

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCOLA TÈCNICA SUPERIOR D'ENGINYERIA AGRONÒMICA I DEL
MEDI NATURAL
GRADUADO EN INGIENERÍA AGROALIMENTARIA Y DEL MEDIO RURAL



Diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada para la alimentación del alumbrado del parque “Les Eres” en Almussafes.

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA AGROALIMENTARÍA Y DEL MEDIO RURAL

ALUMNA: PILAR NOVERQUES CASANOVA

TUTORA ACADÉMICA: ROSA PENÉLOPE GUTIÉRREZ COLOMER

Curso académico 2017/2018

VALENCIA, JULIO 2018

RESUMEN

Diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada para la alimentación el alumbrado del parque “Les Eres” en Almussafes.

Valencia, Julio 2018

Alumno: Pilar Noverques Casanova

Tutor Académico: Rosa Penélope Gutiérrez Colomer

Objetivos

El objeto de este Estudio es diseñar una instalación solar fotovoltaica capaz de suministrar la energía eléctrica necesaria para abastecer las luminarias que alumbran una zona verde del pueblo de Almussafes, concretamente el parque “Les Eres”. También se pretende sustituir las luminarias actuales por otras con mejores características y más eficientes, basadas en tecnología LED de bajo consumo.

Metodología

Para la realización del estudio se seguirá los siguientes puntos:

Estudio previo de las necesidades:

Como paso previo al cálculo del generador fotovoltaico, hay que realizar un estudio para calcular las luminarias led necesarias para sustituir las actuales mediante el software gratuito de DIALux.

Una vez determinado el tipo de luminarias, la situación y sus consumos calcular la potencia necesaria para la instalación.

Según las horas de sol diarias en cada mes, calcular las horas de funcionamiento de las luminarias para ver si se cumplen nuestras necesidades, y calcular la energía necesaria para las horas de funcionamiento establecida para las luminarias.

Realizar el estudio de sombras necesario para determinar si la situación elegida del generador fotovoltaico es el adecuado y podrá generar la máxima energía posible.

Cálculos:

- El número de módulos a instalar y distancia entre ellos.
- Calcular el regulador conociendo cuál será la corriente máxima que proporciona el generador fotovoltaico.
- La capacidad del sistema de acumulación y la potencia del inversor.

-
- Dimensionamiento de todo el cableado de la instalación fotovoltaica y la de la instalación fotovoltaica hasta las luminarias.
 - Elegir todos los componentes de la instalación en función de las necesidades derivadas de los cálculos.

Palabras clave: Generador Fotovoltaico, iluminación led, alumbrado público.

ABSTRACT

Design Isolated photovoltaic solar installation to feed the park lighting "Les Eres" in Almussafes.

Valencia, July 2018

Student: Pilar Noverques Casanova

Academic tutor: Rosa Penélope Gutiérrez Colomer

Objective of the project

The purpose of this Study is to design a photovoltaic solar installation capable of supplying the electrical energy necessary to supply the luminaires that illuminate a green area of the town of Almussafes, specifically the "Les Eres" park. It is also intended to replace the current luminaires with others with better and more efficient features, based on low consumption LED technology.

Methodology

To carry out the study, the following points are below:

Previous study of the needs:

As a preliminary step to the calculation of the photovoltaic generator, it is necessary to carry out a study to calculate the led luminaires needed to replace the current ones with the free DIALux software. Once the type of luminaires, the situation and its consumption have been determined, calculate the power required for the installation.

According to the daily sun hours in each month, calculate the operating hours of the luminaires to see if our needs are met, and calculate the energy needed for the hours of operation established for the luminaires.

Perform the shadow study necessary to determine if the chosen situation of the photovoltaic generator is adequate and can generate the maximum possible energy

Calculations

- Number of modules to install and distance between them.
- Calculate the regulator knowing what will be the maximum current provided by the photovoltaic generator.
- Capacity of the accumulation system and the power of the inverter.
- Dimensioning of all the wiring of the photovoltaic installation and the photovoltaic installation.
- Choose all the components of the installation according to the needs derived from the calculations.

Keywords: Generator Photovoltaic, led lighting, street lighting.

“Quiero expresar mi agradecimiento a Penélope Gutiérrez Colomer por acceder a ser mi tutora y facilitarme la labor. También a mi compañero José Ferrís por haberme apoyado estos meses, proporcionándome datos técnicos sobre los que he planteado este Trabajo”

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Energía Fotovoltaica en España	2
1.2. Tipo de Proyecto.....	4
1.3. Descripción del Proyecto.....	4
2. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	4
2.1. Objeto.....	4
2.2. Alcance.....	4
2.3. Antecedentes.....	5
2.4. Normativa de aplicación.....	6
2.5. Situación y emplazamiento.....	7
2.6. Requisitos y bases de diseño.....	7
2.7. Descripción y características de la instalación proyectada.....	8
2.8. Análisis de las alternativas y soluciones estudiadas.....	12
2.9. Resultados finales.....	13
2.10. Instrucciones de montaje.....	15
2.11. Recepción y pruebas de la instalación.....	17
3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	18
3.1. Recursos.....	18
3.2. Consumos.....	20
3.3. Pérdidas por sombras.....	22
3.4. Generador.....	22
3.4.1 Campo fotovoltaico.....	22
3.4.2 Distancia entre módulos.....	23
3.5. Regulador.....	24
3.6. Sistema de acumulación.....	25
3.7. Inversor.....	25
3.8. Conductores.....	26
3.8.1 Cableado instalación fotovoltaica.....	26
3.8.2 Cableado luminarias.....	32
3.9. Canalizaciones.....	36
3.10. Protecciones eléctricas.....	39

4.	ANEXOS.....	41
4.1.	Tablas y datos de radiación utilizados.....	42
4.2.	Tablas utilizadas para el cálculo de las secciones de los cables.....	45
4.3.	Resultados y simulaciones obtenidos.....	48
4.4.	Fichas técnicas de los equipos seleccionados.	54
4.5.	Estudio de sombras.....	81
5.	ESTADO DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO	84
5.1	Mediciones por capítulos.	84
5.2	Resumen.	90
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	91
6.1.	Libros y documentos.	92
6.2.	Enlaces consultados.....	92
6.3.	Software y contenidos digitales.....	92
7.	PLANOS.....	93

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1:	Diagrama de bloques de un sistema, fotovoltaico autónomo.....	1
Ilustración 2	Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	2
Ilustración 3	Evolución de la producción Eléctrica bruta según Fuentes Energéticas (Escenario de referencia)	2
Ilustración 4	Evolución de instalaciones fotovoltaicas a nivel mundial hasta el 2016.....	3
Ilustración 5.	Imágenes actuales del parque Les Eres en Almussafes.....	5
Ilustración 6	Situación y emplazamiento del parque.....	7
Ilustración 7	Simulación del funcionamiento de las luminarias. Fuente programa DIALUX	8
Ilustración 8	Distribución luminarias. Fuente Programa DIALUX	9
Ilustración 9 :	Simulación distribución de las luminarias. Fuente Programa DIALUX.....	9
Ilustración 10.	Escena exterior. Superficie de cálculo, Isolíneas perpendiculares Fuente Programa DIALUX	10
Ilustración 11 .	Esquema funcionamiento de las líneas de las lámparas. Elaboración propia.....	10
Ilustración 12 .	Detalle de los elementos protectores anti-aves.....	11
Ilustración 13.	Detalle de la pérgola.....	12
Ilustración 14.	Detalle de la caseta existente en la actualidad.....	12
Ilustración 15.	Página web del PVGIS para el cálculo de la radiación global mensual.....	19
Ilustración 16.	Distancia mínima entre filas de módulo fotovoltaicos.....	23
Ilustración 17. .	Vista esquemática de los distintos tramos del generador fotovoltaico a) Vista en	

perfil...b)Vista en alzado...c)Esquema simplificado.....	26
Ilustración 18. Conductor Ezcehlent Solar de General	30
Ilustración 19. Conductor P-Sun 2.0 de Prysmian	30
Ilustración 20. Conductor Afumex Plus 759 (AS) de Prysmian Group	30
Ilustración 21. Distribución por tramos de las luminarias. Tramo 6 en naranja, tramo 7 en magenta y tramo 8 en verde. Fuente: Elaboración propia	32
Ilustración 22. Conductor Retenal Flex de Prysmian Group.....	34
Ilustración 23 Tubo aislante	38
Ilustración 24. Tubo metálico.....	38
Ilustración 25 Canales de distribución	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Radiación interceptada por una superficie inclinada. Fuente: Elaborada a partir de la base de datos de la web, sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS).....	18
Tabla 2. Radiación global diaria media mensual un generador orientado al sur 0° y con una inclinación de 60°.....	19
Tabla 3. Horas de luz solar disponibles durante el día para los distintos meses del año.....	20
Tabla 4. Factores de pérdidas	21
Tabla 5. Tensión nominal del sistema en función de la potencia.....	22
Tabla 6. Resumen de los factores de corrección para el cálculo de la sección de los conductores.....	31
Tabla 7. Cables enterrados en zanja a diferentes profundidades. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente ITC-BT-07	31
Tabla 8. Métodos de instalación.....	34
Tabla 9. Factores de corrección aplicados a los conductores.....	35
Tabla 10. Cables enterrados en zanja a diferentes profundidades. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente: ITC-BT-0	35
Tabla 11. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21	37
Tabla 12. Diámetros de los conductores para cada una de las secciones Fuente: Catálogo General	37
Tabla 13. Elementos de protección seleccionados.....	40

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.

- P_{tot} : Potencia total
- E: Consumo real diario
- E_t : Consumo teórico diario
- R: Rendimiento
- k_b : Factor de pérdidas en el conjunto de baterías y regulador
- k_c : Factor de pérdidas del inversor
- k_v : Factor de pérdidas varias (efecto Joule, caídas de tensión, etcétera)
- k_a : Coeficiente de autodescarga diaria de las baterías
- N: Número de días de autonomía
- P_d : Profundidad de descarga de las baterías
- N_t : Número total de módulos
- U_{OC} : Tensión de Circuito Abierto del módulo.
- HSP: Horas Solares Pico
- P_p : Potencia pico del módulo
- η_m : Rendimiento del módulo
- I_R : Intensidad del regulador.
- N_p : Número de módulos en paralelo
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo
- C_{sist} : Capacidad del sistema de baterías
- V_{cc} : Tensión de suministro de corriente continua
- P_{inv} : Potencia del inversor
- $P_{n\ inv}$: Potencia nominal del inversor
- P_{ca} : Potencia en corriente alterna
- $I_{G\ sc}$: Intensidad del generador de cortocircuito
- U_n : Tensión nominal del sistema
- I_{diodo} : Intensidad del diodo de bloqueo
- V_{diodo} : Tensión del diodo de bloqueo
- $I_{fusible}$: Intensidad del fusible
- $V_{fusible}$: Tensión del fusible
- I_{int} : Intensidad del interruptor
- V_{int} : Tensión del interruptor
- I_{mag} : Intensidad del magnetotérmico

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Tipos de Instalaciones fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica es aquella que se encarga de transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica o calor utilizando para ello una tecnología basada en el efecto fotovoltaico.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas. Por un lado, se encuentran las que están conectadas a la red eléctrica de baja tensión, que vierten toda la energía generada a la red y es ésta la que la distribuye para las diferentes necesidades. No es necesario el uso de baterías y, por tanto, de reguladores. Los módulos fotovoltaicos empleados son los mismos que se utilizan en instalaciones aisladas de la red. Sin embargo, los inversores deben tener la capacidad de la energía entregada a la red, así como discriminar los diferentes estados del campo colector para interrumpir o reanudar el suministro y un control de la fase para adecuarla a la corriente alterna necesaria en la red.

Este tipo de instalaciones son muy útiles, pues mejoran el servicio y además ayudan a suplir las horas de consumos pico de la red eléctrica.

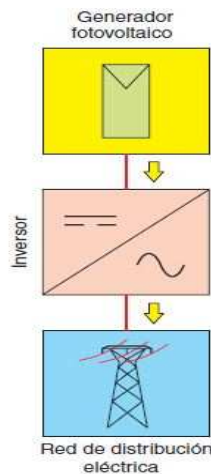


Ilustración 1: Diagrama de bloques de un sistema, fotovoltaico autónomo
Fuente: Germán Santamaría, A.C. Instalaciones fotovoltaicas (I).

Por otro lado, están las instalaciones fotovoltaicas completamente aisladas de la red, que es el objeto de este TFG. Dan servicio a una instalación concreta sin apoyo de la red de distribución eléctrica.

En el caso presente, la energía captada por los paneles solares es almacenada en horas diurnas en las baterías, de las cuales se hace uso en el periodo nocturno, pues el alumbrado público únicamente se pone en funcionamiento cuando la radiación solar es baja o nula.

Además, la utilización de acumuladores eléctricos requiere el uso de un regulador que controle el proceso de carga y descarga para proteger la vida útil de la batería de acumuladores

Por último, contaremos con un inversor, cuya función es adecuar la tensión de corriente continua (48 V) a corriente alterna (230 V).

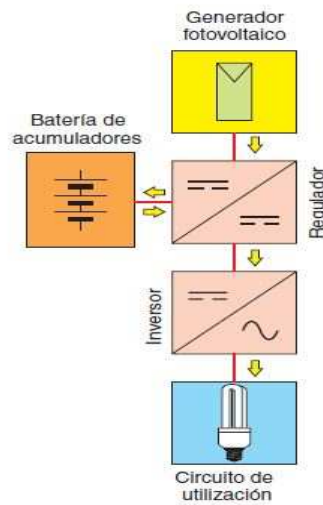


Ilustración 2 Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red.
Fuente: Germán Santamaría, A.C. Instalaciones fotovoltaicas (I).

1.1. Energía Fotovoltaica en España

La Directiva 2009/28/CE, del Plan Europeo y del Consejo, 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables, fijó como objetivos generales en el Plan de Energías renovables (PER) conseguir una cuota del 20% de energías procedentes de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión, y para ello, la Directiva estableció que cada miembro elaborase un Plan de Acción Nacional de energías renovables (PANER).

Según el PANER se espera un aumento hasta el 40% en las energías renovables en el 2020 y las medidas contempladas a adoptar para la energía solar fotovoltaica son, por una parte, impulsar el descenso de los costes de la energía producida con la tecnología y, por otra, a superar otras barreras no económicas que permitan su integración a gran escala en el sistema eléctrico. Destacan las propuestas sobre impulso a la I+D, desarrollo de almacenamiento eléctrico, simplificación de procedimientos y fomento de autoconsumo. (PANER 2011-2020)

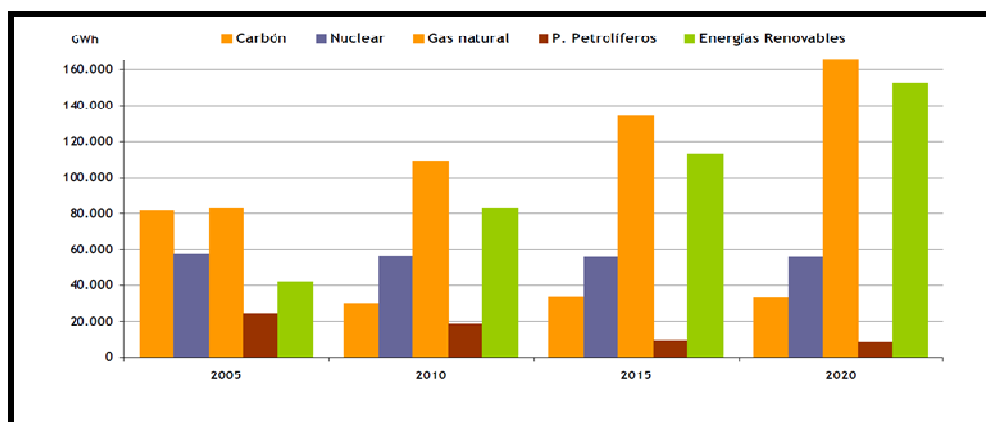


Ilustración 3 Evolución de la producción Eléctrica bruta según Fuentes Energéticas (Escenario de referencia)
Fuente: Plan Nacional de energías renovables de España (PANER) 2011-2020

La energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables más extendidas en España, junto a la energía eólica.

