



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

Trabajo de Fin de Grado.

Estudio de viabilidad de instalaciones fotovoltaicas con integración arquitectónica.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

Autor; Gonzalo Martín Pérez.

Tutor; María de la Peña Fabiani Bendicho.

INDICE

Memoria.

1. Introducción.	1
2. Objetivos.	3
3. Conceptos básicos para realizar una instalación fotovoltaica.	4
3.1 Fundamento físico de la energía fotovoltaica.	5
3.2 Geometría solar.	5
3.3 Irradiancia e irradiación solar.	7
3.4. Horas de sol pico.	8
3.5. Orientación de los módulos solares.	9
3.6. Inclinación de los módulos solares.	9
3.7. Pérdidas por orientación e inclinación.	11
3.8. Pérdidas generales.	11
3.9. Sistema fotovoltaico.	12
4. Integración arquitectónica.	15
5. Aplicación para el cálculo de pérdidas por inclinación y orientación.	17
5.1. Requisitos de la aplicación.	17
5.2. Antecedentes.	19
5.3. Descripción de la aplicación.	20
5.4. Sistema operativo de ejecución.	22
5.5. Interfaz gráfica del usuario.	23
5.6. Conclusiones obtenidas de la aplicación.	26
6. Ejemplo práctico.	29
6.1. Características de la instalación.	29
6.2. Calculo de pérdidas por orientación e inclinación para las fachadas.	30
6.3. Radiación incidente sobre los módulos solares.	33
6.4. Diseño de la instalación del sistema fotovoltaico.	34
6.5. Energía producida por la instalación.	37
6.6. Retribución de la energía producida.	38
6.7. Peaje de acceso a la red de distribución.	39
6.8. Estudio de viabilidad del ejemplo práctico.	39

6.8.1. Gastos.	39
6.8.2. Ingresos.....	41
6.8.3. Viabilidad.	42
7. Comparación de integración arquitectónica con inclinación óptima.	45
8. Normativa para energías renovables conectadas a la red.	48
9. Conclusión.....	49
10. Summary.	50
11. Bibliografía.....	52

Anexo I. Programa.

1. Método de cálculo.	1
2. Código fuente.	3

Anexo II. Cálculos del sistema fotovoltaico.

1. Radiación Incidente sobre los módulos.....	1
2. Calculo del número de módulos a instalar.	3
3. Conexión de los módulos fotovoltaicos.	4
4. Pérdidas por temperatura en el módulo fotovoltaico.	6
5. Energía producida en condiciones ideales.	8
6. Energía inyectada a la red.	9
7. Pérdidas por sombra.	11
7.1. Descripción del método.	11
7.1.1. Obtención del perfil de obstáculos.	11
7.1.2. Selección de la tabla de referencia para los cálculos.	12
7.1.3. Cálculo final.	12
7.2. Aplicación del método de cálculo al ejemplo práctico.....	13

Anexo III. Cálculos eléctricos.

1. Cableado.....	1
2. Protecciones.	5
3. Sistema de Puesta a Tierra.	11
4. Equipo de medida.....	12
5. Rendimiento del sistema fotovoltaico.....	13
5.1. Pérdidas debidas al cableado.	13
5.2. Pérdidas producidas por el inversor.	14
5.3. Rendimiento del sistema.	14

Anexo IV. Presupuesto del sistema fotovoltaico.

Anexo V. Retribución de la energía.

Anexo VI. Peaje de acceso a la red eléctrica.

Anexo VII. Planos.

1. Plano de emplazamiento.
2. Plano de planta de la Vivienda.
3. Plano ubicación de los módulos sobre la fachada.
4. Esquema unifilar.
5. Pérdidas por sombra.

Anexo VIII. Hojas de datos de los componentes utilizados en el sistema fotovoltaico.

Memoria.

Memoria.

1. Introducción.

Actualmente el desarrollo económico de las grandes ciudades está directamente ligado con la producción de energía, debido a que a mayor número de industrias requiere una mayor producción de recursos energéticos. Sin embargo, para la obtención de energía el método habitualmente más usado es la obtención de energía a través de recursos fósiles, los cuales son limitados y producen grandes niveles de contaminación medioambiental.

La generación eléctrica en plantas de carbón, fuel o gas natural produce emisión a la atmósfera de compuestos contaminantes diversos, óxidos de azufre, de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles responsables de diferentes daños medioambientales, tales como la desertización o el temible cambio climático. Estos impactos sobre el medio ambiente provocan el deterioro de los ecosistemas naturales y la pérdida de la biodiversidad.

Tal y como señala la Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible (Ref. *“Guía para la Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible”*. Comisión Europea. 2007), es obligado limitar el impacto del cambio climático. No debemos olvidar que más del 75% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero, contemplados por el Protocolo de Kioto, tienen un origen energético.

Por otro lado, España se encuentra entre los países de la UE con mayor dependencia energética, en 2014 ha necesitado importar el 70,5% de la energía que consume, muy por encima del 53,2% de media comunitaria, según un informe publicado por la oficina estadística comunitaria. (Ref. *“España reduce su dependencia energética exterior al 70,5%”*. Instituto de estudios económicos. 2015).

Todo este cúmulo de problemas ha llevado a una concienciación de la población, que cada día ve con más reticencia la excesiva dependencia de estos recursos energéticos, y que demanda a sus gobernantes la apuesta por nuevas alternativas energéticas más limpias y menos contaminantes. Estas alternativas son las que hoy conocemos como Energías Renovables, que tienen la capacidad de ser inagotables y respetuosas en su gran mayoría con el Medio Ambiente.

Entre estas energías se encuentra la Energía Solar Fotovoltaica, que mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica, convierte la radiación solar en electricidad, con la ventaja que esto supone, ya que el sol es una fuente inagotable de energía que, además de ser limpia, posee la ventaja de estar disponible en mayor o menor grado en toda la superficie del planeta.

La energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente un kilo de CO₂ por cada kWh producido, en caso de comparar la generación eléctrica con carbón, o de aproximadamente 400 gramos de CO₂ por cada kWh producido, en el caso de comparar la generación eléctrica mediante gas natural. (Ref. *“La era de las termoeléctricas”*, por Nicolás Méndez. 2011).

