



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO CON SUMINISTRO ELÉCTRICO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUTORA: PAOLA TORRES JIMÉNEZ
TUTOR: ELÍAS JOSÉ HURTADO PÉREZ

Curso académico 2017-2018

Tabla de contenido

1.	OBJETIVO DEL TRABAJO	2
2.	JUSTIFICACIÓN	4
2.1.	ACADÉMICA	5
2.2.	AMBIENTAL Y ECONÓMICA	5
3.	INTRODUCCIÓN TEÓRICA	6
4.	MEMORIA DESCRIPTIVA	9
4.1.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	10
4.2.	INSTALACIÓN LUMÍNICA	10
4.2.1.	Situación y emplazamiento de la instalación	10
4.2.2.	Luminaria	11
4.2.3.	Eficiencia energética	12
4.3.	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	12
4.3.1.	Sistemas captadores	12
4.3.2.	Estructuras para los sistemas captadores	14
4.3.3.	Sistemas de acumulación	15
4.3.4.	Regulador	16
4.3.5.	Inversor	18
4.3.6.	Situación y emplazamiento de la instalación	20
5.	CÁLCULOS	21
5.1.	ESTUDIO ELÉCTRICO	22
5.1.1.	Clasificación de las vías	23
5.1.2.	Niveles de iluminación de los viales	24
5.1.3.	Estudio luminotécnico	25
5.1.4.	Potencia instalada	32
5.1.5.	Consumo	33
5.2.	DIMENSIONADO DE SISTEMAS CAPTADORES Y DE ACUMULACIÓN	35
5.2.1.	Valores de partida	36
5.2.2.	Dimensionado técnico	39
5.2.3.	Dimensionado económico	44
5.3.	DIMENSIONADO DEL RESTO DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	50
5.3.1.	Reguladores	50
5.3.2.	Inversores	53
6.	ESTUDIO ECONÓMICO	54
6.1.	PRESUPUESTO	55
6.2.	AMORTIZACIÓN	55
7.	PLIEGO DE CONDICIONES	58



1. OBJETIVO DEL TRABAJO

El presente Trabajo Final de Grado tiene como objetivo el diseño de una instalación de alumbrado público para las zonas comunes (carreteras y caminos peatonales) de una urbanización privada, tanto como el dimensionado y diseño de una instalación fotovoltaica y todos sus elementos necesarios, que proporcionarán el suministro eléctrico para alumbrado mediante el uso de baterías. La instalación se ubicará en la localidad de Paterna, en la provincia de Valencia.

En el desarrollo de este proyecto se estudiará la instalación fotovoltaica aislada de manera técnica y económica con la finalidad de asegurar el abastecimiento energético al alumbrado público hasta en las peores condiciones meteorológicas, que pueden provocar la falta de generación eléctrica durante varios días consecutivos, consiguiendo un sistema completamente independiente de la red eléctrica.

De esta manera se reducirá la factura eléctrica comunitaria notablemente evitando la compra de energía de la red eléctrica para la alimentación del alumbrado nocturno. Además, se hará uso de tecnología LED en la instalación lumínica, caracterizada por un bajo consumo en comparación con las luminarias tradicionales. Con esto se conseguirá economizar el sistema al máximo, pues al consumir menos energía la instalación fotovoltaica se verá reducida.

Se impulsará así el uso de la energía solar fotovoltaica y las energías renovables en general, que reducen el impacto ambiental causado por las fuentes de energía nuclear y de carbón. Estas, junto con la eólica, generan la mayor parte de la energía vertida en la red eléctrica española. La energía producida sobrante que no sea almacenada en las baterías podrá ser usada para otras finalidades en la comunidad.



2. JUSTIFICACIÓN

2.1. ACADÉMICA

Con este Trabajo Final de Grado se pretende aplicar los conocimientos adquiridos durante los estudios del Grado en Ingeniería Eléctrica y afianzarlos con un proyecto de características y dimensiones reales, además de ampliar los conocimientos que resulten necesarios para la realización de este proyecto. De esta manera quedará reflejado el éxito de los estudios de grado al haber sido capaz de realizar un trabajo con dichas propiedades.

El trabajo, a pesar de no ser un proyecto que vaya a llevarse a cabo, se ha realizado en una zona residencial común y con valores completamente reales. Esto permitirá extrapolar el presente proyecto a cualquier otra urbanización fácilmente variando las dimensiones de la instalación, siempre y cuando las condiciones meteorológicas sean parecidas.

2.2. AMBIENTAL Y ECONÓMICA

La realización del estudio está motivada por razones tanto ambientales como económicas. Se pretende hacer visible la viabilidad de una instalación de alumbrado público completamente aislada de la red eléctrica, alimentada en su totalidad por energía renovable como es la energía solar fotovoltaica.

Se ha seleccionado para la instalación como fuente energética la solar por su simplicidad de instalación y facilidades. Los módulos fotovoltaicos se adaptan a la perfección a un entorno urbano pudiendo ser colocados en tejados o azoteas de casas y edificios residenciales, lo que disminuirá también las pérdidas por transporte de la energía producida, pues se consume en el mismo lugar que se genera. No requiere apenas gastos de instalación este tipo de generación y proporciona gran flexibilidad para adaptarse a diferentes entornos.

Además, se suma el factor económico, pues estas instalaciones proporcionan gran rentabilidad a largo plazo gracias a la larga vida útil de los elementos utilizados en la instalación fotovoltaica. Se obtiene energía limpia siendo simplemente necesaria una inversión inicial y escasos gastos de mantenimiento durante su vida útil.



3. INTRODUCCIÓN TEÓRICA

La demanda energética aumenta notable e inevitablemente debido al crecimiento de la población y la evolución tecnológica que nos permite grandes comodidades en nuestro día a día, como se aprecia en la gráfica siguiente:

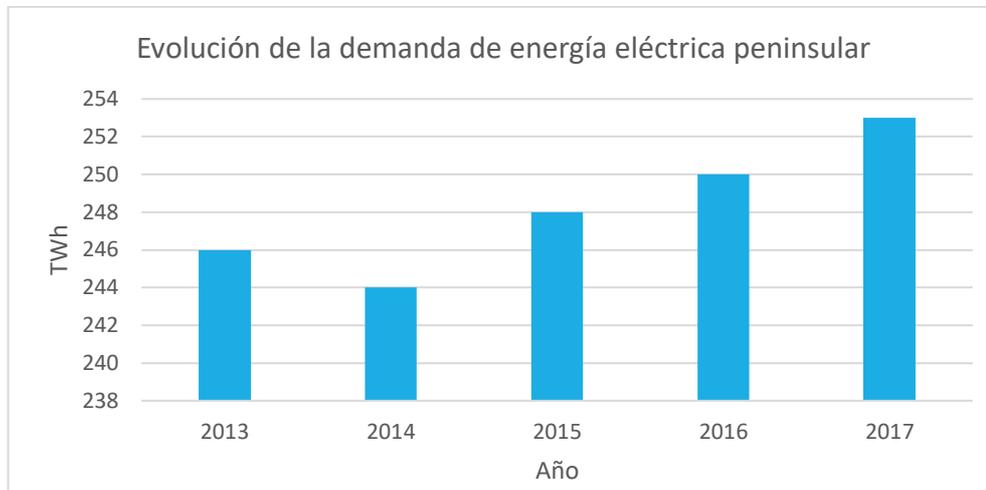


Ilustración 1: Evolución de la demanda energética peninsular. Fuente: Red Eléctrica España.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) predice que la demanda energética global aumentará en un 30% para el año 2040, para adaptarnos a este aumento de demanda controlando las emisiones debemos potenciar las energías renovables y mejorar su tecnología.

Actualmente en España, la principal fuente de energía primaria es el petróleo con casi el 50% de la energía consumida seguido del gas natural, ambos combustibles fósiles con efectos negativos en el medio ambiente que deben corregirse urgentemente para que los efectos no se vuelvan irreversibles.

Gracias a la situación y climatología de España, esta consta de un potencial de los más altos de Europa en energía solar.

La energía solar fotovoltaica es aquella obtenida directamente de la radiación solar gracias a las propiedades de los materiales semiconductores. Para llevar a cabo esta transformación se hace uso de las células fotovoltaicas, fabricadas en su mayoría a base de silicio. Estas están formadas por materiales semiconductores que absorben los fotones de la radiación solar aportando energía a los electrones que, al desprenderse, generan una diferencia de potencial entre sus extremos.

Las células fotovoltaicas se conectan en serie entre si formando lo que se conoce como panel fotovoltaico, del cual se obtiene una mayor tensión de salida. Igualmente, se conectan paneles en paralelo para obtener la corriente de salida deseada.

Existen diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas dependiendo de su aplicación y dimensiones las cuales podemos clasificar de la siguiente manera:

- Aisladas: aquella instalación completamente aislada de la red eléctrica que produce energía para su único consumo propio, como puede ser una vivienda o un elemento electrónico concreto.
- Autoconsumo: donde la finalidad de la producción energética es el consumo propio pero se dispone de conexión a la red para abastecerse de ésta en caso de que la producción fotovoltaica sea insuficiente o inyectar a la red la energía solar sobrante.
- Conexión a la red: en estos casos la finalidad principal es producir energía eléctrica para inyectarla en la red eléctrica como ocurre en las centrales eléctricas fotovoltaicas.

Los paneles fotovoltaicos proporcionan corriente eléctrica continua por lo que, excepto en placas integradas directamente en elementos electrónicos u otros casos que requieran de esta corriente continua, se necesita del uso de inversores de corriente para el consumo de esta energía.



4. MEMORIA DESCRIPTIVA

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El trabajo final de grado consiste una instalación de alumbrado público de 56 kW con suministro eléctrico fotovoltaico, y la instalación fotovoltaica aislada de la red de 263 kW que este suministro conlleva. Además de todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento de ambas partes de la instalación. El proyecto se realizará para la iluminación nocturna de las zonas comunes de una urbanización privada, en cambio, la producción energética se realizará durante las horas de sol y esta será almacenada en baterías para su posterior consumo en las horas sin luz natural.

Debido a la amplitud del área a alimentar se repartirá la instalación fotovoltaica en dos puntos del terreno para reducir así las pérdidas de transporte. Además, la instalación lumínica se realizará con luminarias LED para reducir el consumo.

4.2. INSTALACIÓN LUMÍNICA

4.2.1. Situación y emplazamiento de la instalación

La instalación se realizará en la localidad de Paterna, en la provincia de Valencia, que se ubica en la siguiente ilustración 2.



Ilustración 2: Localidad de Paterna. Fuente: Google Earth.

La ubicación que se ha elegido para la urbanización es el área recogida en la siguiente ilustración 3. La zona está compuesta en su mayoría por edificios residenciales y locales comerciales.



Ilustración 3: Área abarcada por la instalación. Fuente: Google Earth.

4.2.2. Luminaria

La elección de las luminarias se ha hecho buscando el ahorro energético por lo que se ha elegido tecnología LED, que nos proporcionará un consumo energético bajo en comparación con las luminarias convencionales.

El modelo de luminarias seleccionado para la instalación ha sido ClearWay BGP303 de la marca Philips. Está diseñado para su uso en carreteras, carreteras principales y calles residenciales por lo que es el idóneo para nuestro proyecto.



Ilustración 4: Luminarias ClearWay BGP303. Fuente: Philips.

A continuación se recogen las principales características de dichas luminarias en la tabla 1.

Especificaciones	ClearWay
Fuente de luz	Módulo LED
Potencia (+/- 10%)	57, 83, 106 o 131 W
Flujo luminoso	4385, 6426, 8366 o 10.332 lm
Eficacia de la luminaria	> 77 lm/W
Temperatura del color correlacionada	4.000 K
Intervalo de temperaturas de funcionamiento	-30 a +25 °C
Tensión de red	120-277 V / 50-60 Hz

Tabla 1: Especificaciones de las luminarias ClearWay. Fuente: Philips.

Este modelo se caracteriza por una baja inversión inicial y prolongada vida útil, concordando perfectamente con nuestros objetivos. Además de la tecnología LED que proporcionará un ahorro energético significativo durante su uso y una reducción de la potencia instalada.

4.2.3. Eficiencia energética

El uso desmesurado de energía eléctrica y la contaminación lumínica que supone la falta de limitaciones en el alumbrado público genera un impacto negativo en el medio ambiente que ha de ser corregido. El Real Decreto 1890/2008 aprobó el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias (de ITC-EA-01 a ITC-EA-07) con dicho fin.

Utilizaremos estas instrucciones para asegurarnos que nuestra instalación es respetuosa con el medio ambiente, mediante la comprobación del cumplimiento de las instrucciones técnicas complementarias.

4.3. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.3.1. Sistemas captadores

Para convertir la radiación solar en energía eléctrica utilizaremos los sistemas captadores de los cuales obtendremos corriente continua a su salida.

El modelo elegido ha sido el Módulo fotovoltaico SCL-320P1 de la marca SACLIMA. De 72 policristalinas por módulo (6x12) y con una potencia máxima de 320 W.

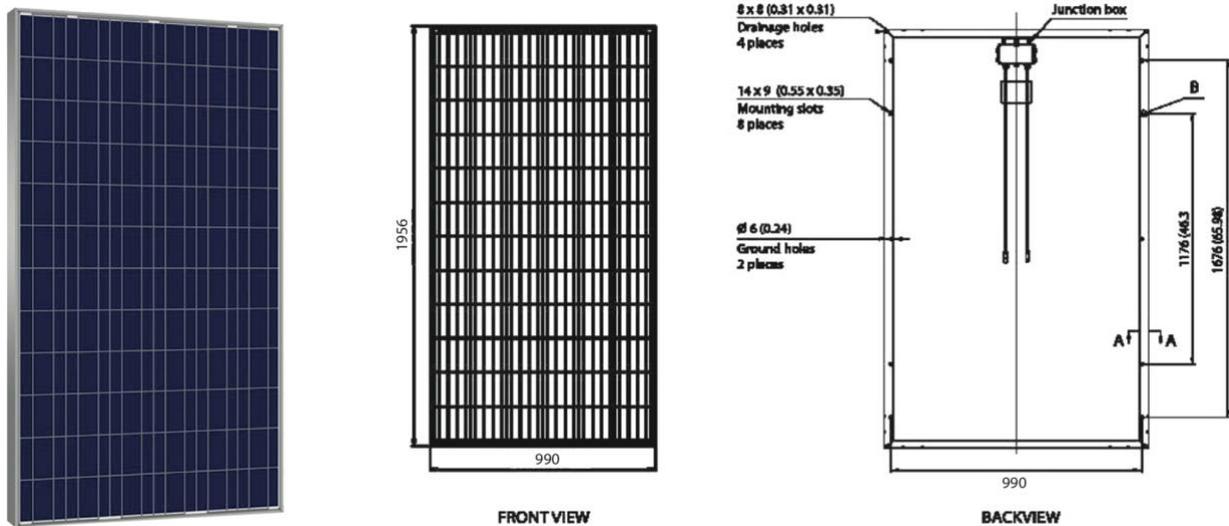


Ilustración 5: Módulo fotovoltaico SCL-320P2. Fuente: SACLIMA.

A continuación se adjunta la tabla de características del módulo fotovoltaico seleccionado para nuestra instalación (tabla 2).

Medida	SCL-320P2
Potencia máxima (Pmax) [W]	320
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	36,20
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8,84
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	45,00
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	9,17
Tolerancia de potencia [W]	0/3 %
Células	72 = 6x12 policristalinas
Conectores	MC4 Compatible
Caja conexión	TÜV Certificado
Dimensión	1956 x 990 x 50 mm
Peso	22,3 kg

Tabla 2: Características del módulo fotovoltaico. Fuente: SACLIMA.

4.3.2. Estructuras para los sistemas captadores

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos anteriormente descritos se van a usar las estructuras de la misma marca (SACLIMA), estructuras de cuatro módulos cada una. En la ilustración 6 podemos ver sus componentes.



Componentes



1. Triángulos

Soporte principal de la estructura a medida depende del tipo de instalación.



2. Perfiles de aluminio

Tiene como función la colocación de los módulos a la estructura.



3. Uniones perf. aluminio

Las uniones de aluminio refuerzan la sujeción de los módulos a la estructura triangular.



4. Escuadras M8

Aplicación de piezas añadidas para cambios en el tamaño de la estructura.



5. Pinzas intermedias

Apta para la zona media de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



6. Pinzas finales

Habilitada para los extremos de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



7. Tornillos M8 x 14

Sujeción escuadras y otros componentes.



8. Tornillos M8 x 35

Sujeción escuadras y otros componentes.



9. Tornillos M8 x 25

Sujeción escuadras y otros componentes.



10. Tuercas M8

Sujeción escuadras y otros componentes.

Ilustración 6: Estructura para módulos fotovoltaicos. Fuente: SACLIMA.

4.3.3. Sistemas de acumulación

La energía eléctrica obtenida diariamente de los módulos fotovoltaicos debe de almacenarse para posteriormente, durante la noche, consumirla en la alimentación de las luminarias. Además, será necesaria una reserva de energía para asegurar el abastecimiento aunque haya días sin radiación solar y por tanto sin producción eléctrica.

Las baterías seleccionadas con esta finalidad como sistemas de acumulación son el modelo 26 OPzS 3250 de la marca HOPPECKE, compuestas por 6 vasos de 2V (12V). La capacidad nominal de este modelo para 10 horas de descarga es de 3250 Ah.



Ilustración 7: Baterías 26 OPzS 3250. Fuente: Hoppecke.

En la siguiente tabla se muestran las características de capacidad, dimensiones y peso de las baterías elegidas (tabla 3), y el croquis de estas (ilustración 8).

Medida	26 OPzS 3250
$C_{nom}/1,80\text{ V [Ah]}$	3250
$C_{10}/1,80\text{ V [Ah]}$	3488
$C_5/1,77\text{ V [Ah]}$	3028
$C_3/1,75\text{ V [Ah]}$	2594
$C_1/1,67\text{ V [Ah]}$	1699
Peso máximo [kg]	229,6
Peso electrolito [kg]	65,4
Longitud máxima L [mm]	215
Espesor máximo W [mm]	580
Altura máxima H [mm]	815

Tabla 3: Características de las baterías. Fuente: Hoppecke.

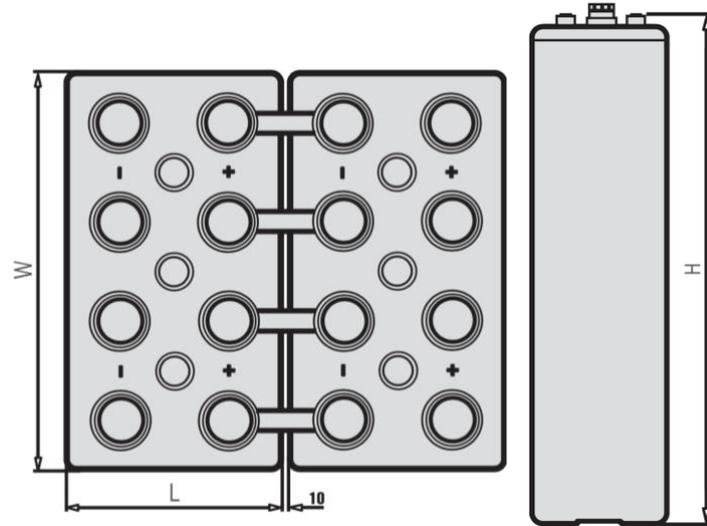


Ilustración 8: Croquis baterías 26 OPzS 3250. Fuente: Hoppecke.

4.3.4. Regulador

El regulador es un dispositivo encargado de controlar el estado de las baterías y la corriente de carga que se le aporta a estas alargando de esta manera su vida útil. Si la batería está completamente cargada cortará el paso de corriente evitando que se produzcan sobrecargas y si, por el contrario, la batería no está completamente cargada regulará la corriente que se les aporta para cargarlas lo más rápido posible.

Existen dos tipos de reguladores solares; PWM y MPPT. El primer tipo tiene la limitación de que solo puede trabajar a la tensión a la que trabaja el módulo aunque resulta más económico que el segundo. Los reguladores MPPT también son conocidos como maximizadores, pues obtienen un mayor rendimiento de los paneles adaptando la tensión e intensidad de carga hasta el punto de máxima potencia (MPP) en cada instante. Este segundo tipo de reguladores tiene el inconveniente de ser menos económico y más voluminoso.

El modelo elegido es el controlador de carga SmartSolar MPPT 250/100 de la marca Victron Energy, con el cual obtendremos el mayor partido de nuestros módulos solares además de conservar en buen estado las baterías.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con dispositivo conectable



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla

*Ilustración 9: Regulador SmartSolar.
Fuente: Victron Energy.*

En la siguiente tabla se muestran sus características más relevantes (tabla 4).

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/100
Tensión de la batería	12, 24 o 48 V
Corriente de carga nominal	100 A
Potencia FV nominal, 12V	1450 W
Máxima corriente de corto circuito	70 A
Tensión máxima de circuito abierto	250 V
Eficacia máxima	99%
Temperatura de trabajo	-30 a +60 °C

Tabla 4: Características de los reguladores. Fuente: Victron Energy.

4.3.5. Inversor

El inversor es una parte fundamental que nos permitirá alimentar la carga desde las baterías con corriente alterna. Como hemos visto, la energía solar fotovoltaica se obtiene en forma de corriente continua, la cual se almacena en los acumuladores a través del regulador. Para poder consumir esta energía durante la noche en la luminaria debemos convertir esta corriente de continua a alterna haciendo uso de inversores.



Ilustración 10: Inversor Ingecon Sun 3Play. Fuente: Ingeteam.

El modelo elegido es el inversor trifásico Ingecon Sun 3Play 20TL de la marca Ingeteam de 20 kW cada uno. En la siguiente ilustración se muestra el esquema eléctrico de dichos inversores y sus dimensiones físicas, ilustraciones 11y 12, respectivamente.

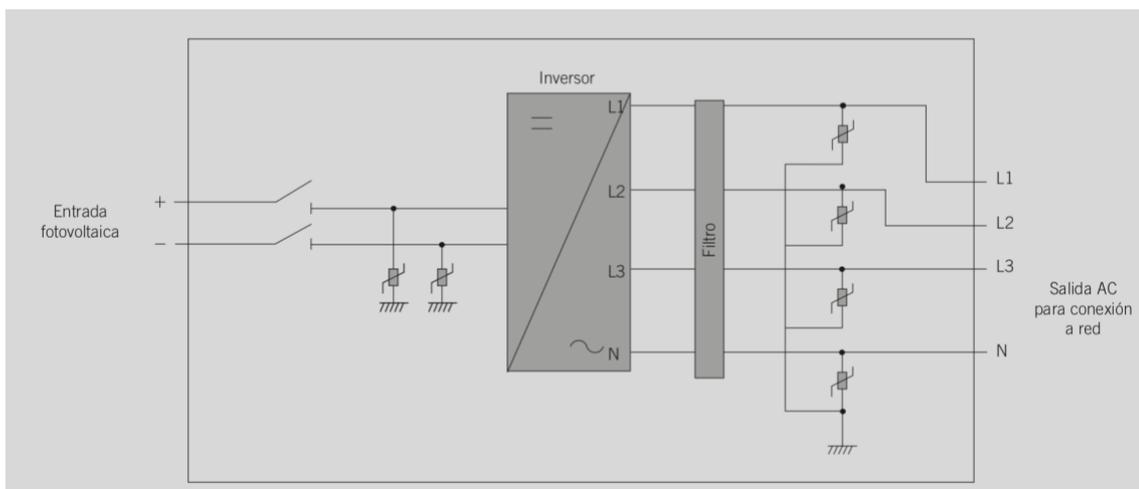


Ilustración 11: Esquema eléctrico del inversor. Fuente: Ingeteam.

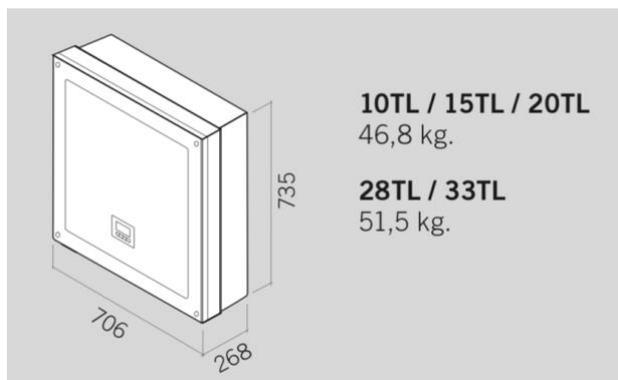


Ilustración 12: Dimensiones del inversor (mm). Fuente: Ingeteam.

