 Ω , la longitud requerida de pica es 2,5 m.

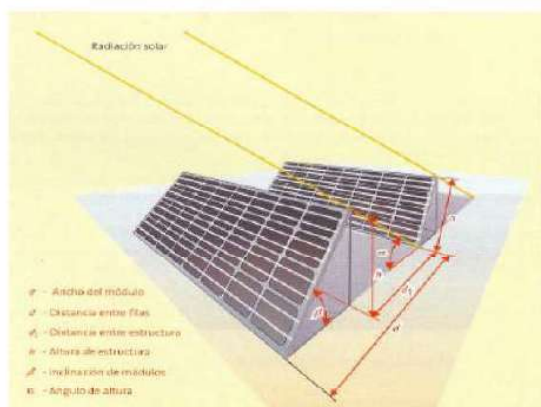
La sección requerida por las picas se seleccionará de entre los valores comerciales teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18. Esta indica que para el caso de picas verticales de acero-cobre debe cumplirse que $\varnothing_{ext} \geq 14,2$ mm. Además recomienda instalarla a una profundidad de 0,8 m medidos desde su parte superior. En cuanto a la sección del cable de protección, según la Tabla 2 de la ITC-BT-18 deberá ser la mitad de la sección de los conductores de fase, 50 mm².

Por lo que finalmente para la puesta a tierra de las masas de CA se conectará la salida del inversor por medio de un conductor de 50 mm² y una pica vertical de longitud comercial superior a 2,5 m y $\varnothing_{ext} \geq 14,2$ mm que irá enterrada a una profundidad de 0,8 m.

En un esquema TT, el neutro de la línea debe estar puesto a tierra. Al conectarse la línea de CA cuadro de B.T. del centro de transformación de la industria no se requiere poner a tierra dicha línea pues el transformador de dicho C.T. ya tiene su neutro puesto a tierra. No obstante, aunque no se considera necesario, podría reforzarse esta puesta tierra poniendo a tierra el neutro de la línea de CA en un punto intermedio entre la salida del inversor y el C.T.

13. Cálculos relativos a la disposición de los módulos

La disposición de los módulos sobre la cubierta está en cierto medida limitada por las especificaciones del IDAE en cuanto a distancia mínima entre filas, pérdidas por orientación e inclinación, y pérdidas por sombreado.



Consecuentemente, con las medidas de los módulos FV, y además, los cuales los colocaremos en posición horizontal para evitar que el valor h sea tan elevado y nos obligue a que la separación entre filas sea mayor.

$$h = a \cdot \sin \beta$$

$$d_1 = \frac{\cos a \cdot h}{\sin a}$$

$$d = a \cdot \cos \beta + d_1$$

- h = 568,99 mm
- d1 = 1.026,93 mm
- d = 1.839,53 mm, valor que redondeamos a 2 metros.



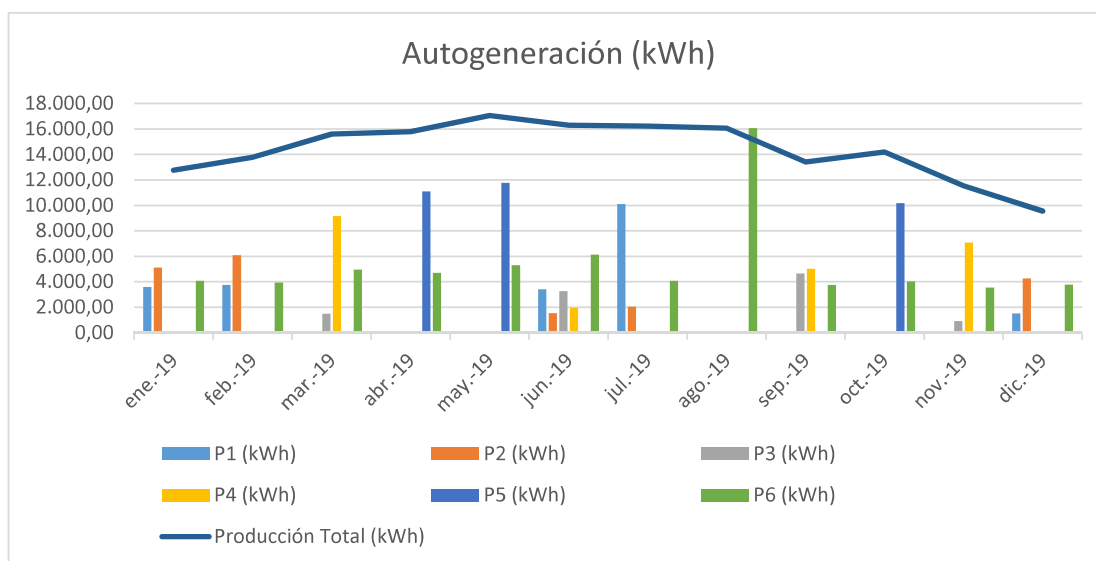
RESULTADOS ESPERADOS DE AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA Y REDUCCIÓN
DE EMISIONES DE GEI QUE SUPONEN LA REALIZACIÓN DE LA ACTUACIÓN.