España, por su localización y clima, es uno de los países de Europa donde el recurso solar es más abundante. Además, presenta la ventaja de que su distribución por el territorio puede ser relativamente homogénea, produciéndose por ello escasas variaciones en la irradiación solar en superficies inferiores a los 100 km².

En los últimos años en España ha crecido la inversión en energías renovables cubriendo el año pasado un 42,8% de la producción total, según datos ofrecidos por Red Eléctrica de España. (Ref. *“La demanda de energía eléctrica desciende un 0,2% en el 2014”*.REE. 2014).

El Parlamento y el Consejo Europeo han aprobado en mayo de 2010 la directiva 2010/31/UE denominada “Directiva Europea de Eficiencia Energética en Edificios” y conocida como “Directiva de ahorro energético 20 20 20”. Su principal objetivo es reducir un 20% el consumo energético de los edificios para el año 2020. Esta norma, obliga a renovar un mínimo de edificios públicos e impone auditorías energéticas a las grandes empresas. Además, a partir del 31 de diciembre de 2020, todos los edificios de nueva construcción deberán tener un consumo de energía casi nulo.

Esta medida dará un giro a la forma de construir edificios ya que todos ellos deberán incorporar algún tipo de energía renovable, siendo óptima, tal y como se ha descrito, la energía solar fotovoltaica. Los arquitectos, a la hora de proyectar los edificios tendrán que contar desde el principio con esta nueva condición.

La integración arquitectónica de la energía fotovoltaica, será la única posibilidad de ganar en eficiencia energética sin perder en calidad de diseño, ya que las células fotovoltaicas han de estar o bien en las fachadas, o bien en las cubiertas, para estar en contacto directo con la radiación solar.

Para producir energía en las nuevas edificaciones, a partir del 2020, como se ha comentado anteriormente se acudirá a la integración arquitectónica de la energía solar lo cual abrirá nuevos campos de estudio para obtener energía sin que se vea condicionada la estética de la edificación.

En lo referente a la estética, el vidrio realiza una contribución importante para crear diferentes apariencias de los módulos solares. El amplio rango de colores que presentan los vidrios y en menor

medida las células, permite una gran libertad a la hora de diseñar el edificio. El arquitecto dispone de una amplia gama de módulos a la hora de proyectar la instalación integrada, desde paneles semitransparentes hasta opacos, colores azules, rojos, negros, etc.

Para concluir, los beneficios económicos que se obtienen de la integración arquitectónica de la energía solar no son simplemente los derivados de la producción de la electricidad, sino también los procedentes de proyectar una imagen futurista, respetuosa con el medio ambiente y los debidos a la revalorización del edificio.

2. Objetivos.

Este trabajo consiste en la realización de un estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica que cumple la finalidad de integración arquitectónica. Se ha considerado evaluar la viabilidad de una instalación con integración arquitectónica debido a que la orientación e inclinación en la que se instalarán los módulos fotovoltaicos estarán condicionadas por la edificación en la que se realizará la instalación.

En un sistema solar fotovoltaico aplicando integración arquitectónica las pérdidas que poseen mayor influencia serán las pérdidas ocasionadas por la orientación e inclinación de los módulos solares. Debido a la importancia de las pérdidas mencionadas se ha considerado la realización de un programa para calcular estas pérdidas en una instalación fotovoltaica, pensado principalmente para conocer las pérdidas en una instalación aplicando integración arquitectónica aun cuando puede utilizarse en cualquier otro tipo de instalación.

El programa se desarrollará en el entorno de trabajo MATLAB, mediante un lenguaje de cálculo técnico. Dicho programa poseerá una interfaz gráfica de usuario de modo que cualquier usuario pueda hacer uso de éste sin tener conocimientos previos sobre programación en MATLAB.

Para la presentación del programa, previamente se expondrá de forma resumida como se produce la energía eléctrica en los módulos solares fotovoltaicos, el recorrido de la tierra alrededor del sol para conocer cómo cambia la inclinación durante un año y a que se deben las pérdidas en una instalación fotovoltaica.

Una vez conocidas las pérdidas que se producen en una instalación fotovoltaica, mencionadas las características de una instalación fotovoltaica para que cumpla la función arquitectónica y descritos los conceptos básicos para realizar una instalación solar fotovoltaica se ha considerado oportuno realizar un ejemplo práctico para estudiar la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica con

integración arquitectónica en una vivienda. También se ha aprovechado el ejemplo práctico para dar uso a la aplicación diseñada.

Éste ejemplo práctico contemplará tanto los gastos que conlleva la realización de una instalación solar fotovoltaica, como los gastos producidos durante su explotación. Una vez conocidos los gastos que conlleva la instalación se realizará un estudio de la energía producida y de la retribución que se obtendrá, puesto que se tratará de una instalación de conexión a la red eléctrica en la cual se venderá la energía producida a la compañía distribuidora.

Por último, este ejemplo práctico se utilizará para realizar una comparación entre la viabilidad de una instalación fotovoltaica que aplica integración arquitectónica con una instalación en la que se dispondrán los módulos fotovoltaicos en la inclinación óptima para la ubicación de la vivienda.

El fin con el que se realiza una instalación solar fotovoltaica principalmente es el ahorro de energía que producirá la explotación de este método de generación de energía, por otro lado, al producir energía mediante módulos fotovoltaicos se contribuye al medioambiente disminuyendo la generación de CO₂ emitida a la atmósfera como consecuencia de la producción de energía eléctrica.

Como se ha comentado en el párrafo anterior cuando se realiza una instalación solar fotovoltaica se intenta obtener el mayor ahorro de energía posible, sin embargo, si la instalación solar fotovoltaica cumple una doble función en la cual producirá energía y contribuirá a la integración arquitectónica es posible que la energía generada por el sistema no produzca beneficios. Debido a que la inversión que se ha de realizar para ejecutar estas instalaciones es elevada, si se aplica el principio de la integración arquitectónica, no se producirá la máxima energía que el sistema podría producir si la instalación se realizará en la orientación e inclinación óptima. Es por esta razón por la que este trabajo se centrará en estudiar la viabilidad de instalaciones solares fotovoltaicas con integración arquitectónica.