Por último se muestran en la tabla 5 las características principales de los inversores seleccionados.

20TL	
VALORES DE ENTRADA (DC)	
Rango pot. campo FV recomendado	20,6 – 26,8 kW
Rango de tensión MPP	560 – 820 V
Tensión mín. para P _{nom} a Vac nominal	560 V
Tensión máxima	1.000 V
Corriente máxima	37 A
Número de entradas	1
VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia nominal	20 kW
Máx. temperatura a potencia nominal	55 °C
Corriente máxima	29 A
Tensión nominal	400 V
Rango de tensión	187 – 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Factor de potencia	1
Rendimiento máximo	98,5 %

Tabla 5: Características de los inversores. Fuente: Ingeteam.



5. CÁLCULOS

5.1. ESTUDIO ELÉCTRICO

Para la obtención de la potencia a instalar hemos de realizar los cálculos lumínicos sobre las calles de estudio. Se ha hecho el estudio con el programa DIALux de tres tipos diferentes de calles que se ajustan en la mayor medida a las características reales, resumidos en la tabla 6 los parámetros necesarios para la utilización del programa.

Tipo	Dist. de calle (km)	Nº carriles	Ancho carriles (m)	Nº aceras	Ancho aceras (m)	Nº c. aparcamiento	Ancho c. aparc. (m)
1	3,457	2	3	2	3	2	3
2	10,250	1	3	2	2	2	3
3	4,393	2	3	2	2	0	-

Tabla 6: Tipos de calles estudiadas.

Se han reflejado en estos distintos tipos una calle principal (tipo 1) con dos carriles de circulación, dos carriles de aparcamiento y dos aceras peatonales; una calle común (tipo 2), que representa la mayoría de calles de la instalación con un carril de circulación, dos carriles de estacionamiento a los lados y dos aceras; y por último una calle limitada con dos carriles de circulación sin carriles de estacionamiento y dos aceras (tipo 3).

El apartado 'Distancia de calle' indica la longitud total de calles correspondiente a dicho tipo. La distancia total a lo largo de la cual haremos nuestra instalación lumínica es de 18,1 km. Se ilustra en la siguiente ilustración número 14 la distribución del tipo de calles sobre el plano, en naranja el tipo 1, azul el tipo 2 y amarillo tipo 3.

Situaciones de proyecto	Tipos de vías	Clase de Alumbrado ^(*)
C1	<ul style="list-style-type: none"> • Carriles bici independientes a lo largo de la calzada, entre ciudades en área abierta y de unión en zonas urbanas Flujo de tráfico de ciclistas	
	Alto.....	S1 / S2
	Normal	S3 / S4
D1 - D2	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas de aparcamiento en autopistas y autovías. • Aparcamientos en general. • Estaciones de autobuses. Flujo de tráfico de peatones	
	Alto.....	CE1A / CE2
	Normal	CE3 / CE4
D3 - D4	<ul style="list-style-type: none"> • Calles residenciales suburbanas con aceras para peatones a lo largo de la calzada • Zonas de velocidad muy limitada Flujo de tráfico de peatones y ciclistas	
	Alto.....	CE2 / S1 / S2
	Normal	S3 / S4

(*) Para todas las situaciones de alumbrado C1-D1-D2-D3 y D4, cuando las zonas próximas sean claras (fondos claros), todas las vías de tráfico verán incrementadas sus exigencias a las de la clase de alumbrado inmediata superior.

Tabla 8: Clases de alumbrado para diferentes situaciones. Fuente: ITC-EA-02.

Se elige el alumbrado tipo S1, de velocidad muy limitada con flujo de tráfico de peatones y ciclistas altos al ser una zona residencial, que será el que introduciremos en el programa DIALux para realizar los cálculos lumínicos.

5.1.2. Niveles de iluminación de los viales

Mediremos la iluminación de los viales mediante la iluminancia horizontal en un punto de una superficie, que se define como el cociente entre el flujo luminoso incidente sobre un elemento de la superficie que contiene el punto y el área de ese elemento. Su símbolo es E y la unidad el lux (lm/m^2).

En la misma instrucción encontramos los niveles mínimos de iluminancia que deberemos obtener en los viales, indicados en la tabla 9.

Clase de Alumbrado ⁽¹⁾	Iluminancia horizontal en el área de la calzada	
	Iluminancia Media E_m (lux) ⁽¹⁾	Iluminancia mínima E_{min} (lux) ⁽¹⁾
S1	15	5
S2	10	3
S3	7,5	1,5
S4	5	1

⁽¹⁾) Los niveles de la tabla son valores mínimos en servicio con mantenimiento de la instalación de alumbrado. A fin de mantener dichos niveles de servicio, debe considerarse un factor de mantenimiento (f_m) elevado que dependerá de la lámpara adoptada, del tipo de luminaria, grado de contaminación del aire y modalidad de mantenimiento preventivo.

Tabla 9: Requisitos fotométricos aplicables a las vías. Fuente: ITC-EA-02.

Con lo que deberemos obtener una iluminancia media mínima de $E_m = 15$ lux y una iluminancia mínima de $E_{min} = 5$ lux, que comprobaremos con los resultados obtenidos del estudio en DIALux.

5.1.3. Estudio luminotécnico

5.1.3.1. Puntos de luz y potencia instalada

Una vez realizados los cálculos en DIALux, adjuntos en el Anexo I, se obtiene la potencia de cada punto de luz y la disposición de estos en cada tipo de calle, además de la altura de los puntos de luz. Estos resultados se recogen en la tabla 10.

Calle tipo	Disposición de puntos de luz	Distancia entre puntos de luz (m)	Altura punto de luz (m)	Potencia por punto de luz (W)
1	Bilateral desplazado	25	8	44,5
2	Unilateral	15	6	44,5
3	Unilateral	15	6	44,5

Tabla 10: Resultado estudio lumínico. Fuente: DIALux.

La altura de los puntos de luz vemos que es mayor en las calles tipo 1, pues estas tienen mayor anchura total debido a que constan de dos aceras, dos carriles de estacionamiento y dos de circulación. Además, la disposición de los puntos de luz resulta ser bilateral desplazado con lo que tendremos un punto de luz a lo largo de la calle cada 12,5 metros, mayor frecuencia que en los otros dos tipos también.

La disposición y altura de los puntos de luz para los tipos de calle 2 y 3 resulta ser la misma, unilateral cada 15 metros. Por último, la potencia que se le aplicará a cada punto de luz será la misma, de 44,5 W, lo que facilitará la instalación y el cálculo.

Se muestra en las ilustraciones 15, 16 y 17 como quedaría la disposición de luminarias en cada tipo de calle representando los círculos azules cada punto de luz.



Ilustración 15: Calle tipo 1. Carrer Músic Antoni Cabeza. Fuente: Google Maps.

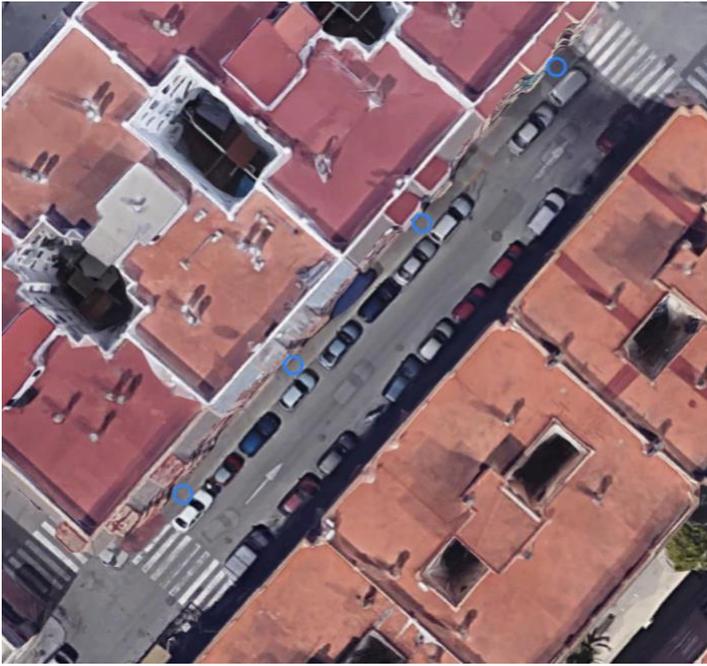
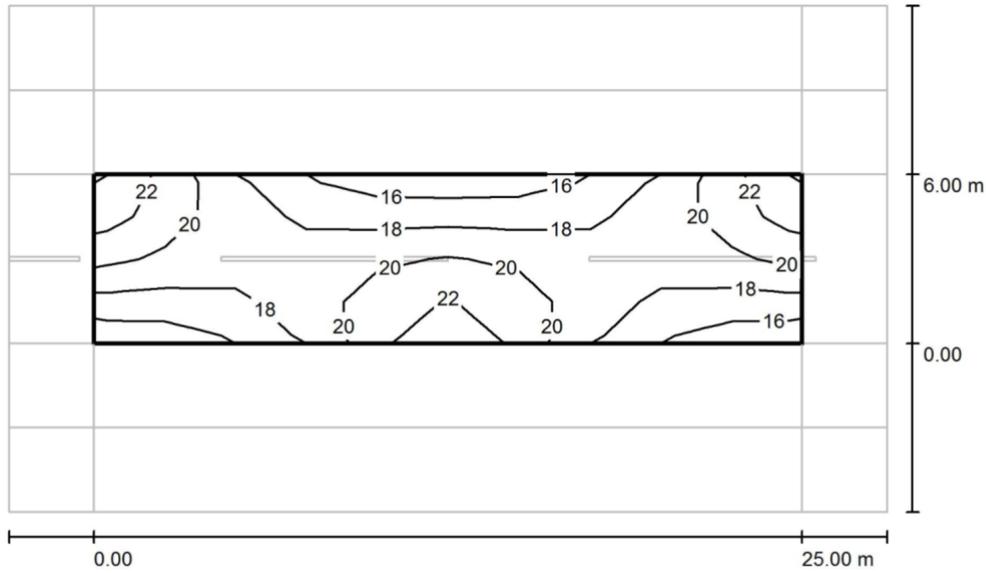


Ilustración 16: Calle tipo 2. Carrer del Cid. Fuente: Google Maps.



Ilustración 17: Calle tipo 3. Carrer Major. Fuente: Google Maps.

Del estudio en DIALux también se obtiene la imagen de las curvas isolux sobre la calzada, que representan los puntos de la superficie que tienen la misma iluminancia. En las ilustraciones 18, 19 y 20 se muestran las curvas isolux sobre la calzada de las calles tipo 1, 2 y 3, respectivamente.



Valores en Lux, Escala 1 : 222

Trama: 10 x 4 Puntos

E_m [lx]
19

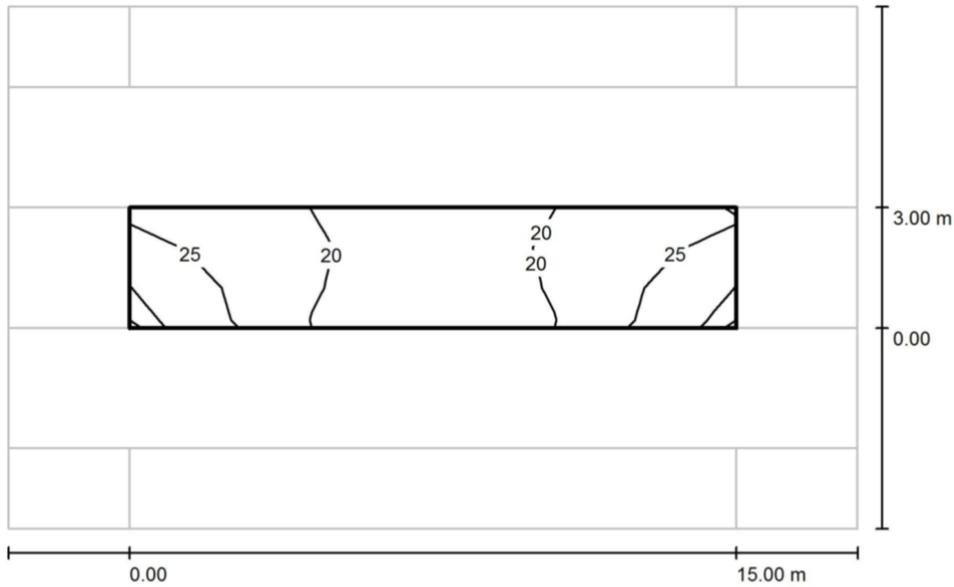
E_{min} [lx]
16

E_{max} [lx]
23

E_{min} / E_m
0.837

E_{min} / E_{max}
0.694

Ilustración 18: Curva isolux sobre calzada, calle tipo 1. Fuente: DIALux.



Valores en Lux, Escala 1 : 151

Trama: 10 x 3 Puntos

E_m [lx]
22

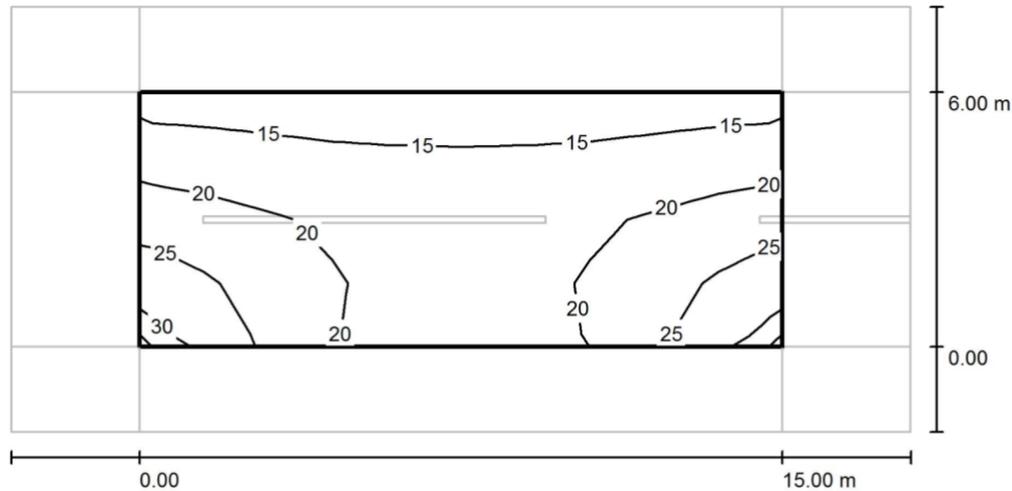
E_{min} [lx]
17

E_{max} [lx]
30

E_{min} / E_m
0.770

E_{min} / E_{max}
0.573

Ilustración 19: Curva isolux sobre calzada, calle tipo 2. Fuente: DIALux.



Valores en Lux, Escala 1 : 151

Trama: 10 x 4 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
19	14	29	0.706	0.466

Ilustración 20: Curva isolux sobre calzada, calle tipo 3. Fuente: DIALux.

5.1.3.2. Eficiencia energética

Del estudio en DIALux también se obtienen los datos de iluminancia en los diferentes tipos de calles con las luminarias, disposición y potencia instalada elegida. Con estos valores seremos capaces de corroborar el cumplimiento de los requisitos de eficiencia energética recogidos en el RD 1890/2008.

5.1.3.3. Requisitos mínimos de eficiencia energética

La eficiencia energética de una instalación de alumbrado exterior se define como la relación entre el producto de la superficie iluminada por la iluminancia media en servicio de la instalación entre la potencia activa total instalada.

$$\varepsilon = \frac{S \cdot E_m}{P} \left[\frac{m^2 \cdot lux}{W} \right]$$

Dónde:

ε = Eficiencia energética de la instalación de alumbrado exterior $\left[m^2 \cdot \frac{lux}{W} \right]$

P = Potencia activa total instalada (lámparas y equipos auxiliares) [W]

S = Superficie iluminada [m^2]

E_m = Iluminancia media en servicio de la instalación, considerando el mantenimiento previsto (lux)

En la siguiente tabla número 11 se adjuntan los valores de iluminancia obtenidos para cada tipo de calle junto con el cálculo de eficiencia energética:

Calle	Iluminancia media [lx]	Iluminancia mínima [lx]	Superficie [m ²]	Potencia [W]	Eficiencia energética [m ² ·lx/W]
Tipo 1	18,9	15,83	18x12,5	44,5	95,56
Tipo 2	22	16,95	13x15	44,5	96,40
Tipo 3	19,22	13,58	10x15	44,5	64,79

Tabla 11: Iluminancia y eficiencia energética de las calles.

Los valores de iluminancia media e iluminancia mínima se obtienen de los cálculos realizados en DIALux, por otro lado, la superficie que abarca un punto de luz se ha calculado como la amplitud total de la vía por la distancia entre puntos de luz.

Comprobamos que se superan ampliamente los límites marcados en la instrucción técnica (tabla 12). Además, también se superan los niveles mínimos de iluminancia media e iluminancia mínima obtenidos en el apartado 5.1.2. de la tabla 9, que indicaba una iluminancia media mínima de 15 lx y una iluminancia mínima total de 5 lx.

Iluminancia media en servicio E_m (lux)	EFICIENCIA ENERGÉTICA MÍNIMA $\left(\frac{m^2 \cdot lux}{W}\right)$
≥ 30	22
25	20
20	17,5
15	15
10	12
$\leq 7,5$	9,5

Nota - Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal

Tabla 12: Requisitos mínimos de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado vial funcional.

Fuente: ITC-EA-01.

5.1.3.4. Calificación energética

Las instalaciones de alumbrado exterior se calificarán en función de su índice de eficiencia energética. Este índice se define como el cociente entre la eficiencia energética de la instalación (ϵ) y el valor de eficiencia energética de referencia (ϵ_R) en función del nivel de iluminancia media en servicio proyectada, que se indica en la tabla 13.

$$I_{\varepsilon} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_R}$$

Alumbrado vial funcional		Alumbrado vial ambiental y otras instalaciones de alumbrado	
Iluminancia media en servicio proyectada E_m (lux)	Eficiencia energética de referencia ε_R $\left(\frac{m^2 \cdot lux}{W}\right)$	Iluminancia media en servicio proyectada E_m (lux)	Eficiencia energética de referencia ε_R $\left(\frac{m^2 \cdot lux}{W}\right)$
≥ 30	32	--	--
25	29	--	--
20	26	≥ 20	13
15	23	15	11
10	18	10	9
$\leq 7,5$	14	7,5	7
--	--	≤ 5	5

Nota - Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal

Tabla 13: Valores de eficiencia energética de referencia: Fuente: ITC-EA-01.

Puesto que los valores de iluminancia media obtenidos no se corresponden con los de la tabla, debemos interpolar para obtener la eficiencia energética de referencia de cada caso, siendo ε_{R1} la eficiencia energética de las calles tipo 1, ε_{R2} la de las calles tipo 2 y ε_{R3} la de las calles tipo 3:

$$\frac{20 - 15}{26 - 23} = \frac{20 - 18,9}{26 - \varepsilon_{R1}} \rightarrow \varepsilon_{R1} = 25,34 \left[m^2 \cdot \frac{lux}{W} \right]$$

$$\frac{25 - 20}{29 - 26} = \frac{25 - 22}{29 - \varepsilon_{R2}} \rightarrow \varepsilon_{R2} = 27,20 \left[m^2 \cdot \frac{lux}{W} \right]$$

$$\frac{20 - 15}{26 - 23} = \frac{20 - 19,22}{26 - \varepsilon_{R3}} \rightarrow \varepsilon_{R3} = 25,53 \left[m^2 \cdot \frac{lux}{W} \right]$$

En la tabla 14 se muestran las equivalencias entre índice de eficiencia energética y calificación energética.

Calificación Energética	Índice de consumo energético	Índice de Eficiencia Energética
A	$ICE < 0,91$	$IE > 1,1$
B	$0,91 \leq ICE < 1,09$	$1,1 \geq IE > 0,92$
C	$1,09 \leq ICE < 1,35$	$0,92 \geq IE > 0,74$
D	$1,35 \leq ICE < 1,79$	$0,74 \geq IE > 0,56$
E	$1,79 \leq ICE < 2,63$	$0,56 \geq IE > 0,38$
F	$2,63 \leq ICE < 5,00$	$0,38 \geq IE > 0,20$
G	$ICE \geq 5,00$	$IE \leq 0,20$

Tabla 14: Calificación energética de una instalación de alumbrado: Fuente: ITC-EA-01-

Obtenemos con todos estos datos, finalmente, la calificación energética de nuestra instalación para cada tipo de alumbrado, recogidos los resultados en la tabla 15. Podemos observar que se obtiene la calificación más eficiente en todos los casos, con lo que nuestra instalación será altamente eficiente.

Calle	Eficiencia energética [m ² ·lx/W]	Eficiencia energética de referencia [m ² ·lx/W]	Índice de eficiencia energética	Calificación energética
Tipo 1	95,56	25,34	3,77	A
Tipo 2	96,40	27,20	3,54	A
Tipo 3	64,79	25,53	2,54	A

Tabla 15: Índice de eficiencia energética y calificación energética de las calles de estudio.

5.1.4. Potencia instalada

El siguiente paso será obtener la potencia total instalada de todos los puntos de luz de nuestra instalación, para proceder a calcular el resto de elementos necesarios en función de la demanda de energía diaria como los módulos fotovoltaicos generadores de energía y las baterías que acumularán esta misma.

A continuación se realiza el cálculo del número total de puntos de luz que habremos de instalar:

Puntos de luz en calles tipo 1:

$$\frac{3.457 \text{ m de calle}}{12,5 \text{ m entre puntos de luz}} = 276,56 \cong 277 \text{ puntos de luz}$$

Puntos de luz en calles tipo 2:

$$\frac{10.250 \text{ m de calle}}{15 \text{ m entre puntos de luz}} = 683,33 \cong 683 \text{ puntos de luz}$$

Puntos de luz en calles tipo 3:

$$\frac{4.393 \text{ m de calle}}{15 \text{ m entre puntos de luz}} = 292,87 \cong 293 \text{ puntos de luz}$$

Total puntos de luz:

$$L_{total} = 277 + 683 + 293 = 1.253 \text{ puntos de luz}$$

Finalmente podemos calcular la potencia total de la instalación lumínica con el número total de puntos de luz y la potencia instantánea que consumirá cada uno que, como hemos visto anteriormente es común para todos.

Potencia total instalada en puntos de luz:

$$P_{instalada} = C_{punto \text{ luz}} \cdot L_{total} = 44,5 \cdot 1253 = 55.758,5 \text{ W}$$

Esta será la energía instantánea que consumirá nuestra instalación lumínica funcionando a plena carga.

5.1.5. Consumo

El consumo de nuestro sistema dependerá de la hora de puesta y salida de sol de cada día, marcadas por un reloj astronómico. Debido a la gran diferencia de horas de sol de un mes a otro, nos centraremos en realizar nuestros cálculos para el día más desfavorable de todo el año consultando los datos que proporciona el Instituto Geográfico Nacional de orto y ocaso para cada día del año.