La tecnología fotovoltaica ofrece ventajas considerables sobre otras formas de generación de energía como es: mayor eficiencia en la generación de electricidad, mínimo impacto ambiental, fuente inagotable de energía a través de la luz del Sol y gran flexibilidad, la misma tecnología permite el desarrollo de grandes plantas e instalaciones de pequeñas unidades de generación distribuida o de autoconsumo.

Además, nuestro país tiene un gran potencial, ya que dispone de un gran número de horas solares anuales. Sin embargo, no hay un notorio aumento de instalaciones fotovoltaicas con respecto al resto de países, y esto es debido principalmente:

- Por el impacto que ha tenido el cambio regulatorio de 2013 y 2014 sobre la industria de la energía Solar Fotovoltaica que ha ido reduciendo los ingresos para los promotores de energía Solar Fotovoltaica, e introduciendo incertidumbre con respecto al desarrollo de potencia futura.
- La falta de un marco regulatorio estable y predecible que favorezca el desarrollo de esta tecnología y reduzca el riesgo por incertidumbres ligadas a la seguridad de las inversiones.
- La crisis económica y las medidas adoptadas de eficiencia energética, que ha supuesto que la demanda de electricidad haya caído durante los últimos años, desincentivando el desarrollo de nueva potencia de generación.

No obstante, se espera, que tengan gran incidencia en la futura evolución del sector gracias a procesos avanzados de fabricación de células y módulos, desarrollo de tecnologías de almacenamiento de electricidad, mejora del rendimiento y del periodo de vida de todos los componentes y nuevos esfuerzos de España en el fomento de las energías renovables que mejore la actual regulación en relación con el autoconsumo eliminación de trabas y costes que actualmente existen.

En el marco internacional se puede observar un alto crecimiento en energía solar fotovoltaica instalada. A lo largo del año 2016 se instalaron 75 GW de fotovoltaica en todo el mundo, según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía.

Los países que más FV instalaron en 2016 fueron China (34,5 GW), Estados Unidos (14,7 GW) y Japón (8,6 GW). Después del continente asiático, Europa ocupa el segundo puesto en el ranking de regiones por potencia fotovoltaica instalada. Alemania sigue siendo el país líder, seguido de Italia y Reino Unido. Francia y España les siguen en cuarto y quinto puesto, como se puede ver en la figura 4. (Informe anual 2017 ENEF)

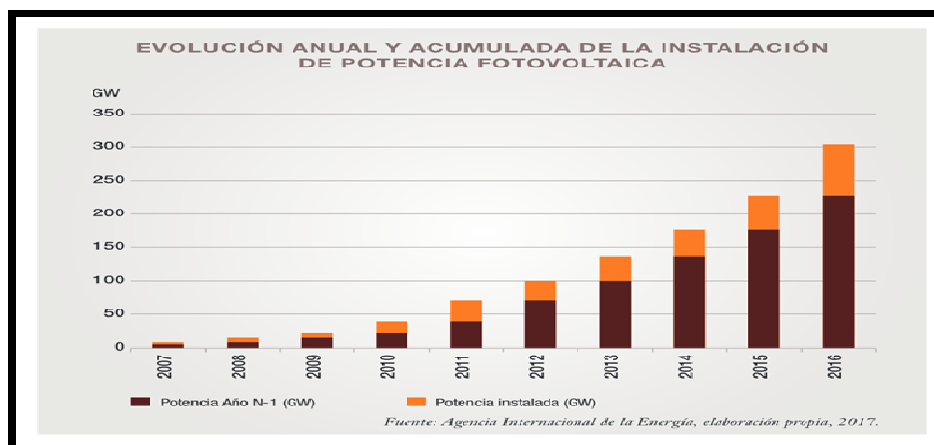


Ilustración 4 Evolución de instalaciones fotovoltaicas a nivel mundial hasta el 2016
Fuente: Informe anual 2017 de la UNEF (Unión Europea Fotovoltaica)

1.2. Tipo de Proyecto.

El proyecto es de tipo técnico, ya que la finalidad es aportar una solución técnica a unas circunstancias específicas para su mejora. Además de las mejoras técnicas que se pretenden implementar, cobra un especial interés la proyección de una entidad pública, en la promoción de la imagen pública que representa el compromiso con la sostenibilidad y la implantación de energías respetuosas con el medio ambiente.

1.3. Descripción del Proyecto.

En el presente proyecto se realiza un estudio detallado para realizar una instalación solar fotovoltaica capaz de suministrar de la energía eléctrica necesaria para abastecer las luminarias que alumbran un parque determinado. También se pretende sustituir las luminarias actuales por otras con mejores características y más eficientes, basadas en tecnología LED de bajo consumo.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1. Objeto

El presente proyecto consiste en la aplicación de la eficiencia energética a una zona pública del pueblo de Almussafes, concretamente un parque, para realizar un entorno más sostenible en cuanto a las instalaciones de iluminación. Se pretende que todo el pueblo se beneficie de esto ya que menos consumo implica más recursos, y que sirva como ejemplo de mejora para fomentar que el resto de instalaciones públicas del pueblo lo sigan.

El objetivo principal de este proyecto es que todos los ciudadanos puedan disfrutar de parques y zonas de entretenimiento sin que esto nos suponga una carga económica, la cual se puede evitar.

Para ello se realizará una mejora de la iluminación en el parque y además que dicha iluminación sea totalmente abastecida con energías renovables, concretamente con energía solar fotovoltaica.

2.2. Alcance.

Con el presente proyecto se quiere llegar a todos los ciudadanos en general para tomar conciencia de la situación actual del excesivo consumo energético, y con una inversión inicial se puede llegar a reducir el 100% del consumo total.

Particularmente y de manera más ambiciosas, también se quiere llegar al Ayuntamiento de Almussafes, al departamento de urbanismo, para que puedan solucionar estos problemas.

Para conseguir esta reducción del consumo se realizará el estudio de las luminarias que se instalarán y de la instalación solar fotovoltaica completa incluyendo todos los cálculos necesarios para su instalación, además de su viabilidad económica.

En un futuro, con el desarrollo de la normativa que afecta a las instalaciones de autoconsumo y de instalaciones de vertido a la red, se vislumbra una posible reversión económica derivada de la energía generada y la ampliación del ámbito de aplicación de la instalación proyectada, a un sector más amplio, como consecuencia de la disminución del periodo de autonomía que nos permita la conexión a la red pública de distribución eléctrica. Todo ello, sin realizar una inversión extra en el generador eléctrico fotovoltaico.

2.3. Antecedentes.

Almussafes es un pueblo de la provincia de Valencia con un total de 205.727 m² de zonas verdes, destinadas a parques y jardines de uso lúdico y familiar, armoniosamente distribuidas en el núcleo urbano y las zonas industriales y deportivas. El "estandar" es de 21,07 m² de zona verde/habitante, el que duplica al "estandar" mínimo de la Ley de Ordenamiento Territorial.

Es una población involucrada en el desarrollo de la sostenibilidad y las energías renovables.

El parque Les Eres, es un parque situado en una zona lúdica de la población ya que se encuentra junto a las piscinas municipales y el polideportivo. La superficie total del parque es de 5231 m².



*Ilustración 5. Imágenes actuales del parque Les Eres en Almussafes
Fuente: Fotografías tomadas para el estudio*

La intención de este proyecto no es cambiar estéticamente ni funcionalmente el parque, sino "modernizarlo" de manera que se pueda disfrutar de él sin que suponga un gasto excesivo para los ciudadanos de Almussafes.

Lo que también se pretende conseguir con este proyecto, es que el parque Les Eres signifique para los ciudadanos progreso, introducción de nuevas tecnologías, conciencia de sostenibilidad y un ejemplo a seguir en la mejora de las ciudades.

Para el desarrollo del proyecto partimos de la necesidad de cambiar las luminarias actuales de halogenuro metálico, las cuales tienen un consumo relativamente elevado.

La solución a este problema es instalar luminarias de LED que tienen un menor consumo y mayor eficiencia. La energía necesaria para su funcionamiento será abastecida por un generador fotovoltaico.

2.4. Normativa de aplicación.

Instalación eléctrica:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE no 285 de 28/11/1977)
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE no 126, de 26/05/2007).
- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.
- Iluminación artificial de las zonas verdes, hojas divulgadoras del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

Seguridad y salud:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/97 del 24 de Octubre de 1997 por el que se establecen las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Ordenanzas municipales.
- R.D. 485/97 del 14 de abril; Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 1407/1992 modificado por el R.D. 159/1995, sobre condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual (EPI).
- R.D. 773/1997 del 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por trabajadores de equipos de protección individual.
- R.D. 1215/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- R.D. 1435/1992 modificado por R.D. 56/1995, dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre las máquinas.
- R.D. 1495/1986, modificada por R.D. 830/1991, aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas.
- R.D. 487/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorsolumbares para los trabajadores.

Por otra parte, cuando no exista disposición normativa de obligado cumplimiento aplicable, se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas
- b) Normas UNE
- c) Recomendaciones de la Comisión Europea
- d) Códigos de buenas prácticas
- e) El estado actual de la técnica

2.5. Situación y emplazamiento.

La instalación solar fotovoltaica será instalada en la localidad de Almussafes, perteneciente a la provincia de Valencia, concretamente en el parque Les Eres situado entre la calle Ausias March, calle del Molinet y calle Sant Miquel

La superficie total de todo el parque son 5231 m²

Los planos 1 y 2 y la ilustración 6 indican la situación y el emplazamiento exactos del parque



*Ilustración 6 Situación y emplazamiento del parque.
Fuente: Google Maps*

2.6. Requisitos y bases de diseño.

Requisitos del cliente

El cliente nos señala una serie de condiciones encauzadas a hacer el mejor uso del emplazamiento y evitar gastos innecesarios. Principalmente destacamos:

- Hacer el mejor aprovechamiento posible de las instalaciones y recursos disponibles en la actualidad, por lo cual se tratará de realizar la instalación con el menor número de trabajos agregados a las condiciones actuales del emplazamiento.
- Tratar de utilizar la superficie ofrecida por la pérgola de sombreado existente, haciendo el menor número de modificaciones posibles.
- Aprovechar en la medida de lo posible, los recursos y medios existentes, así como las canalizaciones disponibles, siempre y cuando sea factible.
- Deberá aprovecharse la caseta existente para el almacenamiento de energía y colocación de los equipos de control.

Requisitos Legales

Los requisitos aplicables para el proyecto se basan en las normativas especificadas por:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Ministerio de Ciencia y Tecnología).
- Criterios de cálculo para la iluminación artificial en las zonas verdes (publicado por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de la Red (publicada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)).

Requisitos de la instalación

El sistema de generación autónomo que se pretende instalar, es principalmente utilizado por peatones, por lo tanto, su nivel de funcionamiento estará condicionado a las posibles horas utilización.

Todos los circuitos deben estar dimensionados como mínimo para soportar corrientes de un 125% superior a la corriente máxima.

Dado el carácter público de la instalación y de la exposición exterior a la que se encuentran sometidos los elementos constructivos (báculos de luminarias, estructura del generador FV, etc..), se prestará una especial atención a la red de los conductores de protección y toma de tierra.

2.7. Descripción y características de la instalación proyectada.

Como paso previo al cálculo del generador fotovoltaico, hemos tenido que realizar un estudio previo para determinar las luminarias led necesarias para sustituir las actuales de halogenuros metálicos. Para dicho estudio, hemos utilizado el software gratuito de DIALux (Anexo 4.3). Los datos obtenidos concluyen que necesitamos instalar un total de 46 luminarias, siendo de diferente potencia, para ajustarse a las necesidades de cada zona del parque, siendo 22 luminarias de 40W, 6 luminarias de 54 W, 14 luminarias de 71 W (Philips BDP 100 PCC) y 4 luminarias de 21 W (Philips BGP 490 T-25)

Las luminarias están situadas a una altura de 4 metros y separadas una distancia de entre 6 y 18 metros, exceptuando las 4 luminarias de 21 W que van colocadas en el techo de la pérgola con una separación de 6 m y a una altura de 2,5 m. Las luminarias se encuentran distribuidas en tres ramas (21 luminarias funcionando únicamente durante las horas de máxima afluencia, de las cuales, 4 luminarias de 21W, 3 luminarias de 54 W y 14 luminarias de 40W), de acuerdo a los parámetros obtenidos a través de la simulación con DIALux para poder obtener un nivel de intensidad luminosa suficiente.

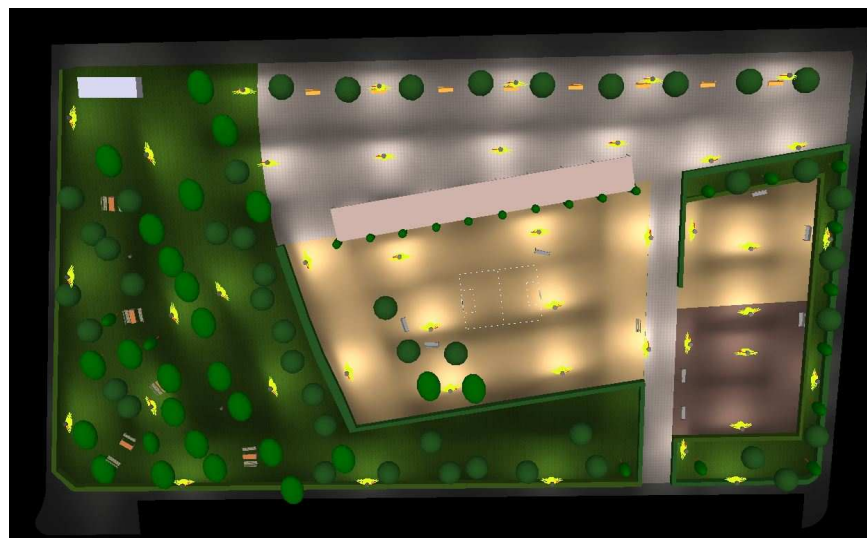


Ilustración 7 Simulación del funcionamiento de las luminarias. Fuente programa DIALUX