3. Conceptos básicos para realizar una instalación fotovoltaica.

Para la realización de una instalación solar fotovoltaica es necesario conocer los principios básicos en los cuales se fundamenta la producción de energía eléctrica. En este apartado se describirá como se produce energía eléctrica partiendo de la energía solar.

También se introducirán los conceptos básicos para saber cómo varía la trayectoria de la Tierra alrededor del Sol, así como los conceptos para conocer en función de que parámetros variará la energía producida por un módulo solar fotovoltaico.

En el último punto de este apartado se introducirá qué es un sistema fotovoltaico, los componentes primordiales para una instalación fotovoltaica y los usos que podrán recibir estas instalaciones.

3.1 Fundamento físico de la energía fotovoltaica.

Según describe el Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicaciones conjunto al grupo NAP en el estudio de la energía solar fotovoltaica. (Ref. N°1).

Las células solares están hechas de materiales semiconductores, que poseen electrones ocupando una banda de energía denominada “banda de valencia”. Cuando se aplica un cuanto de energía por encima de un cierto valor a un electrón de valencia, el enlace se rompe y el electrón pasa a una nueva banda de energía llamada “banda de conducción”. Mediante un contacto selectivo, estos electrones pueden ser llevados a un circuito externo y realizar un trabajo útil, perdiendo así la energía captada y regresando por otro contacto a la banda de valencia con la energía inicial, anterior al proceso de absorción de un fotón luminoso.

El flujo de electrones en el circuito exterior se llama corriente de la célula y su producto por el voltaje con el que se liberan los electrones por los contactos selectivos determina la potencia generada. Todo esto ocurre a temperatura ambiente y sin partes móviles, pues las células solares, que convierten en electricidad sólo una parte de la energía de los fotones absorbidos se calientan sólo unos 25-30°C por encima de la temperatura ambiente.

La estructura típica de una célula solar es una unión *pn* similar a los diodos semiconductores, pero no necesariamente la única posible. En las aplicaciones fotovoltaicas, las células solares se interconectan y encapsulan en elementos llamados módulos fotovoltaicos, que es el producto final vendido al usuario. Estos módulos producen corriente continua que suele transformarse en corriente alterna, más útil, mediante un dispositivo electrónico llamado inversor u ondulator. El inversor, las baterías recargables, en caso de que se necesite almacenamiento, las estructuras sobre las que se montan y orientan los módulos así como otros elementos necesarios para construir un sistema fotovoltaico (FV) se llama BOS (*Balance of System*), que significa, sencillamente, “resto de sistema”.

3.2 Geometría solar.

El recurso fundamental para producir energía solar fotovoltaica es el Sol, la energía que se producirá está condicionada por cómo inciden los rayos de sol sobre los módulos fotovoltaicos. Debido al movimiento de la Tierra alrededor del Sol, la inclinación varía a lo largo del año, por lo cual se ha de estudiar el movimiento que describe la Tierra respecto al Sol.

La Tierra se encuentra a una distancia del sol aproximadamente de 149,6 MKm y apenas varía a lo largo del año.

La trayectoria que describe la Tierra respecto al Sol se describe de una forma elíptica de excentricidad muy pequeña, el plano que contiene esta orbita se denomina Plano de la Elíptica, en dicho plano se verifican los eclipses del Sol y de Luna.

El ángulo de inclinación que presenta el eje de rotación de la Tierra con respecto a una perpendicular al Plano de la Elíptica se denomina Oblicuidad de la Elíptica, este ángulo es constante y posee un valor de $23^{\circ} 26''$.

Los puntos de intersección de la Eclíptica con el Ecuador son los puntos Equinocciales, llamados así porque en las fechas en que el Sol pasa por ellos el día es igual a la noche en todos los puntos de la Tierra. La recta perpendicular a la línea equinoccial en el plano de la eclíptica corta a ésta en dos puntos, de mínima y máxima declinación. Estos puntos son los llamados Solsticio de verano y Solsticio de invierno. Se llaman así porque en sus proximidades, el Sol conserva sensiblemente, durante unos días, la misma declinación.

La posición del Sol en cada instante respecto a una posición o punto de observación en la superficie terrestre viene definida por 2 coordenadas: altura solar y azimut solar.

- La Altura Solar, ϕ , es el ángulo que forma la línea que une el centro del Sol con el punto de observación y la superficie horizontal.
- El Azimut Solar, α , es el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea que une el centro del Sol con el meridiano del lugar (dirección Norte- Sur) con origen en el Sur.

La trayectoria que sigue el Sol sobre el horizonte visible en un lugar determinado de la Tierra dependerá de su latitud, siendo perpendicular al plano del suelo en el ecuador, pero aumentando su inclinación a medida que aumenta la latitud del lugar.

Por otro lado, debido a la inclinación del eje de la tierra, esta trayectoria se va desplazando a lo largo del año en planos paralelos, de manera que en los equinoccios (otoño y primavera) el Sol sale exactamente por el este, mientras que en los solsticios lo hace a 23.5° hacia el noreste (solsticio de verano) o sureste (solsticio de invierno).

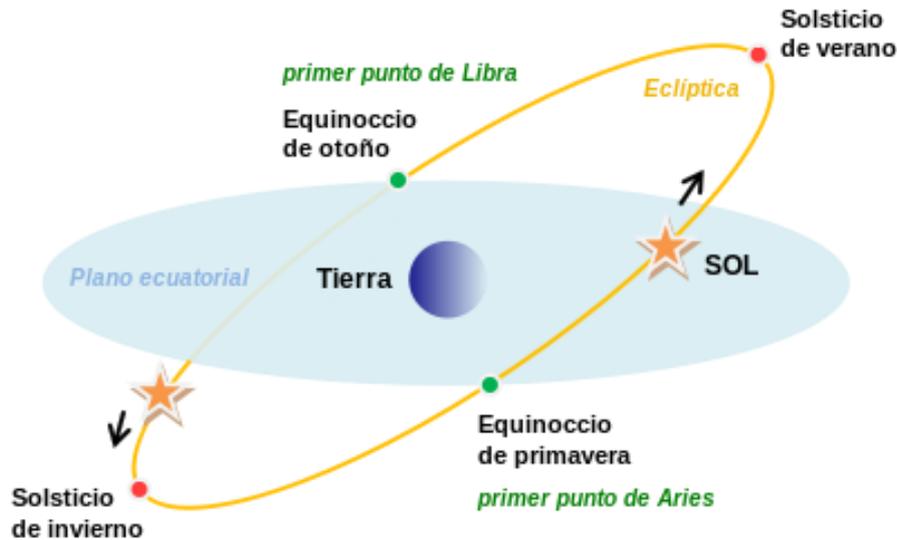


Figura 1. Declinación solar con solsticios y equinoccios.