Hemos podido comprobar que la noche más larga en Valencia, es decir, el máximo de horas de diferencia entre el ocaso (puesta de sol) y el orto (salida de sol) sucede la noche del 17 al 18 de diciembre, cuando el sol se pone a las 17:39h del 17 y sale a las 8:17h del 18 lo cual suponen 14 horas y 38 minutos sin sol. Se ha comprobado, además, que antes y después del orto y el ocaso respectivamente podemos contar con 15 minutos de luz ambiente suficiente con lo cual se podrán reducir las horas de encendido de luminaria. En conclusión, las horas de encendido y apagado de luces para el día más desfavorable del año:

Encendido de luminaria:

$$17:39 \text{ más } 15 \text{ minutos} = 17:53$$

Apagado de luminaria:

$$08:17 \text{ menos } 15 \text{ minutos} = 08:03$$

Horas totales de encendido:

$$17:53 \text{ a } 08:03 = 14h \text{ y } 15 \text{ min} = 14,25 \text{ horas}$$

Finalmente, el consumo total de energía durante la noche más larga lo obtenemos con las 14,25 horas de encendido y el consumo instantáneo total de la instalación, que resulta ser:

$$C_{PC} = h_{encendido} \cdot P_{instalada} = 14,25 \cdot 55,759 = 794,559 \text{ kWh}$$

Al tratarse de una zona residencial, la concurrencia disminuye notablemente a altas horas de la noche por lo que podemos optar por reducir la potencia hasta la mitad a partir de medianoche y crear un ahorro energético significativo. El consumo quedaría de la siguiente manera:

Horas de encendido a plena potencia:

$$17:53 \text{ a } 00:00 = 6h \text{ 7 min} = 6,12 \text{ horas}$$

Consumo a plena potencia:

$$C_{plena \text{ carga}} = h_{encendido} \cdot P_{instalada} = 6,12 \cdot 55,759 = 341,242 \text{ kWh}$$

Horas de encendido a media potencia:

$$00:00 \text{ a } 08:03 = 8h \ 3 \text{ min} = 8,05 \text{ horas}$$

Consumo a media potencia:

$$C_{\text{media carga}} = h_{\text{encendido}} \cdot \frac{P_{\text{instalada}}}{2} = 8,05 \cdot \frac{55,759}{2} = 224,428 \text{ kWh}$$

Consumo total con reducción de potencia:

$$C_{\text{total}} = C_{\text{plena carga}} + C_{\text{media carga}} = 342,242 + 224,428 = 565,670 \text{ kWh}$$

Ahorro energético diario con la reducción de potencia:

$$794,559 - 565,670 = 228,889 \text{ kWh}$$

Reducción porcentual del consumo:

$$565,670 \cdot \frac{100}{794,559} = 71,19\%$$

Optaremos por aplicar la reducción de potencia al considerar un ahorro más que significativo tanto energético como económico, pues afectará también a la hora de seleccionar la cantidad de potencia instalada fotovoltaica y la capacidad de las baterías dado que será necesario acumular menos energía.

5.2. DIMENSIONADO DE SISTEMAS CAPTADORES Y DE ACUMULACIÓN

Para obtener el valor óptimo de potencia instalada en módulos fotovoltaicos debemos tener en cuenta la capacidad del sistema de acumulación, pues de ésta dependerán las necesidades de producción diarias. Independientemente del estudio económico, las condiciones que debemos considerar para el dimensionado tanto de las baterías como los módulos fotovoltaicos son:

- ✓ La descarga media diaria de las baterías, pues de ello dependerá su vida útil (lo idóneo es una descarga diaria del 20% de su capacidad total).

- ✓ Una capacidad de las baterías que permita aguantar días consecutivos sin sol, basándonos en el cumplimiento de esta necesidad en condiciones reales de insolación.
- ✓ Una potencia instalada suficiente para la recuperación rápida de la carga de las baterías cuando se de el caso de varios días consecutivos sin producción energética.

Haremos un estudio inicial con estas condiciones buscando la solución más óptima y, posteriormente, adecuaremos estos valores con las mismas condiciones variándolos para encontrar una solución lo más económica posible.

5.2.1. Valores de partida

5.2.1.1. Generación diaria más desfavorable

Es necesario conocer los valores de producción eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos para condiciones concretas de ubicación y radiación solar. Obtenemos la media diaria de generación eléctrica fotovoltaica por kilovatio instalado mediante la aplicación PVGIS que nos da la opción de elegir la ubicación exacta de nuestros módulos fotovoltaicos con lo que obtendremos un resultado ajustado a la realidad para cada mes del año. El informe obtenido de esta aplicación se adjunta en el Anexo II, quedando plasmados en la tabla 16 los valores de nuestro interés.

Mes	Producción media diaria (kWh/kW)
Enero	3,34
Febrero	4,01
Marzo	4,75
Abril	4,82
Mayo	5,03
Junio	5,24
Julio	5,31
Agosto	5,03
Septiembre	4,55
Octubre	4,07
Noviembre	3,46
Diciembre	3,01

Tabla 16: Producción media diaria por kW instalado. Fuente: PVGIS.

Como podemos comprobar, el mes más desfavorable de producción es diciembre con 3,01 kWh generados de media diariamente por kW fotovoltaico instalado, que coincide con el mes con consumo más desfavorable calculado en el apartado 5.1.5., con lo que centraremos nuestro estudio en el mes de diciembre.

Para poder simular la carga de las baterías a lo largo del mes (dato principal en el que centraremos nuestro estudio), hemos obtenido las horas de sol diarias en diciembre de los últimos 15 años con el registro de datos que proporciona la Agencia Estatal de Meteorología (AEMet) recogidos en el Anexo III. Gracias a este dato, podremos calcular la producción energética aproximada de cada día en función de la potencia fotovoltaica instalada que elijamos con la siguiente fórmula, que relaciona la producción media y las horas de sol medias del mes con las horas de sol reales de un día en concreto para obtener así una estimación de la producción en un día concreto:

$$\text{Producción energética diaria: } E_{diaria\ x} = \frac{E_{med/kW} \cdot P_{FI} \cdot h_{sol\ x}}{h_{sol\ med}}$$

Dónde:

$$E_{diaria\ x} = \text{Producción energética diaria en un día 'x' [kWh]}$$

$$\frac{E_{med}}{kW} = \text{Producción media diaria por kW fotovoltaico instalado} \left[\frac{kWh}{kW} \right]$$

$$P_{F.I.} = \text{Potencia fotovoltaica instalada [kW]}$$

$$h_{sol\ x} = \text{Horas de sol en un día 'x' [h]}$$

$$h_{sol\ med} = \text{Media de horas de sol en el mes de estudio [h]}$$

5.2.1.2. Datos iniciales

Antes de empezar con los cálculos de dimensionado de los elementos de nuestra instalación, haremos un repaso de los datos de partida que disponemos para el caso más desfavorable y en los que vamos a basarnos para este cálculo, pues es un paso esencial del proyecto.

Para calcular la carga de las baterías necesitamos:

- ✓ Consumo diario = 565,670 kWh
Valor calculado en el apartado 5.1.5. aplicando al reducción de potencia.
- ✓ Generación diaria = Consumo diario · 1,25 = 707,088 kWh
Elegimos un valor superior al consumo diario para asegurar la recuperación de la carga de las baterías.
- ✓ Producción energética media diaria por kW fotovoltaico = 3,01 kWh/kW
- ✓ Potencia fotovoltaica instalada elegida inicialmente = $707,088 / 3,01 = 234,913$ kW
La potencia necesaria a instalar se obtiene de la necesidad de generación diaria y la media de producción energética por kilovatio instalado.
- ✓ Media de horas de sol en diciembre de los últimos 15 años = 5,3 h
Valor obtenido de los datos proporcionados por la AEMet.
- ✓ Capacidad de las baterías elegida inicialmente = $565,670 \cdot 5 = 2828,350$ kWh
Capacidad suficiente para aguantar cinco días consecutivos sin producción fotovoltaica.

Destacar que los anteriores valores cambiarán al final de nuestro estudio; estos son solo una aproximación que nos facilitará la obtención de los datos definitivos.

5.2.2. Dimensionado técnico

Ya estamos, por tanto, en condiciones de calcular los valores de potencia instalada y energía de las baterías. Basándonos en los datos de horas de sol diarias, buscamos el mes más desfavorable de los últimos 15 años en el cual centraremos nuestro estudio. Este resulta ser Diciembre de 2004, donde encontramos 7 días consecutivos sin sol y, por tanto sin producción (tabla 17).

Calcularemos el estado de las baterías antes y después de su recarga diaria con las siguientes fórmulas:

$$\text{Descarga diaria de baterías (\%): } D_{bat} = C_{bat} - \frac{C_{diario x} \cdot 100}{E_{bat}}$$

$$\text{Carga diaria de baterías (\%): } C_{bat} = D_{bat} + \frac{E_{diaria x} \cdot 100}{E_{bat}}$$

Dónde:

$$C_{diario x} = \text{Consumo energético en un día 'x' [kWh]}$$

$$E_{bat} = \text{Capacidad energética de las baterías [kWh]}$$

5.2.2.1. Aplicación de datos iniciales

En la tabla 17 se plasman los resultados obtenidos aplicando los valores iniciales a las fórmulas anteriormente mencionadas para cada día del mes de diciembre de 2004.

Día	Horas de sol (h)	Descarga baterías (%)	Carga baterías (%)
1	0,0	80,00	80,00
2	7,7	60,00	96,32
3	0,0	76,32	76,32
4	0,0	56,32	56,32
5	0,0	36,32	36,32
6	0,0	16,32	16,32
7	0,0	0,00	0,00
8	0,1	0,00	0,47
9	0,0	0,00	0,00
10	1,7	0,00	8,02

11	6,5	0,00	30,66
12	0,0	10,66	10,66
13	3,3	0,00	15,57
14	2,4	0,00	11,32
15	6,7	0,00	31,60
16	6,5	11,60	42,26
17	7,5	22,26	57,64
18	8,5	37,64	77,74
19	8,6	57,74	98,30
20	8,6	78,30	100,00
21	3,1	80,00	94,62
22	1,3	74,62	80,75
23	8,5	60,75	100,00
24	8,6	80,00	100,00
25	3,9	80,00	98,40
26	3,2	78,40	93,49
27	7,5	73,49	100,00
28	1,9	80,00	88,96
29	8,1	68,96	100,00
30	4,6	80,00	100,00
31	8,3	80,00	100,00

Tabla 17: Estudio inicial de carga de las baterías en Diciembre de 2004.

En este caso, puesto que encontramos más de cinco días seguidos sin sol (o con escaso sol) la carga de las baterías se vuelve cero, lo que quiere decir que la instalación se queda sin suministro eléctrico. Por lo tanto, los valores tomados inicialmente no son suficientes en casos extremos. Para obtener resultados lo más reales y viables posible nos centraremos en asegurar el suministro en el caso más extremo encontrado.

5.2.2.2. Corrección a valores reales

Tomaremos como criterio que en el peor de los casos, la descarga de las baterías llegue al 10% suponiendo que el caso que estamos calculando es extremo y solo se alcanzará una vez cada muchos años. Partiendo de este dato, elevamos los valores de potencia instalada y energía de las baterías hasta obtener una descarga de las baterías aceptable y una curva de carga deseable, resultados plasmados en la tabla 18.

Día	Horas de sol (h)	Descarga baterías (%)	Carga baterías (%)
1	0,0	89,12	89,12
2	7,7	78,24	100,00
3	0,0	89,12	89,12
4	0,0	78,24	78,24
5	0,0	67,37	67,37
6	0,0	56,49	56,49
7	0,0	45,61	45,61
8	0,1	34,73	35,17
9	0,0	24,29	24,29
10	1,7	13,42	20,94
11	6,5	10,06	38,81
12	0,0	27,93	27,93
13	3,3	17,05	31,65
14	2,4	20,77	31,39
15	6,7	20,51	50,14
16	6,5	39,27	68,02
17	7,5	57,14	90,31
18	8,5	79,43	100,00
19	8,6	89,12	100,00
20	8,6	89,12	100,00
21	3,1	89,12	100,00
22	1,3	89,12	94,87
23	8,5	83,99	100,00
24	8,6	89,12	100,00
25	3,9	89,12	100,00
26	3,2	89,12	100,00
27	7,5	89,12	100,00
28	1,9	89,12	97,53
29	8,1	86,65	100,00
30	4,6	89,12	100,00
31	8,3	89,12	100,00

Tabla 18: Ajuste de la carga de las baterías en Diciembre de 2004.

Tenemos ahora una **potencia instalada de 405 kW** y una **capacidad de baterías de 5200 kWh** que nos proporciona una carga de las baterías habitual entre el 89% y 100%. Podemos comprobar que la descarga mínima alcanzada es del 10,06% el día 11 y

como se observa en el siguiente gráfico (ilustración 18), la curva de carga se recupera rápidamente después de la falta.

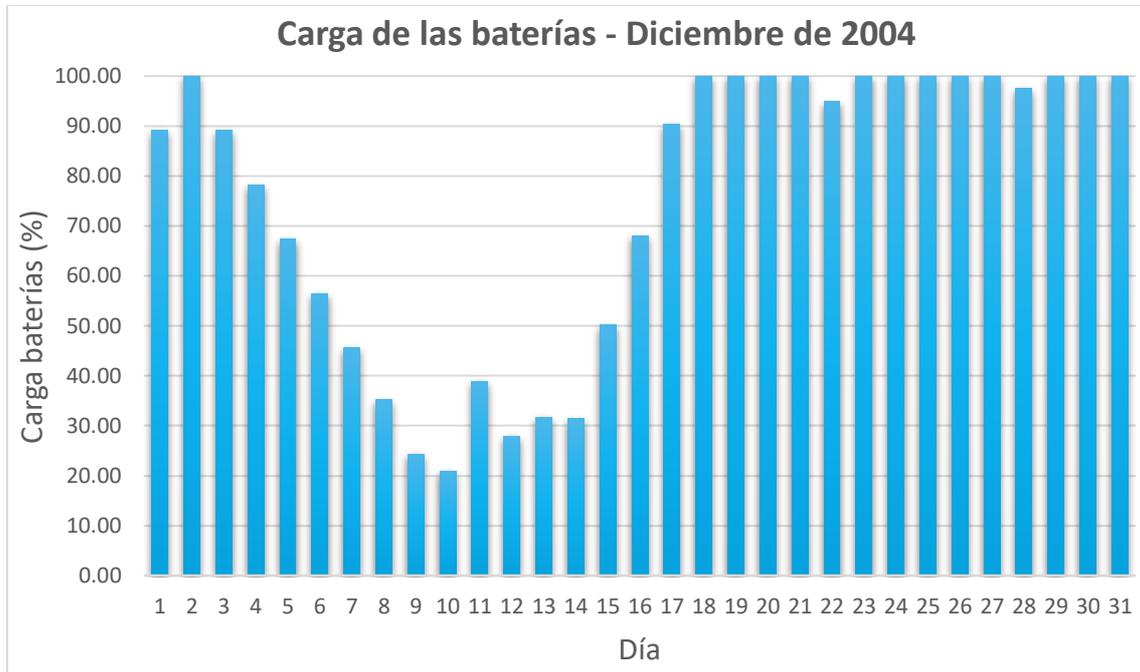


Ilustración 21: Curva de carga de las baterías en Diciembre de 2004.

Para hacernos una idea de la curva habitual que tendremos en nuestro sistema con los nuevos valores calculados, en las ilustraciones 19 y 20 tenemos el mismo gráfico obtenido con los datos de diciembre de 2016 y de 2017, respectivamente:

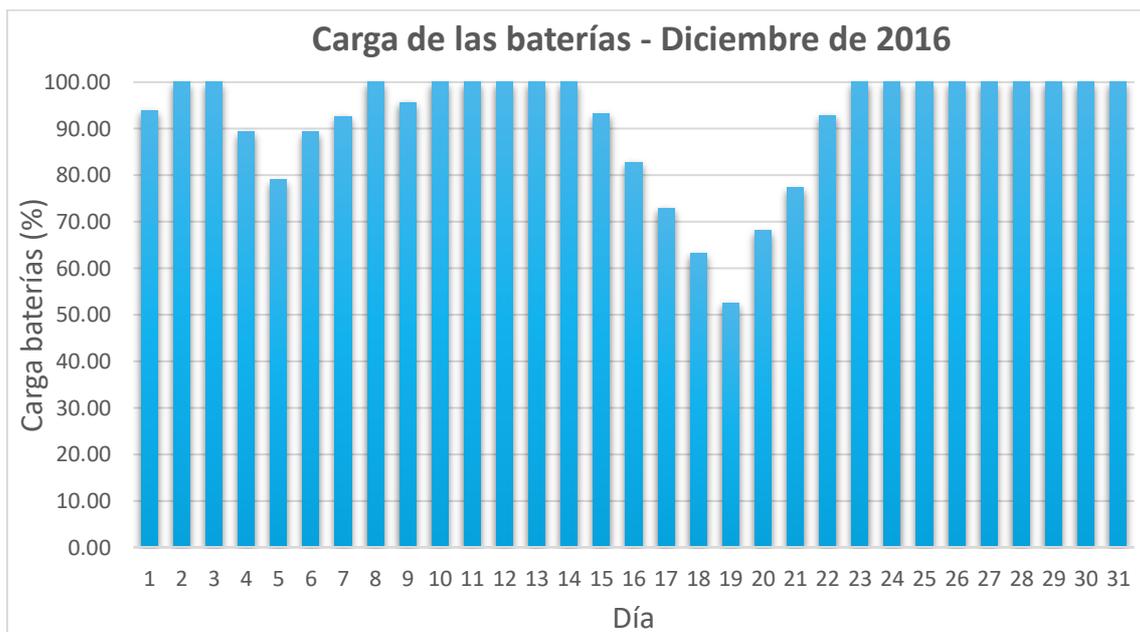


Ilustración 22: Curva de carga de las baterías en Diciembre de 2016.

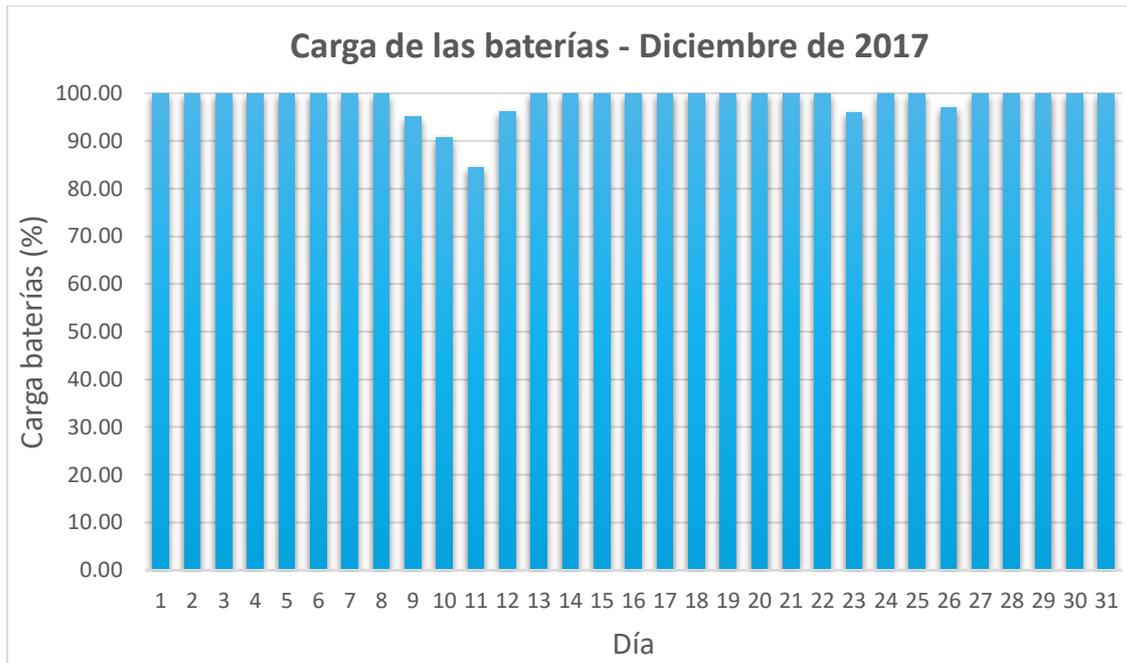


Ilustración 23: Curva de carga de las baterías en Diciembre de 2017.

Como se observa en los gráficos anteriores, la capacidad de las baterías es más que suficiente para una situación normal en el mes más desfavorable del año. La curva obtenida es la deseada, con una carga media rondando al 100% y una recuperación de la descarga rápida. Con estas condiciones nos aseguramos obtener el máximo partido a las baterías gracias a su correcto uso, que se traduce en una larga vida útil de estas.

Finalmente se muestra la misma curva para Julio de 2017 (ilustración 21), con lo que se pretende contrastar la información obtenida hasta ahora con la época más favorable, en la que se producirá mucha más energía de la consumida.

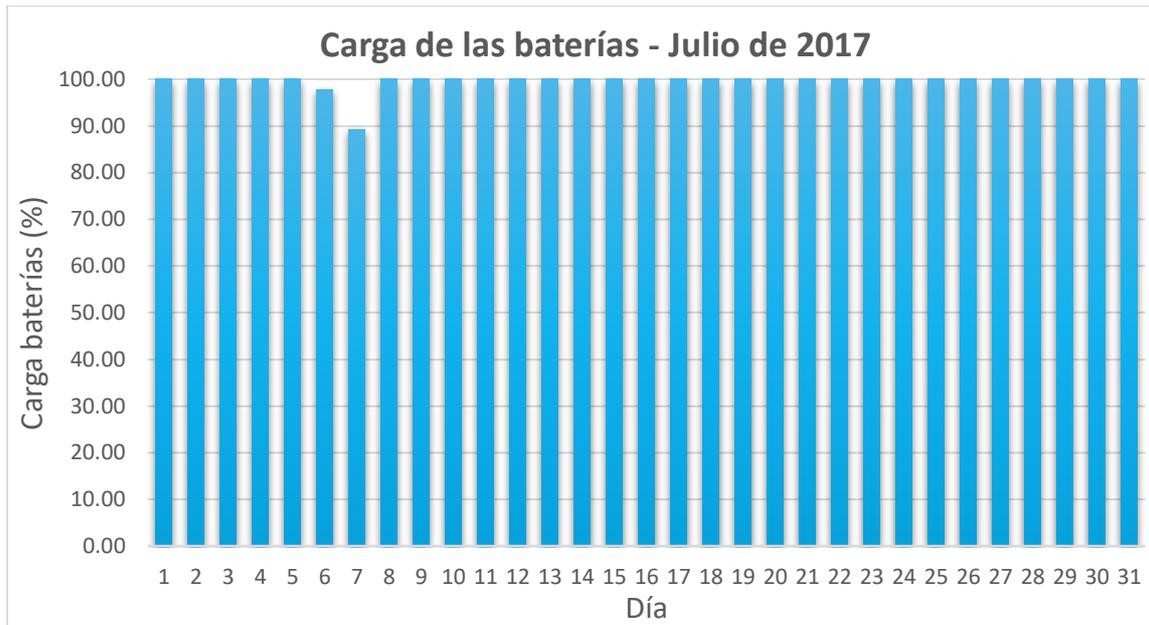


Ilustración 24: Curva de carga de las baterías en Julio de 2017.

5.2.3. Dimensionado económico

Aunque los resultados obtenidos en el apartado anterior son completamente válidos para llevar a cabo la instalación, optamos por continuar el estudio para concluir en un resultado lo más económico posible ya que, como hemos podido apreciar, la capacidad de las baterías resulta más que suficiente para situaciones habituales e incluso para el mes más desfavorable del año. Es por esto que, sabiendo que tenemos margen para variar las dimensiones de nuestros sistemas de captadores y de acumulación de energía, buscaremos la solución más económica a continuación.

Para realizar el estudio económico nos centraremos en los elementos que más margen nos proporcionan de nuestra instalación y los mayor inversión económica requieren, siendo estos los módulos fotovoltaicos y las baterías. El precio tomado para cada elemento es de 600€/kW de potencia instalada en módulos fotovoltaicos y 164,62€/kWh de capacidad energética de las baterías para los modelos escogidos (recogidos en el apartado 4.3.).

5.2.3.1. Precio inicial de la instalación

Primero obtenemos el precio de la instalación actual, en la que tenemos una potencia de 405 kW instalados en módulos fotovoltaicos y una capacidad energética de 5200 kWh en las baterías. Esto se corresponde con los siguientes costes:

$$C_{m.fotovoltaicos} = C_{b.m.fotovoltaicos} \cdot P_{PV} = 600 \cdot 405 = 243.000 \text{ €}$$

Dónde:

$$C_{m.fotovoltaicos} = \text{Coste de los módulos fotovoltaicos [€]}$$

$$C_{b.m.fotovoltaicos} = \text{Coste base de módulo fotovoltaico} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right]$$

$$P_{PV} = \text{Potencia fotovoltaica instalada [kW]}$$

$$C_{baterías} = C_{b.baterías} \cdot E_{bat} = 164,62 \cdot 5.200 = 856.024 \text{ €}$$

Dónde:

$$C_{baterías} = \text{Coste de las baterías [€]}$$

$$C_{b.baterías} = \text{Coste base de baterías} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

$$E_{bat} = \text{Capacidad energética de las baterías [kWh]}$$

Finalmente, el coste total de ambos elementos sería:

$$C_{total\ 1} = C_{m.fotovoltaicos} + C_{baterías} = 243.000 + 856.024 = 1.099.024 \text{ €}$$

5.2.3.2. Dimensionado

Procederemos a continuación de la misma manera que en el estudio de dimensionado técnico, centrándonos en el cumplimiento de unos mínimos para el mes más desfavorable (Diciembre de 2004), lo que nos asegurará el suministro ante las peores condiciones. Partiendo de los valores obtenidos, buscaremos la combinación más económica de potencia instalada y capacidad.