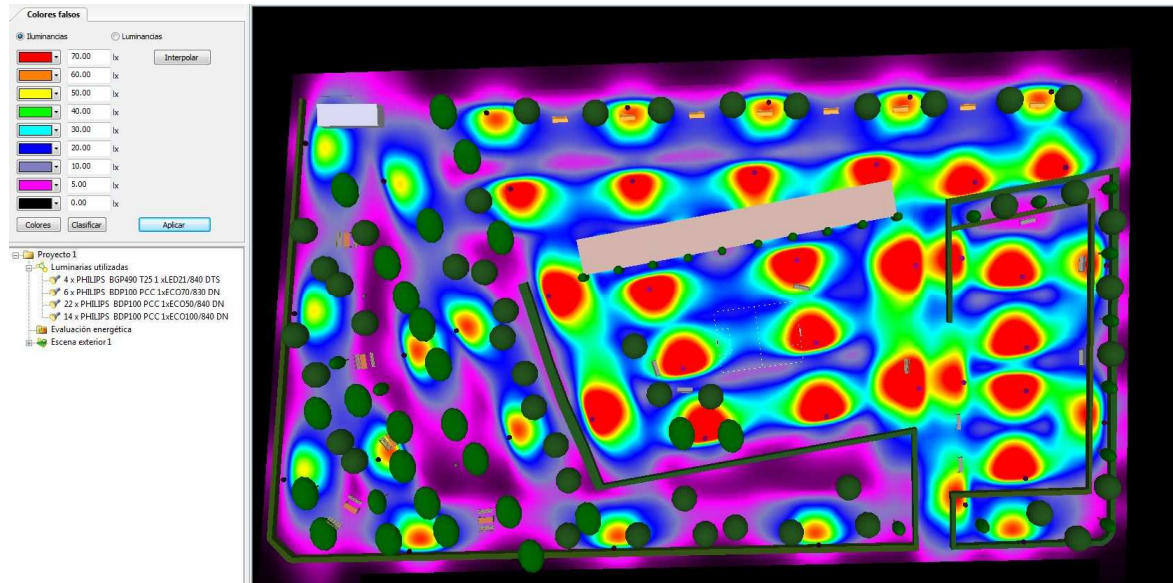
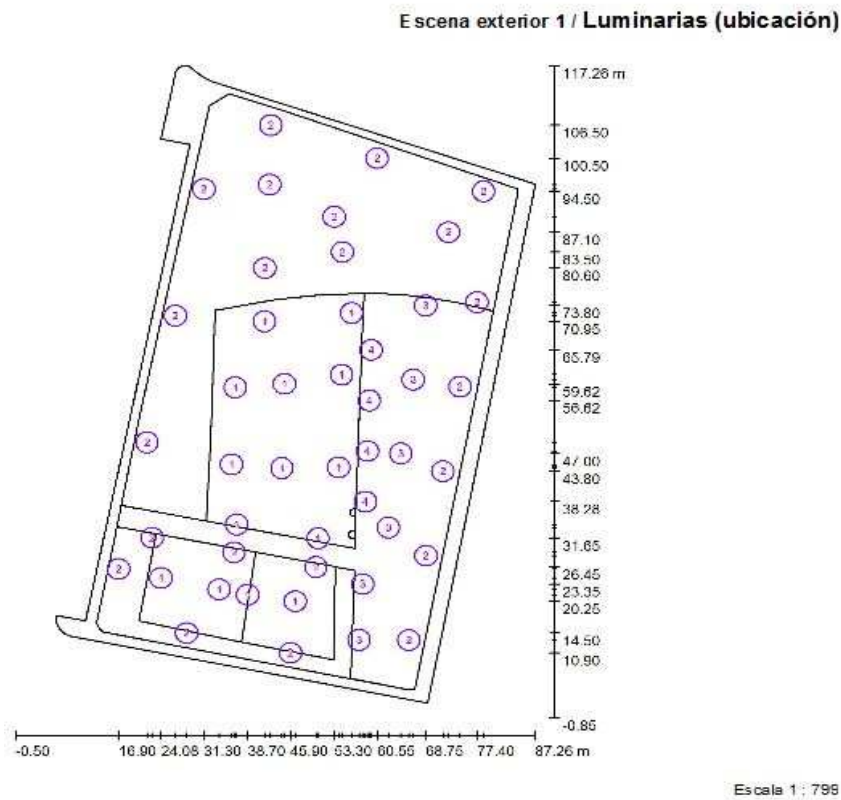


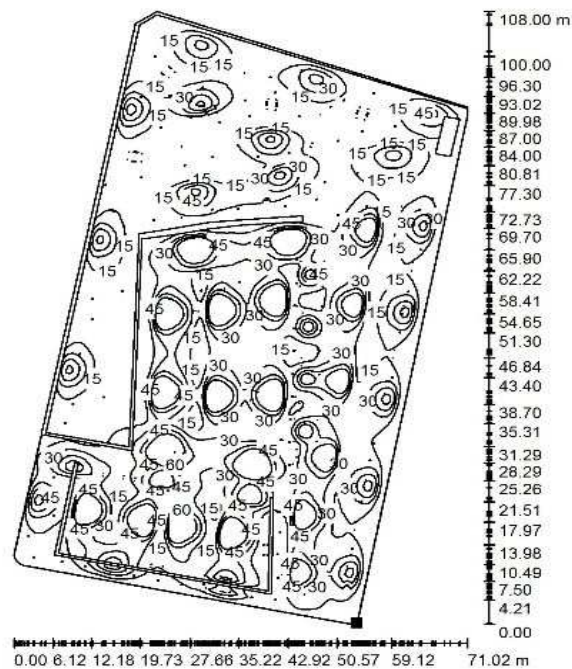
Ilustración 8 Distribución luminarias. Fuente Programa DIALUX



Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación
1	14	PHILIPS BDP100 PCC 1xECO 100/840 DN
2	22	PHILIPS BDP100 PCC 1xECO 50/840 DN
3	6	PHILIPS BDP100 PCC 1xECO 70/830 DN
4	4	PHILIPS BGP490 T25 1xLED21/840 DTS

Ilustración 9 : Simulación distribución de las luminarias. Fuente Programa DIALUX



Situación de la superficie en la escena exterior:
Punto marcado: (66.840 m, 4.360 m, 0.000 m)

Ilustración 10. Escena exterior. Superficie de cálculo, Isolíneas perpendiculares
Fuente Programa DIALUX

Para optimizar los consumos y reducir la sección de los cables debido a la gran longitud que tiene cada tramo (por las dimensiones del parque) y para que sea más equitativa el reparto de intensidades, hemos dividido el número total de luminarias en tres ramas (L6,L7 y L8), de forma que podremos realizar un apagado parcial del campo lumínico durante las horas de menor afluencia (L6 y L7), mientras que el resto de iluminarias (L8) permanecerán encendidas durante toda la noche. El encendido y apagado de luminarias se gobierna mediante tres contactores modulares, KM06 , KM06 y KM07 (A9C20732 de Schneider Electric), accionados por un reloj astronómico con dos salidas independientes KT01 (Astro Nova City de ORBIS).

Este montaje nos permitirá un mayor ahorro en el consumo energético, y por consiguiente, disminuir la necesidad de almacenamiento en la batería de acumuladores de energía.

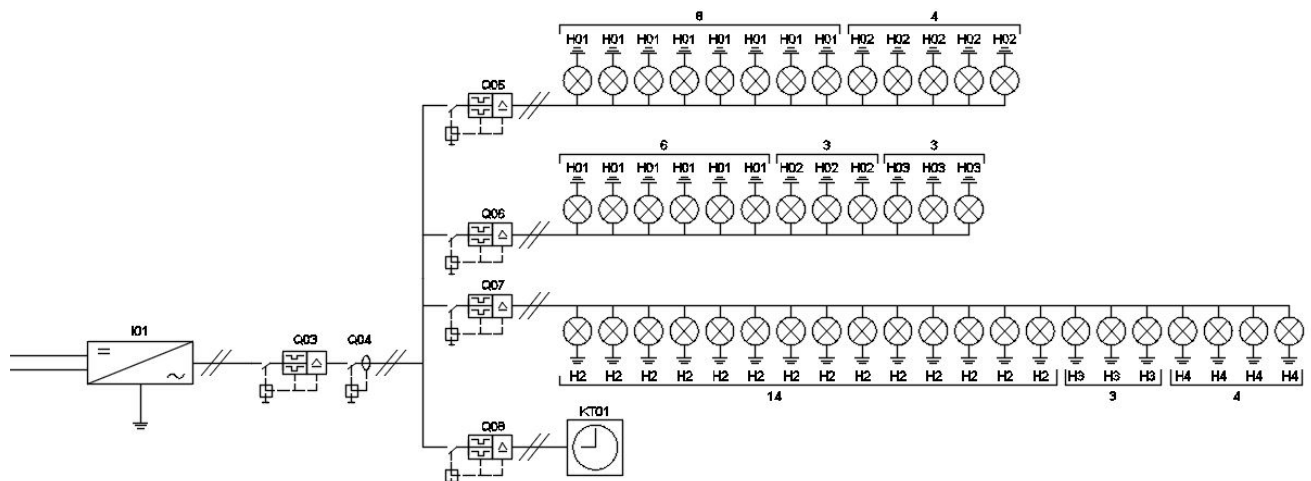


Ilustración 11 . Esquema funcionamiento de las líneas de las lámparas. Elaboración propia

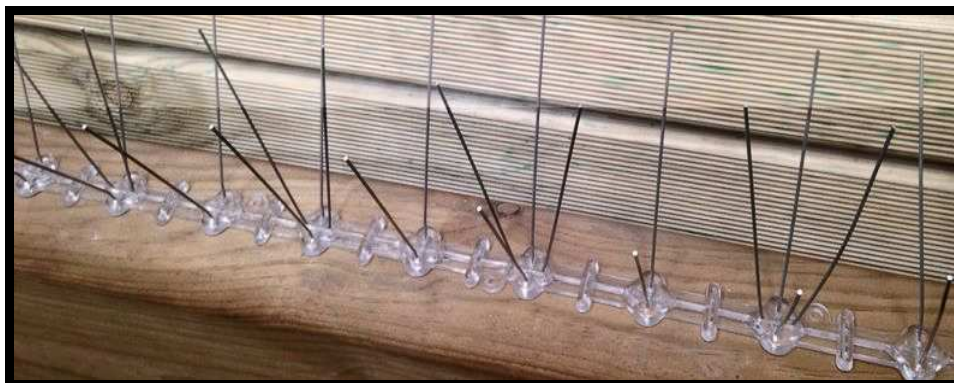
Para configurar el generador fotovoltaico partiremos de las necesidades energéticas en los meses más desfavorables (noviembre-diciembre-enero), donde la radiación diaria es menor y las horas de utilización del alumbrado es mayor. Para ello, consideraremos un funcionamiento de la totalidad de las luminarias de 3 horas (desde el anochecer), transcurrido dicho periodo, la línea L6 y L7 se desconectarán, pasando únicamente a funcionar la línea L8, por lo tanto, el consumo se reducirá a menos de la mitad.

La inclinación de los módulos que utilizaremos (A-320-P de Atersa) será de 60°, nuestra instalación es de uso anual y no va a estar conectada a red, por lo tanto, tomaremos como referencia el mes más crítico que será diciembre (con menor irradiación y menor horas de sol) para determinar la potencia necesaria del generador fotovoltaico y poder satisfacer las necesidades.

Para evitar el sombreado mutuo entre módulos, hemos de guardar una distancia mínima entre ellos que debe garantizar al menos dos horas de radiación antes y dos horas después del mediodía solar.

La distancia del pasillo entre los módulos para la inclinación de 60 °, según los cálculos realizados siguiendo las recomendaciones del IDEA, será de 2,24 m, aunque es una separación considerable, tenemos suficiente superficie donde se van a situar los paneles del generados fotovoltaico

Una consideración importante a tener en cuenta, consiste en la colocación de elementos protectores anti-aves, estos evitaran que las aves se posen en el extremo superior de los módulos y que caigan sus deposiciones sobre las células fotovoltaicas. Dichas deposiciones provocan el fenómeno del “punto caliente” (hot spot), que se traduce en una considerable pérdida de rendimiento de los módulos y hasta la destrucción de las células.



*Ilustración 12 . Detalle de los elementos protectores anti-aves.
Fuente: Elaboración propia*

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará sobre una pérgola ornamental que actualmente se encuentra en el parque donde pretendemos actuar.

Dicha pérgola se encuentra montada en el centro del parque, sobre una estructura metálica que presenta una elevada solidez.

Las razones, que nos impulsan a elegir dicha ubicación, se justifican por el bajo nivel de pérdidas que provoca la altura de los edificios colindantes, el hecho que dicha pérgola se encuentra construida actualmente y posee una orientación al sur que es perfecta para la colocación de los módulos.

La pérgola tiene una longitud de 34 m y una anchura de 2,10 m de ancho por lo tanto tiene una superficie de 71,4 m² aproximadamente, por lo tanto, tendríamos suficiente espacio para conseguir la completa ubicación de los módulos.



*Ilustración 13. Detalle de la pérgola
Fuente: Fotografía tomada para el estudio*

Los elementos de control y protección, se ubicarán en la caseta que existe próxima a la pérgola, donde se encuentran los cuadros eléctricos de la instalación existente,

En dicha caseta se dispondrán los reguladores, baterías, inversor y protecciones del generador fotovoltaico (corriente continua).

También ubicaremos en el interior de la caseta, una caja fabricada en poliéster (Orión Plus mod. FL229B de HAGER) para colocar los elementos de control y protección correspondientes a la alimentación de corriente alterna.



*Ilustración 14. Detalle de la caseta existente en la actualidad
Fuente: Fotografía tomada para el estudio*

2.8. Análisis de las alternativas y soluciones estudiadas.

La primera posible solución analizada es la instalación de un panel fotovoltaico en cada farola. Esta solución ha sido descartada porque después del estudio necesario se llega a la conclusión de que habría paneles que no generarían suficiente electricidad ya que tienen sombras durante algunas horas del día o épocas del año.

La segunda solución que se ha estudiado ha sido el cálculo de la instalación solar para las luminarias existentes. Esta solución se ha descartado porque la superficie necesaria para la instalación de los paneles era demasiado grande además de que la cantidad de baterías que se necesitan es mucho mayor.

La tercera solución analizada ha sido instalar un inversor cargador para poder conectar a la red la instalación para poder disminuir los días de autonomía para el cálculo de las baterías, ya que disminuiría significativamente la capacidad de las baterías, por lo tanto, el coste económico y el espacio necesario, pero se ha descartado esta opción porque la normativa actual española lo impide. Aunque es una solución a tener en cuenta para posibles ampliaciones futuras de la instalación para abastecer toda la iluminación del parque.

Y por último la cuarta solución analizada ha sido instalar un generador eléctrico como apoyo a la instalación, pero esta solución ha sido descartada por la contaminación acústica que supone instalar un generador de gasoil o gasolina, además de que su funcionamiento sería durante las horas en las que no hay sol ya que es cuando hay demanda de energía de las luminarias.

La solución final adoptada y la estudiada detalladamente en el presente proyecto, es el diseño de la instalación solar fotovoltaica aislada incluyendo la sustitución de las luminarias actuales por luminarias LED que son más eficientes, tienen un menor consumo y una mayor vida útil. Para el estudio de la disposición de las luminarias se ha utilizado el programa informático DIALux. Al cambiar el tipo de iluminación también cambia el espectro luminoso, por lo tanto, hay que realizar un estudio para comprobar que cumple con la normativa.

2.9. Resultados finales.

Para elegir los elementos que se van a aplicar, se ha tenido en cuenta la situación legislativa actual de España.

Los cálculos realizados para seleccionar los elementos necesarios de la instalación, se pueden consultar en el documento 3 (MEMORIA DE CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS).

Las características de los elementos seleccionados, se pueden consultar en el documento 4 (ANEXOS) apartado 4.4 (Fichas técnicas).

La situación de los elementos seleccionados, se pueden consultar en el documento 7 (PLANOS).

Para poder desarrollar un sistema fotovoltaico aislado, primero que todo, se deben tener en cuenta, la potencia solar (datos de irradiación) y el consumo energético de todas las cargas que se tienen que alimentar con el generador

La energía requerida por el sistema, pueden depender del día y época del año, según las horas de funcionamiento (Tabla 4, factores de pérdidas). Oscila anualmente entre los valores aproximados de 11682 Wh/día en junio y 15712 Wh/día en diciembre.