Para conseguir la mayor producción en una instalación fotovoltaica interesa que los módulos solares estén en todo momento perpendiculares a los rayos solares, para lo que el sistema deberá tener dos grados de libertad.

3.3 Irradiancia e irradiación solar.

La irradiancia solar es la potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2 .

La irradiancia se divide en tres categorías según esta incida sobre una superficie.

Irradiancia solar directa: Cociente entre el flujo radiante recibido en una superficie plana dada, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar, y el área de dicha superficie. Si el plano es perpendicular al eje del ángulo sólido, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. Se expresa en W/m^2 .

Irradiancia solar difusa: Irradiancia de la radiación solar difusa sobre una superficie receptora plana. Hay que especificar la inclinación y el azimut de la superficie receptora.

Irradiancia solar reflejada: La radiación por unidad de tiempo y unidad de área que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie.

La irradiación es la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

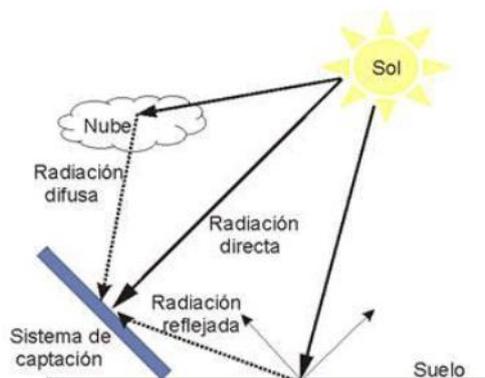


Figura 2. Tipos de radiación.

Aunque las tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la Tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área en sombra también recibe radiación gracias a la radiación difusa.

Las proporciones de radiación directa, difusa y albedo que recibe una superficie dependen de:

- Condiciones meteorológicas: en un día nublado la radiación es prácticamente difusa, mientras que en uno soleado es directa.
- Inclinação de la superficie respecto al plano horizontal: una superficie horizontal recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada.
- Presencia de superficies reflectantes: las superficies claras son las más reflectantes por lo que la radiación reflejada aumenta en invierno por el efecto de la nieve.

3.4. Horas de sol pico.

A continuación se introduce un concepto fundamental, el de las “Horas de Sol Pico” o HPS. Se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$. Es decir, una hora solar pico “HPS” equivale a $1 \text{ kWh}/\text{m}^2$ o, lo que es lo mismo, $3.6 \text{ MJ}/\text{m}^2$. Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo que cada “paquete” de 1 hora recibe $1.000 \text{ Watts}/\text{m}^2$.

Para calcular entonces el valor de HPS se debe dividir el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida (STC), pues es en esas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Ese valor de irradiancia en condiciones estándar de medida es de 1.000 Watts/m^2 . Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1.000, se obtienen las HSP.

3.5. Orientación de los módulos solares.

A la hora de diseñar una instalación solar fotovoltaica, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesará que los paneles capturen la mayor cantidad de radiación solar posible. Esta orientación puede ser impuesta por el emplazamiento donde se realizará la instalación de los paneles, como es el caso de tejados con una cierta orientación, o libre si la ubicación lo permite, como extensiones de terreno llanas.

Para hallar la orientación óptima de los paneles solares debe considerarse la ubicación de los mismos. Debido a la trayectoria que sigue el sol sobre el horizonte a lo largo del año, tal y como se ha explicado antes, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico para instalaciones ubicadas en el hemisferio norte, donde $\alpha = 0^\circ$. Si la instalación se realiza en el hemisferio sur la orientación óptima de los módulos solares será hacia el norte. En adelante nos referiremos siempre a instalaciones situadas en el hemisferio Norte.

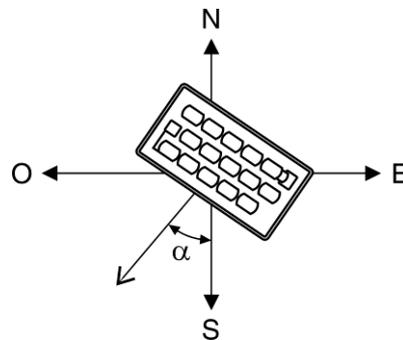


Figura 3. Orientación de los módulos fotovoltaicos.

3.6. Inclinación de los módulos solares.

Otro punto importante para el diseño de instalaciones fotovoltaicas, es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar. Según el Pliego de Condiciones del IDAE, la inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

La inclinación de los módulos fotovoltaicos estará condicionada por el lugar y el método de instalación de éstos. En el caso de que se instalen en una azotea o en un terreno los módulos podrán poseer la inclinación que queramos. En este caso se podrá elegir la óptima para producir la mayor cantidad de energía anual o bien para producir máxima energía en un determinado periodo del año. Sin embargo, si la instalación cumple fines arquitectónicos los módulos se colocarán sobre tejados o incluso en las fachadas de una vivienda o edificio y la inclinación estará restringida por el lugar de ubicación de estos.

Por otro lado, puede que la instalación posea mayor demanda de energía en un periodo concreto como verano o invierno, para tal caso se estudiará la inclinación que deben de poseer los módulos para que este periodo sea el que más energía produzca.

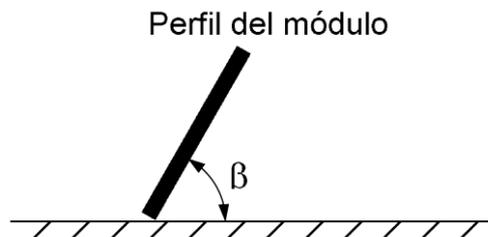


Figura 4. Inclinación de los módulos.

La inclinación óptima aproximada de los paneles respecto a la horizontal para invierno, verano y durante un año viene expresada en la tabla 1.