Se encuentra el mínimo coste total para una **potencia fotovoltaica instalada de 326 kW** y una **capacidad energética de las baterías de 5.290,5 kWh** (resultados del estudio económico sobre la carga de las baterías en la tabla 19).

Día	Horas de sol (h)	Descarga baterías (%)	Carga baterías (%)
1	0,0	89,31	89,31
2	7,7	78,62	100,00
3	0,0	89,31	89,31
4	0,0	78,62	78,62
5	0,0	67,92	67,92
6	0,0	57,23	57,23
7	0,0	46,54	46,54
8	0,1	35,85	36,20
9	0,0	25,50	25,50
10	1,7	14,81	20,76
11	6,5	10,07	32,82
12	0,0	22,12	22,12
13	3,3	11,43	22,98
14	2,4	12,29	20,69
15	6,7	10,00	33,44
16	6,5	22,75	45,50
17	7,5	34,80	61,05
18	8,5	50,36	80,11
19	8,6	69,41	99,51
20	8,6	88,82	100,00
21	3,1	89,31	100,00
22	1,3	89,31	93,86
23	8,5	83,17	100,00
24	8,6	89,31	100,00
25	3,9	89,31	100,00

26	3,2	89,31	100,00
27	7,5	89,31	100,00
28	1,9	89,31	95,96
29	8,1	85,26	100,00
30	4,6	89,31	100,00
31	8,3	89,31	100,00

Tabla 19: Resultado del estudio económico sobre la carga de las baterías en Diciembre de 2004.

Vemos en la tabla anterior que los resultados obtenidos cumplen los mínimos marcados anteriormente, pues la descarga mínima alcanzada es en el día 15 con un valor del 10 %.

Estos resultados se traducen en los siguientes costes en módulos fotovoltaicos y baterías:

$$C_{m.fotovoltaicos} = C_{b.m.fotovoltaicos} \cdot P_{PV} = 600 \cdot 326 = 196.600 \text{ €}$$

$$C_{baterías} = C_{b.baterías} \cdot E_{bat} = 164,62 \cdot 5.290,5 = 870.922,11 \text{ €}$$

$$C_{total 2} = C_{m.fotovoltaicos} + C_{baterías} = 195.600 + 870.922,11 = 1.066.522,11 \text{ €}$$

Lo que supone un ahorro con respecto al cálculo inicial de:

$$Ahorro (\text{€}) = C_{total 1} - C_{total 2} = 1.099.024 - 1.066.522,11 = 32.501,89 \text{ €}$$

5.2.3.3. Análisis de los resultados obtenidos

Para finalizar el estudio de dimensionado de los sistemas captadores y de acumulación haremos un análisis de las curvas de carga que se obtienen en cada época del año, para varios años diferentes y comprobaremos que los resultados obtenidos sean los deseados.

A continuación se muestra la nueva curva de carga de las baterías para Diciembre de 2004 (Ilustración 22):

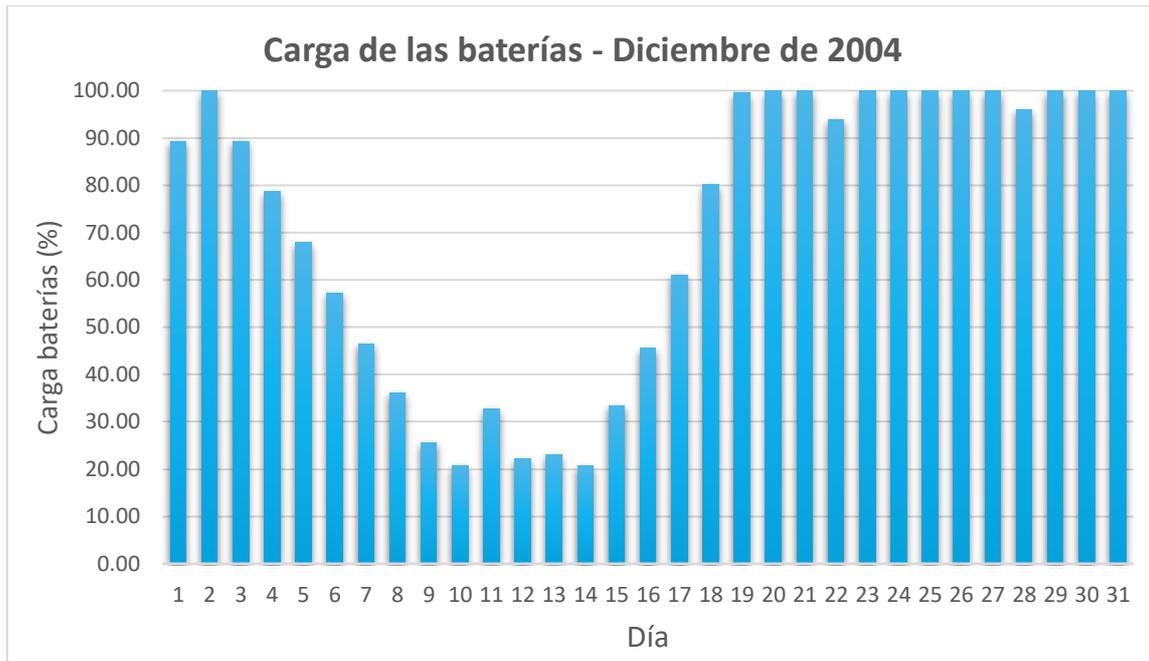


Ilustración 25: Nueva curva de carga de las baterías en Diciembre de 2004.

A diferencia del caso anterior, la curva de carga se recupera ahora más lentamente debido a la reducción de módulos fotovoltaicos instalados (pasamos de 405 kW instalados en el apartado 5.2.2.2 a 326 kW elegidos en el dimensionado económico). Debido a esta reducción se genera menos energía y, por tanto, la carga de las baterías crece más lentamente.

Esto no supone un problema puesto que al haber incrementado, por el contrario, la capacidad de las baterías, esta situación de descarga hasta valores del 10% se alcanzará en situaciones extraordinarias.

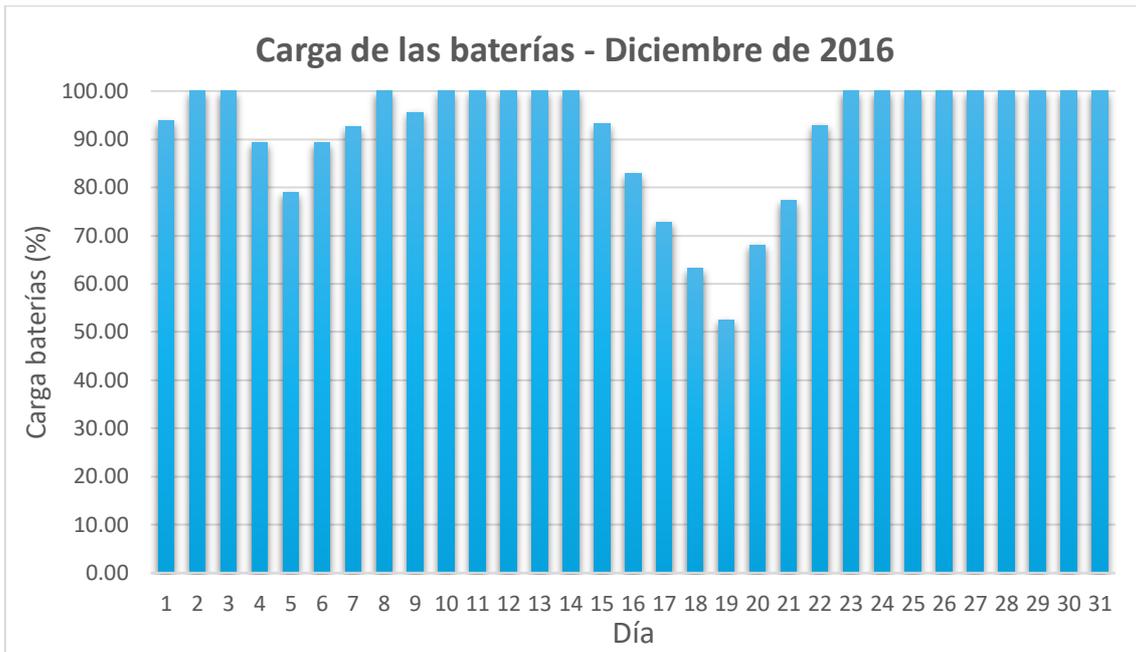


Ilustración 26: Nueva curva de carga de las baterías en Diciembre de 2016.

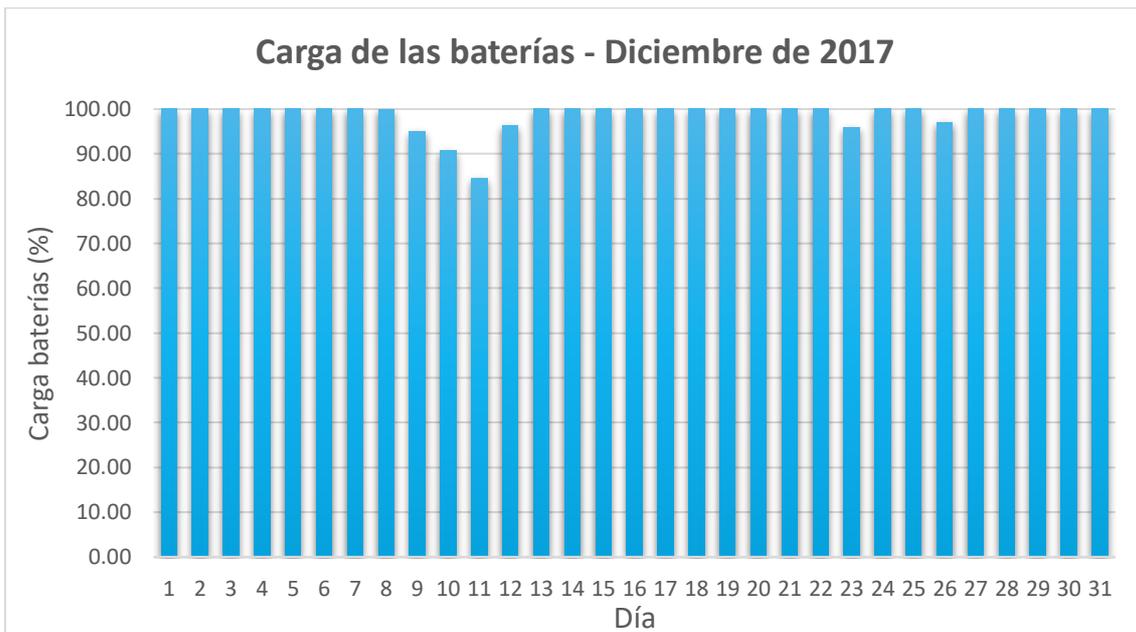


Ilustración 27: Nueva curva de carga de las baterías en Diciembre de 2017.

En las ilustraciones 23 y 24, que se corresponden con los gráficos de las curvas de carga de las baterías de Diciembre de 2016 y 2017, respectivamente, vemos que en condiciones normales la carga media de las baterías se mantiene muy elevada y en caso de falta de producción, la carga se recupera rápidamente. Podemos decir que las curvas obtenidas se ajustan perfectamente a la deseada.

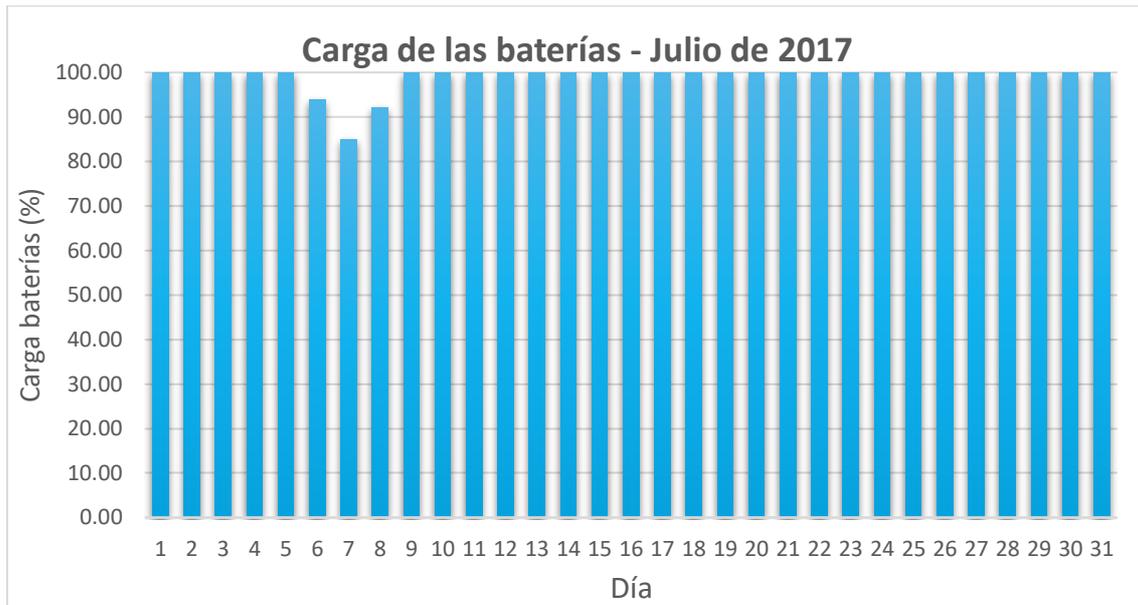


Ilustración 28: Nueva curva de carga de las baterías en Julio de 2017.

Finalmente, analizamos el gráfico que se obtiene en Julio de 2017 (ilustración 25). Al igual que sucedía en el apartado anterior, en julio tendremos un exceso de producción y la carga de las baterías se mantendrá prácticamente en el 100%.

5.3. DIMENSIONADO DEL RESTO DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

5.3.1. Reguladores

Una vez calculada la potencia necesaria instalada en módulos fotovoltaicos, debemos saber el número exacto de módulos fotovoltaicos que instalaremos y la disposición serie-paralelo de estos. Para ello, es preciso saber las características de los reguladores, pues la tensión e intensidad que aporten las placas no debe superar sus máximos. Una vez tengamos la disposición de los módulos tendremos el número de reguladores necesarios. Finalmente comprobaremos que la potencia de los reguladores nos limite la carga de las baterías a un 10%/hora para evitar una sobrecarga que pueda dañar las mismas.

Primero de todo calcularemos el número de módulos fotovoltaicos a asociar en serie por cada rama, con este cálculo debemos asegurarnos que la tensión de entrada del regulador no sea mayor de su nominal, con lo que el valor obtenido será máximo:

$$n_{\text{módulos serie}}^0 = \frac{V_{\text{reg.}}}{V_{\text{oc}}} = \frac{250}{45} = 5,56$$

Dónde:

$$V_{reg} = \text{Tensión máxima de circuito abierto del regulador [V]}$$

$$V_{oc} = \text{Voltaje en circuito abierto de los módulos fotovoltaicos [V]}$$

Se dispondrán, por tanto, cinco placas fotovoltaicas conectadas en serie por cada rama. Con este dato, podremos calcular la tensión de trabajo de la instalación, que será la suma de las tensiones de cada módulo asociado en serie:

$$V_{trabajo} = V_{mp} \cdot n_{módulos\ serie}^o = 36,2 \cdot 5 = 181\text{ V}$$

Dónde:

$$V_{mp} = \text{Voltaje a máxima potencia de los módulos fotovoltaicos [V]}$$

Para saber cuántos reguladores nos serán necesarios debemos obtener el número de líneas que pueden conectarse a un solo regulador, para ello comprobaremos que la intensidad que circulará por este regulador no sea mayor que su intensidad nominal:

$$n_{\frac{líneas}{regulador}}^o = \frac{I_{reg.}}{I_{sc}} = \frac{100}{9,17} = 10,905$$

Dónde:

$$I_{reg.} = \text{Corriente de carga nominal del regulador [A]}$$

$$I_{sc} = \text{Intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos [A]}$$

Como sabemos que se trata nuevamente de un valor máximo dispondremos de 10 ramas conectadas a cada regulador como mucho.

Para saber el número total de ramas con las que contará nuestra instalación nos basamos en la potencia necesaria instalada en módulos fotovoltaicos que hemos obtenido del dimensionado en el apartado anterior (5.2.3.2.) y la potencia nominal de cada módulo. Con estos valores sabremos el número de módulos fotovoltaicos necesarios para abastecer nuestro sistema correctamente:

$$n_{\text{líneas paralelo}}^{\circ} = \frac{P_{PV}}{P_{\text{módulo}} \cdot n_{\text{módulos serie}}^{\circ}} = \frac{326000}{320 \cdot 5} = 203,75 = 204 \text{ líneas}$$

Dónde:

$$P_{PV} = \text{Potencia fotovoltaica instalada [W]}$$

$$P_{\text{módulo}} = \text{Potencia máxima de los módulos fotovoltaicos [W]}$$

El número total de módulos será la suma de los módulos en serie de cada rama:

$$\text{Número total de módulos} = n_{\text{módulos serie}}^{\circ} \cdot n_{\text{líneas paralelo}}^{\circ} = 5 \cdot 204 = 1.020 \text{ módulos}$$

Podemos comprobar, además, que la potencia instalada correspondiente a este número de módulos es superior a la calculada en el apartado anterior, por lo que estaremos cumpliendo los límites marcados anteriormente:

$$P_{PV \text{ nueva}} = n_{\text{módulos}}^{\circ} \cdot P_{\text{módulo}} = 1.020 \cdot 320 = 326.400 \text{ W}$$

Finalmente obtendremos el número de reguladores necesarios a instalar:

$$n_{\text{reguladores}}^{\circ} = \frac{n_{\text{líneas paralelo}}^{\circ}}{n_{\text{líneas/regulador}}^{\circ}} = \frac{204}{10} = 20,4$$

Como es el número mínimo de reguladores, utilizaremos 21 con 10 líneas cada uno. De esta manera tendremos 6 líneas más de las necesarias de 5 módulos cada una. Esto suma un total de 1.050 módulos fotovoltaicos.

Como se explicaba al principio del apartado, debemos comprobar que la potencia que proporcionarán los reguladores a las baterías sea menor del 10% por hora de su carga total para evitar una sobrecarga:

$$\text{Potencia máxima de los reguladores} = \frac{E_{\text{bat}} \cdot 0,1}{1 \text{ hora}} = \frac{5.290,5 \cdot 0,1}{1} = 529 \text{ kW}$$

Dónde:

$$E_{\text{bat}} = \text{Capacidad energética de las baterías [kWh]}$$



$$\begin{aligned} \text{Potencia de los reguladores} &= n_{\text{reguladores}}^{\circ} \cdot P_{\text{reg.}} = 21 \cdot 1450 = \\ 30.450 \text{ W} &< 529.000 \text{ W} \end{aligned}$$

5.3.2. Inversores

El inversor ha de seleccionarse en función de la potencia total instalada en alumbrado, en nuestro caso tenemos 55,795 kW con lo que este será el consumo instantáneo máximo. Necesitaremos entonces un inversor con una potencia superior a la anterior.

Se dispondrán de 3 ejemplares de los inversores especificados en el apartado 4.3.5. de 20 kW cada uno con lo que tendremos una potencia de 60 kW mayor al consumo.



6. ESTUDIO ECONÓMICO

Para finalizar el presente trabajo, realizaremos un estudio económico que nos permitirá conocer, de cierto modo, la viabilidad del proyecto. Esto se calculará mediante el coste total de la instalación y tiempo que se tardará en amortizar la misma con el ahorro que proporcionará en la factura eléctrica comunitaria.

6.1. PRESUPUESTO

Para obtener el presupuesto de la instalación, sumaremos el precio unitario de cada elemento que la conforman, por las unidades requeridas de estos. Además, suponemos un 15% del presupuesto en dichos elementos destinado a pequeño material y mano de obra en instalación. Todo esto se recoge en la siguiente tabla número 20.

Descripción	Unidades	Precio unitario (€/u)	Importe (€)
Luminaria	1253	250	313.250
Módulos fotovoltaicos	1050	190	199.500
Estructura	263	200	52.600
Baterías	136	6.400	870.400
Reguladores	21	550	11.550
Inversores	3	2.400	7.200
Pequeño material, mano de obra, transporte, etc.			15%
Subtotal			1.672.675,00 €

Tabla 20: Presupuesto de la instalación.

6.2. AMORTIZACIÓN

Para el cálculo del tiempo de amortización de la instalación, haremos una aproximación al coste que supondría la factura eléctrica de la instalación durante los años posteriores y lo relacionaremos con el coste de la instalación obteniendo los años necesarios para haberlos amortizado.

Para obtener el consumo energético de una instalación de alumbrado público convencional suponemos un ahorro del 50 % en nuestro proyecto con el uso de luminarias tipo LED con respecto a los halógenos. Además, utilizamos el consumo calculado en el apartado 5.1.4. sin la reducción de flujo durante las horas de menor concurrencia.

Por tanto, el consumo energético que realizaría la instalación en condiciones convencionales sin aplicar las mejoras realizadas en este estudio sería:

$$C_{convencional} = C_{LED} \cdot 2 = 794,559 \cdot 2 = 1.589,118 \text{ kWh}$$

Dónde:

C_{LED} = Consumo energético de la instalación lumínica
sin aplicar la reducción de flujo [kWh]

El consumo anual estimado asciende a:

$$C_{anual} = C_{convencional} \cdot 365 = 1.589,118 \cdot 365 = 580.028,07 \text{ kWh}$$

Suponiendo un coste de 0,14 €/kWh, el ahorro anual que obtenemos es de 91.203,93 €. Con este dato podemos calcular el tiempo de amortización, en la tabla 21. Observamos que se alcanza un ahorro superior al precio de la inversión en el año 21. Esto quiere decir que el tiempo requerido para amortizar la instalación es de 21 años, a partir de este momento el ahorro realizado será beneficio.

Año	Ahorro acumulado (€)
1	81.203,93
2	162.407,86
3	243.611,79
4	324.815,72
5	406.019,65
6	487.223,58
7	568.427,51
8	649.631,44
9	730.835,37
10	812.039,30
11	893.243,23
12	974.447,16
13	1.055.651,09
14	1.136.855,02
15	1.218.058,95
16	1.299.262,88
17	1.380.466,81
18	1.461.670,74
19	1.542.874,67
20	1.624.078,60
21	1.705.282,53
22	1.786.486,46
23	1.867.690,39
24	1.948.894,32
25	2.030.098,25

Tabla 21: Amortización de la instalación.



7. PLIEGO DE CONDICIONES

ANTECEDENTES

Esta documentación es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, editado en octubre de 2002, y que fue realizado por el Departamento de Energía Solar del IDEA, con la colaboración del Instituto de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en la Convocatoria de Ayudas para la promoción de las Energías Renovables.

1. OBJETO

- 1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2. Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.
- 1.3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4. En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 1.5. Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.



2. GENERALIDADES

- 2.1. Este pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:
- Electrificación de viviendas y edificios
 - Alumbrado público
 - Aplicaciones agropecuarias
 - Bombeo y tratamiento de aguas
 - Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables
- 2.2. También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.
- 2.3. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:
- 2.3.1. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrónico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- 2.3.2. Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- 2.3.3. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3. DEFINICIONES

3.1. Radiación solar

- 3.1.1. Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- 3.1.2. Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .
- 3.1.3. Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2 .
- 3.1.4. Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT): Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

3.2. Generadores fotovoltaicos

- 3.2.1. Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.
- 3.2.2. Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.
- 3.2.3. Módulo fotovoltaico: Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- 3.2.4. Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- 3.2.5. Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- 3.2.6. Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia (G^{STC}): 1000 W/m^2
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Incidencia normal

- Temperatura de célula: 25 °C
- 3.2.7. Potencia máxima del generador (potencia pico): Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.
- 3.2.8. TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento es de 1 m/s.
- 3.3. Acumuladores de plomo-ácido
- 3.3.1. Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.
- 3.3.2. Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.
- 3.3.3. Autodescarga: Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.
- 3.3.4. Capacidad nominal: C₂₀ (Ah): Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: C₁₀₀/C₂₀ ≈ 1,25, C₄₀/C₂₀ ≈ 1,14, C₂₀/C₁₀ ≈ 1,17.
- 3.3.5. Capacidad útil: Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max}.
- 3.3.6. Estado de carga: Cociente entre la capacidad residual de una batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida PD_{max}.
- 3.3.7. Profundidad de descarga (PD): Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.
- 3.3.8. Régimen de carga (o descarga): Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería

de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es de 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

3.3.9. Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

3.4. Reguladores de carga

3.4.1. Regulador de carga: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

3.4.2. Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

3.4.3. Voltaje final de carga: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

3.5. Inversores

3.5.1. Inversor: Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2. V_{RMS} : Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3. Potencia nominal (VA): Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

3.5.4. Capacidad de sobredescarga: Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

3.5.5. Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

3.5.6. Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

3.5.7. Distorsión armónica total: THD (%): Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$THD(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$



Donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

3.6. Cargas de consumo

- 3.6.1. Lámpara fluorescente de corriente continua: Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4. DISEÑO

4.1. Orientación, inclinación y sombras

4.1.1. Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla 22:

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Tabla 22: Pérdidas máximas.