La instalación presenta demandas instantáneas de 2282 W (2) que deben ser cubiertas por el sistema. Con la información obtenida en la tabla 1, se puede determinar que el mes más desfavorable en el emplazamiento previsto, es diciembre, con un consumo energético promedio diario de 15712 Wh/día (5) y se dispone de un potencial energético promedio diario de 4130 Wh/m²/día (Tabla 2), lo que supone 4,13 Horas Solares Pico (1).

Tendremos en cuenta que además de alimentar las cargas, también consideraremos las pérdidas del sistema, que estimamos en un 32 % (8). Por lo tanto, la energía consumida diariamente en el mes de diciembre, la cuantificamos en 23200 Wh (9).

Se ha optado por los módulos fotovoltaicos **A-320P de Atersa** de 320 Wp. Los módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir las necesidades, es de 21 módulos (11).

Para comprobar la influencia de los edificios y barreras colindantes, se ha realizado un estudio de sombras (Anexo 4.4. y Plano 08). Para evitar el sombreado mutuo entre filas de módulos consecutivas, guardaremos una distancia mínima de 2,24 metros entre ellas (12).

Para conformar el generador fotovoltaico lo hemos dividido en dos. Cada uno de ellos se conectará a un regulador (Reg1 y Reg2), con la siguiente configuración:

- Campo fotovoltaico 1: 9 módulos (3 ramas paralelo x 3 módulos en serie en cada una de las ramas).
- Campo fotovoltaico 2: 12 módulos (4 ramas paralelo x 3 módulos en serie en cada una de las ramas).

Cada uno de los campos fotovoltaicos alimentará un regulador capaz de soportar 42,87 amperios (17) según método de cálculo del IDAE. Los dos reguladores serán similares para evitar desajustes en su funcionamiento, puesto que la salida de ambos a la batería, se encuentra conectada en paralelo. Se ha optado por el regulador **MPPT FLEXmax 60 fabricado por Outback Power**.

Entre la salida de cada uno de los campos fotovoltaicos y el regulador correspondiente, se situará dos cajas de protección y desconexión del generador fabricada en Poliéster/PC y con tapa transparente. en cada una de dichas cajas se alojarán:

- Los fusibles de cadena (para el positivo y el negativo) de 12 Amperios, referencia **30F10PV** y sus correspondientes portafusibles **211PV**, ambos de la serie **Solartec de GAVE**.
- Protector de sobretensiones **PST25PV de GAVE** para descargas debidas a descargas atmosféricas.
- Interruptor -seccionador **55DC4014 de GAVE** para desconexión del generador fotovoltaico.

El conductor utilizado para la conexión entre el tramo de los módulos y los reguladores, será de cobre unipolar con al menos 10 mm² de sección y aislamiento termoestable (tipo ZZ-F). El conductor seleccionado (51) es el **Exchllent Solar de General Cable** con una sección de 25 mm².

Los conductores se alojarán en dos conductos perfectamente definidos:

- En el primero de los tramos, los conductores de cada uno de los campos fotovoltaicos, circularán por dos conductos de acero montado al aire, serán de 50 mm de diámetro exterior, tipo **AISCAN-TMR-50**.
- En el segundo tramo, la totalidad de los conductores del generador fotovoltaico, circularán por tubo aislante enterrado, será de 90 mm de diámetro (65), fabricados en polifeina aislante tipo **AISCAN DP-90**.

Las baterías de acumuladores, funcionarán a 48 voltios y estarán compuestas por 24 unidades de 2 voltios conectadas en serie. Los elementos elegidos son los **RES OpzS 2765 de Sunlight**, con una capacidad de 2424 Ah cada uno, trabajando a un régimen de descarga C24.

Para el cálculo de batería, se ha tenido en cuenta una autonomía de 3 días y una profundidad de descarga del 60%.

El conductor utilizado para la conexión entre el tramo de reguladores y batería, será de cobre unipolar con al menos 10 mm² de sección y aislamiento termoestable (tipo ZZ-F). El conductor seleccionado (51) es el **P-SUN 2.0 de Prysmian Group** con una sección de 35 mm². El conductor se alojará en el interior de una canaleta aislante de 60x90 mm **LFH6009009010 de HAGER**.

Entre la salida de los reguladores y la batería, colocaremos un fusible de capaz de proteger unas corrientes de 93,76 A. Se utilizará el fusible **MEGA fuse 125A/58V del fabricante VICTRON ENERGY**.

El inversor necesario para alimentar las cargas, teniendo en cuenta su rendimiento, es de 2510,2 W (22) según método de cálculo del IDAE. El inversor elegido es el **48/3000 de 3000 VA, fabricado por Phoenix**.

El conductor utilizado para la conexión entre el tramo de reguladores y batería, será de cobre unipolar con al menos 10 mm² de sección y aislamiento termoestable (tipo ZZ-F). El conductor seleccionado (51) es el **P-SUN 2.0 de Prysmian Group** con una sección de 35 mm². El conductor se alojará en el interior de una canaleta aislante de 60x90 mm **LFH6009009010 de HAGER**.

Entre la salida de de los reguladores y el inversor, colocaremos dos fusibles, para proteger 78,125 amperios (75) como protección de línea. Elegiremos dos fusibles de 100A **32F100GLIF de Gave** juto a su portafusibles **2P232de Gave**

La línea de alimentación a las luminarias y su sistema de control estará precedida por un cuadro de protección con los siguientes elementos de **Schneider Electric**:

- a) Magnetotérmico de protección general (Q03) 1+N 25A-6kA referencia **A9K17625**.
- b) Diferencial de protección general (Q04) 1+N 25A - 30 mA referencia **A9R81225**.
- c) Magnetotérmico protección luminarias (Q05) 1+N 10A-6kA referencia **A9K17210**.
- d) Magnetotérmico protección luminarias (Q06) 1+N 10A-6kA referencia **A9K17210**.
- e) Magnetotérmico protección maniobra (Q07) 1+N 10A-6kA referencia **A9K17210**.
- f) Magnetotérmico protección maniobra (Q08) 1+N 6A-6kA referencia **A9K17606**.

El conductor utilizado para la conexión entre el inversor y el cuadro general, será de cobre unipolar con al menos 6 mm² de sección y aislamiento termoplástico (tipo H077-K), y tensión asignada de 450/750V. El conductor seleccionado (51) es el **AFUMEX PLUS 759 (AS) de Prysmian Group** con una sección de 16 mm². El conductor se alojará en el interior de una canaleta aislante de 60x90 mm **LFH6009009010 de: HAGER**.

El conductor utilizado para la conexión entre el cuadro general y las líneas de luminarias (L6 y L7), serán de cobre unipolares con al menos 6 mm² de sección y aislamiento termoestable (tipo RV-K), y tensión asignada de 0,6/1 kV. El conductor seleccionado (65) es el **Retenal Flex de Prysmian Group** con una sección de 6 mm².

El conductor utilizado para la conexión entre el cuadro general y la línea de luminarias (L8), serán de cobre unipolares con al menos 6 mm² de sección y aislamiento termoestable (tipo RV-K), y tensión asignada de 0,6/1 kV. El conductor seleccionado (65) es el **Retenal Flex de Prysmian Group** con una sección de 10 mm².

Cada una de las líneas (L6, L7 y L8) se alojará en conductos enterrados independientes de 60 mm de diámetro, fabricados en polifeina aislante tipo **AISCAN DP-60**.

El magnetotérmico Q09 será el encargado de proteger la alimentación del reloj astronómico **Astro Nova City de ORBIS**, y los contactores **A9C20732 de Schneider Electric** encargados de activar la alimentación de las luminarias.

2.10. Instrucciones de montaje

Basándonos en el Reglamento de baja tensión:

(A) Alumbrado exterior

Las líneas de alimentación a los puntos de luz y de control, partirán desde un cuadro de protección y control; las líneas estarán protegidas individualmente, con corte omnipolar, en este cuadro, tanto contra sobrintensidades (sobrecargas y cortocircuitos), como contra corrientes de defecto a tierra y contra sobretensiones cuando los equipos instalados lo precisen. La intensidad de defecto, umbral de desconexión de los interruptores diferenciales, que podrán ser de reenganche automático, será como máximo de 300 mA y la resistencia de puesta a tierra, medida en la puesta en servicio de la instalación, será como máximo de 30 Ω . No obstante, se admitirán interruptores diferenciales de intensidad máxima de 500 mA o 1 A, siempre que la resistencia de puesta a tierra medida en la puesta en servicio de la instalación sea inferior o igual a 5 Ω y a 1 Ω , respectivamente.

Si el sistema de accionamiento del alumbrado se realiza con interruptores horarios o fotoeléctricos, se dispondrá además de un interruptor manual que permita el accionamiento del sistema, con independencia de los dispositivos citados.

A.1 Canalizaciones subterráneas.

- Los cables serán multipolares o unipolares con conductores de cobre y tensión asignada de 0,6/1 kV.
- El conductor neutro de cada circuito que parte del cuadro, no podrá ser utilizado por ningún otro circuito.

- Los tubos irán enterrados a una profundidad mínima de 0,4 m del nivel del suelo medidos desde la cota inferior del tubo y su diámetro interior no será inferior a 60 mm.
- Se colocará una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables de alumbrado exterior, situada a una distancia mínima del nivel del suelo de 0,10 m y a 0,25 m por encima del tubo.
- En los cruzamientos de calzadas, la canalización, además de entubada, irá hormigonada y se instalará como mínimo un tubo de reserva.
- La sección mínima a emplear en los conductores de los cables, incluido el neutro, será de 6 mm².
- Los empalmes y derivaciones deberán realizarse en cajas de bornes adecuadas, situadas dentro de los soportes de las luminarias, y a una altura mínima de 0,3 m sobre el nivel del suelo o en una arqueta registrable, que garanticen, en ambos casos, la continuidad, el aislamiento y la estanqueidad del conductor.

A.2. Puestas a tierra.

- La máxima resistencia de puesta a tierra será tal que, a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación (soportes, cuadros metálicos, etc.).
- La puesta a tierra de los soportes se realizará por conexión a una red de tierra común para todas las líneas que partan del mismo cuadro de protección, medida y control.
- En las redes de tierra, se instalará como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 soportes de luminarias, y siempre en el primero y en el último soporte de cada línea.
- Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos deberán ser aislados, mediante cables de tensión asignada 450/750V, con recubrimiento de color verde-amarillo, con conductores de cobre, de sección mínima 16 mm² para redes subterráneas,
- El conductor de protección que une cada soporte con el electrodo o con la red de tierra, será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, y sección mínima de 16 mm² de cobre.
- Todas las conexiones de los circuitos de tierra, se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

B. Canalizaciones bajo tubos protectores.

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se efectúa la instalación.
- Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.
- Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocarlos y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 15 metros.
- Los registros podrán estar destinadas únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.
- Los tubos metálicos que sean accesibles deben ponerse a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada.
 - Cuando los tubos se coloquen en montaje superficial se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:
- Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,50 metros. Se dispondrán fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección.

- Los tubos se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalan usando los accesorios necesarios.

C. Canales protectoras.

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.
- La tapa de las canales quedará siempre accesible.

2.11. Recepción y pruebas de la instalación.

Según PCT-AREV- febrero 2009 (IDAE)

Instalaciones de Energía solar fotovoltaica

Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) de instalaciones Aisladas a Red.

- 2.11.1. El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.
- 2.11.2. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:
 - 2.13.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
 - 2.13.2.2. Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.
- 2.11.3. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:
 - 2.11.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.
 - 2.11.3.2. Retirada de obra de todo el material sobrante.
 - 2.11.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 2.11.4. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.
- 2.11.5. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.
- 2.11.6. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.1. Recursos.

Para realizar los cálculos sabiendo las coordenadas de la zona (coordenadas 39.297,-0.413), hay que situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto va a depender de la orientación de la superficie del generador fotovoltaico, el tiempo que se va a usar a lo largo del año (anual o estacional) y la aplicación que va a tener: (autónomo o conectado a la red)

La Tabla 1 muestra los valores medios mensuales de irradiación global diaria $G_{dm}(\beta)$, sobre una superficie orientada al sur con diferentes ángulos de inclinación, que varía entre 0° (totalmente horizontal y 90° (totalmente vertical). La última columna muestra la irradiación global anual $G_a(\beta)$, que se obtiene al sumar todos los valores medios de irradiación global diaria mensual multiplicado por el número de días de cada mes.

Tabla 1. Radiación interceptada por una superficie inclinada. Fuente: Elaborada a partir de la base de datos de la web, sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS).

RADIACIÓN INTERCEPTADA POR UNA SUPERFICIE INCLINADA													
Lugar: Almussafes		Latitud: 39,1746° Orientación: Sur Unidades: Wh/[m ² .día] *											
Inclinación	Ene	Febr,	Marz	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos	Sep	Oct	Nov,	Dic,	Media Anual
0°	2340	3250	4730	5640	6760	7530	7580	6530	5030	3790	2590	2030	4830
5°	2640	3560	4990	5800	6850	7570	7650	6680	5270	4090	2900	2310	5030
10°	2920	3840	5230	5940	6890	7560	7670	6800	5480	4360	3180	2570	5210
15°	3190	4110	5440	6040	6900	7520	7660	6880	5650	4610	3460	2820	5360
20°	3440	4350	5620	6110	6870	7430	7590	6920	5800	4840	3700	3060	5480
25°	3670	4570	5770	6140	6800	7300	7480	6910	5910	5030	3930	3270	5570
30°	3870	4750	5880	6140	6690	7130	7330	6870	5980	5190	4130	3470	5620
35°	4050	4910	5950	6100	6550	6920	7140	6780	6020	5320	4310	3640	5640
40°	4200	5030	5990	6020	6360	6670	6900	6650	6010	5420	4460	3790	5630
45°	4330	510	5990	5900	6140	6380	6620	6480	5970	5480	4570	3920	5580
50°	4430	5180	5950	5750	5880	6050	6300	6270	5890	5510	4660	4010	5490
55°	4490	5200	5880	5560	5590	5690	5950	6020	5770	5490	4710	4080	5370
60°	4530	5190	5760	5340	5270	5300	5560	5730	5620	5450	4740	4130	5220
65°	4530	5140	5610	5090	4910	4880	5140	5410	5430	5360	4730	4140	5030
70°	4510	5060	5420	4800	4530	4430	4680	5050	5200	5240	4690	4130	4810
75°	4450	4940	5200	4490	4120	3960	4210	4660	4940	5090	4610	4080	4560
80°	4360	4790	4950	4150	3690	3470	3720	4250	4650	4900	4510	4010	4280
85°	4240	4610	4660	3780	3260	2980	3210	3810	4320	4680	4370	3920	3980
90°	4090	4390	4340	3390	2780	2480	2670	3340	3980	4430	4210	3790	3650

Nuestra instalación es de uso anual y no va a estar conectada a red, por lo tanto, aunque la inclinación óptima para el mayor balance de energía anual sería una inclinación de 35 °, en nuestro caso tomaremos como referencia el mes más crítico que será diciembre (mayor consumo debido a la disminución de horas de sol y menor irradiación) para determinar la potencia necesaria del generador fotovoltaico y poder satisfacer las necesidades.

La inclinación escogida será de 60° ($\beta = 60$) y como se colocarán las placas fotovoltaicas orientadas al sur el ángulo acimut será ($\alpha = 0$).

En la página web, Sistema de información geográfica fotovoltaica PVGIS. podemos obtener los datos de la radiación mensual para una orientación e inclinación determinada del generador.