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi+10^\circ$
Julio	$\Phi-20^\circ$
Anual	$\Phi-10^\circ$

Tabla 1. Inclinación óptima para invierno, verano y anual con orientación sur.

Partiendo de los datos aportados por la tabla 1 si la instalación posee mayor demanda en invierno la inclinación óptima de los módulos será de la latitud del lugar más diez grados, en cambio, si se posee mayor demanda en verano la inclinación óptima será la latitud del lugar menos veinte grados. Estos valores se obtienen de forma inmediata a partir de las trayectorias solares señaladas en el apartado 3.2.

Sin embargo, estos valores sólo son válidos para orientación óptima (sur en nuestro caso). Es evidente que a medida que cambie la orientación, la inclinación óptima será totalmente diferente.

3.7. Pérdidas por orientación e inclinación.

Una vez que se ha detallado como ha de ser la orientación e inclinación de los módulos para producir la mayor cantidad de energía posible, se ha de introducir el concepto de las pérdidas que se producirán en caso que los módulos no se encuentren en la inclinación y orientación óptima, por diversas razones, ya sea por cumplir la función de integración o superposición arquitectónica.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- ángulo de inclinación, β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- ángulo de acimut, α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste. Si la instalación se realiza en el hemisferio sur el valor de acimut 0° será para módulos orientados hacia el norte.

Se utilizarán las siguientes ecuaciones para el cálculo de las pérdidas.

Ecuación N°1.

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 * \left[1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right] \quad \text{Para } 15 < \beta < 90$$

Ecuación N°2.

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 * \left[1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 \right] \quad \text{Para } \beta < 15$$

Donde;

β_{opt} = Ángulo de inclinación óptima.

Aplicando la ecuación N° 1 y la ecuación N° 2 se conocerán las pérdidas que poseerá la instalación fotovoltaica cuando no se posee la inclinación óptima y/o la orientación sur (óptima).

3.8. Pérdidas generales.

En nuestro caso, al estar estudiando integración arquitectónica, suponemos que las pérdidas que mayor influencia poseen en una instalación fotovoltaica son las pérdidas por orientación e inclinación anteriormente nombradas. Sin embargo, existen otros factores que producirán pérdidas de energía. Esta serie de pérdidas son más complejas de controlar que las pérdidas por inclinación y

orientación debido a que dependen de parámetros atmosféricos o externos a la propia ubicación de la instalación. Son las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por tolerancia respecto a valores nominales en los módulos.
- Pérdidas por dispersión de parámetros.
- Pérdidas por polvo o suciedad.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas en cableado.
- Pérdidas en seguidor del punto de máxima potencia (PMP).
- Pérdidas en inversor.
- Pérdidas por irradiancia.
- Pérdidas por desconexión de la red.
- Pérdidas por operaciones de mantenimiento.

Estas pérdidas habrán de ser calculadas para cada instalación particular, puesto, que tal y como se ha mencionado anteriormente, no es el objetivo de este proyecto un estudio genérico de este tipo de pérdidas.

3.9. Sistema fotovoltaico.

En los apartados anteriores se han mencionado los conceptos básicos y los tipos de pérdidas que existen en una instalación solar fotovoltaica, a continuación se realizará una descripción de los componentes necesarios para llevar a cabo una instalación solar fotovoltaica, también conocido como sistema fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

El componente principal es uno o varios paneles fotovoltaicos quienes cumplen el objetivo de transformar la radiación solar en electricidad. La electricidad generada es corriente continua (CC). Dependiendo del panel o de su método de conexión el voltaje oscila entre 5 y 900 voltios. La energía producida puede utilizarse como tal (CC) o transformarse en Corriente Alterna (110 a 220 voltios) para ser utilizada por artículos eléctrico tradicionales.

Dependiendo de cada aplicación o necesidad se obtiene un sistema diferente, con componentes diferentes. Los diferentes componentes son los siguientes:

Generador fotovoltaico: encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.

Baterías o acumuladores: almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en períodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción de generador fotovoltaico.

Reguladores de carga: encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.

Inversor o acondicionador de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.

Elementos de protección del circuito: como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

Puede existir la necesidad de poseer un generador auxiliar para complementar la energía del generador fotovoltaico cuando éste no pueda mantener la demanda y ésta no pueda ser interrumpida.

Por otro lado, podemos encontrar los siguientes sistemas fotovoltaicos:

- **Sistemas fotovoltaicos aislados.**

Son aquellos sistemas que no disponen de conexión con la red eléctrica externa, la energía que se genera será consumida por la edificación y en caso de necesitar mayor cantidad de energía no se podrá abastecer de la red eléctrica, es por ello que suelen contar con un grupo electrógeno en caso de que exista una demanda superior a la energía producida por el sistema. Los sistemas con acumulación, también llamados autónomos, disponen de elementos acumuladores (baterías) que posibilitan el suministro eléctrico en períodos más o menos prolongados de inactividad de los paneles (autonomía). Los sistemas directos no poseen baterías, aplicándose en aquellos casos en los que las interrupciones y variaciones en el suministro eléctrico no son un inconveniente. Los

sistemas híbridos son aquellos que disponen de alguna otra fuente eléctrica además de los paneles fotovoltaicos, sea cual sea la función del elemento generador en cuestión (apoyo, auxiliar, etc.).

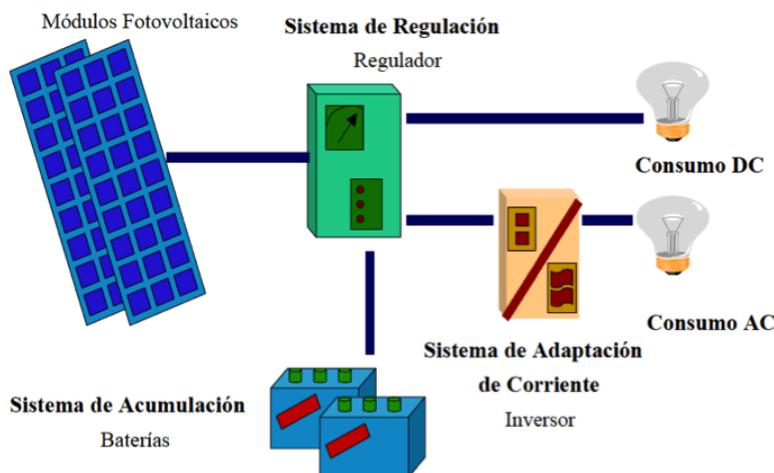


Figura 5. Método de conexión para una instalación aislada.

- Sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Son aquellos en los que la energía eléctrica generada por el campo fotovoltaico se vierte directamente a la red externa.

Este tipo de sistema fotovoltaico o instalación fotovoltaica no llevan acumuladores de energía, ya que son sistemas fotovoltaicos que están conectados directamente con la red eléctrica. Además, cuentan con elementos que no solamente protegen la instalación, sino que también regulan la forma y la cantidad en que se suministra la energía eléctrica a la red central, es decir, se debe garantizar una cantidad de tensión, un tipo de frecuencia y una calidad de onda. Cuando hablamos de huerta solar nos referimos a este tipo de sistema fotovoltaico o instalación fotovoltaica, pues ocupa grandes extensiones de terreno. Así tenemos que sus componentes más comunes serán: los módulos fotovoltaicos, los elementos para proteger la instalación, inversor y un contador de energía.

En España están reguladas las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja tensión de las instalaciones fotovoltaicas:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre “Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión” - Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección

General de Política Energética y Minas, que incluye el modelo de contrato y factura, así como el esquema unifilar de obligado cumplimiento.

Las especificaciones técnicas particulares de la Compañía eléctrica propietaria de la red suelen ampliar el grado de exigibilidad técnica oficial.

Cabe destacar la prohibición en España, en este tipo de sistemas, de acumular la energía eléctrica generada por el campo FV (formado un sistema mixto aislado con acumulación-conectado a red) o alimentar directamente parte del consumo, debiendo inyectarse en la red la totalidad de la generación fotovoltaica. Esta regulación técnico-administrativa se aplica a sistemas FV puros, descartando la posibilidad de sistemas FV híbridos de cualquier índole.

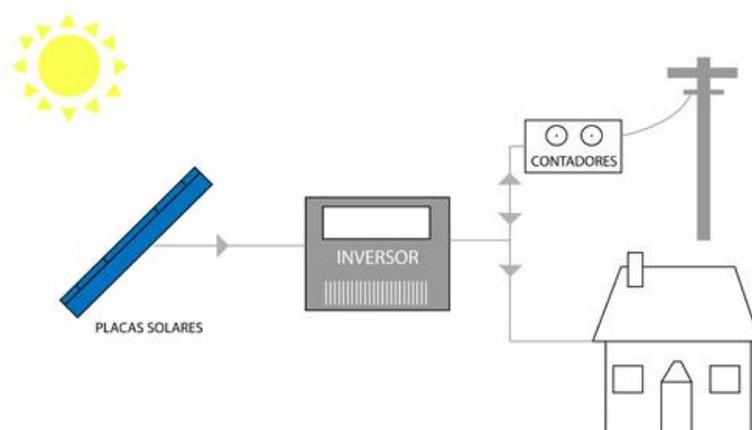


Figura 6. Método de conexión para sistemas conectados a la red.

4. Integración arquitectónica.

La necesidad de realizar una definición de „BIPV“ (Building Integrated Photovoltaic) nace del desacuerdo para los arquitectos que trae consigo el hecho de sobreponer los módulos FV sobre una edificación sin considerar los aspectos fundamentales constructivos. Para un arquitecto los aspectos formales y funcionales de los materiales son tan importantes como la integración física del mismo, por tanto, necesita abordar el elemento FV como un material tectónico, desde el punto de vista de su aplicación real en el edificio tal como sucede con los materiales convencionales de construcción. El arquitecto necesita comprender y adaptarse no solo a la nueva forma de generación energética que incluye el concepto de que su edificio constituye un generador energético en sí mismo, sino también al elemento tectónico que debe proyectar. Es probable que el período de “transición” para conseguir abordar ambos conceptos se realice en paralelo, pero quizás la importancia que dé a cada uno de ellos no es igual.

Existen muchas definiciones sobre el concepto de integración arquitectónica de sistemas fotovoltaicos, en España el CTE en el documento DB-HE 5, Apartado 2.2, numeral 5, (Ministerio de la vivienda de España. 2010), contempla que puede existir superposición de módulos e integración arquitectónica. Textualmente dice:

“Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el fin de favorecer la auto-limpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.”

La distinción que se ha realizado en el texto anterior es primordial para el principio de la integración arquitectónica, pues al realizar una instalación solar fotovoltaica se ha de intentar conseguir la mayor producción de energía posible, sin embargo, al aplicar la integración arquitectónica según menciona el texto se ha de mantener la alineación con los ejes principales de la edificación.

Como se ha visto en el capítulo anterior las principales pérdidas en una instalación fotovoltaica de este tipo se producen debido a la orientación e inclinación de los módulos, puesto que en el caso de que los módulos cumplan la función de integración arquitectónica su orientación e inclinación estará condicionada por la estructura de la vivienda pudiendo provocar un nivel de pérdidas tal que la instalación no sea rentable llevarla a cabo.

Según se ha mencionado es posible que una instalación que cumpla con el fundamento de la integración arquitectónica no sea rentable, es por ello, que se ha realizado este estudio para estimar de forma rápida y eficiente la idoneidad de una instalación solar fotovoltaica que cumple fines arquitectónicos evaluando las pérdidas producidas por inclinación y orientación. Estas pérdidas no se podrán disminuir ya que están limitadas por la ubicación, orientación y la estructura de la edificación.

Naturalmente, un estudio completo de viabilidad dependerá de muchos más factores (tales como el precio de la energía eléctrica) y habrá de realizarse para cada caso particular, tal y como se ha realizado en este proyecto en el apartado 6.8.