4.1.2. En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.2. Dimensionado del sistema

4.2.1. Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

4.2.2. El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp,min}$ calculado en el apartado 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

4.2.3. Como norma general, la autonomía de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

4.2.4. Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

4.3. Sistema de monitorización

- 4.3.1. El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Tensión y corriente CC del generador.
 - Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
 - Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
 - Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
 - Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
- 4.3.2. Los datos se representarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

5. COMPONENTES Y MATERIALES

5.1. Generalidades

- 5.1.1. Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrónico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.
- 5.1.2. Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.
- 5.1.3. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a $50 V_{RMS}$ o $120 V_{CC}$. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.
- 5.1.4. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- 5.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.
- 5.1.6. Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).
- 5.1.7. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todo lo elementos de la instalación.
- 5.1.8. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

5.2. Generadores fotovoltaicos

- 5.2.1. Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-

EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61739-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV. Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

- 5.2.2. El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
 - 5.2.3. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.
 - 5.2.4. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.5. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.6. Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.7. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.
 - 5.2.8. Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
 - 5.2.9. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
 - 5.2.10. En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación del IDEA. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.
- 5.3. Estructura de soporte

- 5.3.1. Se dispondrán las estructuras de soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.
 - 5.3.2. La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesidades dilatacionales térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
 - 5.3.3. La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).
 - 5.3.4. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
 - 5.3.5. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.
 - 5.3.6. La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
 - 5.3.7. Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.
 - 5.3.8. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
 - 5.3.9. Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá con la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
 - 5.3.10. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá con las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.
- 5.4. Acumuladores de plomo-ácido

- 5.4.1. Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- 5.4.2. Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- 5.4.3. La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60%.
- 5.4.4. Se protegerá, especialmente frente a sobredescargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- 5.4.5. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90% de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- 5.4.6. La autodescarga del acumulador a 20 °C no excederá el 6 % de su capacidad nominal por mes.
- 5.4.7. La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.
- 5.4.8. El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:
 - El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.
- 5.4.9. Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:
 - Tensión nominal (V)
 - Polaridad de los terminales
 - Capacidad nominal (Ah)
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

5.5. Reguladores de carga

- 5.5.1. Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.
- 5.5.2. Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:
- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 11 %.
 - La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
 - La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$ a $-5 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1 \%$ del valor especificado.
 - Se permitirán sobredescargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.
- 5.5.3. Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.
- 5.5.4. Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- 5.5.5. El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:
- Corriente en la línea de generador: un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
 - Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.
- 5.5.6. El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.
- 5.5.7. Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4 % de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las

siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

- 5.5.8. Las pérdidas de energía diarias acusadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.
- 5.5.9. Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.
- 5.5.10. El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:
 - Tensión nominal (V)
 - Corriente máxima (A)
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
 - Polaridad de terminales y conexiones

5.6. Inversores

- 5.6.1. Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.
- 5.6.2. Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- 5.6.3. Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- 5.6.4. El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- 5.6.5. La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%$, siendo $V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}}$ o $230 V_{\text{RMS}}$

$50 \text{ Hz} \pm 2 \%$

- 5.6.6. El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por le fabricante.
- 5.6.7. El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- 5.6.8. Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- 5.6.9. El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- 5.6.10. Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores el 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).
- 5.6.11. El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla 23:

<i>Tipo de inversor</i>		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
<i>Onda senoidal (*)</i>	$P_{NOM} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{NOM} \geq 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
<i>Onda no senoidal</i>		> 90 %	> 85 %

Tabla 23: Rendimiento del inversor.

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5 % cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

- 5.6.12. Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:
- Potencia nominal (VA)
 - Tensión nominal de entrada (V)
 - Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
 - Polaridad y terminales

5.7. Cargas de consumo

- 5.7.1. Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.
- 5.7.2. Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.
- 5.7.3. Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.
- 5.7.4. En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:
- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
 - La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
 - La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10 \%$ de la potencia nominal.
 - El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
 - La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
 - Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.
- 5.7.5. Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.
- 5.7.6. Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (Excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un controlador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.
- 5.7.7. Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

5.8. Cableado

- 5.8.1. Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.
- 5.8.2. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.
- 5.8.3. Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- 5.8.4. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo con la normativa vigente.
- 5.8.5. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.
- 5.9. Protecciones y puesta a tierra
 - 5.9.1. Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.
 - 5.9.2. El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alternarán las condiciones de seguridad de la misma.
 - 5.9.3. La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico y otro elemento que cumpla con esta función.

6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

- 6.1. 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.
- 6.2. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PTC, serán, como mínimo, las siguientes:
 - 6.2.1. Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
 - 6.2.2. Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.
- 6.3. 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 de suministro. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:
 - 6.3.1. Entrega de la documentación requerida en este PCT.
 - 6.3.2. Retirada de obra de todo el material sobrante.
 - 6.3.3. Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.4. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.
- 6.5. 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.



- 6.6. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia 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.

7. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

7.1. Generalidades

7.1.1. Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

7.1.2. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

7.1.3. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2. Programa de mantenimiento

7.2.1. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

7.2.2. Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

7.2.3. Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

7.2.4. Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

7.2.5. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

7.2.6. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

7.2.7. En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

7.2.8. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

7.3. Garantías

7.3.1. Ámbito general de la garantía:

7.3.1.1. Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a

causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

7.3.1.2. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

7.3.2. Plazos:

7.3.2.1. El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

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

7.3.3. Condiciones económicas:

7.3.3.1. La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

7.3.3.2. Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempo de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

7.3.3.3. Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4. Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrados no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para

ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.3.4. Anulación de la garantía:

7.3.4.1. La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

7.3.5. Lugar y tiempo de la prestación:

7.3.5.1. Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

7.3.5.2. El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

7.3.5.3. Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y cargo del suministrador.

7.3.5.4. El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.



ANEXO I: CÁLCULOS LUMÍNICOS DIALUX

Calle tipo 1

Contacto:
N° de encargo:
Empresa:
N° de cliente:

Fecha: 20.06.2018
Proyecto elaborado por:



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Índice

Calle tipo 1	
Portada del proyecto	1
Índice	2
Lista de luminarias	3
PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11	
Hoja de datos de luminarias	4
PHILIPS BGP303 T25 1 xLED99-4S/830 DM11	
Hoja de datos de luminarias	5
Calle 1	
Datos de planificación	6
Lista de luminarias	7
Resultados luminotécnicos	8
Recuadros de evaluación	
Recuadro de evaluación Calzada 1	
Isolíneas (E)	11

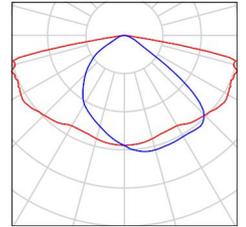


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle tipo 1 / Lista de luminarias

13 Pieza PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7000 lm
Potencia de las luminarias: 44.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88
Lámpara: 1 x LED69-4S/740 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



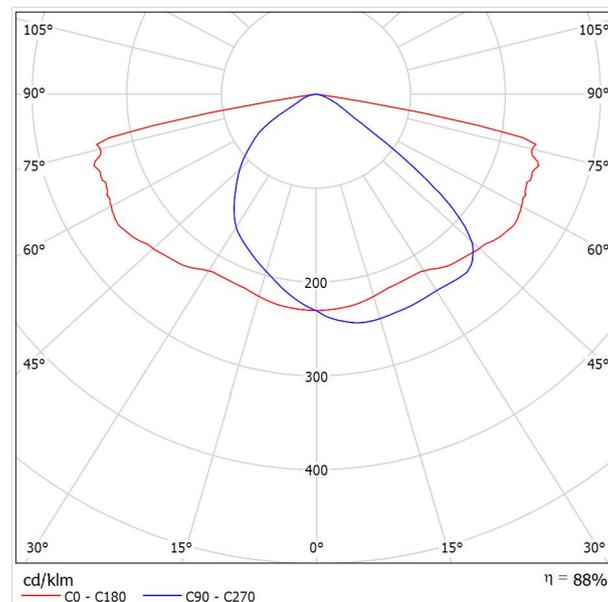


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11 / Hoja de datos de luminarias

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88

ClearWay: Luminaria LED económica La tecnología LED supone una revolución en la iluminación en muchos aspectos. Por ejemplo, la calidad de luz que proporcionan los LED ha hecho que nuestras carreteras sean más seguras, mientras que la gran eficacia de los LED está ayudando a las ciudades a reducir sus facturas de luz.

En Philips, creemos que podemos hacer que las carreteras sean aun más seguras y podemos ayudar a más municipios a lograr su objetivo de reducción del consumo de energía. Por eso hemos desarrollado ClearWay, una luminaria LED para carreteras que es asequible pero que no merma la calidad de la luz y la eficiencia energética.

Para esta luminaria no puede presentarse ninguna tabla UGR porque carece de atributos de simetría.

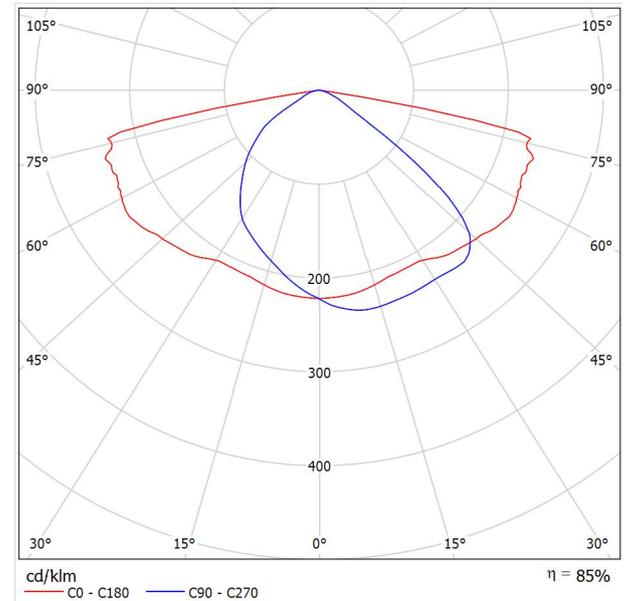


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

PHILIPS BGP303 T25 1 xLED99-4S/830 DM11 / Hoja de datos de luminarias

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 85

ClearWay: Luminaria LED económica La tecnología LED supone una revolución en la iluminación en muchos aspectos. Por ejemplo, la calidad de luz que proporcionan los LED ha hecho que nuestras carreteras sean más seguras, mientras que la gran eficacia de los LED está ayudando a las ciudades a reducir sus facturas de luz.
En Philips, creemos que podemos hacer que las carreteras sean aun más seguras y podemos ayudar a más municipios a lograr su objetivo de reducción del consumo de energía. Por eso hemos desarrollado ClearWay, una luminaria LED para carreteras que es asequible pero que no merma la calidad de la luz y la eficiencia energética.

Para esta luminaria no puede presentarse ninguna tabla UGR porque carece de atributos de simetría.



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

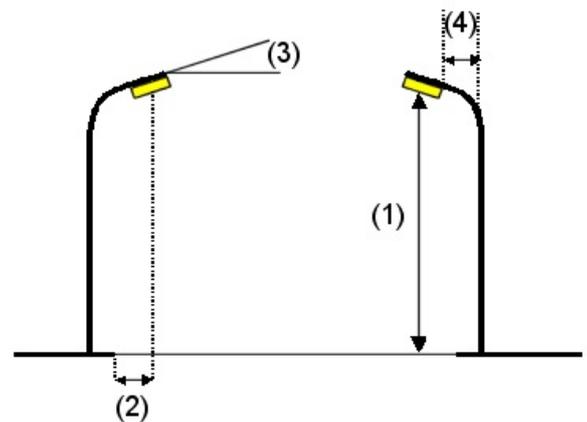
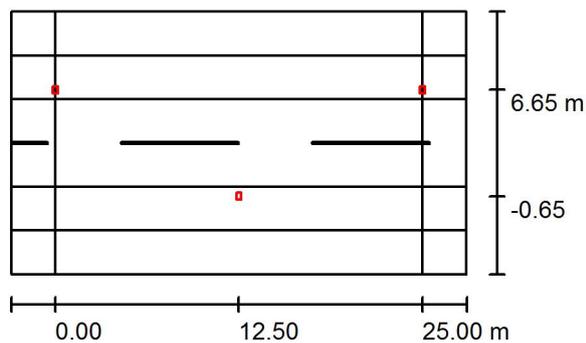
Calle 1 / Datos de planificación

Perfil de la vía pública

Camino peatonal 1	(Anchura: 3.000 m)
Carril de estacionamiento 1	(Anchura: 3.000 m)
Calzada 1	(Anchura: 6.000 m, Cantidad de carriles de tránsito: 2, Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070)
Carril de estacionamiento 2	(Anchura: 3.000 m)
Camino peatonal 2	(Anchura: 3.000 m)

Factor mantenimiento: 0.57

Disposiciones de las luminarias



Luminaria:	PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
Flujo luminoso (Luminaria):	6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas):	7000 lm
Potencia de las luminarias:	44.5 W
Organización:	bilateral desplazado
Distancia entre mástiles:	25.000 m
Altura de montaje (1):	8.000 m
Altura del punto de luz:	7.903 m
Saliente sobre la calzada (2):	-0.650 m
Inclinación del brazo (3):	0.0 °
Longitud del brazo (4):	0.000 m

Valores máximos de la intensidad lumínica	
con 70°:	559 cd/klm
con 80°:	154 cd/klm
con 90°:	0.00 cd/klm

Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).

Ninguna intensidad lumínica por encima de 90°.
La disposición cumple con la clase de intensidad lumínica G1.

La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.6.

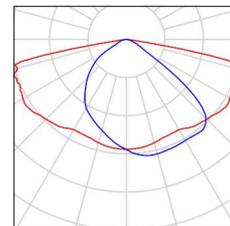


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 1 / Lista de luminarias

PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7000 lm
Potencia de las luminarias: 44.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88
Lámpara: 1 x LED69-4S/740 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 1 / Resultados luminotécnicos



Factor mantenimiento: 0.57

Escala 1:222

Lista del recuadro de evaluación

- 1 Recuadro de evaluación Calzada 1
 Longitud: 25.000 m, Anchura: 6.000 m
 Trama: 10 x 4 Puntos
 Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 1.
 Clase de iluminación seleccionada: S1 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	E_{min} [lx]
Valores reales según cálculo:	18.90	15.83
Valores de consigna según clase:	≥ 15.00	≥ 5.00
Cumplido/No cumplido:	✓	✓


 Proyecto elaborado por
 Teléfono
 Fax
 e-Mail

Calle 1 / Resultados luminotécnicos

Lista del recuadro de evaluación

2 Recuadro de evaluación Carril de estacionamiento 1

Longitud: 25.000 m, Anchura: 3.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Carril de estacionamiento 1.

Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	14.29	0.62
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓

3 Recuadro de evaluación Carril de estacionamiento 2

Longitud: 25.000 m, Anchura: 3.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Carril de estacionamiento 2.

Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	14.29	0.62
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓

4 Recuadro de evaluación Camino peatonal 1

Longitud: 25.000 m, Anchura: 3.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 1.

Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	7.57	0.51
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 1 / Resultados luminotécnicos

Lista del recuadro de evaluación

5 Recuadro de evaluación Camino peatonal 2

Longitud: 25.000 m, Anchura: 3.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 2.

Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

Valores reales según cálculo:

Valores de consigna según clase:

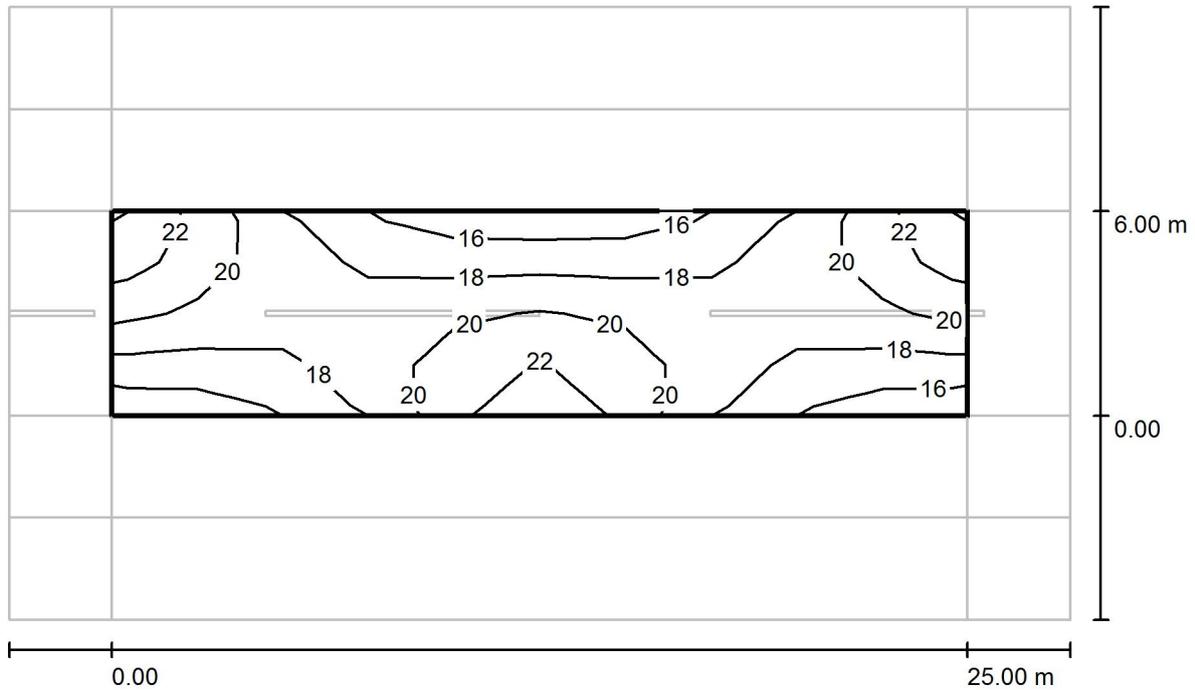
Cumplido/No cumplido:

E_m [lx]	U0
7.57	0.51
≥ 7.50	≥ 0.40
✓	✓



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 1 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Isolíneas (E)



Valores en Lux, Escala 1 : 222

Trama: 10 x 4 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
19	16	23	0.837	0.694

Calle tipo 2

Contacto:
N° de encargo:
Empresa:
N° de cliente:

Fecha: 20.06.2018
Proyecto elaborado por:



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Índice

Calle tipo 2	
Portada del proyecto	1
Índice	2
Lista de luminarias	3
Calle 2	
Datos de planificación	4
Lista de luminarias	5
Resultados luminotécnicos	6
Recuadros de evaluación	
Recuadro de evaluación Calzada 1	
Isolíneas (E)	8

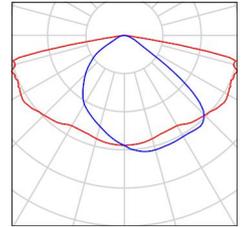


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle tipo 2 / Lista de luminarias

7 Pieza PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7000 lm
Potencia de las luminarias: 44.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88
Lámpara: 1 x LED69-4S/740 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

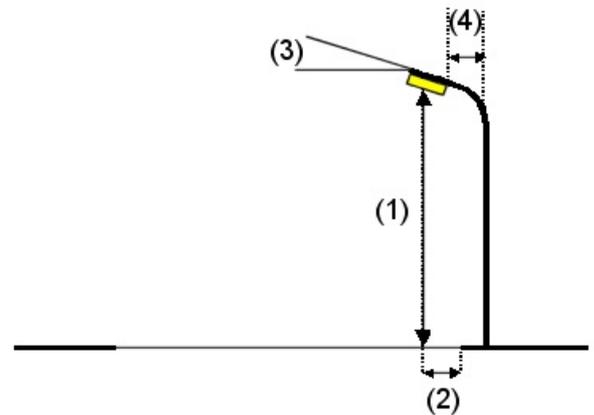
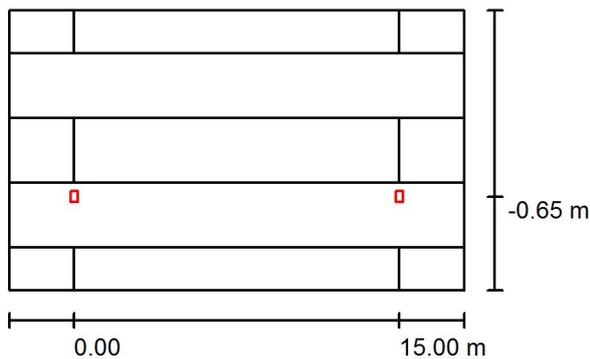
Calle 2 / Datos de planificación

Perfil de la vía pública

Camino peatonal 1	(Anchura: 2.000 m)
Carril de estacionamiento 1	(Anchura: 3.000 m)
Calzada 1	(Anchura: 3.000 m, Cantidad de carriles de tránsito: 1, Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070)
Carril de estacionamiento 2	(Anchura: 3.000 m)
Camino peatonal 2	(Anchura: 2.000 m)

Factor mantenimiento: 0.57

Disposiciones de las luminarias



Luminaria:	PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11	Valores máximos de la intensidad lumínica
Flujo luminoso (Luminaria):	6160 lm	con 70°: 559 cd/klm
Flujo luminoso (Lámparas):	7000 lm	con 80°: 154 cd/klm
Potencia de las luminarias:	44.5 W	con 90°: 0.00 cd/klm
Organización:	unilateral abajo	Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).
Distancia entre mástiles:	15.000 m	Ninguna intensidad lumínica por encima de 90°.
Altura de montaje (1):	6.000 m	La disposición cumple con la clase de intensidad lumínica G1.
Altura del punto de luz:	5.903 m	La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.6.
Saliente sobre la calzada (2):	-0.650 m	
Inclinación del brazo (3):	0.0 °	
Longitud del brazo (4):	0.000 m	

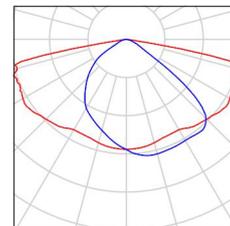


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 2 / Lista de luminarias

PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7000 lm
Potencia de las luminarias: 44.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88
Lámpara: 1 x LED69-4S/740 (Factor de corrección 1.000).