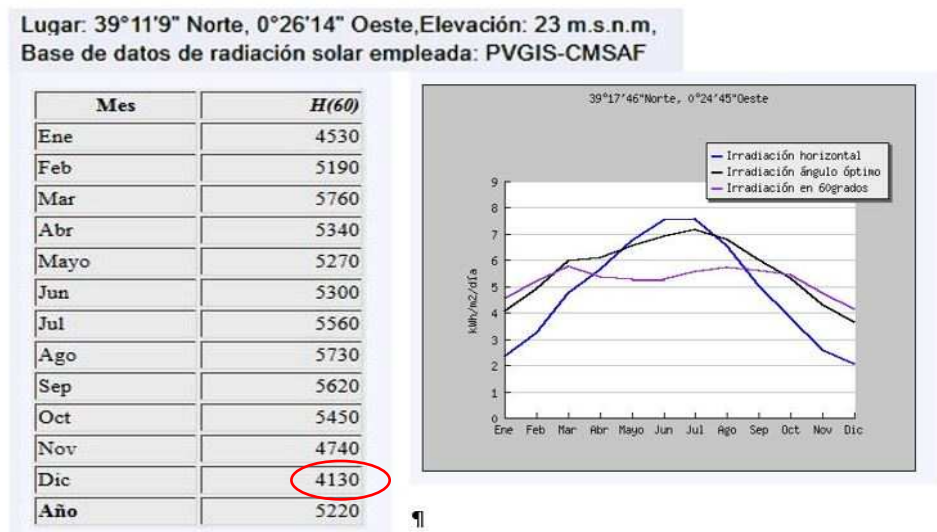
The screenshot shows the PVGIS web interface. The location is set to Almussafes with coordinates 39.290, -0.418. The system configuration includes:

- Base de datos de radiación: Climate-SAF PVGIS
- Tecnología FV: Silicio cristalino
- Potencia FV pico instalada: 1 kWp
- Pérdidas estimadas del sistema: 14%
- Opciones de montaje fijo: Posición libre, Inclinación 60 grados, Acimut 0 grados.
- Opciones del sistema de seguimiento: Eje vertical, Eje inclinado, Seguidor solar a dos ejes (all unchecked).
- Formatos de salida: Mostrar gráficas, Página web (selected).

Ilustración 15. Página web del PVGIS para el cálculo de la radiación global mensual.

Observamos en la Tabla 2. para la orientación e inclinación elegida, obtenemos un valor medio mensual de la irradiación global diaria (G_{dm} (0,60)) para el mes más desfavorable (diciembre), es de 4130 Wh/m²/día.

Tabla 2. Radiación global diaria media mensual un generador orientado al sur 0° y con una inclinación de 60°
Fuente: PVGIS.



H(60): Irradiación sobre el plano inclinado 60 grados (Wh/m²/día)

Si trasladamos el resultado a horas solares pico son:

$$HSP_{diciembre} = \frac{G_{dm} (15) \text{ diciembre}}{C_{STC}} = \frac{4130 \text{ Wh/m}^2/\text{día}}{1000 \text{ W/m}^2/\text{día}} = 4,13 \text{ HSP}(1)$$

Siendo 1000W/m² la potencia pico nominal definida por el fabricante de los módulos, significando que para un rendimiento del 100% haría falta un metro cuadrado para conseguir una potencia pico de 1KW

3.2. Consumos.

Se ha realizado un estudio para determinar el tipo de luminarias, la situación y sus consumos. En el anexo 4.1 y en el plano nº4, se puede ver el análisis realizado para determinar la situación y el tipo de farolas elegidas, además de la comprobación de que cumple la normativa. En el anexo 4,3 se puede ver la ficha técnica de las luminarias.

Se han instalado un total de 48 luminarias en el parque, siendo de diferente potencia entre ellas para ajustarse a las necesidades de cada zona del parque, siendo los consumos a considerar:

22 luminarias de 40W, 6 luminarias de 54 W, 14 luminarias de 71 W y 4 luminarias de 21 W

Por lo tanto, tenemos una potencia total a instalar de:

$$P_{TOTAL} = (40W \times 22 \text{ luminarias}) + (54W \times 6 \text{ luminarias}) + (71W \times 14 \text{ luminarias}) + (21W \times 4 \text{ luminarias}) = 2282W = 2,282kW(2)$$

Según las horas de sol diarias en cada mes, necesarias para calcular las horas de funcionamiento de las luminarias, se obtiene la tabla 3

Tabla 3. Horas de luz solar disponibles durante el día para los distintos meses del año.
Fuente: Elaboración a partir de los datos del Observatorio Astronómico Nacional del Instituto Geográfico Nacional. Ministerio de Fomento de España

MES	SALIDA SOL	PUESTA SOL	HORAS SIN SOL
ENERO	8.15	18.05	14
FEBRERO	7.55	18.40	13
MARZO	7.40	20.00	12
ABRIL	7.20	20.40	11
MAYO	6.45	21.10	10
JUNIO	6.35	21.30	9
JULIO	6.45	21.25	9
AGOSTO	7.15	20.55	10
SEPTIEMBRE	7.40	20.15	11
OCTUBRE	7.15	18.15	13
NOVIEMBRE	7.45	17.50	14
DICIEMBRE	8.10	17.45	14

El cálculo de la instalación se basa en el caso más desfavorable que es en invierno que hay menos horas de sol.

Según la GUÍA-BT-09, con el fin de conseguir ahorros energéticos y siempre que sea posible en las instalaciones de alumbrado público, podrán reducirse los niveles luminosos a ciertas horas de la noche, siempre que se garantice la seguridad de los usuarios

Siguiendo este razonamiento, se tendrá en cuenta que el 100% de las farolas no funcionarán toda la noche, sino un número limitado de horas para reducir el consumo, ya que es poco probable que haya personas circulando por el parque a altas horas de la noche en invierno. En invierno, desde las

18h a 21h funcionarán todas las luminarias, de 21h a 8h funcionarán 21 luminarias. de las cuales, 4 luminarias de 21W, 3 luminarias de 54 W y 14 luminarias de 40W.

Por lo tanto, se obtiene la siguiente cantidad de energía diaria necesaria durante los meses de noviembre-diciembre-enero:

Energía necesaria durante 3 horas:

$$E_{(3horas)} = 3h \times 2282W = 6846Wh = 6,846kWh(3)$$

Energía necesaria durante 11 horas:

$$E_{(11horas)} = 11h \times ((4luminarias \times 21W) + (3luminarias \times 54W) + (14luminarias \times 40W)) = 8866Wh = 8,866kWh(4)$$

La energía total necesaria diaria:

$$E_{(TOTAL)} = 6846Wh + 8866Wh = 15712Wh = 15,712kWh(5)$$

El consumo real será superior al consumo teórico, ya que además el sistema fotovoltaico debe proporcionar la energía perdida en el proceso de transformación, almacenamiento y transporte. Teniendo en cuenta los rendimientos de los equipos, las pérdidas en cables, etcétera, el consumo real diario (E), se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$E = E_T / R(6)$$

donde R es el parámetro de rendimiento global de la instalación, que se obtiene en función de los factores de pérdidas que aparecen en la Tabla 4, y se calcula con la siguiente expresión:

$$R = (1 - K_b - K_c - K_v) \times (1 - \frac{k_a \times N}{P_d})(7)$$

Tabla 4. Factores de pérdidas
Fuente Cantos Serrano (2016) Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas

Factor	Descripción del factor	Valor predeterminado
k _b	Factor de pérdidas en el conjunto de baterías y regulador	0,1
k _c	Factor de pérdidas del inversor	0,1
k _v	Factor de pérdidas varias (efecto Joule, caídas de tensión...)	0,1
k _a	Coefficiente de autodescarga diaria de las baterías	0,005
N	Número de días de autonomía	De 3 a 10
P _d	Profundidad de descarga de las baterías	0,7

Por lo tanto, el rendimiento será:

$$R = (1 - 0,1 - 0,1 - 0,1) \times (1 - \frac{0,005 \times 3}{0,6}) = 0,68(8)$$

Y el consumo real diario:

$$E = \frac{15712Wh}{0,68} = 23.105.88Wh = 23,2kWh(9)$$

3.3. Pérdidas por sombras.

Se ha realizado el estudio de sombras necesario para determinar si la situación del generador fotovoltaico es el adecuado y podrá generar la máxima energía. Este estudio se puede ver en el anexo 4.4 y en el plano 8.

Las pérdidas que experimenta una superficie debido a la existencia de sombras sobre ella se expresa como porcentajes de radiación solar global que incide sobre dicha superficie si no hubiera sombras. El procedimiento compara el perfil de los obstáculos que afectan a la superficie con el diagrama de trayectorias del sol.

En nuestro caso los paneles están situados al sur, y los objetos que pueden producir sombra serán los situados al este y oeste. El parque solo tiene edificaciones (casas unifamiliares) en el lateral este, por ello hemos calculado en términos de coordenadas de acimut y elevación cada límite de las edificaciones que pueden afectar a la superficie de los módulos. Utilizando el programa de diseño de sistemas fotovoltaicos PVsyst hemos solapado nuestras coordenadas en el diagrama de bandas de trayectorias del sol a lo largo del año y comparándolo con el diagrama del IDAE obtenemos los porcentajes de cuadrantes sombreados y con ello el porcentaje de sombras.

El porcentaje de sombras obtenido es menor del 1% estando el límite admisible en el 10%

3.4. Generador.

3.4.1 Campo fotovoltaico.

La tensión nominal del circuito de utilización viene fijada por los receptores que se quiere alimentar (Tabla 5). Con el fin de conseguir valores de intensidad razonables, se fijará en función de la potencia.

Tabla 5. Tensión nominal del sistema en función de la potencia.
Fuente: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. IDAE

Potencia	Tensión nominal
$P \leq 800 \text{ W}$	12 V
$800 < P \leq 1.600 \text{ W}$	24 V
$1.600 < P \leq 3.200 \text{ W}$	48 V
$P > 3.200 \text{ W}$	120 o 300 V

Como la tensión del sistema se ha fijado en 48 V los módulos seleccionados han de tener esta tensión nominal. Se selecciona un módulo de 72 células (48 V de tensión nominal) del fabricante Atersa A-320P que tiene las siguientes características: $P_{\text{máx.}}=320\text{W}$, $U_{\text{oc}}=46,49\text{V}$, $I_{\text{sc}}=8,93$. Se puede ver la ficha técnica de los módulos en el anexo 4,3.

Aunque los módulos generan energía durante todas las horas en las que existe radiación solar, dicha energía generada es equivalente a la que producirían durante el número de HSP operando a su potencia máxima.

El número total de módulos que debemos instalar, N_T , viene determinado por la siguiente expresión:

$$N_T = \frac{E}{P_p \times HSP \times \eta_m} \quad (10)$$

donde N_T = número total de módulos del generador fotovoltaico
 E = consumo real diario
 HSP = horas solares pico
 η_m = rendimiento del módulo.

$$N_T = \frac{E}{320W_p \times 4.13h \times 0.9} = 19,42 \approx 20 \text{ módulos(11)}$$

En el plano 5.07, se puede ver la situación elegida de los paneles solares.

Según la ficha técnica del panel fotovoltaico, a los 10 años tendrá una pérdida del 10% de la potencia y a los 25 años una pérdida del 25%. Además, se pueden producir pérdidas de potencia por acumulación de suciedad. Teniendo en cuenta que el precio del panel fotovoltaico es relativamente económico respecto los demás elementos y las pérdidas de potencia al cabo de los años, se colocarán 21 módulos

Los módulos deberán agruparse, teniendo en cuenta que, conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema.

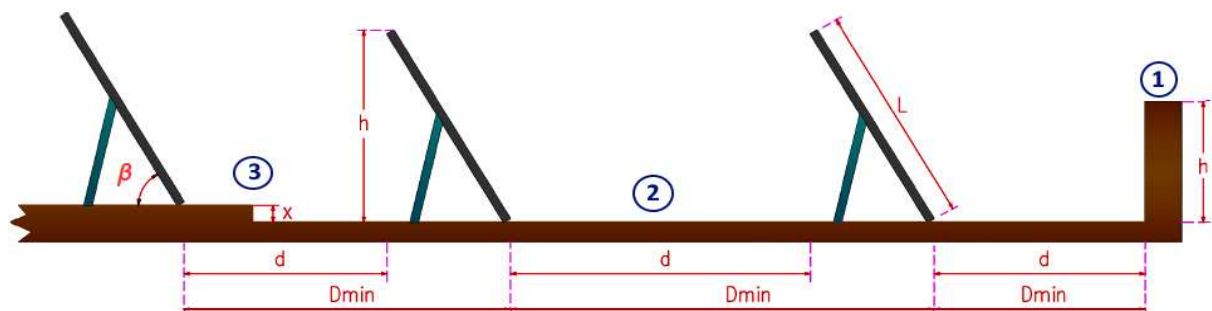
$$N_{p \text{ serie}} = \frac{V \text{ instalación}}{V \text{ placa}} = \frac{48}{37,67} = 1,27 \approx 2(12)$$

Serían necesarios, conectar los módulos seriados de dos en dos para obtener la tensión deseada, aunque en nuestro caso vamos a colocar ramas de tres paneles en serie, De esta forma, las secciones de los conductores en la parte de corriente continua se reducen notablemente teniendo en cuenta que la distancia que existe entre la ubicación del generador y la caseta donde irá ubicado el regulador de carga es grande Por lo tanto utilizaremos un regulador con seguidor MPP y trabajaremos con una tensión en el generador fotovoltaico superior a la del sistema de acumulación.

Serán necesarios 7 ramas en paralelo con tres paneles en serie en cada rama para completar los 21 paneles que necesitamos.

3.4.2 Distancia entre módulos.

Para evitar el sombreado mutuo entre módulos, hemos de guardar una distancia mínima entre ellos que debe garantizar al menos dos horas de radiación antes y dos horas después del mediodía solar. Para ello, de acuerdo con las recomendaciones del IDAE, se ha utilizado la figura 3.4.2.1. como ilustración.



$$d = \frac{h}{\text{tg} (61^\circ - \Phi)}$$

$$h = L \cdot \text{sen } \beta$$

$$D_{\text{min}} = d + L \cdot \text{cos } \beta$$

- d → distancia entre la parte superior de una fila y la inferior de la fila siguiente.
- h → altura del objeto proyectada sobre la vertical.
- L → longitud del módulo.
- D_{min} → distancia mínima entre filas de módulos.
- Φ → latitud del lugar.

Ilustración 16. Distancia mínima entre filas de módulo fotovoltaicos.
Fuente: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. IDAE

$$h = Lx \sin \beta = 1m \times \sin 60^\circ = 0,86m(13)$$

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \Phi)} = \frac{0,86m}{\tan(61^\circ - 40^\circ)} = 2,24m(14)$$

$$D_{\min} = d + (Lx \cos \beta) = 2,24 + (1x) \cos 60^\circ = 2,74m(15)$$

Por lo tanto, la distancia del pasillo entre dos módulos consecutivos será de 2,24 m (14).

3.5. Regulador.

El regulador es uno de los equipos más económicos de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, no hay que descuidarlo, ya que su misión es fundamental para una correcta operación del sistema: controla los procesos de carga y descarga de las baterías, además de incluir ciertas protecciones eléctricas y otras funciones.