Para descargar una copia de este documento consulte la siguiente página web	
Código Seguro de Validación	2eb544235dd84893bea8b4825d75a4d0001
Url de validación	https://oficinavirtual.aytoroquetas.org/absis/idi/arx/idiarxabsaweb/asp/verificadorfirma.asp
Metadatos	Origen: Origen administración Estado de elaboración: Original



La estimación de la producción prevista para las instalaciones fotovoltaicas se lleva a cabo mediante programas de cálculo específico. La estimación de producción prevista para la instalación fotovoltaica propuesta es la siguiente:

	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Autogeneración (kWh)
ene-19	3.587,15	5.111,91	0,00	0,00	0,00	4.065,48	12.764,54
feb-19	3.753,45	6.093,34	0,00	0,00	0,00	3.941,77	13.788,55
mar-19	0,00	0,00	1.495,86	9.152,32	0,00	4.951,47	15.599,65
abr-19	0,00	0,00	0,00	0,00	11.095,37	4.689,57	15.784,94
may-19	0,00	0,00	0,00	0,00	11.761,49	5.302,00	17.063,49
jun-19	3.406,68	1.538,60	3.269,83	1.948,97	0,00	6.139,06	16.303,14
jul-19	10.103,01	2.044,31	0,00	0,00	0,00	4.075,23	16.222,55
ago-19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16.073,11	16.073,11
sep-19	0,00	0,00	4.648,59	5.016,93	0,00	3.752,21	13.417,73
oct-19	0,00	0,00	0,00	0,00	10.183,35	4.019,77	14.203,12
nov-19	0,00	0,00	921,37	7.076,19	0,00	3.542,08	11.539,63
dic-19	1.504,19	4.270,12	0,00	0,00	0,00	3.769,97	9.544,27
Totales	1.504,19	4.270,12	5.569,96	12.093,12	10.183,35	31.157,13	172.304,71



Teniendo en cuenta que el consumo durante el año 2019 es el siguiente:



	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo Total (kWh)
ene-19	42.231,00	69.467,00				123.046,00	234.744,00
feb-19	32.986,00	54.837,00				99.263,00	187.086,00
mar-19			33.335,00	52.154,00		103.436,00	188.925,00
abr-19					95.065,00	94.542,00	189.607,00
may-19					102.035,00	111.402,00	213.437,00
jun-19	27.070,00	27.275,00	16.630,00	30.914,00		127.061,00	228.950,00
jul-19	66.743,00	67.162,00				132.512,00	266.417,00
ago-19						308.199,00	308.199,00
sep-19			35.837,00	74.036,00		113.106,00	222.979,00
oct-19					118.363,00	116.395,00	234.758,00
nov-19			41.257,00	64.850,00		128.326,00	234.433,00
dic-19	43.431,00	71.821,00				158.512,00	273.764,00
Totales	212.461,00	290.562,00	127.059,00	221.954,00	315.463,00	1.615.800,00	2.783.299,00

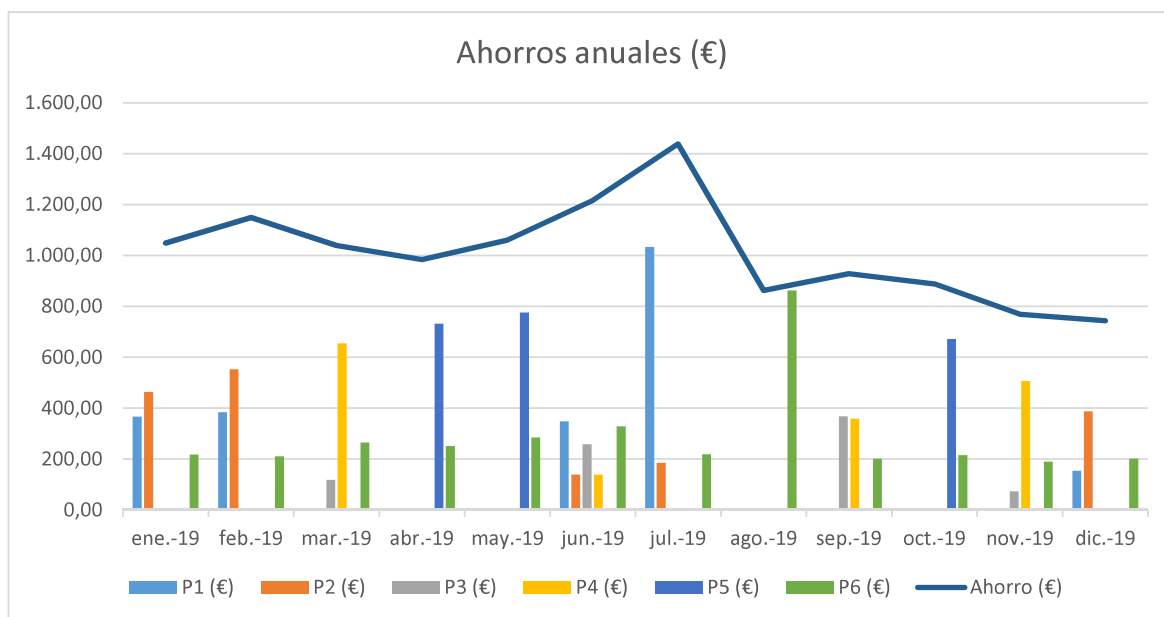
Con la instalación fotovoltaica la producción estimada de la EDAR pasará a ser:

	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)
ene-19	38.643,85	64.355,09	0,00	0,00	0,00	118.980,52	221.979,46
feb-19	29.232,55	48.743,66	0,00	0,00	0,00	95.321,23	173.297,45
mar-19	0,00	0,00	31.839,14	43.001,68	0,00	98.484,53	173.325,36
abr-19	0,00	0,00	0,00	0,00	83.969,63	89.852,44	173.822,07
may-19	0,00	0,00	0,00	0,00	90.273,51	106.100,01	196.373,51
jun-19	23.663,32	25.736,40	13.360,17	28.965,03	0,00	120.921,94	212.646,86
jul-19	56.639,99	65.117,69	0,00	0,00	0,00	128.436,77	250.194,45
ago-19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	292.125,89	292.125,89
sep-19	0,00	0,00	31.188,41	69.019,07	0,00	109.353,79	209.561,28
oct-19	0,00	0,00	0,00	0,00	108.179,65	112.375,23	220.554,88
nov-19	0,00	0,00	40.335,63	57.773,81	0,00	124.783,92	222.893,37
dic-19	41.926,81	67.550,88	0,00	0,00	0,00	154.742,03	264.219,73
Totales	190.106,52	271.503,73	116.723,36	198.759,60	282.422,79	1.551.478,30	2.610.994,29



El ahorro en términos económicos es el siguiente tomando como referencia los valores económicos de la factura actual que posee la EDAR:

	P1 (€)	P2 (€)	P3 (€)	P4 (€)	P5 (€)	P6 (€)	Ahorro (€)
ene-19	367,21	464,07	0,00	0,00	0,00	218,10	1.049,38
feb-19	384,23	553,17	0,00	0,00	0,00	211,47	1.148,86
mar-19	0,00	0,00	118,43	655,23	0,00	265,64	1.039,30
abr-19	0,00	0,00	0,00	0,00	732,36	251,59	983,95
may-19	0,00	0,00	0,00	0,00	776,33	284,44	1.060,77
jun-19	348,73	139,68	258,87	139,53	0,00	329,35	1.216,16
jul-19	1.034,21	185,59	0,00	0,00	0,00	218,63	1.438,43
ago-19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	862,29	862,29
sep-19	0,00	0,00	368,03	359,17	0,00	201,30	928,50
oct-19	0,00	0,00	0,00	0,00	672,16	215,65	887,81
nov-19	0,00	0,00	72,94	506,60	0,00	190,03	769,57
dic-19	153,98	387,65	0,00	0,00	0,00	202,25	743,88
Totales	2.288,36	1.730,15	818,27	1.660,53	2.180,85	3.450,73	12.128,90



La instalación propuesta supondrá un ahorro aproximado de 12.128,90 €/año y 172.304,71 kWh/año.



Esta instalación supone un ahorro en términos energéticos y de emisiones siguientes:

	Ahorro tep	Ahorro t CO2
ene-19	1,10	6,65
feb-19	1,19	7,18
mar-19	1,34	8,13
abr-19	1,36	8,22
may-19	1,47	8,89
jun-19	1,40	8,49
jul-19	1,40	8,45
ago-19	1,38	8,37
sep-19	1,15	6,99
oct-19	1,22	7,40
nov-19	0,99	6,01
dic-19	0,82	4,97
Totales	14,82	89,77

A modo de resumen los ahorros quedan de la siguiente forma:

	Resumen de Ahorros		
	Situación actual	Situación futura	Ahorros
Consumo anual (kWh)	2.783.299,00	2.610.994,29	172.304,71
Consumos energéticos (tep))	239,36	224,55	14,82
Emisiones anuales de CO2 (tCO2)	1.450,07	1.360,30	89,77

A la luz de los datos expuestos anteriormente, se puede afirmar que, en base a la información de partida y considerando un uso diurno del consumo energético, una instalación de 112,2 kWp supondría un ahorro energético de aproximadamente el 6.18 %

La instalación propuesta conllevará una reducción de consumo energético mediante fuentes de origen renovable de aproximadamente 172.304,71 kWh/año eléctrico a lo largo del año, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 89,77 tCO2/año.

En Roquetas de Mar, en la fecha de la firma electrónica.

Fdo.: Gabriel Amat Ayllon