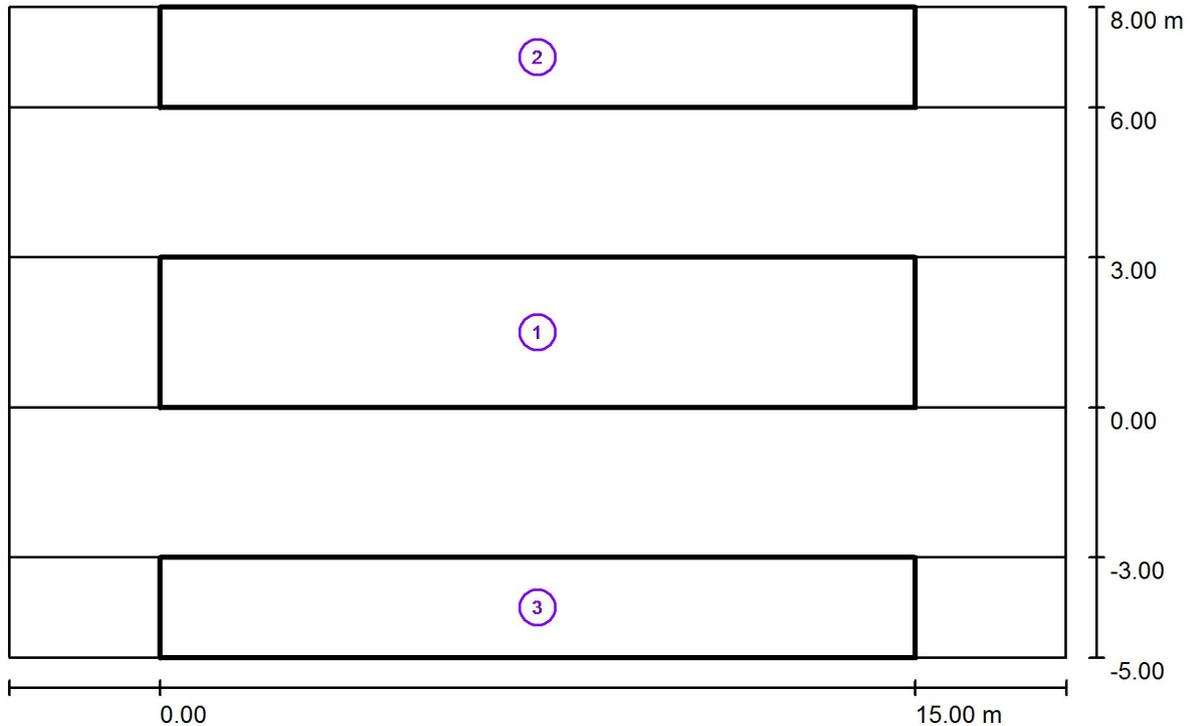
Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 2 / Resultados luminotécnicos



Factor mantenimiento: 0.57

Escala 1:151

Lista del recuadro de evaluación

- 1 Recuadro de evaluación Calzada 1
 Longitud: 15.000 m, Anchura: 3.000 m
 Trama: 10 x 3 Puntos
 Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 1.
 Clase de iluminación seleccionada: S1 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	E_{min} [lx]
Valores reales según cálculo:	22.00	16.95
Valores de consigna según clase:	≥ 15.00	≥ 5.00
Cumplido/No cumplido:	✓	✓



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 2 / Resultados luminotécnicos

Lista del recuadro de evaluación

2 Recuadro de evaluación Camino peatonal 1

Longitud: 15.000 m, Anchura: 2.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 1.

Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	7.82	0.70
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓

3 Recuadro de evaluación Camino peatonal 2

Longitud: 15.000 m, Anchura: 2.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 2.

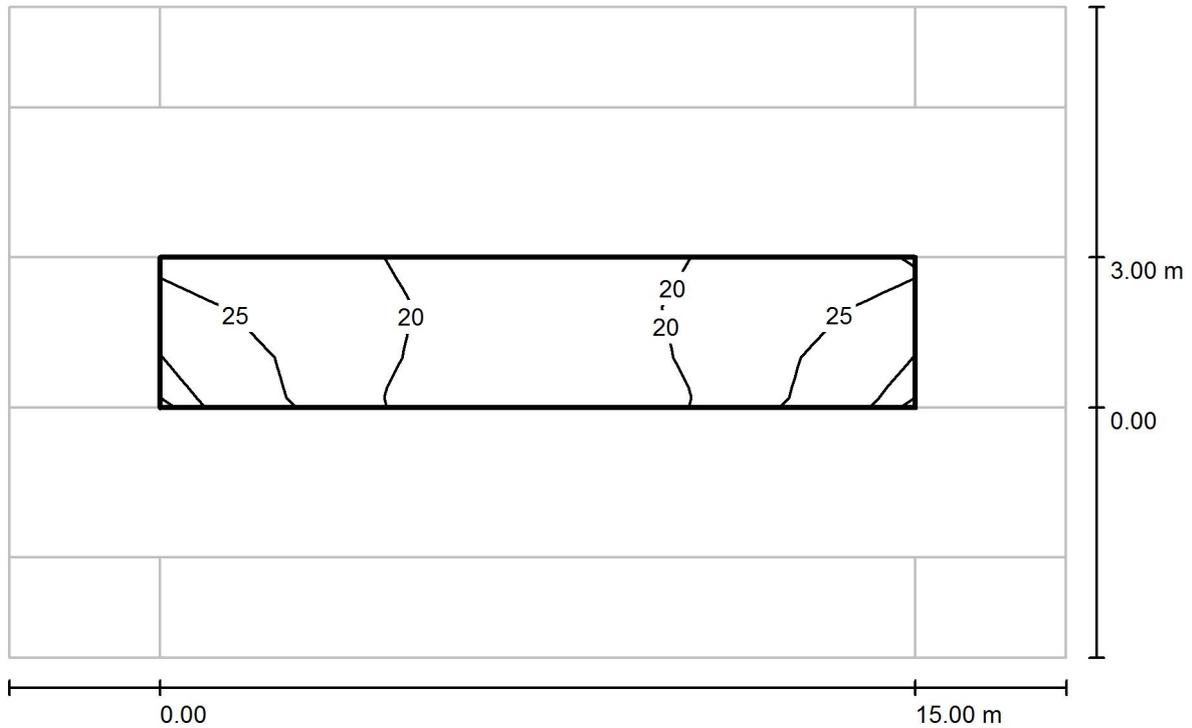
Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	9.80	0.58
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 2 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Isolíneas (E)



Valores en Lux, Escala 1 : 151

Trama: 10 x 3 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
22	17	30	0.770	0.573

Calle tipo 3

Contacto:
N° de encargo:
Empresa:
N° de cliente:

Fecha: 20.06.2018
Proyecto elaborado por:



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Índice

Calle tipo 3	
Portada del proyecto	1
Índice	2
Lista de luminarias	3
PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11	
Hoja de datos de luminarias	4
Calle 3	
Datos de planificación	5
Lista de luminarias	6
Resultados luminotécnicos	7
Recuadros de evaluación	
Recuadro de evaluación Calzada 1	
Isolíneas (E)	9

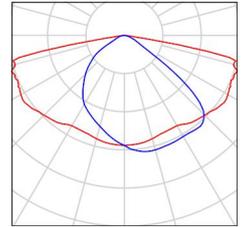


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle tipo 3 / Lista de luminarias

7 Pieza PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7000 lm
Potencia de las luminarias: 44.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88
Lámpara: 1 x LED69-4S/740 (Factor de corrección 1.000).

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



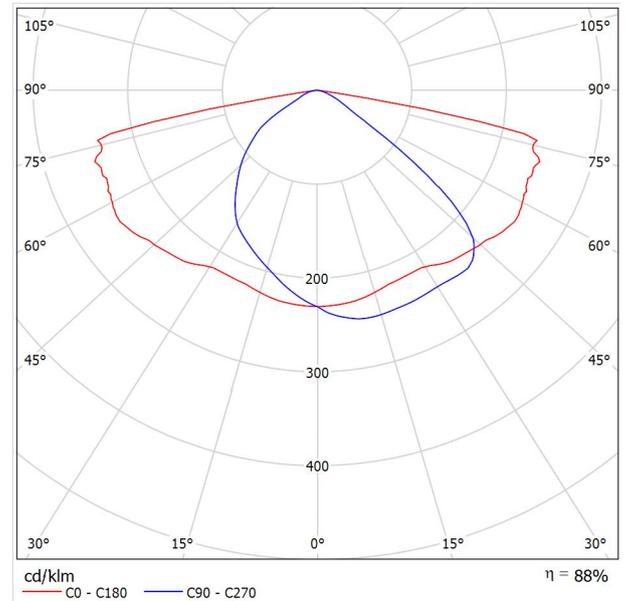


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11 / Hoja de datos de luminarias

Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.

Emisión de luz 1:



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88

ClearWay: Luminaria LED económica La tecnología LED supone una revolución en la iluminación en muchos aspectos. Por ejemplo, la calidad de luz que proporcionan los LED ha hecho que nuestras carreteras sean más seguras, mientras que la gran eficacia de los LED está ayudando a las ciudades a reducir sus facturas de luz.

En Philips, creemos que podemos hacer que las carreteras sean aun más seguras y podemos ayudar a más municipios a lograr su objetivo de reducción del consumo de energía. Por eso hemos desarrollado ClearWay, una luminaria LED para carreteras que es asequible pero que no merma la calidad de la luz y la eficiencia energética.

Para esta luminaria no puede presentarse ninguna tabla UGR porque carece de atributos de simetría.

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 3 / Datos de planificación

Perfil de la vía pública

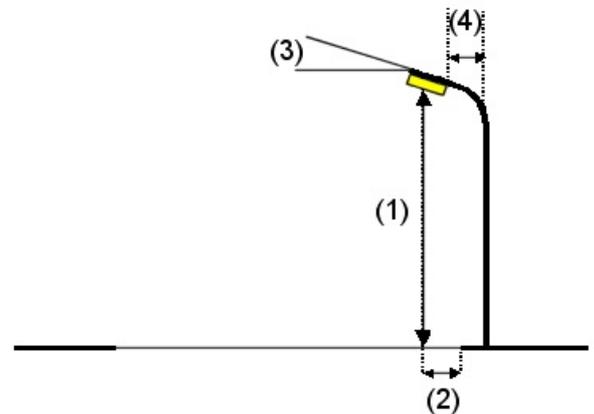
Camino peatonal 1 (Anchura: 2.000 m)

Calzada 1 (Anchura: 6.000 m, Cantidad de carriles de tránsito: 2, Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070)

Camino peatonal 2 (Anchura: 2.000 m)

Factor mantenimiento: 0.57

Disposiciones de las luminarias



Luminaria:	PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
Flujo luminoso (Luminaria):	6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas):	7000 lm
Potencia de las luminarias:	44.5 W
Organización:	unilateral abajo
Distancia entre mástiles:	15.000 m
Altura de montaje (1):	6.000 m
Altura del punto de luz:	5.903 m
Saliente sobre la calzada (2):	-0.650 m
Inclinación del brazo (3):	0.0 °
Longitud del brazo (4):	0.000 m

Valores máximos de la intensidad lumínica
con 70°: 559 cd/klm
con 80°: 154 cd/klm
con 90°: 0.00 cd/klm

Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).

Ninguna intensidad lumínica por encima de 90°.
La disposición cumple con la clase de intensidad lumínica G1.

La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.6.

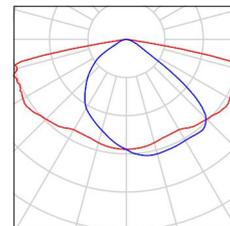


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 3 / Lista de luminarias

PHILIPS BGP303 T25 1 xLED69-4S/740 DM11
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6160 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 7000 lm
Potencia de las luminarias: 44.5 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 38 73 96 100 88
Lámpara: 1 x LED69-4S/740 (Factor de corrección 1.000).

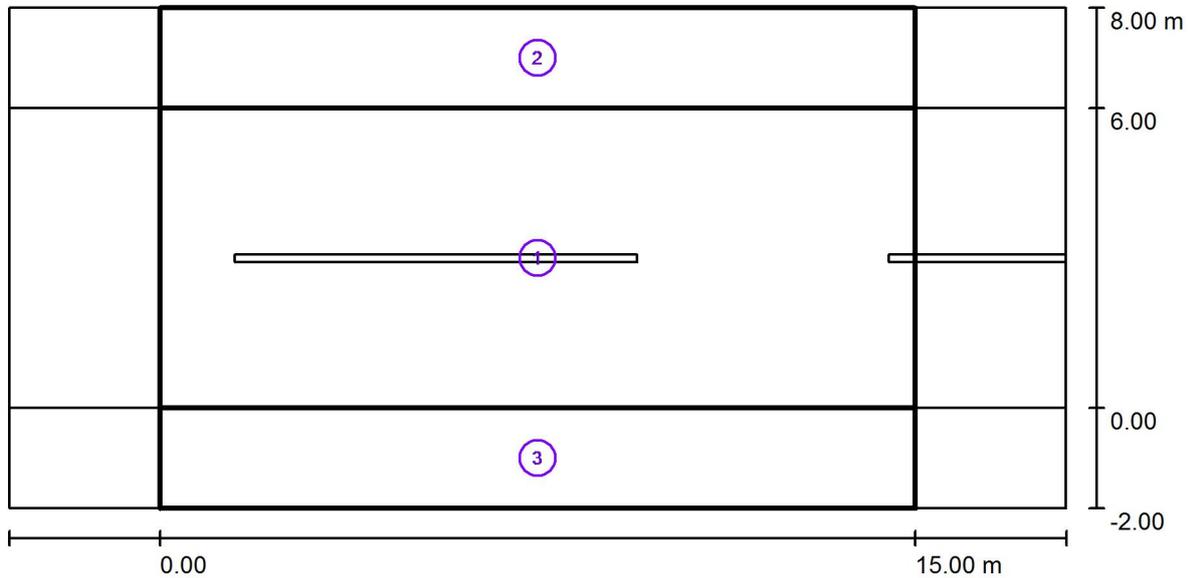
Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.





Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 3 / Resultados luminotécnicos



Factor mantenimiento: 0.57

Escala 1:151

Lista del recuadro de evaluación

- 1 Recuadro de evaluación Calzada 1
 Longitud: 15.000 m, Anchura: 6.000 m
 Trama: 10 x 4 Puntos
 Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 1.
 Clase de iluminación seleccionada: S1 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

Valores reales según cálculo:

Valores de consigna según clase:

Cumplido/No cumplido:

E_m [lx]	E_{min} [lx]
19.22	13.58
≥ 15.00	≥ 5.00
✓	✓



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 3 / Resultados luminotécnicos

Lista del recuadro de evaluación

2 Recuadro de evaluación Camino peatonal 1

Longitud: 15.000 m, Anchura: 2.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 1.

Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	7.82	0.70
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓

3 Recuadro de evaluación Camino peatonal 2

Longitud: 15.000 m, Anchura: 2.000 m

Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 2.

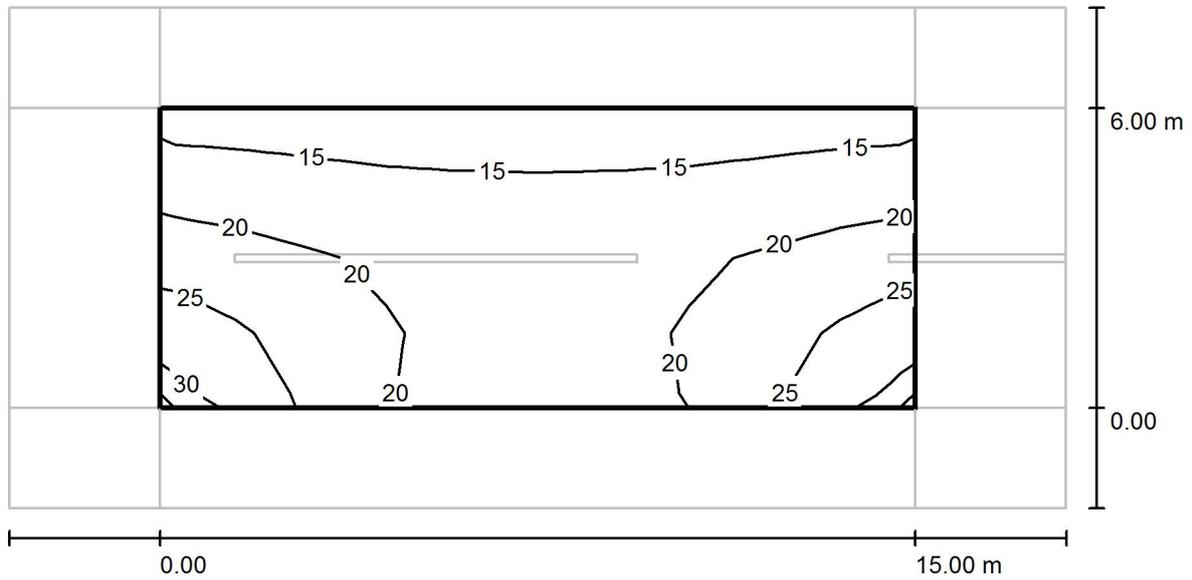
Clase de iluminación seleccionada: CE5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	19.34	0.61
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 3 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Isolíneas (E)



Valores en Lux, Escala 1 : 151

Trama: 10 x 4 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
19	14	29	0.706	0.466

ANEXO II: INFORME GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PVGIS

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 39°30'28" North, 0°27'18" West, Elevation: 48 m a.s.l.,
 Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.1% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.5%
 Other losses (cables, inverter etc.): 10.0%
 Combined PV system losses: 22.0%

Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	3.34	104	4.06	126
Feb	4.01	112	4.94	138
Mar	4.75	147	5.97	185
Apr	4.82	145	6.19	186
May	5.03	156	6.56	203
Jun	5.24	157	6.93	208
Jul	5.31	164	7.10	220
Aug	5.03	156	6.73	209
Sep	4.55	137	6.00	180
Oct	4.07	126	5.26	163
Nov	3.46	104	4.30	129
Dec	3.01	93.4	3.65	113
Year	4.39	133	5.64	172
Total for year		1600		2060

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
 Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
 Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)
 Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

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



ANEXO III: REGISTRO HORAS DE SOL DICIEMBRE

Día (diciembre 2017)	Horas de sol (h)
1	6,5
2	8,9
3	9,1
4	9,2
5	9,1
6	9,1
7	6,6
8	3
9	1,7
10	1,8
11	1,3
12	6,4
13	6,6
14	4,6
15	4,3
16	8,8
17	8,9
18	7,9
19	4,1
20	6,2
21	7,3
22	8,1
23	1,9
24	9
25	8,9
26	2,2
27	7,3
28	6,8
29	8,2
30	9,1
31	4,2

Día (diciembre 2016)	Horas de sol (h)
1	1,3
2	8,6
3	3,2
4	0
5	0,1
6	6
7	4
8	5,8
9	1,8
10	4,5
11	8,3
12	9
13	8,8
14	8,7
15	1,1
16	0,1
17	0,2
18	0,3
19	0
20	7,5
21	5,7
22	7,5
23	9
24	9
25	8,2
26	8,8
27	7,3
28	6,9
29	9,1
30	8,6
31	6,5

Día (diciembre 2015)	Horas de sol (h)
1	8,1
2	7,9
3	8,6
4	8,7
5	7,4
6	3
7	1,9
8	7,5
9	2,1
10	2,5
11	1,2
12	0,9
13	6,8
14	5,2
15	5,4
16	7,6
17	5,7
18	7,3
19	8,5
20	6,7
21	8,2
22	8,1
23	0,9
24	7,8
25	6,1
26	5,6
27	7,6
28	3,8
29	3,1
30	9,1
31	1,2

Día (diciembre 2014)	Horas de sol (h)
1	6
2	6,9
3	0
4	3,9
5	9,1
6	8,8
7	9,3
8	8,6
9	4,5
10	9,1
11	9
12	9,1
13	6,2
14	0,7
15	0,9
16	5,3
17	9,1
18	8,8
19	8,9
20	6,7
21	9
22	8,8
23	8,9
24	8,6
25	8,4
26	9
27	4,2
28	2
29	9,1
30	9,1
31	9,1

Día (diciembre 2013)	Horas de sol (h)
1	1,8
2	3,7
3	0
4	8,7
5	8,7
6	8,4
7	8,4
8	3,7
9	4,3
10	8,4
11	0,2
12	6,8
13	7,5
14	5,7
15	8,7
16	0
17	0,3
18	6,9
19	0
20	0,1
21	1,9
22	8,5
23	5,9
24	1,3
25	0,3
26	8,6
27	4,5
28	7
29	8,6
30	5,6
31	3,3

Día (diciembre 2012)	Horas de sol (h)
1	6,7
2	8,9
3	8,9
4	5,9
5	8,7
6	6,5
7	6,2
8	8,8
9	8,8
10	3,2
11	6,8
12	0,5
13	3,6
14	0
15	0,8
16	1,8
17	2,7
18	7,4
19	4
20	3,4
21	4,8
22	8,2
23	8,4
24	8,4
25	3,3
26	7,3
27	8,6
28	8,6
29	8,2
30	7,7
31	6,2

Día (diciembre 2011)	Horas de sol (h)
1	4,7
2	5,8
3	7,1
4	7,5
5	2,1
6	3,1
7	0
8	7,5
9	9,1
10	0
11	6,1
12	1,7
13	0
14	0,4
15	8,5
16	8,6
17	8,3
18	0
19	0,7
20	7,6
21	0,9
22	0,5
23	3,5
24	8,5
25	7
26	7,7
27	8,5
28	5,5
29	4,6
30	0,4
31	0

Día (diciembre 2010)	Horas de sol (h)
1	6,3
2	5,1
3	7,2
4	8,3
5	1,5
6	3,9
7	0,9
8	7,7
9	8,7
10	0
11	7,5
12	3,6
13	2,3
14	1,1
15	9,1
16	9,1
17	9,1
18	0,2
19	1,5
20	8,4
21	1,5
22	1,7
23	5,1
24	9,2
25	8,5
26	9,2
27	9
28	7
29	5,7
30	0,9
31	0

Día (diciembre 2009)	Horas de sol (h)
1	8,6
2	4,9
3	6,8
4	7,3
5	9,1
6	9,3
7	4,2
8	8,1
9	9
10	9
11	9
12	2,4
13	0
14	0
15	9
16	1,2
17	8,8
18	0
19	5
20	8,1
21	0
22	0,3
23	3,4
24	0,9
25	5,6
26	0,2
27	8,6
28	4,9
29	1,4
30	7,6
31	4,2

Día (diciembre 2008)	Horas de sol (h)
1	7,3
2	3,7
3	6,2
4	6,2
5	2,6
6	7,6
7	0
8	0
9	8,5
10	8,7
11	7,9
12	4,7
13	5
14	7,1
15	1
16	6,7
17	9,1
18	8,9
19	9,1
20	9,1
21	8,8
22	8,6
23	5,2
24	8,9
25	0,1
26	3,4
27	0
28	0
29	8,6
30	0
31	7,3

Día (diciembre 2007)	Horas de sol (h)
1	8,8
2	8,3
3	5,7
4	7,9
5	7,9
6	7,2
7	4,5
8	4,5
9	8,7
10	8,5
11	8,8
12	8,4
13	8,4
14	8,5
15	6,4
16	4,6
17	0,5
18	0,8
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	2,7
25	8,4
26	1,8
27	7,7
28	7,9
29	7
30	6,9
31	8,4

Día (diciembre 2006)	Horas de sol (h)
1	0
2	0,2
3	7,9
4	8
5	8,3
6	4,3
7	3,3
8	5,9
9	8,8
10	8,6
11	2,2
12	2,1
13	0,8
14	8,2
15	1,8
16	7,2
17	8
18	5
19	5,5
20	0
21	8,3
22	2,1
23	0
24	0
25	3,9
26	8,2
27	8
28	7,8
29	8,4
30	7,8
31	0

Día (diciembre 2005)	Horas de sol (h)
1	6,1
2	1,8
3	7,5
4	0,6
5	5,7
6	7,6
7	7,2
8	6,2
9	7,6
10	7,5
11	7,1
12	1,5
13	0,3
14	2,4
15	4
16	6,5
17	7,3
18	0,8
19	0
20	0
21	7,4
22	8,3
23	8,6
24	5,9
25	7,7
26	2,8
27	5,6
28	0,2
29	6
30	3,1
31	0,2

Día (diciembre 2004)	Horas de sol (h)
1	0
2	7,7
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0,1
9	0
10	1,7
11	6,5
12	0
13	3,3
14	2,4
15	6,7
16	6,5
17	7,5
18	8,5
19	8,6
20	8,6
21	3,1
22	1,3
23	8,5
24	8,6
25	3,9
26	3,2
27	7,5
28	1,9
29	8,1
30	4,6
31	8,3

Día (diciembre 2003)	Horas de sol (h)
1	3,3
2	8,3
3	7,7
4	0,1
5	0,7
6	3,6
7	6,8
8	1,6
9	0
10	4,1
11	6,9
12	8,5
13	8,1
14	8,3
15	8,3
16	7,1
17	4,3
18	1
19	0
20	6,8
21	5,3
22	8,3
23	7,9
24	7,4
25	8,1
26	7,9
27	6,6
28	4,7
29	3,4
30	8,4
31	6,2

ANEXO IV: CATÁLOGOS



LUMINARIA



ClearWay: Luminaria LED económica

ClearWay

La tecnología LED supone una revolución en la iluminación en muchos aspectos. Por ejemplo, la calidad de luz que proporcionan los LED ha hecho que nuestras carreteras sean más seguras, mientras que la gran eficacia de los LED está ayudando a las ciudades a reducir sus facturas de luz. En Philips, creemos que podemos hacer que las carreteras sean aun más seguras y podemos ayudar a más municipios a lograr su objetivo de reducción del consumo de energía. Por eso hemos desarrollado ClearWay, una luminaria LED para carreteras que es asequible pero que no merma la calidad de la luz y la eficiencia energética.