Para calcular el regulador, hay que conocer cuál será la corriente máxima que proporciona el generador fotovoltaico. Suele sobredimensionarse en torno a un 20%, ya que su coste económico no es excesivo y así tendremos garantizada la seguridad de su operación, además de que esto nos puede venir bien si posteriormente la instalación se amplía. La intensidad del regulador, I_R (A), será:

$$I_R > 1,20 \times N_p \times I_{SC}(16)$$

donde I_R = intensidad del regulador
 N_p = número de ramas de módulos (strings) conectadas en paralelo
 I_{SC} = Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico

Hay que tener en cuenta que se instalarán 2 reguladores conectados en paralelo, al primer regulador (Reg1) van conectados 12 módulos, 4 ramas en paralelo de 3 módulos en serie cada rama, y al segundo regulador (Reg2) van conectados 9 módulos, 3 ramas en paralelo de 3 módulos en serie cada rama. La intensidad de cortocircuito de cada módulo, viene dado en la ficha técnica del módulo (anexo 4,3) y son 8,93 amperios. Se ha decidido que los dos reguladores sean iguales para evitar problemas de acoplamiento, por lo tanto, se realizaran los cálculos sobre el primer regulador ya que va conectado a 3 paneles más que en el segundo además de que son 4 ramas y en el segundo 3.

Por lo tanto, la intensidad de cada regulador será:

$$I_R > 1,20 \times 4 \times 8,93_{SC} \rightarrow I_R > 42,87A(17)$$

La tensión máxima de entrada U_R que tiene que soportar el regulador sabiendo que el coeficiente tensión-temperatura de los módulos elegidos es $\beta = -0,32\%/^\circ C$, una temperatura de $-5^\circ C$ y que la tensión en circuito abierto del generador en condiciones de CEM es $U_{oc} = 46,49V$

El valor β dado por el fabricante en valor absoluto sería:

$$\beta = \frac{\beta\%}{100} \cdot U_{oc} = -0,148V/^\circ C($$

$$U_R \geq U_{GOC}(-5^\circ C) = (U_{oc} + \beta(t - 25))N_s = (46,49 + (-0,148) \cdot (-5 - 25)) \times 3 = 152,90V(10)$$

donde: U_R = Tensión de entrada del regulador

β = coeficiente de tensión-temperatura

U_{GOC} = Tensión del generador en circuito abierto en condiciones CEM
(Irradiancia $1000W/m^2$ a AM 1,5 y temperatura del módulo $25^\circ C$)

U_{oc} = Tensión del módulo en circuito abierto

N_s = número de módulos conectadas en serie

Se ha elegido el regulador seguidor del punto de máxima potencia FLEXmax 60 del fabricante OutBack Power. En el anexo 4.3 se puede ver su ficha técnica.

3.6. Sistema de acumulación.

Los acumuladores, más conocidos como baterías, son equipos que casi siempre se encuentran en las instalaciones fotovoltaicas aisladas.

Existen diferentes tipos de acumuladores, pero las más apropiadas para aplicaciones fotovoltaicas son las baterías de plomo-ácido, debido a las buenas propiedades que presentan de autodescarga, número de ciclos y coste económico.

Se ha considerado conveniente que el sistema de baterías tenga una tensión de 2 voltios para evitar que los elementos tengan un volumen y peso excesivo, lo que significaría una dificultad añadida a su manejo. Por lo tanto, el conjunto de baterías debe tener la siguiente capacidad (C_{sist}) en Ah:

$$C_{sist} = \frac{E \times N}{V_{CC} \times P_d} \quad (18)$$

donde C_{sist} = Capacidad del sistema de acumulación
 E = consumo real diario
 N = número de días de autonomía
 V_{CC} = tensión del sistema de acumulación en corriente continua
 P_d = profundidad de descarga de la batería

$$C_{sist} = \frac{23105,88 \text{ Wh/día} \times 3 \text{ días}}{48 \text{ V} \times 0,6} = \frac{41700 \text{ Wh}}{28,8 \text{ V}} = 2046,86 \text{ Ah} \quad (19)$$

Se conectarán en serie 24 baterías de 2 voltios para alcanzar los 48 voltios para los que se ha diseñado la instalación. Las baterías elegidas son de Sunlight, RES OpzS 2765, considerando una descarga C-24, su ficha técnica se puede encontrar en el anexo 4.3.

3.7. Inversor.

El inversor es necesario en este caso ya que los consumos son de corriente alterna. La eficiencia del inversor depende de la potencia que demandan los consumos. Al contrario de lo que ocurre con el regulador, en este caso no conviene sobredimensionar demasiado el inversor con el objetivo de que pueda trabajar en un punto cercano al de máxima eficiencia. Si está muy sobredimensionado, la eficiencia disminuye mucho cuando el inversor trabaja con una baja potencia de salida.

En general, se puede dimensionar el inversor de forma que sea capaz de proporcionar el 110% de la potencia que demandan los consumos, considerando todas las cargas que funcionan a la vez. Es decir:

$$P_{inv} = 1,1 \times P_{ca} \quad (20)$$

donde P_{inv} = potencia del inversor
 P_{ca} = Potencia necesaria en corriente alterna

$$P_{ca} = (40 \text{ W} \times 22 \text{ luminarias}) + (54 \text{ W} \times 6 \text{ luminarias}) + (71 \text{ W} \times 14 \text{ luminarias}) + (4 \text{ W} \times 21 \text{ luminarias}) = 2282 \text{ W} \quad (21)$$

$$P_{inv} = 1,1 \times 2282 \text{ W} = 2510,2 \text{ W} \quad (22)$$

El inversor que se ha elegido es el modelo 48/3000 de Phoenix de 3000 VA. La ficha técnica se encuentra en el anexo 4.3.

3.8. Conductores.

3.8.1 Cableado instalación fotovoltaica.

Para el dimensionamiento de todo el cableado de la instalación fotovoltaica se ha seguido lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Se han realizado los cálculos para que cumpla las dos condiciones de dimensionamiento: máxima caída de tensión y calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible. Puesto que la máxima corriente que puede proporcionar el generador, es la intensidad de cortocircuito ($I_{cc(G)}$), no es necesario el cálculo de la sección por el método de la intensidad de cortocircuito.

En el cálculo por calentamiento se utiliza el dato de la intensidad de cada tramo multiplicado por el coeficiente 1,25 según la ITC BT 40.

En la ilustración 16, se pueden ver los diferentes tramos de la instalación fotovoltaica en los que se ha separado toda la instalación para realizar los cálculos del dimensionamiento.

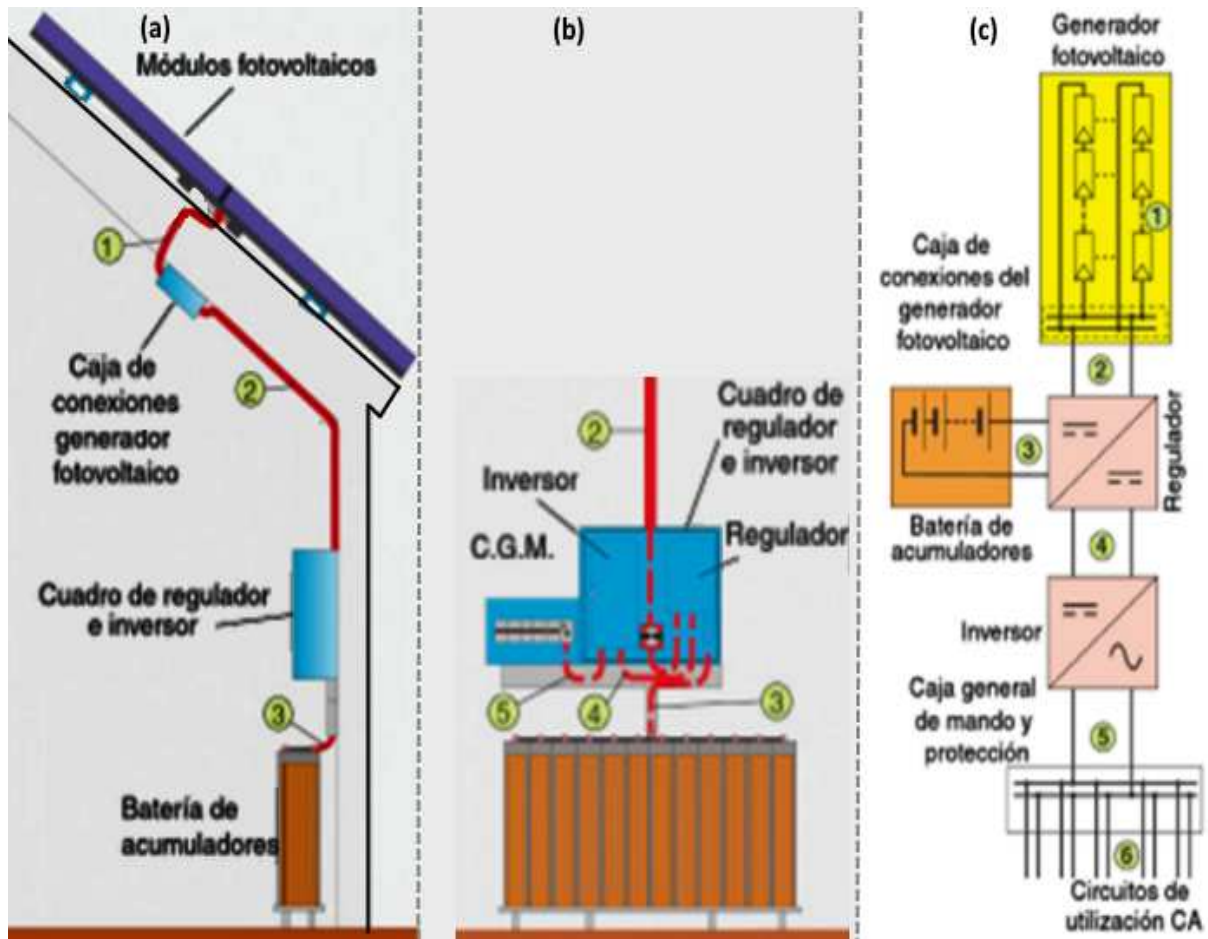


Ilustración 17. . Vista esquemática de los distintos tramos del generador fotovoltaico a) Vista en perfil... b) Vista en alzado... c) Esquema simplificado

Fuente: Germán Santamaría, A.C. Instalaciones fotovoltaicas (I)

1. Recopilación de datos:

a. Potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación (las longitudes se han medido sobre el plano):

- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos a la caja de conexiones del generador fotovoltaico. Intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones STC $I_{Msc(1)} = 8,93$ A. Aplicando el coeficiente 1,25:

$$I_1 = 1,25 \times 8,93A = 11,16A(23) \text{ Longitud del tramo } L_1 = 55 \text{ metros}(24)$$

- Tramo de línea 2, conexionado de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador de carga (Reg2). Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones STC $I_{Gsc(2)} = 4 \times 8,93$ A = 35,72 A. Aplicando el coeficiente de 1,25:

$$I_2 = 1,25 \times 35,72A = 44,65(25) \text{ Longitud del tramo } L_2 = 1,5 \text{ metros}(26)$$

En nuestra instalación tenemos dos grupos de paneles y dos reguladores (Reg1 y Reg2), en el primer grupo (Reg1) hay 3 ramas conectadas en paralelo, en el segundo (Reg2) hay 4 ramas, por lo tanto, si utilizamos la misma sección, calcularemos para la situación más desfavorable.

- Tramo de línea 3, conexionado de la salida común de los reguladores a la batería de acumuladores. Intensidad máxima de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones STC $I_{Bat} = 7 \times 8,93$ A = 62,51 A. Aplicando el coeficiente 1,25:

$$I_3 = 1,25 \times 62,51A = 93,76A(27) \text{ Longitud del tramo } L_3 = 1,5 \text{ metros}(28)$$

- Tramo de línea 4, conexionado del regulador al inversor. Con la potencia nominal del inversor elegido, $P_{n\text{ inv}} = 3.000$ VA, su rendimiento nominal, $\eta_n = 95\%$ y la tensión nominal del sistema $U_n = 48$ V c.c., se calcula la intensidad nominal de entrada del inversor y aplicamos el coeficiente 1,25:

$$I_{inv\ cc} = \frac{P_{n\text{ inv}}}{\eta_{inv} \times U_n} = \frac{3.000W}{0,95 \times 48V} = 65,78A(29)$$

donde $I_{inv\ cc}$ = corriente de entrada necesaria a la entrada del inversor (corriente continua)

$P_{n\text{ inv}}$ = potencia nominal del inversor

η_{inv} = rendimiento del inversor

U_n = tensión de entrada al inversor (corriente continua)

$$I_4 = 1,25 \times 65,78A = 82,23A(30) \text{ Longitud del tramo } L_4 = 1,5 \text{ metros}(31)$$

- Tramo de línea 5, conexionado del inversor con la caja general de mando y protección de la instalación de utilización. Con la potencia nominal del inversor elegido, $P_{n\text{ inv}} = 3.000$ VA y la tensión nominal de la instalación de utilización, $U_{inv\ ca} = 230$ V c.a., se calcula la intensidad nominal de salida del inversor:

$$I_{inv\ ca} = \frac{P_{n\text{ inv}}}{U_{inv\ ca}} = \frac{3.000W}{230V} = 13,043A(32)$$

donde $I_{inv\ ca}$ = corriente de salida del inversor (corriente continua)

$P_{n\text{ inv}}$ = potencia nominal del inversor

$U_{inv\ ca}$ = tensión de entrada al inversor (corriente continua)

$$I_5 = 1,25 \times 13,043A = 16,30A(33) \text{ Longitud del tramo } L_5 = 1 \text{ metro}(34)$$

b. Máxima caída de tensión permitida.

Se hace el reparto del 1,5% de caída de tensión máxima entre los tramos de línea 1 (Reg2), 2, 4 y 5. Al tramo 3 se le asigna la misma caída de tensión que la suma de caídas de los tramos 1 y 2 para que se cumpla la condición de máxima caída de tensión en horas nocturnas o de baja insolación, ya que este recorrido entre los tramos 3, 4 y 5 solo se realiza durante el periodo de descarga. Se aplica el criterio de asignar mayor porcentaje a los tramos de mayor corriente, proporcionalmente a su longitud, quedando así:

Longitud de la trayectoria de corriente más desfavorable (tramos 1, 2, 4 y 5):

$$L_T (CC) = L_1 + L_2 + L_4 + L_5 = 55m + 1,5m + 1,5m + 1m = 59m(35)$$

Caída de tensión por unidad de longitud:

$$\Delta U_{uni} (CC) = \frac{\Delta U_T \%}{L_T (CC)} = \frac{1,5\%}{59m} = 0,025\% /m (36)$$

Reparto de caídas de tensión proporcionales a la longitud de cada tramo de línea:

$$\text{Tramo de línea 1: } \Delta\%_{(1)} = \Delta U_{uni} (CC) \times L_1 = 0,025(\% /m) \times 55m = 1,375\%(37)$$

$$\text{Tramo de línea 2: } \Delta\%_{(2)} = \Delta U_{uni} (CC) \times L_2 = 0,025(\% /m) \times 1,5m = 0,0375\%(38)$$

$$\text{Tramo de línea 3: } \Delta\%_{(3)} = \Delta\%_{(1)} + \Delta\%_{(2)} = 1,4\% + 0,0375\% = 1,4375\%(39)$$

$$\text{Tramo de línea 4: } \Delta\%_{(4)} = \Delta U_{uni} (CC) \times L_4 = 0,025(\% /m) \times 1,5m = 0,0375\%(40)$$

$$\text{Tramo de línea 5: } \Delta\%_{(5)} = \Delta U_{uni} (CC) \times L_5 = 0,025(\% /m) \times 1m = 0,025\%(41)$$