Clasificación de los sistemas BIPV

Al igual que ocurre con la definición de BIPV, la clasificación de los sistemas ha sido tema de estudio durante los últimos años. Desde el punto de vista teórico existen muchas categorías de clasificación. El interés de clasificarlas es conceptualizar las diferentes posibilidades de proyección de los sistemas BIPV, y los aspectos que abarca la tarea. T. Reijenga, clasifica los sistemas BIPV desde distintos puntos de vista:

Tipo de integración arquitectónica

Según se localice la aplicación en el proyecto, T.Reijenga, considera que se podrán encontrar diferentes soluciones constructivas. Los elementos pueden ser:

- Elementos de cubierta.
- Elementos de fachada.

Otro aspecto en cuestión que debe considerar el proyectista es el tipo de Figura que desea conseguir con la integración. T. Reijenga los define como:

- Integrado de tal manera que pase inadvertido.
- Integrado de tal manera que se vea que ha sido „post-construcción“.
- Integrado de tal modo que aporte calidad a la Figura del proyecto.
- Integrado de tal modo que determine la Figura del proyecto (sin importar si es positiva o negativa).
- Integrado de tal modo que determine un nuevo concepto de arquitectura.

5. Aplicación para el cálculo de pérdidas por inclinación y orientación.

Se ha creado una aplicación para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación que se producirán en una instalación solar fotovoltaica.

A continuación se explicara cómo se ha diseñado la aplicación y como ha de usarse para obtener los resultados con éxito. El código fuente de la aplicación puede consultarse en el Anexo I de este estudio de viabilidad.

5.1. Requisitos de la aplicación.

Para la realización de la aplicación se han propuestos unos requisitos que esta ha de cumplir. Los requisitos no vienen impuestos por ninguna compañía o institución, simplemente se han impuestos

para cumplir el objetivo de que cualquier usuario pueda hacer uso de la aplicación sin tener conocimientos previos en informática o programación.

La aplicación a diseñar ha de calcular las pérdidas por inclinación y orientación en cada una de las estaciones del año, así como las pérdidas medias anuales. Además ha de proporcionar la inclinación óptima para la instalación de los módulos solares dada una cierta latitud y orientación. La información sobre la inclinación óptima que ha de ofrecer el programa será la inclinación óptima anual, en verano y en invierno.

Una vez proporcionada la información anterior se han de realizar dos gráficas para conocer cómo se ve modificado el porcentaje de pérdidas para una latitud según se varíe la inclinación u orientación de los módulos fotovoltaicos.

En caso que la introducción de datos sea errónea se ha de informar al usuario de dicho error. Se entenderá por error en la adquisición de datos una latitud mayor a 90°N , una orientación mayor a 180° respecto al sur y una inclinación de los módulos negativa o superior a 90° .

La latitud de la zona para realizar el cálculo se ha de introducir en grados, el acimut (orientación de los módulos respecto al sur geográfico) se ha de introducir en grados con signo positivo cuando la orientación es hacia el oeste y símbolo negativo si la orientación es hacia el este. La inclinación de los módulos fotovoltaicos respecto al plano horizontal se introducirá en grados siendo 0° para una inclinación paralela a la superficie de la tierra, y 90° para una colocación perpendicular a la superficie terrestre.

Los datos se introducirán en grados debido a que es más simple de comprender al usuario una inclinación en grados en comparación con radianes, por otro lado muchas visores gráficos de mapas nos proporciona la ubicación de un lugar en grados sexagesimales siendo la conversión a grados decimales bastante sencilla, aun así, si no se convierte de grados sexagesimales a grados decimales el error que producirá la aplicación será casi inapreciable.

Por último se ha de tener en cuenta que la aplicación ha de ser sencilla de usar de modo que cualquier persona pueda utilizarlo, es por ello que se ha de realizar una interfaz gráfica para el usuario, pudiendo así introducir los datos necesarios para poder realizar el cálculo y ver los resultados de una manera clara y concisa.

5.2. Antecedentes.

Partiendo de los requisitos anteriores se ha considerado la realización de una aplicación en Matlab que proporcionará las pérdidas por orientación e inclinación para cada estación del año en función de la latitud, orientación e inclinación que poseerá la instalación fotovoltaica. Se ha considerado la ejecución de dicha aplicación debido a que los métodos descritos en el código técnico de edificación para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación son complejos.

Actualmente existen programas y plataformas web que se han centrado en el cálculo de energía producida por un sistema solar considerando las pérdidas por orientación e inclinación. Entre ellos se encuentran;

- CS Soft 3.0 Software profesional para dimensionado de instalaciones solares para ACS.
- www.calculationsolar.com.
- Photovoltaic Geographical Information System.
- www.censolar.edu/idae_fva.htm.
- RET-Screen 4.

Existe gran variedad de software y plataformas para calcular la energía producida por una instalación solar fotovoltaica aparte de los que se han considerado anteriormente, entre la ventajas e inconveniente que suelen poseer estos programas o plataformas se encuentran.

- Ventajas.
 - PV-GIS posee datos de irradiación universalmente reconocidos.
 - PV-GIS tiene en cuenta sombras de montañas y permite introducir sombras producidas por edificaciones cercanas.
 - RET-Screen 4 realiza cálculos de la viabilidad financiera de la instalación.
 - www.censolar.edu/idae_fva.htm está específicamente desarrollado para las instalaciones españolas, por lo que cumple con el CTE.
- Desventajas.
 - RET-Screen 4 es complejo de utilizar, no es muy intuitivo.
 - www.censolar.edu/idae_fva.htm sólo cuenta con datos meteorológicos relativos a las principales ciudades.
 - PV-GIS no calcula eficientemente las pérdidas propias de la instalación.

Una vez se ha evaluado los programas y plataformas que se pueden utilizar para el cálculo de instalaciones solares fotovoltaicas se realizará una descripción de la aplicación que se ha

desarrollado en este estudio de viabilidad para calcular de forma más cómoda las pérdidas por orientación e inclinación de una instalación fotovoltaica.

5.3. Descripción de la aplicación.

La aplicación se ha desarrollado para calcular las pérdidas por inclinación y orientación de una instalación fotovoltaica. Se ha considerado el desarrollo de este programa principalmente pensado para la aplicación a instalaciones que posean la finalidad de integración arquitectónica, en las cuales la orientación e inclinación que poseerán los módulos están limitadas por las condiciones de la vivienda. Sin embargo, esta aplicación será universal, de modo que podrá usarse para cualquier instalación solar fotovoltaica.