Beneficios

- Baja inversión inicial
- Calidad de luz superior
- Ahorro energético significativo

Características

- Diseño específico para la tecnología LED
- Prolongada vida útil
- Consumo energético bajo en comparación con las luminarias convencionales

Aplicaciones

- Carreteras principales
- Carreteras y calles residenciales

Especificaciones

Tipo	BGP303	Flujo luminoso	4385, 6426, 8366 o 10.332 lm
Fuente de luz	Módulo LED	Eficacia de la luminaria	>77 lm/W
Potencia (+/-10%)	57, 83, 106 o 131 W		

Temperatura de color correlacionada	4000 K
Índice de reproducción cromática	>70
Mantenimiento de flujo lumínico: L80F10	50.000 horas
Intervalo de temperaturas de funcionamiento	-30 a +25 °C
Driver	Integrado (módulo LED con balasto propio)
Suministro de alimentación/datos	PSU
Tensión de red	120-277 V/50-60 Hz
Corriente de irrupción	Controlador de corriente constante 150 W: 105 A / 160 µs
Entrada del sistema de control	1-10 V

Óptica	Haz medio
Cierre óptico	Vidrio plano
Material	Carcasa: aluminio inyectado a alta presión
Color	Gris (RAL 7035)
Mantenimiento	Apertura con tornillo
Instalación	Acceso lateral: 42/60
	Post-top: 42/60 o 76
	Altura de montaje recomendada: 4 a 8 m
	Ángulo estándar de orientación post-top: 5°
	Ángulo adaptable:
	- Post top 42-60 y 76: 0, 5°, 10°, 15°
	- Acceso lateral 42-60: -15°, -10°, -5°, 0, 5°, 10°, 15°
	Distribución de la luz ajustable: N/D
	SCx máx.: 0,029 m

Condiciones de aplicación

Temperatura ambiente media	25 °C
Nivel máximo de regulación	0%

Aprobación y aplicación

Índice de protección frente a choque mecánico	IK08
Protección contra sobretensiones (común/diferencial)	STD kV

Controles y regulación

Regulable	Si
-----------	----

Información general

Apertura de haz de luz de la luminaria	150° x 62°
Marca CE	No
Revestimiento	No
Temperatura de color	740 blanco neutro
Versión de país	NO
Tipo lente/cubierta óptica	FG
Driver incluido	Si
Certificado ENEC	Marcado ENEC
Marca de inflamabilidad	F
Equipo	DALI de regulación electrónica
Material prensaestopas	GP
Test del hilo incandescente	Temperatura 960 °C, duración 5 s
Fuente de luz sustituible	No
Versión de lámpara	4S
Número de unidades de equipo	1
Número de fuentes de luz	1
Tipo de óptica	Distribución media
Código de gama de producto	BGP303
Color RAL estándar	7035

Rendimiento inicial (conforme con IEC)

Índice corr. Temperatura de color	4000 K
Índice Índice de reproducción cromática	>70

Datos técnicos de la luz

Entrada lateral en ángulo de inclinación estándar	0°
Post-top en ángulo de inclinación estándar	0°
Ratio de flujo luminoso ascendente	0

Mecánicos y de carcasa

Color	GR
-------	----

Rendimiento en el tiempo (conforme con IEC)

Índice de errores del driver en 5.000 h	0.5 %
---	-------

Información general

Order Code	Full Product Name	Código familia de lámparas
37240100	BGP303 LED25-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	LED25
37241800	BGP303 LED35-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	LED35
37242500	BGP303 LED54-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	LED54
37243200	BGP303 LED69-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	LED69
37244900	BGP303 LED99-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	LED99

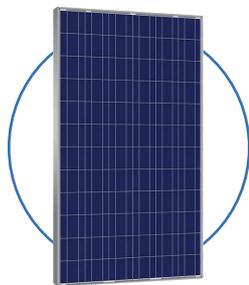
Rendimiento inicial (conforme con IEC)

Order Code	Full Product Name	Flujo lumínico inicial
37240100	BGP303 LED25-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	2225 lm
37241800	BGP303 LED35-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	3115 lm
37242500	BGP303 LED54-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	4752 lm

Order Code	Full Product Name	Flujo lumínico inicial
37243200	BGP303 LED69-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	6160 lm
37244900	BGP303 LED99-4S/740 PSR I DM50 D9 STD 42	8700 lm



MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Módulo fotovoltaico SCL 320W P1

Los módulos fotovoltaicos de 320W y 340W optimizan el espacio de captación de radiación y se han convertido en la solución más eficiente en instalaciones con poco espacio disponible que necesitan altas cantidades de energía.

Gracias a su proceso de fabricación bajo la norma ISO 9001, alcanzan eficiencias de hasta 15,6% y cumplen los estándares de calidad y disponen de certificados IEC, TUV, ETL, MCS, CE. Estos hechos atribuyen calidad, seguridad y fiabilidad a nuestros módulos ofreciendo una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia hasta 25 años.



Amplia gama



Excelente relación
calidad-precio



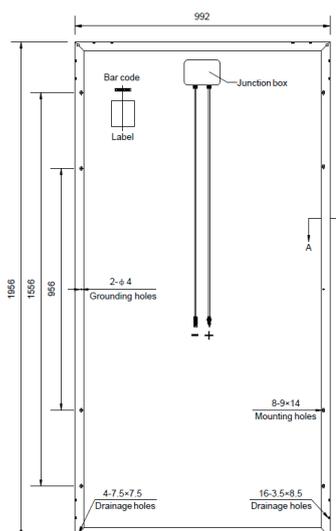
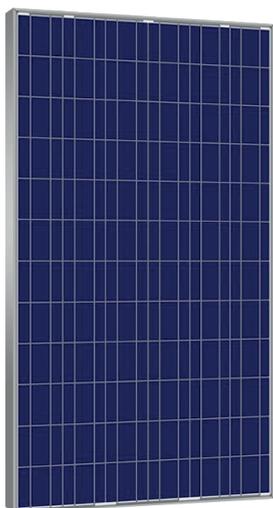
Tolerancia 0+3%



Aplicaciones

- 1 Instalaciones aisladas con consumo diario
- 2 Bombeos con poco terreno disponible
- 3 Edificios con alta cantidad de viviendas
- 4 Otras aplicaciones de alto consumo

Visualización



Características técnicas

Medida	SCL-320P1
Potencia máxima (Pmax) [w]	320
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	45.7
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	9.00
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	37.1
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	8.63
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

Módulos

Características mecánicas

Medida	SCL-320P1
Celulas	72=6x12 policristalinas
Conectores	MC4 Compatible
Caja conexión	TÜV Certificado
Cableado	Longitud 900mm
Dimensión	1956 x 992 x 50 mm
Peso	27 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa /Carga peso: 5400 Pa

Características de temperatura

Medida	SCL-320P1
NOCT**	47+/- 2°C
Coeficiente de temperatura Pmax	-0.43% / °C
Coeficiente de temperatura Voc	-0.33% / °C
Coeficiente de temperatura Isc	+0.056% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

Embalaje

Tipo	SCL-320P1
Palet	21 uds.
Contenedor 20/40 pies	210/462 uds.

Certificaciones





ESTRUCTURAS

ESTRUCTURAS SOLARES



De tipo individual, con triángulo inclinado, coplanares y otras estructuras especiales

Estructuras SCL

En Saclima Solar Fotovoltaica, nos encargamos de que su proceso de selección de estructuras sea lo más sencillo posible:

Para ello, simplemente solicite el montaje que necesite para sus módulos solares y nosotros nos encargaremos de escoger el que mejor se adapte al tamaño de los módulos y a la base sobre la que se van a colocar, tanto plana como inclinada.

Además, nuestras estructuras son las únicas del mercado que se adaptan con precisión milimétrica a nuestros módulos SCL. Gracias a ello, ahorrará tiempo y costes, tanto en la búsqueda de las estructuras adecuadas como en gastos de envío.



Fácil montaje



Sujecciones universales



Estudio pormenorizado



Stock y rapidez de entrega



1ª marcas y optima calidad

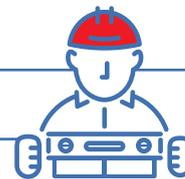


Variedad de fijaciones

Proceso conjunto de elección



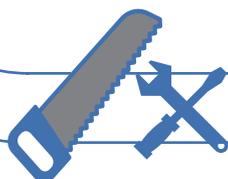
Cumplimentación de formulario



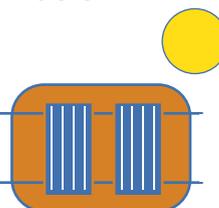
Estudio de ingeniería



Fabricación y embalaje a medida



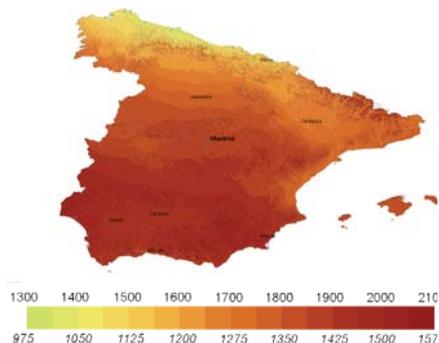
Montaje de la estructura



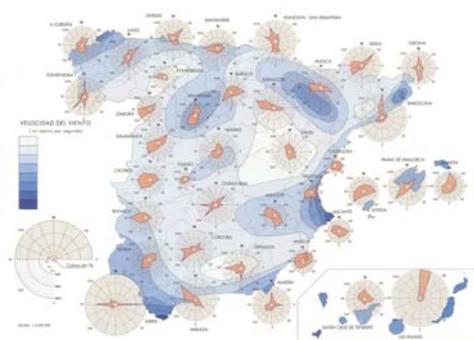
¡Disfrute de energía solar fotovoltaica!

Indicaciones para montaje

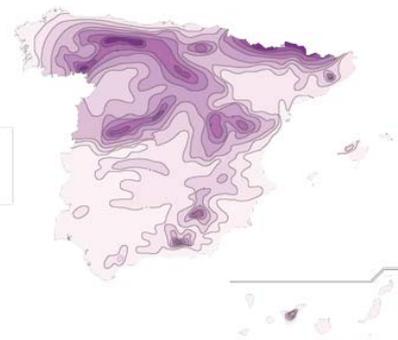
Dependiendo de la zona geográfica donde se vaya a realizar la instalación, se deben tener en cuenta las condiciones de irradiación solar, velocidad media del viento y cantidad de días de nieve para elegir uno u otro tipo de estructura y sus accesorios. En los mapas podrá ver el promedio anual de estas variables que se dan en nuestro país:



Mapa de irradiación solar media en España



Velocidad media y rosas de viento en España



Número medio anual de días de nieve en España

Tipos de estructuras



Estructuras individuales: Las estructuras individuales están dirigidas a terrazas o tejados planos en los que se necesitan colocar módulos en posición horizontal y la cantidad de paneles no es muy grande.



Estructuras con triángulo inclinado: Aunque también estén destinadas a terrazas o tejados planos, los módulos se colocan en posición vertical y son más económicas cuando la cantidad de paneles necesarios es mayor.



Estructuras coplanar: Se utilizan en tejados inclinados y ofrecen soluciones como los salvatejas y espárragos de doble rosca que facilitan el montaje y su seguridad, a la vez que disminuyen el impacto visual.



Estructuras opcionales: Otros tipos de estructuras, como las de huertas solares o de inclinación variable, se utilizan para fines más específicos y proporcionan soluciones innovadoras y muy eficientes.

Índice

1 Estructuras individuales



2 Estructuras con triángulo inclinado



4 Estructuras coplanar



6 Estructuras especiales

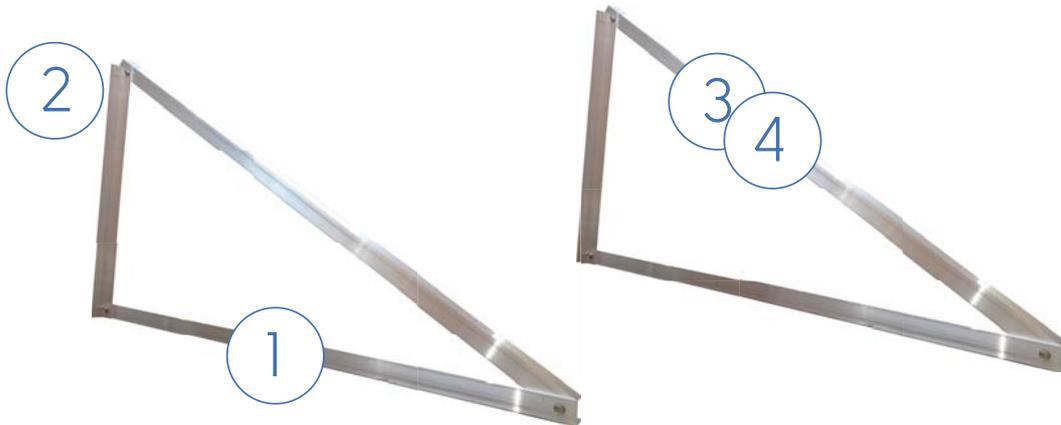


8 Componentes de las estructuras



1. Estructura individual

Este tipo de estructura se compone por dos triángulos cogidos al marco del módulo. Está especialmente diseñada para instalaciones en suelo y terraza en las que los módulos se vayan a montar de modo horizontal.



1. Triángulos

Los triángulos de aluminio de Saclima Solar Fotovoltaica aseguran una fijación de garantías.



2-3-4. Tornillo m6 de cabeza hexagonal, con arandelas y tuercas autoblocantes

Su objetivo es la sujeción de los módulos de la instalación a los triángulos.



3. Tornillos M8 x 14

Parte de unión de los diferentes componentes de la estructura del triángulo.



4. Tuercas M8

Fijación adaptada a los tornillos M8.

Ventajas



Fácil montaje



La solución más económica



Fácil transporte



Diseñada para módulos en horizontal



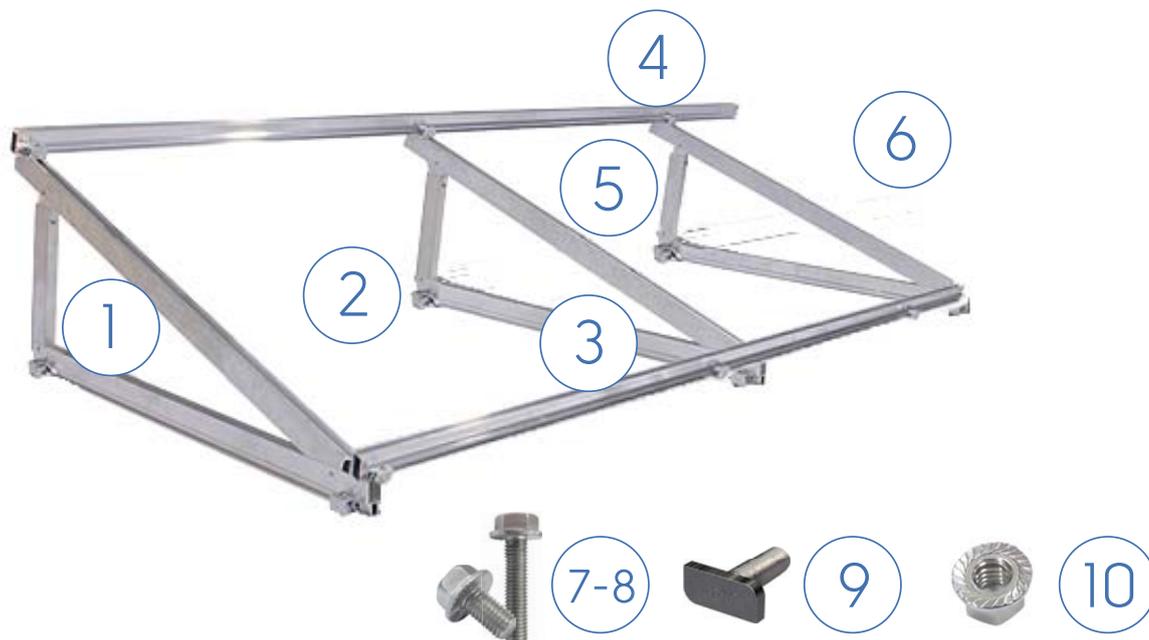
Se puede anclar o lastrar



Ideal para terrazas planas

2. Estructuras con triángulo inclinado

Este tipo de estructura está, como las estructuras individuales, destinado al montaje de módulos en terrazas planas y suelo, aunque la diferencia se encuentra en los perfiles de aluminio cogidos a los triángulos, sobre los que se colocan los módulos fotovoltaicos.

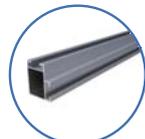


Componentes



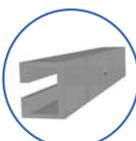
1. Triángulos

Soporte principal de la estructura a medida depende del tipo de instalación.



2. Perfiles de aluminio

Tiene como función la colocación de los módulos a la estructura.



3. Uniones perf. aluminio

Las uniones de aluminio refuerzan la sujeción de los módulos a la estructura triangular.



4. Escuadras M8

Aplicación de piezas añadidas para cambios en el tamaño de la estructura.



5. Pinzas intermedias

Apta para la zona media de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



6. Pinzas finales

Habilitada para los extremos de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



7. Tornillos M8 x 14

Sujeción escuadras y otros componentes.



8. Tornillos M8 x 35

Sujeción escuadras y otros componentes.



9. Tornillos M8 x 25

Sujeción escuadras y otros componentes.



10. Tuercas M8

Sujeción escuadras y otros componentes.

Ejemplos de estructuras con triángulo inclinado



Ventajas de las estructuras con T. inclinado

3

Muy económica
a partir de 3 módulos



A 30° o personalizable



Diseñada para
módulos en vertical



Totalmente a medida



Triángulos
pre-montados



Se puede anclar o
lastrar

Características comunes

Como medida de referencia, en las estructuras siempre tendremos en cuenta las filas de paneles que se van a colocar. Por ello, podemos definir las siguientes características como aplicables a todo tipo de estructuras:

- 1 Contienen dos raíles RN sobre los que se colocarán los módulos fotovoltaicos.
- 2 Disponen de 2 pinzas finales para el inicio de la fila y otras 2 pinzas finales para la terminación de la fila.
- 3 El número de pinzas intermedias dependerá del número de paneles que se vaya a colocar en cada uno. Por ejemplo, para una fila de 5 módulos, utilizaremos 4 pinzas finales, para el inicio y el final de la fila, y 8 (4 por carril) pinzas intermedias para su unión.

- 4 Los raíles deben de ser siempre uniformes en la misma dirección. Por ello, como por motivos de transporte su longitud máxima es de 3 metros de largo, utilizaremos las uniones de perfiles cada vez que se supere esta longitud. Es decir, si el largo de la fila nos hace necesitar una longitud de raíles de 8 metros, utilizaremos 2 piezas de unión al tener que utilizar 3 raíles seguidos.

3. Estructuras coplanar

Las estructuras coplanarias se fijan al techo de los edificios utilizando dos perfiles de aluminio sobre los que se colocan los módulos. La inclinación del módulo será igual que la inclinación del tejado sobre el que se monte la estructura.

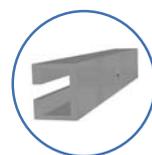


Componentes



1. Perfiles de aluminio

Tienen como función la colocación de los módulos a la estructura.



2. Uniones perf. aluminio

Tiene como función unión entre el número de perfiles necesarios en la estructura.



3. Pinzas intermedias

Apta para la zona media de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



4. Pinzas finales

Habilitada para los extremos de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



5. Tornillos M8 x 25

Tornillos de cabeza martillo para la sujeción de pinzas y otras piezas.



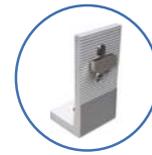
6. Tuercas M8

Fijación de tornillos M8



7. Escuadras de ang. (40x40x4)

Unión de piezas en la estructura como partes del triángulo, por ejemplo.



8. Escuadras M8 & M10

Unión de piezas en la estructura como partes del triángulo, por ejemplo.



9. Salvatejas (420150 & 420155)

Accesorio para un perfecto anclaje de la estructura solar a un tejado con tejas tradicionales..



10. Espárragos doble rosca

Piezas de sujeción en techos no desmontables, en los que no se puede utilizar salvatejas para el anclaje de la estructura.

Ejemplos de estructuras coplanares



Ventajas de las estructuras coplanares



Muy económica



Montaje sencillo



Salvatejas opcionales



Totalmente a medida



Amplia variedad de fijaciones



Mínimo impacto visual

Características comunes

Como medida de referencia, en las estructuras siempre tendremos en cuenta las filas de paneles que se van a colocar. Por ello, podemos definir las siguientes características como aplicables a todo tipo de estructuras:

- 1 Contienen dos raíles RN sobre los que se colocarán los módulos fotovoltaicos.
- 2 Disponen de 2 pinzas finales para el inicio de la fila y otras 2 pinzas finales para la terminación de la fila.
- 3 El número de pinzas intermedias dependerá del número de paneles que se vaya a colocar en cada uno. Por ejemplo, para una fila de 5 módulos, utilizaremos 4 pinzas finales, para el inicio y el final de la fila, y 8 (4 por carril) pinzas intermedias para su unión.

- 4 Los raíles deben de ser siempre uniformes en la misma dirección. Por ello, como por motivos de transporte su longitud máxima es de 3 metros de largo, utilizaremos las uniones de perfiles cada vez que se supere esta longitud. Es decir, si el largo de la fila nos hace necesitar una longitud de raíles de 8 metros, utilizaremos 2 piezas de unión al tener que utilizar 3 raíles seguidos.

Estructuras especiales

Estructuras elevadas



De tipo monoposte o mesa, este tipo de estructura de paneles solares se eleva a varios metros de altura para producir un porchado o dificultar el robo de los módulos en zonas en las que el acceso resulta complicado.

Este tipo de recurso es muy utilizado en zonas agrarias en las que una vigilancia continua resulta bastante complicada y los productores de energía necesitan preservar su instalación y protegerla ante robos, despieces y otras actividades delictivas.



Estructuras para huertas solares



Las estructuras para huertas solares están especialmente dirigidas a minimizar el costo de la estructura en instalaciones que precisen de un elevado número de módulos fotovoltaicos.

Al aglomerar grandes cantidades de módulos fotovoltaicos en una sola hilera, la cantidad de ajustes y cambios realizados para dicho cantidad es mucho menor que en los anteriores tipos de estructuras.



Estructuras especiales

Estructura para techos tipo "sándwich"



La utilización de estructuras tipo Coplanar en techados industriales ofrece ventajas como la alta facilidad de instalación y el gran ahorro que suponen.

Esto es debido al denominado "espárrago", de bajo coste y que supone una forma muy sencilla de anclar los raíles de la estructura a un tejado tipo "sándwich".



Estructuras de inclinación variable



La posibilidad de cambiar la inclinación de los paneles hace a este tipo de estructuras ideales para maximizar la producción de los módulos fotovoltaicos dependiendo de la estación del año en la que se encuentren.



Componentes de las estructuras

Triángulos

Varias componentes incluidos

Los triángulos son la pieza principal de un gran número de estructuras en la energía solar fotovoltaica.

En el caso de Saclima, todos ellos están fabricados a medida dependiendo de sus necesidades.

Tipos de estructura en los que aparece: 1, 2

Dimensiones: 1

Sujeción: 1



Tornillo M6 de cabeza hexagonal

Con arandela y tuerca autoblocante

Referencia: 900015



Los tornillos M6 son la base de las estructuras individuales cuando los módulos se fijan directamente a los triángulos. Contienen arandelas y tuercas autoblocantes para una mayor seguridad del panel.

Tipos de estructura en los que aparece: 1

Dimensiones: 6 x 20 mm

Peso: 0,009 kg

Perfiles de aluminio

Referencia: 400513

Los perfiles de aluminio sirven para soportar el peso de los módulos, alinearlos y como zona de sujeción en grandes instalaciones.

Tipos de estructura en los que aparece: 2,3

Dimensiones: 41 x 35 x 6200 mm

Material: Aluminio

Sujeción: Clic en la parte superior y cabeza martillo en las zonas laterales.