En previsión de la elevada intensidad a la que se verá sometida la línea 2 y 4, y a la gran distancia que existe entre la ubicación del generador hasta la caseta donde irá ubicado el regulador de carga repartiremos la caída de tensión máxima permitida en dichas líneas, en detrimento de la permitida en la línea 1 y 5. Por lo tanto, quedará:

$$\Delta\%_{(1)} = 1,05 \qquad \% \Delta\%_{(2)} = 0,08\%(42)$$

$$\Delta\%_{(4)} = 0,35 \qquad \% \Delta\%_{(5)} = 0,02\%(42)$$

Comprobación de la caída total máxima permitida en la trayectoria más desfavorable:

$$\Delta U_T \% = \Delta U\%_{(1)} + \Delta U\%_{(2)} + \Delta U\%_{(4)} + \Delta U\%_{(5)} = 1,5\%(43)$$

2. Cálculo por caída de tensión:

$$S_{(n)} = \frac{200 \times L_n \times I_n}{\Delta U\%_{(n)} \times U \times \gamma_{(n)}} = mm^2(44)$$

Tramo de línea 1:

En este tramo, la tensión a la que se encuentra sometido es la proporcionada por las cadenas que alimentan a cada regulador (tres módulos en serie, en cada una de las cadenas). Como cada uno de los módulos tiene una tensión en el punto de máxima potencia de 37.61 voltios, consideramos la tensión del generador: $U_{Gmpp} = 2 \times U_{Mmpp} = 3 \times 37,61 \text{ V} = 112,83 \text{ V}$

$$S_{(1)} = \frac{200 \times L_1 \times I_1}{\Delta U_{\%} \text{ (1)} \times U_{Gmpp} \times \gamma \text{ (1)}} = \frac{200 \times 55 \text{ m} \times 11,16 \text{ A}}{1,05 \times 112,83 \text{ V} \times 45 \text{ s} \cdot \text{ m/mm}^2} = 23,95 \text{ mm}^2 (45)$$

Tramo de línea 2:

En este tramo, al igual que en el tramo 1, la tensión a la que se encuentra sometido, es la proporcionada por las cadenas de los Reguladores: $U_{Gmpp} = 3 \times 37,61 \text{ V} = 112,83 \text{ V}$

$$S_{(2)} = \frac{200 \times L_2 \times I_2}{\Delta U_{\%} \text{ (2)} \times U_{Gmpp} \times \gamma \text{ (2)}} = \frac{200 \times 1,5 \text{ m} \times 44,65 \text{ A}}{0,08 \times 112,83 \text{ V} \times 45 \text{ s} \cdot \text{ m/mm}^2} = 32,97 \text{ mm}^2 (46)$$

Tramo de línea 3:

$$S_{(3)} = \frac{200 \times L_3 \times I_3}{\Delta U_{\%} \text{ (3)} \times U_{bat} \times \gamma \text{ (3)}} = \frac{200 \times 1,5 \text{ m} \times 93,76 \text{ A}}{1,08 \times 48 \text{ V} \times 45 \text{ s} \cdot \text{ m/mm}^2} = 12,05 \text{ mm}^2 (47)$$

Tramo de línea 4:

$$S_{(4)} = \frac{200 \times L_4 \times I_4}{\Delta U_{\%} \text{ (4)} \times U_{bat} \times \gamma \text{ (4)}} = \frac{200 \times 1,5 \text{ m} \times 82,23 \text{ A}}{0,35 \times 48 \text{ V} \times 45 \text{ s} \cdot \text{ m/mm}^2} = 32,65 \text{ mm}^2 (48)$$

Tramo de línea 5:

$$S_{(5)} = \frac{200 \times L_5 \times I_5}{\Delta U_{\%} \text{ (5)} \times U_{ca} \times \gamma \text{ (5)}} = \frac{200 \times 1 \text{ m} \times 16,30 \text{ A}}{0,02 \times 230 \text{ V} \times 47,48 \text{ s} \cdot \text{ m/mm}^2} = 14,92 \text{ mm}^2 (49)$$

(Aunque el tramo 5 es de c.a., en la fórmula de la sección no se incluye el factor de potencia porque se ha calculado la intensidad a partir de la potencia aparente, es decir, se supone factor de potencia la unidad).

3. Cálculo por calentamiento:

La norma que contempla las intensidades máximas admisibles en los cables o conductores que discurren por el interior de los edificios o alrededor de los mismos, según el REBT, es la UNE-HD 60,364-5-52:2014.

a) Las intensidades a considerar en cada tramo, multiplicadas por el coeficiente 1,25 según la ITC BT 40, son:

$$I_1 = 11,16 \text{ A} \quad -I_2 = 44,65 \text{ A} \quad -I_3 = 65,78 \text{ A} \quad -I_4 = 82,23 \text{ A} \quad -I_5 = 16,30 \text{ A}$$

b. Identificación de las instalaciones de referencia de acuerdo con la tabla 52 -B1 de la norma UNE-HD 60,364-5-52:2014.

Tramo 1 - Parte de recorrido de los conductores transcurre a través del aire libre (método de instalación E), otra parte, circulará a través de una canalización metálica apoyada sobre los apoyos de la pérgola (método de instalación B1) y finalmente, el tramo final y más largo, circulará enterrado a través de una canalización subterránea (método de instalación D).

“Nosotros optaremos por el método más restrictivo (método de B1) “

Tramos 2, 3, 4, 5 – Transcurren a través de canal plástico prefabricado, apoyado en pared.

c. Tipos de conductores y número de circuitos.

Tramo 1 – Se utilizarán conductores de cobre unipolares con tensión asignada de 1,8 kV (cc) y con aislamiento termoestable (tipo ZZ-F) para una temperatura de servicio de $90^{\circ}\text{C} \rightarrow \gamma_{(90^{\circ}\text{C})} = 45 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$. Temperatura ambiente considerada 50°C .



Ilustración 18. Conductor Ezcehlent Solar de General
Fuente: Catálogo GENERAL.

Tramos 2, 3, 4 – En los tres tramos se utilizarán conductores de cobre unipolares con tensión asignada de 0,9/1,8 kV (cc) y con aislamiento termoestable (tipo ZZ-F) para una temperatura de servicio de $90^{\circ}\text{C} \rightarrow \gamma_{(90^{\circ}\text{C})} = 45 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$. Temperatura ambiente considerada 40°C .



Ilustración 19. Conductor P-Sun 2.0 de Prysmian
Fuente: Catálogo PRYSMAN

Tramo 5 – Conductores de cobre unipolares con tensión asignada 450/750 V y con aislamiento termoplástico (tipo H077-K (AS) TYPE 2) para una temperatura de servicio de $70^{\circ}\text{C} \rightarrow \gamma_{(70^{\circ}\text{C})} = 48,47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$. Temperatura ambiente considerada 40°C .



Ilustración 20. Conductor Afumex Plus 759 (AS) de Prysmian Group
Fuente: Catálogo Prysmian

d. Factores de corrección.

De acuerdo con la norma UNE-HD 60.364-5-52:2014, se aplicarán los correspondientes factores de corrección, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- La canalización para el conexionado de los módulos situados en la pérgola del generador fotovoltaico, y la caja de conexiones y protección del generador fotovoltaico, discurrirá por un conducto enterrado a una profundidad de 0,4 metros.
- Consideraremos la temperatura del terreno de 25°C (Tabla B.52.15 Bis).
- Consideraremos la resistividad del terreno en $2,5 \text{ k}\cdot\text{m}/\text{W}$.
- La temperatura ambiente considerada será de 40°C para todos los tramos, excepto el tramo 1 por estar expuesto a la intemperie en la parte superior de la pérgola, consideraremos 50°C .
- En el tramo 1 discurrirán 7 circuitos por el interior de la canalización.

Tabla 6. Resumen de los factores de corrección para el cálculo de la sección de los conductores.
Fuente: Norma UNE-HD 60.364-5-52:2014

	Envolvente	Circuitos	Factor de °C ambiente (Tabla B.52.14 bis)	Factor agrupamiento (Tabla C.52.3)	Factor profundidad (Tabla BT07-9)	Factor TOTAL
Tramo 1	XLPE	1	0,89	0,5	1,03	$(0,89 \times 0,5 \times 1,03)$ 0,458
Tramo 2	XLPE	2	0,85	1	1	0,85
Tramo 3	XLPE	1	1	1	1	1
Tramo 4	XLPE	1	1	1	1	1
Tramo 5	XLPE	1	1	1	1	1

Tabla 7. Cables enterrados en zanja a diferentes profundidades. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente ITC-BT-07

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

e. Finalmente, las corrientes a considerar en cada uno de los tramos, aplicando los coeficientes correctores:

$$I_{(1)} = \frac{11,16A}{0,458} = 24,37A \quad (50a) \quad I_{(3)} = 65,75A$$

$$I_{(2)} = \frac{44,65A}{0,85} = 52,71A \quad I_{(4)} = 82,23A \quad (50b)$$

$$I_{(5)} = 16,30A$$

f. Puesto que hemos considerado como método de instalación B1 y siendo todos los circuitos bipolares con conductores de cobre, procedemos a determinar las secciones utilizando la tabla C.52-1 bis de la norma UNE-HD 60.364-5-52:2014. (ver Anexo 4.2)

Buscaremos los resultados en la columna 6 para el tramo 5, y en la columna 10 para el resto de tramos:

	Envolvente	Corriente	Sección obtenida
Tramo 1	XLPE	24,378 A	2,5 mm²
Tramo 2	XLPE	52,71 A	10 mm²
Tramo 3	XLPE	65,75 A	10 mm²
Tramo 4	XLPE	82,23 A	16 mm²
Tramo 5	PVC	16,30 A	1,5 mm²

Los resultados de las secciones calculadas por los dos métodos, caída de tensión y calentamiento, se comparan y se elige la mayor de cada caso

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida
S ₁	23,95 mm ²	2,5 mm ²	25 mm²
S ₂	32,97 mm ²	10 mm ²	35 mm²
S ₃	12,05 mm ²	10 mm ²	16 mm²
S ₄	32,64 mm ²	16 mm ²	35 mm²
S ₅	14,92 mm ²	1,5 mm ²	16 mm²

$$\begin{aligned} S_1 &= 25\text{mm}^2 \\ S_2 &= 35\text{mm}^2 \\ S_3 &= 16\text{mm}^2 \\ S_4 &= 35\text{mm}^2 \\ S_5 &= 16\text{mm}^2 \end{aligned} \quad (51)$$

3.8.2 Cableado luminarias.

Para el dimensionamiento de todo el cableado desde la instalación fotovoltaica hasta las luminarias se ha seguido lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

En la imagen siguiente y el plano 4,4, se pueden observar los dos tramos de la instalación de luminarias (tramo 6, tramos 7 y tramo 8), en los que se han separado las distintas escenas de iluminación, para realizar el alumbrado de calzada. Los tramos tienen las siguientes características:

Tramo 6: 125m y consta de 13 luminarias de las cuales, 8 luminarias de 71 W, y 5 luminarias de 40 W

Tramo 7: 170m y consta de 12 luminarias de las cuales, 6 luminarias de 71W, 3 de 40 W y 3 de 54 W

Tramo 8: 340m y consta 21 luminarias. de las cuales, 4 luminarias de 21W, 3 luminarias de 54 W y 14 luminarias de 40W.

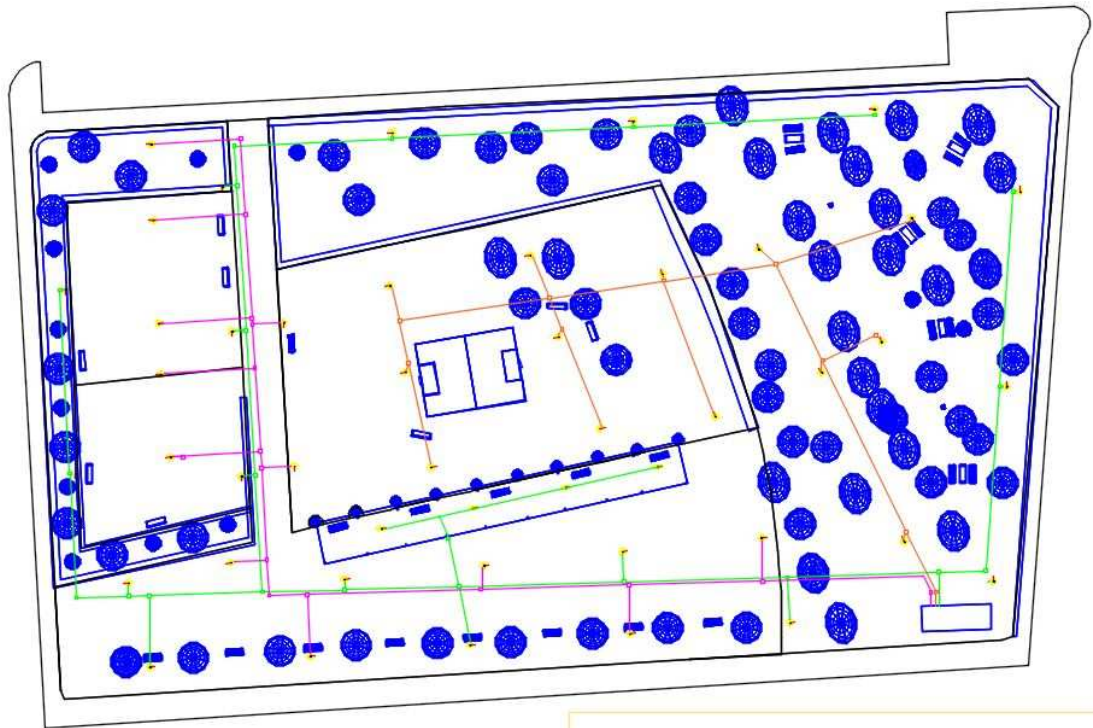


Ilustración 21. Distribución por tramos de las luminarias. Tramo 6 en naranja, tramo 7 en magenta y tramo 8 en verde. Fuente: Elaboración propia

Según el REBT-ITC 09, en su punto 3 (*DIMENSIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ALUMBRADO PÚBLICO*), indica:

Las líneas de alimentación a puntos de luz con lámparas o tubos de descarga, estarán previstas para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados, a sus corrientes armónicas, de arranque y desequilibrio de fases. Como

consecuencia, la potencia aparente mínima en VA, se considerará 1,8 veces la potencia en vatios de las lámparas o tubos de descarga.

Además de lo indicado, el factor de potencia de cada punto de luz, deberá corregirse hasta un valor mayor o igual a 0,90. La máxima caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier otro punto de la instalación, será menor o igual que 3%.

La iluminación LED no es tecnología de descarga y por tanto no es preciso aplicar el coeficiente 1,8 a la potencia en vatios de las lámparas que dice el punto 3.1. de la ITC-BT 09.

Se han realizado los cálculos para que cumpla las dos condiciones de dimensionamiento: máxima caída de tensión y calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible.

1. Recopilación de datos:

- a. Potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación (las longitudes se han medido sobre plano):
- Tramo de línea 6, conexionado de las luminarias primer tramo. Potencia instalada de 768W (13 luminarias de las cuales, 8 luminarias de 71 W, y 5 luminarias de 40 W).

Intensidad en el tramo 6 (I_6):

$$I_6 = \frac{768W}{230V} = 3,33A(52)$$

Por lo tanto aplicando el factor de corrección, 0,9 la intensidad es:

$$I_6 = \frac{3,33A}{0,9} = 3,7A(53) \text{ Longitud del tramo } L_6 = 125 \text{ metros}(54)$$

- Tramo de línea 7, conexionado de las luminarias tercer tramo. Potencia instalada de 1106 W (13 luminarias de las cuales, 6 luminarias de 71W, 3 de 40 W y 3 de 54 W)

Intensidad en el tramo 7 (I_7):

$$I_7 = \frac{1106W}{230V} = 4,8A(55)$$

Procedemos el factor de corrección 0,9. La intensidad es:

$$I_7 = \frac{4,8A}{0,9} = 5,34A(56) \text{ Longitud del tramo } L_7 = 170 \text{ metros}(57)$$

- Tramo de línea 8, conexionado de las luminarias segundo tramo. Potencia instalada de 806 W (21 luminarias. de las cuales, 4 luminarias de 21W, 3 luminarias de 54 W y 14 luminarias de 40W.