Uniones de perfil de aluminio

Referencia: 400531

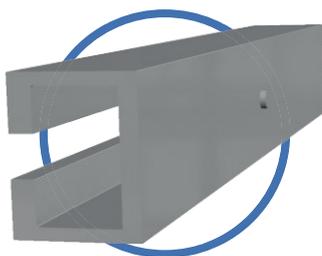
Piezas de unión para los perfiles de aluminio cuando, por aspectos de transporte, los perfiles han de ser cortados en diferentes piezas.

Tipos de estructura en los que aparece: 2,3

Dimensiones: 195 x 24,1 x 30 mm

Material: Aluminio

Peso: 0,257 kg



Pinzas intermedias para módulos

Referencia: 420082

La pinza intermedia se coloca en la posición deseada del rail y sujeta el módulo. Su altura puede ser ajustada al grosor del marco del panel usando un tornillo de cabeza hexagonal.

Tipos de estructura en los que aparece: 2, 3

Dimensiones: 38 X 40 X 60 mm

Material: Aluminio, acero

Sujeción: Sujeción interior



Pinzas finales para módulos

Referencia: 420081

La pinza se coloca al final del rail de soporte y, como la pinza intermedia, se ajusta al grosor de los marcos de los paneles.

Tipos de estructura en los que aparece: 2,3

Dimensiones: 35 X 40 X 60 mm

Material: Aluminio, acero

Sujeción: Sujeción interior



Tornillos M8 x 25 de cabeza martillo

Referencia: 900007

Elemento de sujeción para salvatejas, escuadras u otros elementos de la estructura.

Tipos de estructura en los que aparece: 2,3

Dimensiones: 29 X 22 mm

Material: Acero inoxidable

Sujeción: Sujeción interior



Tornillos y tuercas M8 de cabeza dentada

Tornillos M8 x 14

Ref: 900016

Tipos de estructura en los que aparece: 2

Tornillos M8 x 35

Ref: 900025

Tipos de estructura en los que aparece: 2

Tuercas M8

Ref: 900001

Tipos de estructura en los que aparece: 2,3

Componentes de las estructuras

Escuadras M8

Referencia: 400270

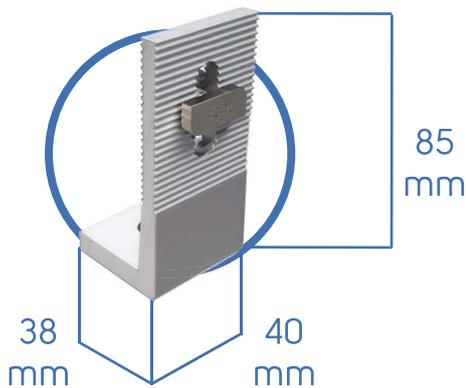
Dependiendo de la longitud del raíl, su colocación y el tipo de tornillo que se vaya a utilizar en el montaje de la estructura escogeremos un tipo u otro de escuadra.

Tipos de estructura en los que aparece: 2, 3

Dimensiones: 57 X 37,5 X 27 mm

Diametro de apertura: M8

Material: Aluminio



Escuadras de ángulo

Referencia: -

Dependiendo de la longitud del raíl, su colocación y el tipo de tornillo que se vaya a utilizar en el montaje de la estructura escogeremos un tipo u otro de escuadra.

Tipos de estructura en los que aparece: 3

Dimensiones: 40 x 40 x 4 mm

Material: Aluminio



Escuadras M10

Referencia: 420014

Dependiendo de la longitud del raíl, su colocación y el tipo de tornillo que se vaya a utilizar en el montaje de la estructura escogeremos un tipo u otro de escuadra.

Tipos de estructura en los que aparece: 3

Dimensiones: 120 X 170 X 40 mm

Diametro de apertura: M8

Material: Aluminio



Espárragos de doble rosca M10 x 200

Referencia: 860006

Piezas de sujeción en tejados no-desmontables, en los que no se puede utilizar salvatejas para el anclaje de la estructura.

Tipos de estructura en los que aparece: 2,3

Dimensiones: 250 X 350 X 90 mm

Material: Acero inoxidable, aluminio

Diámetro: M10; 9,0 mm

Rosca: Rosca parcial; 65,0 mm

Penetración mínima de la rosca: 60,0 mm

Salvateja de acero inoxidable

Referencia: 420150

Pieza que se introduce por debajo de las tejas y proporciona sujeción en tejados de tipo romano simple y doble y de tejas intercaladas modernas.

Tipos de estructura en los que aparece: 3

Dimensiones: 350 X 250 X 90 mm

Diametro de apertura: M8

Material: Acero inoxidable

Diámetro de agujero en la placa base:

12 x 7 mm

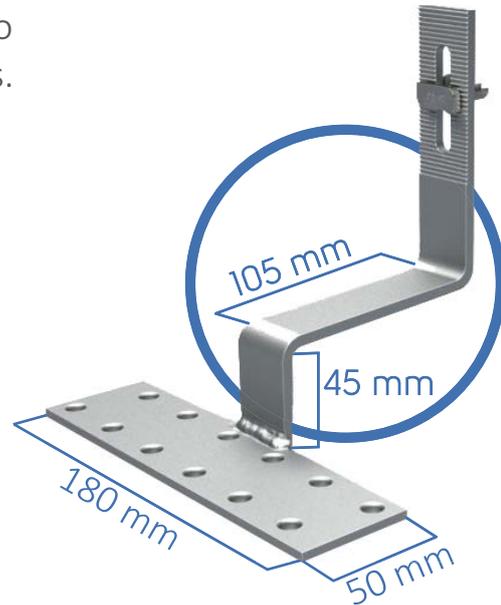
Tipo de material de tejado:

Tejado romano simple/doble y de tejas intercaladas modernas

Tipo de forma del tejado:

Tejado inclinado

Aplicable a subestructura de: Madera



Salvateja para tejado de pizarra

Referencia: 420155

Pieza que se introduce por debajo de las tejas y proporciona sujeción en tejados de teja plana o de pizarra.

Tipos de estructura en los que aparece: 3

Dimensiones: 320 X 245 X 60 mm

Material: Acero inoxidable

Sujeción: Sujeción interior

Diámetro de agujero en la placa base:

2 x 7 mm

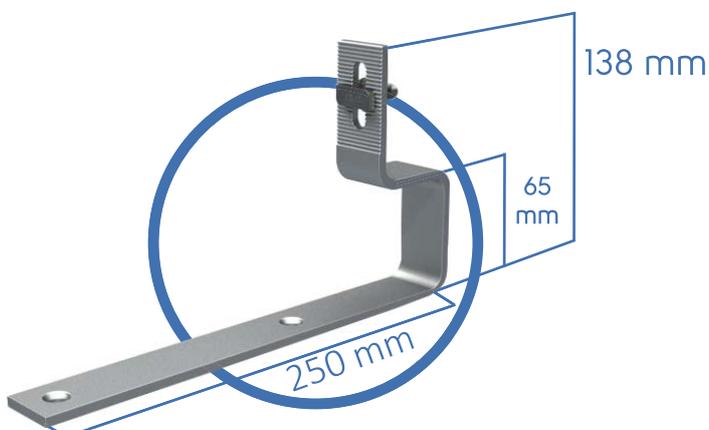
Tipo de material de tejado:

Tejado de pizarra

Tipo de forma del tejado:

Tejado inclinado

Aplicable a subestructura de: Madera





SACLIMA
Solar Fotovoltaica

SACLIMA SOLAR FOTOVOLTAICA, S.L.

POL. IND. "ELS MOLLONS" C/ TORNERS, 6

ES-46970 ALAQUÀS, VALENCIA

CIF: ESB97243802

E-MAL: INFO@SACLIMAFOTOVOLTAICA.COM

WWW.SACLIMAFOTOVOLTAICA.COM

TELÉFONO: +34 96 151 70 50

FAX: +34 96 151 76 52



BATERÍAS



Baterías Estacionarias OPZS

Hoppecke ha desarrollado baterías perfectas para viviendas que necesiten un consumo diario y durante largos períodos de tiempo. Esto es debido a que tienen una larga vida útil superior a los 20 años y permiten profundos ciclos de descarga diarios con resultados excelentes ante cualquier tipo de consumo.

Este alto rendimiento se debe a que las baterías están compuestas por 6 vasos de 2 V que acumulan grandes cantidades de energía.



Made in Germany



Ciclo profundo



Larga vida útil



Características principales

- **Alta vida-útil**

Debido a la optimización de la aleación baja de selenio y antimonio

- **Excelente estabilidad de ciclos**

Debido al diseño de plato tubular

- **Máxima compatibilidad**

Diseño de acuerdo al estándar DIN 40736-1

- **Mayor seguridad ante cortocircuitos incluso durante la instalación**

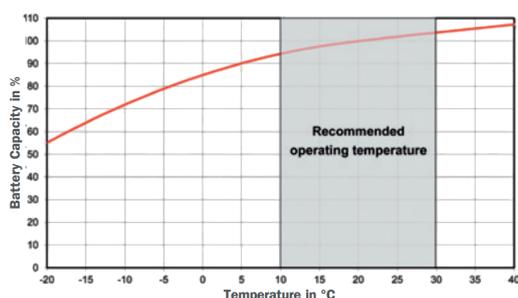
Basada en los conectores de sistema de Hoppecke

- **Intervalos de relleno extremadamente largos debido a no tener necesidad de realizar mantenimiento**

El uso opcional del sistema de recombinación AquaGen® minimiza la emisión de gases y aerosoles



Datos de carga de la batería

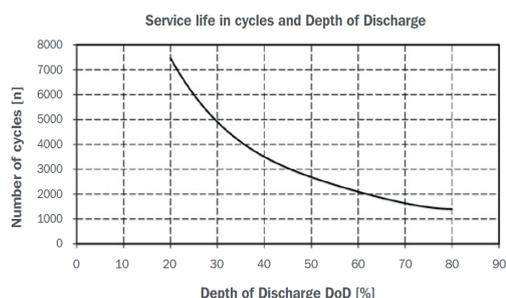


Influencia de la temperatura en la capacidad

La capacidad de la batería depende en gran medida de la temperatura ambiente. Las baterías de plomo pierden capacidad con la disminución de la temperatura y viceversa, como se muestra en la figura. Esto debe ser considerado al dimensionar la batería.

Posible rango de temperatura: -20 °C a 45 °C

Rango de temperatura recomendado: 10 °C a 30 °C



Vida útil en ciclos dependiendo de la profundidad de descarga

La vida útil en ciclos se define como el número de ciclos de carga y descarga hasta que la capacidad real de la batería está por debajo del 80% de la capacidad nominal (C10). El tiempo de vida en ciclos de una batería de plomo es directamente proporcional a la profundidad habitual de descarga (DoD) durante estos ciclos.

Baterías

Características Técnicas

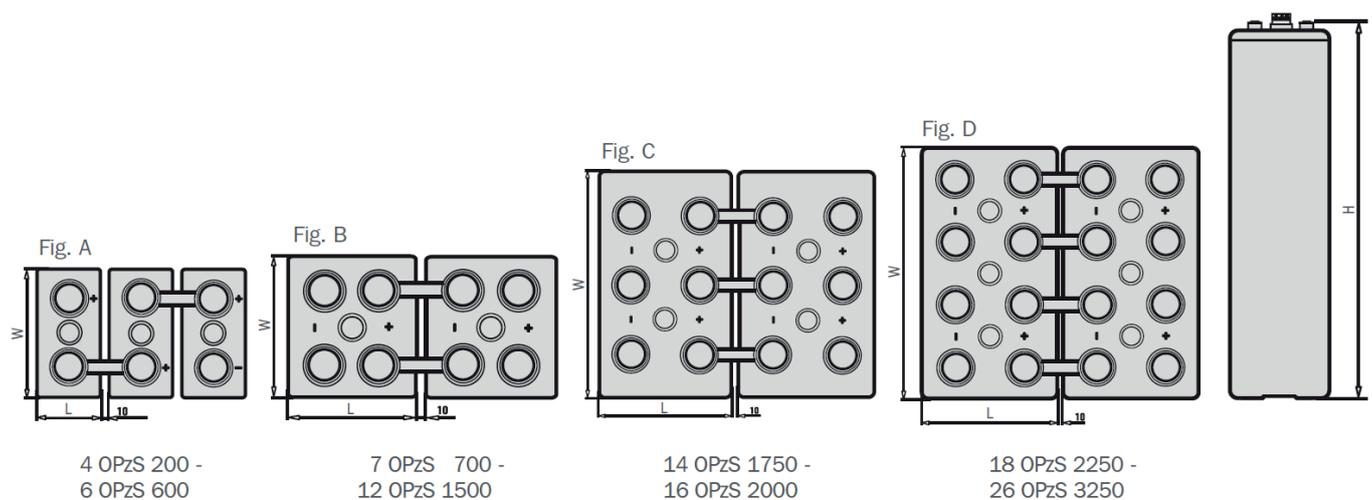
Tipo	C _{nom} /1.80 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	C ₃ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	Peso max. Kg	Peso electrolito kg (1.24 kg/l)	Largo máx. mm	Ancho máx. mm	Alt. máx. mm	Figura
4 OPZS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPZS 250	250	266	227	201	147	21	5.6	126	208	420	A
6 OPZS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPZS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPZS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPZS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPZS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPZS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPZS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPZS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPZS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPZS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPZS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPZS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPZS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPZS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPZS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPZS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPZS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPZS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPZS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPZS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPZS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPZS 3250	3250	3488	3028	2549	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom}= Capacidad nominal tras 10 h de descarga según DIN 40736-1

C₁₀, C₅, C₃ y C₁= Capacidad tras 10 H, 5h, 3h y 1h de descarga

*de acuerdo con DIN40736-1, los datos se deben entender como valores máximos

Vista del producto



Vida útil: 20 años

OPzS

Vented lead-acid battery



Motive Power Systems

Reserve Power Systems

Special Power Systems

Service

Your benefits with HOPPECKE OPzS

- **Very high expected service life** - due to optimized low-antimony selenium alloy
- **Excellent cycle stability** - due to tubular plate design
- **Maximum compatibility** - design according to DIN 40736-1
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors
- **Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free** - optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols¹

Typical applications of HOPPECKE OPzS

- **Telecommunications**
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- **Power Supply**
- **Security lighting**



Similar to the illustration, AquaGen® optional



HOPPECKE

POWER FROM INNOVATION

Type Overview

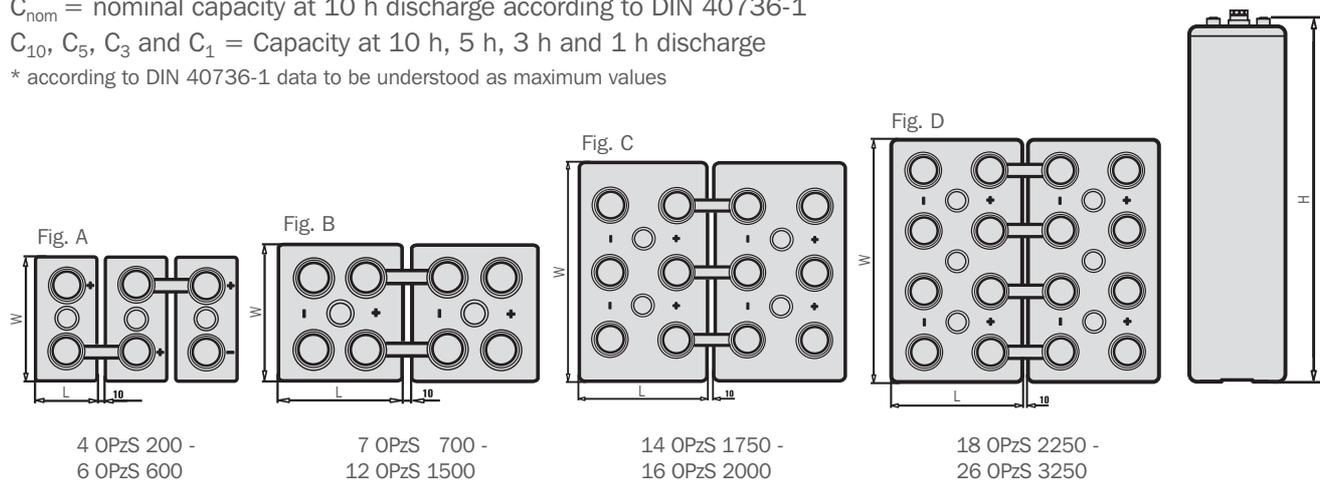
Capacities, dimensions and weights

Type	C _{nom} /1.80 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	C ₃ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	200	213	182	161	118	17.3	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	250	266	227	201	147	21.0	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	300	320	273	241	177	24.9	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	350	390	345	303	217	29.3	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	420	468	414	363	261	34.4	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	490	546	483	426	304	39.5	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	600	686	590	510	353	46.1	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	700	801	691	596	411	59.1	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	800	915	790	681	470	63.1	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	900	1026	887	767	529	72.4	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

C₁₀, C₅, C₃ and C₁ = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Design life: up to 20 years

Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

¹ Similar to sealed lead-acid batteries



REGULADORES

Controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia

MPPT 250/60, 250/70, 250/85 & 250/100

www.victronenergy.com

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de software de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control, un Venus GX, un PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr**
Con dispositivo conectable



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4**
Sin pantalla

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de software para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48 V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo			
Eficiencia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215x250x95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246x295x103 mm	
NORMATIVAS				
Seguridad	EN/IEC 62109			
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.				
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.				
2) Unos paneles FV con una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de dichos paneles FV.				
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)				



INVERSORES

**INVERSORES
TRIFÁSICOS SIN
TRANSFORMADOR
CON LA MÁXIMA
EFICIENCIA Y EL
MEJOR PRECIO**

10TL / 20TL / 33TL

Familia de inversores trifásicos sin transformador para uso doméstico, industrial y para instalaciones FV de campo.

La máxima eficiencia al mejor precio

Un único bloque de potencia con un avanzado sistema individual de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), que permite obtener la máxima energía del campo fotovoltaico al precio más competitivo del mercado.

Tecnología Plug & Play

Extremadamente fácil de instalar. La conexión del inversor se realiza de forma simple y rápida. Además, el idioma y la configuración específicos de cada país pueden ser seleccionados directamente desde la pantalla del inversor.

Diseño robusto

Envoltorio de acero, especialmente diseñada para instalaciones tanto de interior como de exterior (IP65). Soporta temperaturas extremas. Los inversores INGECON® SUN 3Play TL han sido diseñados para garantizar una vida útil de más de 20 años, como lo demuestran los tests de estrés a los que son sometidos.

Fácil mantenimiento

Un datalogger interno permite almacenar datos de hasta 3 meses de antigüedad. El control se puede realizar desde un PC remoto o *in situ* desde el display del inversor. Dispone de pantalla LCD y LEDs indicadores de estado y alarmas.

Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN 3Play TL disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas. Además, el display dispone de tres LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

Software incluido

Los equipos 3Play TL incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Las comunicaciones RS-485 también las integra de serie. Además, el usuario puede descargar desde la web www.ingeteam.com la última versión del firmware del inversor y actualizarlo usando una simple tarjeta de memoria SD.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



10TL / 20TL / 33TL

Todos los modelos incluyen descargadores tipo 3 DC y AC. Además, incluyen un seccionador DC y una entrada de bornas con sistema de seguimiento del punto de máxima potencia.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Sistema MPPT.
- Eficiencia máxima 98,5%.
- Entradas digitales.
- Comunicaciones RS-485 de serie.
- Actualización de firmware a través de una tarjeta de memoria SD.
- Software INGECON® SUN Manager para la visualización de parámetros y el registro de datos de la planta.
- Visualización de datos de la planta mediante el software INGECON® SUN Monitor.
- Pantalla LCD.
- Fácil mantenimiento.
- Contacto libre de potencial configurable desde el display para indicar fallo de aislamiento o conexión a red.
- Solución Plug & Play.
- Apto para instalaciones interiores y exteriores (IP65).
- Óptimas prestaciones a altas temperaturas.
- Diferentes versiones para todo tipo de proyectos.
- Diseño compacto.
- Idioma, Código de país y tensión nominal configurables por display.

PROTECCIONES

- Polarización inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones DC y AC con descargadores tipo III.

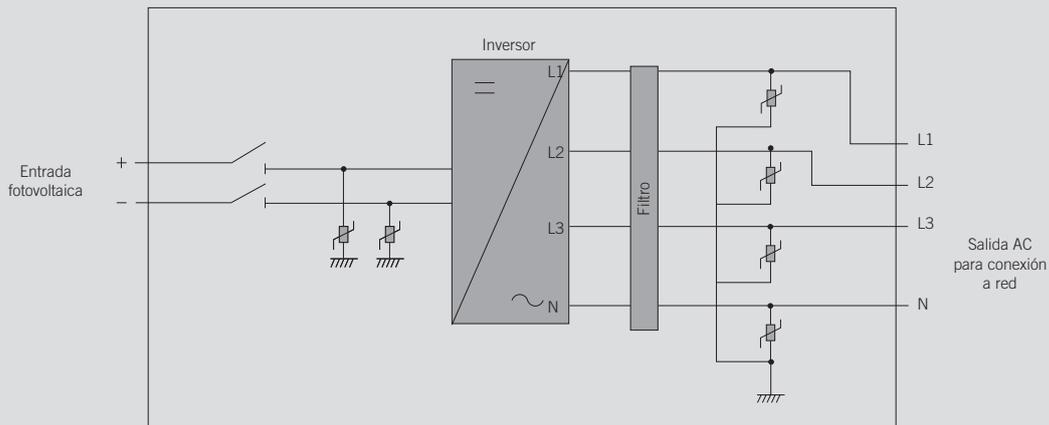
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, GSM / GPRS o Wi-Fi. Disponible también una segunda tarjeta de comunicación RS-485.
- Kit de autoconsumo.

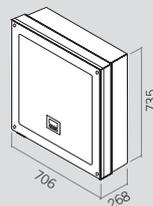
VENTAJAS

- El mejor precio posible.
- Mantenimiento sencillo.
- Larga vida útil del inversor.

3Play TL



Dimensiones y peso (mm)



10TL / 15TL / 20TL
46,8 kg.

28TL / 33TL
51,5 kg.

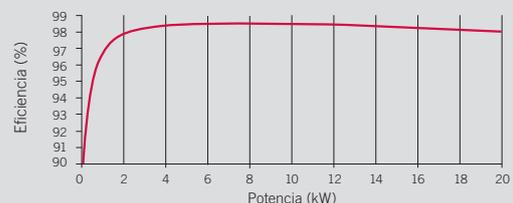
	10TL	20TL	33TL
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	10,3 - 13,4 kW	20,6 - 26,8 kW	34 - 45 kW
Rango de tensión MPP ⁽²⁾	560 - 820 V		
Tensión mín. para Pnom a Vac nominal	560 V		
Tensión máxima ⁽³⁾	1.000 V		
Corriente máxima ⁽⁴⁾	19 A	37 A	61 A
Número de entradas	1		
MPPT	1		
Valores de Salida (AC)			
Potencia nominal	10 kW	20 kW	33 kW
Máx. temperatura a potencia nominal ⁽⁵⁾	55 °C	55 °C	51 °C
Corriente máxima	15 A	29 A	48 A
Tensión nominal	400 V		
Rango de tensión	187 - 528 V	187 - 528 V	304 - 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz		
Factor de Potencia	1		
Factor de Potencia ajustable ⁽⁶⁾	Sí. Smáx=10 kVA; Qmax=10 kVAR	Sí. Smáx=20 kVA; Qmax=20 kVAR	Sí. Smáx=33 kVA; Qmax=20 kVAR
THD	<3%		
Rendimiento			
Eficiencia máxima	98,5%		
Euroeficiencia	98,3%		
Datos Generales			
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada		
Caudal de aire	200 m³/h	200 m³/h	400 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁷⁾	10 W		
Consumo nocturno	1 W		
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 65 °C		
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%		
Grado de protección	IP65		
Marcado	CE		
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100		
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁸⁾ , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code		

Elementos integrados

Bornas	✓
DC Seccionador	✓
Descargadores DC y AC, tipo 3	✓

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ $V_{mpp,min} = 560$ V cuando $V_{ac} = 400$ V. Para otros casos: $V_{mpp,min} = 1.4 \times V_{ac}$ ⁽³⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para las versiones Premium ⁽⁵⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁶⁾ Q=0 fuera del rango de tensión MPP ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁸⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 20TL Vdc = 600 V





Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark
Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.

Calle Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407 Urb.C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.

Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.

Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo corner Rufin St.
1230 Makati
Gran Manila - Philippines
Tel.: +63 0917 677 6039