- Intensidad en el tramo 8 (I_8):

$$I_8 = \frac{806W}{230V} = 3,5A(58)$$

Procedemos el factor de corrección 0,9. La intensidad es:

$$I_8 = \frac{3,5A}{0,9} = 3,89A(59) \text{ Longitud del tramo } L_7 = 340 \text{ metros}(60)$$

- b. Máxima caída de tensión permitida.

Se le asigna 3% a cada tramo, ya que la longitud de cada uno de ellos es la misma.

2. Cálculo por caída de tensión:

$$S_{(n)} = \frac{200 \times L_n \times I_n}{\Delta U_{\%} (n) \times U \times \gamma @ (n)} = mm^2(44)$$

Tramo de línea 6:

$$S_{(6)} = \frac{200 \times L_6 \times I_6}{\Delta U_{(6)} \times U_{Gmpp} \times \gamma_{(6)}} = \frac{200 \times 125 \text{m} \times 3,7 \text{A}}{3 \times 230 \text{V} \times 45 \text{s-m/mm}^2} = 2,97 \text{mm}^2 \text{ (61)}$$

Tramo de línea 7:

$$S_{(7)} = \frac{200 \times L_7 \times I_7}{\Delta U_{(7)} \times U_{Gmpp} \times \gamma_{(7)}} = \frac{200 \times 170 \text{m} \times 5,34 \text{A}}{3 \times 230 \text{V} \times 45 \text{s-m/mm}^2} = 5,85 \text{mm}^2 \text{ (62)}$$

Tramo de línea 8:

$$S_{(8)} = \frac{200 \times L_8 \times I_8}{\Delta U_{(8)} \times U_{Gmpp} \times \gamma_{(8)}} = \frac{200 \times 340 \text{m} \times 3,89 \text{A}}{3 \times 230 \text{V} \times 45 \text{s-m/mm}^2} = 8,51 \text{mm}^2 \text{ (63)}$$

3. Cálculo por calentamiento:



La norma que contempla las intensidades máximas admisibles en los cables o conductores que discurren enterrados, según el REBT, son los indicados por la norma UNE-HD 60,364-5-52:2014 en su Tabla C-52-2 bis.

a) Las intensidades a considerar en cada tramo, aplicando el factor de corrección 0,9 según la ITC BT 40, son:

- $I_6 = 3,7 \text{ A}$
- $I_7 = 5,34 \text{ A}$
- $I_8 = 3,89 \text{ A}$

b. Identificación de las instalaciones de referencia.

Tabla 8. Métodos de instalación.
Fuente: Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60.364-5-52:2014.

Ref.	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
70		Cable multipolar en tubo o en conducto cerrado de sección no circular en el suelo	D1
71		Cable unipolar en tubo o en conducto cerrado de sección no circular en el suelo	D1

En los tramos 6, 7 y 8, se utilizará cable unipolar alojado en conductos enterrados, método de instalación D1 de la tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60.364-5-52:2014.

c. Tipos de conductores y número de circuitos.

En los tres tramos se utilizarán conductores de cobre unipolares con tensión asignada de 0,6/1 kV y con aislamiento termoestable (tipo RV-K) para una temperatura de servicio de $90^\circ\text{C} \rightarrow \gamma_{(90^\circ\text{C})} = 45 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.



Ilustración 22. Conductor Retenal Flex de Prysmian Group
Fuente: Catálogo PRISMAN

d. Factores de corrección.

De acuerdo con la norma UNE-HD 60.364-5-52:2014, se aplicarán los correspondientes factores de corrección, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cada uno de los circuitos, discurrirá por una canalización independiente. (ITC-BT-07 2.1.2.)

Para la ejecución de las instalaciones de redes subterráneas para distribución en baja tensión en canalizaciones entubadas, serán conformes con las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. "No se instalará más de un circuito por tubo").

- Consideraremos la temperatura del terreno de 25°C (Tabla B.52.15 Bis)
- Consideraremos la del terreno en 2,5 k-m/W.
- Profundidad de la canalización 0,4 metros.

Tabla 9. Factores de corrección aplicados a los conductores.
Fuente UNE-HD 60.364-5-52:2014

	Envolvente	Circuitos	Factor de °C de terreno (Tabla B.52.15 bis)	Factor de resistividad terreno (Tabla B.52.16)	Factor agrupamiento (Tabla B.52.19)	Factor profundidad (Tabla BT07-9)	Factor TOTAL
Tramo 6	XLPE	1	1	1	1	1,03	(1x1x1,03) 1,03
Tramo 7	XLPE	1	1	1	1	1,03	(1x1x1,03) 1,03
Tramo 8	XLPE	1	1	1	1	1,03	(1x1x1,03) 1,03

Tabla 10. Cables enterrados en zanja a diferentes profundidades. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente: ITC-BT-0

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

e. Finalmente, las corrientes a considerar en cada uno de los tramos, aplicando los coeficientes correctores:

$$I_{(6)} = \frac{3,7A}{1,03} = 3,59A$$

$$I_{(7)} = \frac{5,344A}{1,03} = 5,18A \text{ (64)}$$

$$I_{(8)} = \frac{3,89A}{1,03} = 3,77A$$

f. Puesto que hemos considerado como método de instalación D1 y siendo todos los circuitos bipolares con conductores de cobre, procedemos a determinar las secciones utilizando la tabla C.52.2 bis de la norma UNE-HD 60.364-5-52:2014 (ver Anexo 4.2)

	Envolvente	Corriente	Sección obtenida
Tramo 6	XLPE	3,59 A	1,5 mm ²
Tramo 7	XLPE	5,18 A	1,5 mm ²
Tramo 8	XLPE	3,77 A	1,5 mm ²

g. Los resultados de las secciones calculadas por los dos métodos, caída de tensión y calentamiento, se comparan y se elige la mayor de cada caso

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida
S ₆	2,97 mm ²	1,5 mm ²	4 mm ²
S ₇	5,85 mm ²	1,5 mm ²	6 mm ²
S ₈	8,51 mm ²	1,5 mm ²	10 mm ²

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la ITC-BT 09 (*INSTALACIONES DE ALUMBRADO EXTERIOR*) en su párrafo 5.2.1, para las redes subterráneas de alimentación a las luminarias, indica:

La sección mínima a emplear en los conductores de los cables, incluido el neutro, será de 6 mm².

Por lo tanto. nosotros elegimos para los tramos 5 y 6 de alimentación a las luminarias:

$$\begin{aligned}
 S_6 &= 6\text{mm}^2 \\
 S_7 &= 6\text{mm}^2 \\
 S_8 &= 10\text{mm}^2 \quad (65)
 \end{aligned}$$

3.9. Canalizaciones.

En la instalación proyectada, todas las canalizaciones discurrirán por el interior de tubos y canales protectoras, por la tanto, su dimensionado y montaje, se verá afectado por la aplicación de las instrucciones técnicas ITC-BT-07 y ITC-BT-21 del REBT.

ITC-BT-07. EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE REDES SUBTERRÁNEAS PARA DISTRIBUCIÓN EN B.T.

2.1.2 En canalizaciones entubadas

Serán conformes con las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. No se instalará más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes viarios. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

2.2.1 Cruzamientos con Calles y carreteras

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

ITC-BT-21. TUBOS Y CANALES PROTECTORAS

1.2.4 Tubo en canalizaciones enterradas

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la Tabla 9 figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Tabla 11. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21

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

Para más de 10 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

3 CANALES PROTECTORAS

La canal protectora es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no perforadas, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable.

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.

- La tapa de las canales quedará siempre accesible.

En el tramo 1(a) (módulos-caja protección) existen dos tramos perfectamente diferenciados. En un primer tramo, el cableado proveniente de los 7 strings (ramas) del generador, circula por un canal protector estanco desde la pérgola hasta el entronque con la canal subterránea, el segundo tramo (1b) transcurre por el interior de una canalización subterránea hasta el interior de la caseta donde se localiza la caja de corte y protección del generador fotovoltaico.

La sección de las canalizaciones, la determinaremos de acuerdo con la tabla 9 de ITC-BT-21:
Número de conductores: $N = 14$

Sección de cobre de los conductores: $S_1 = 25 \text{ mm}^2$

Tabla 12. Diámetros de los conductores para cada una de las secciones Fuente: Catálogo General

EXZHELLENT SOLAR
ZZ-F (PVF-1 TÜV)
TENSIÓN: 0,6/1 kV c.a. - 1,8 kV c.c.

General Cable

	 mm ²	 mm	 kg/km	 mm	 40°C A	 $\cos\phi=1$ V/A.km
1614107	1x2,5	4,8	45	20	41	22,87
1614108	1x4	5,4	65	22	55	14,18
1614109	1x6	6,1	85	25	70	9,445
1614110	1x10	7,8	140	31	96	5,433
1614111	1x16	8,6	195	35	132	3,455
1614112	1x25	10,3	290	41	178	2,215
1614113	1x35	11,8	390	47	218	1,574

Sección del conductor considerando la envolvente:

$$S_{1 (env)} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 10,3^2}{4} = 83,28 \text{ mm}^2 (66)$$

Sección total de los conductores considerando la envolvente:

$$S_{Te1} = N_1 \cdot S_{1 (env)} = 14 \cdot 83,28 \text{ mm}^2 = 1.165,92 \text{ mm}^2 (67)$$

Sección mínima del tubo/canal protectora:

$$S_{min (1)} = 4 \cdot 1.165,92,64 \text{ mm}^2 = 4.663,71 \text{ mm}^2 (68)$$

Diámetro mínimo del tubo protector (tramo 1b):

$$D_{min(1)} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{min (1)}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4.663,71 \text{ mm}^2}{3,14}} = 77,07 \text{ mm} (69)$$

Para facilitar el montaje y alojamiento de los conductores optamos por **dos tubos metálicos de 60 mm** para la instalación exterior y **tubo aislante de 90 mm** para el tramo enterrado. (Ver Anexo 4.3 Fichas técnicas)



Ilustración 23 Tubo aislante
Fuente: Catálogo Aiscan.



Ilustración 24. Tubo metálico.
Fuente: Catálogo Aiscan.

Para los tramos 2,3,4 y 5 (caja protección-regulador-baterías-inversor) utilizaremos **canal de distribución plástico de 60x90 mm** con sus correspondientes accesorios de montaje existente dos tramos perfectamente diferenciados. (Ver Anexo 4.3 Fichas técnicas)

Finalmente, para los tramos 6 y 7 y 8 de acuerdo con la Tabla 9 de la ITC-BT-21, utilizaremos **tubos aislantes de 60 mm (68)** en todo su recorrido enterrado.



Ilustración 25 Canales de distribución
Fuente Hager

3.10. Protecciones eléctricas.

Calcularemos las siguientes protecciones:

- Fusibles seccionadores entre módulos fotovoltaicos y regulador de carga.
- Protección contra sobretensiones de carácter atmosférico.
- Interruptor general del generador.
- Protección de la batería.
- Protección del inversor.
- Cuadro eléctrico de protección del circuito de alimentación de las luminarias.

Fusibles seccionadores entre paneles y regulador.

Deben ser aproximadamente 1,3 veces la corriente de cortocircuito de un módulo y menor o igual a la corriente que admita el regulador. Característica de disparo gPV y.

$$U_{fusibles} = 1,3 \cdot 8,93A = 11,61A(70)$$

Los fusibles seccionadores elegidos son el modelo **30F10PV de 12 A (serie Solartec de GAVE)**. Se pueden ver las características en el anexo 4.4.

Protección contra sobretensiones de carácter atmosférico.

Para proteger la instalación fotovoltaica frente a las sobretensiones transitorias debidas a las descargas indirectas de rayos, se deben instalar protectores contra sobretensiones. Se opta por el modelo **PST25PV clase II (serie Solartec de GAVE)**. Se pueden ver las características en el anexo 4.4.

Interruptor general del generador.

Debe ser capaz de cortar la corriente que circula por el conductor del generador en condiciones de cortocircuito. Puesto que en nuestro caso existen dos reguladores (Reg1 y Reg2), realizaremos el cálculo para el regulador que soporta mayor corriente (Reg2), en nuestro caso 4 cadenas. Para el otro regulador (Reg1), mantendremos las mismas características.

$$I_{interruptor} = 4 \cdot 8,93A = 35,72A(71)$$

$$U_{interruptor} = 3 \cdot 46,49V = 139,47V(72)$$

El interruptor seleccionado es el modelo **55DC4014 (serie Solartec de GAVE)** capaz de interrumpir corrientes de 125 A. Se pueden ver las características en el anexo 4.4.

Protección de la batería.

Debe ser capaz de cortar entre 1,5 y 2 veces la corriente que circula por el conductor del generador en condiciones de cortocircuito.

$$I_{csc} = 7cadenas \cdot 1,5 \cdot 8,93A = 93,76A(73)$$

El elemento protector seleccionado es el fusible MEGA fuse 125A/58V de **VICTRON ENERGY**. Se pueden ver las características en el anexo 4.4.

Protección del inversor.

Se debe instalar un interruptor automático bipolar específico para corriente continua. El automático será capaz de proteger 1,25 veces la corriente consumida en la entrada del inversor (corriente continua), trabajando en condiciones extremas.

$$I_{INV (CC) nominal} = \frac{P_{INV}}{U_{BAT}} = \frac{3000W}{48V} = 62,5A(74)$$

$$I_{INV (CC)} = 62,5A \cdot 1,25 = 78,125A(75)$$

Seleccionaremos dos cartuchos fusibles de 100A **32F100GLIF de Gave** junto a su portafusibles **2P232de Gave**.

Cuadro eléctrico protección del circuito de alimentación a las luminarias.

Para configurar el cuadro de alimentación y maniobra en BT que alimentar las luminarias, utilizaremos:

- 1 interruptor magnetotérmico de corte general (1+N).
- 1 interruptor diferencial con corriente de defecto de 30 mA.
- 1 interruptor magnetotérmico de alimentación a la línea de luminarias L6.
- 1 interruptor magnetotérmico de alimentación a la línea de luminarias L7.
- 1 interruptor magnetotérmico de alimentación a la línea de luminarias L8.
- 1 interruptor magnetotérmico de alimentación al circuito de maniobra.

Según los datos obtenido previamente las corrientes que circulan por cada una de las líneas es:

$$I_{L6} = 3,33A(76)$$

$$I_{L7} = 3,5A(77)$$

$$I_{L8} = 4,8A(78)$$

Los elementos de protección seleccionados, para corriente alterna, se resumen en la tabla 13.

Tabla 13. Elementos de protección seleccionados.
Fuente: Catálogo **Schneider Eléctric**

Identificador	Especificación	Características	Referencia	Marca
Q03	Interrup. magnetotérmico protección general	25 A - 6kA	A9K17225 (81)	Schneider Eléctric
Q04	Diferencial general	25 A - 30 mA	A9R81225 (82)	Schneider Eléctric
Q05	PIA protección L6	10 A - 6kA	A9K17210 (83)	Schneider Eléctric
Q06	PIA protección L7	10 A - 6kA	A9K17210 (84)	Schneider Eléctric
Q07	PIA protección L8	10 A - 6kA	A9K17210 (84)	Schneider Eléctric
Q08	PIA protección L6	6 A - 6kA	A9K17606 (85)	Schneider Eléctric