La aplicación se divide en cinco etapas desde la adquisición de datos hasta la presentación de los resultados.

En la primera etapa se muestra la política de uso de la aplicación, los derechos de autor y la finalidad de la aplicación. En esta etapa al introducir el comando “pérdidas” en la línea de comandos de MATLAB se abrirá el entorno gráfico del usuario y una ventana perteneciente a la etapa en cuestión. Esta ventana se cerrará una vez el usuario pulse el botón “OK”.

La segunda etapa consiste en la introducción de los datos necesarios para el cálculo de las pérdidas. En el entorno gráfico aparecerán tres cuadrantes en verdes en los cuales se han de introducir la latitud del lugar donde se realizará la instalación, la inclinación con respecto al plano horizontal que tomarán los módulos fotovoltaicos y por último la orientación de los módulos con respecto al sur.

El siguiente paso, perteneciente a la etapa tres consiste en comprobar que la introducción de datos ha sido la correcta. Para introducir los datos de forma correcta se ha de introducir una ubicación mayor que 0° e inferior a 90° debido a que la aplicación ha sido diseñada para el cálculo de pérdidas en el hemisferio norte, la inclinación de los módulos ha de estar comprendida entre 0° y 90° siendo 0° una inclinación paralela al plano horizontal y 90° una inclinación perpendicular al suelo. Por último, la orientación ha de estar comprendida entre -180° y 180° siendo 0° una orientación hacia el sur y 180° una orientación norte. En caso que alguno de los datos contenga decimales se ha de introducir con un punto, no aceptando la coma con tal finalidad.

Una vez que se han introducidos los datos se ha de pulsar el botón “CALCULAR”, en caso de que los datos introducidos sean erróneos se abrirá una ventana indicando que dato se ha introducido de forma incorrecta, proporcionando el rango aceptable para dicho dato.

La cuarta etapa consiste en mostrar los resultados. Una vez realizados los pasos anteriores con éxito y pulsar el botón “CALCULAR” la aplicación calculará las pérdidas por orientación e inclinación para cada una de las estaciones del año y las pérdidas anuales (ver Anexo I). Por otra parte se mostrará como dato de interés la inclinación óptima para verano, para invierno y la inclinación óptima anual, esta inclinación óptima será para orientación sur única y exclusivamente. Esta información se mostrará al usuario a través de recuadros en color azul que se encuentran en el entorno gráfico del usuario.

En caso de que los datos se introduzcan de forma correcta se aplicaran las ecuaciones para el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación, ecuaciones N°1 y N°2 mostradas en el apartado 3.7 de esta memoria, pérdidas por inclinación y orientación. Estas ecuaciones se han obtenido del código Técnico de Edificación, sección HE5, apartado 3.3.2.

En la etapa anterior se ha tenido en cuenta que no existen pérdidas superiores al 100% debido que para una orientación e inclinación bastante alejada de las óptimas la fórmula utilizada arroja resultados superiores al 100% lo cual es un dato erróneo debido a que el módulo no consumirá energía por una mala ubicación. Es por ello que se ha realizado la aplicación para que cuando se den datos superiores al 100% se muestren unas pérdidas del 100%.

La quinta y última etapa consiste en mostrar dos gráficas al usuario indicando como varían las pérdidas por orientación e inclinación según varía la orientación o la inclinación.

La gráfica situada a la izquierda de la interfaz gráfica muestra como varían las pérdidas según varía la inclinación para la latitud y la orientación que se han introducido. La gráfica situada a la derecha indica como varían las pérdidas según varía la orientación para la latitud y la inclinación introducida por el usuario.

Una vez que se ha logrado obtener las pérdidas y las gráficas se podrán calcular las pérdidas y las gráficas para otra latitud, inclinación u orientación, simplemente se ha de cambiar el dato que se crea oportuno y el programa realizará los pasos desde la etapa dos. De modo que la política de uso, los derechos del autor y la descripción de la aplicación solo aparecerán al iniciar el entorno gráfico.

El código fuente y el método de cálculo aplicado en el programa se detallan en el Anexo I de este proyecto.

A continuación se muestra un diagrama de flujo de las etapas anteriores para que se pueda observar de forma concisa el recorrido que realiza la aplicación diseñada.

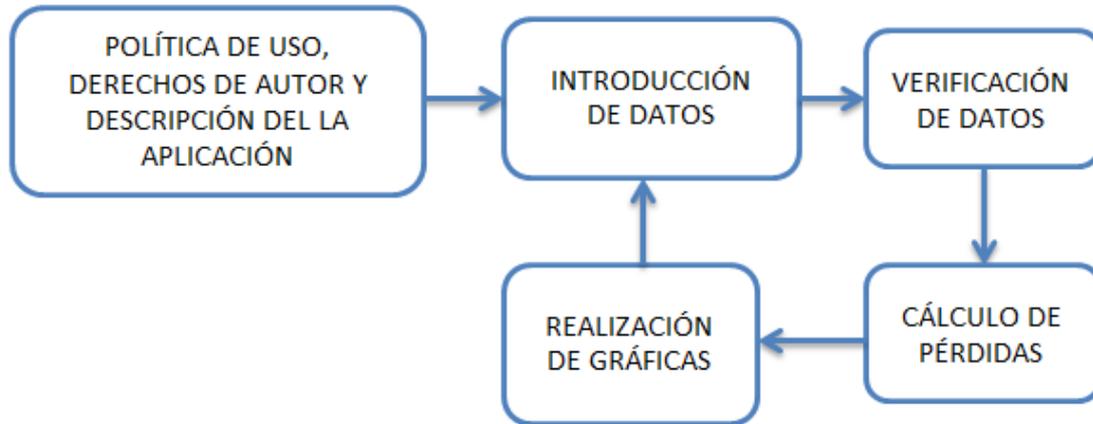


Figura 7. Diagrama de flujo del programa.

5.4. Sistema operativo de ejecución.

El programa realizado en este proyecto se ha desarrollado en MATLAB, un lenguaje de alto nivel y entorno interactivo utilizado por millones de ingenieros y científicos en todo el mundo. Permite explorar y visualizar ideas, así como colaborar interdisciplinariamente en procesamiento de señales e imagen, comunicaciones, sistemas de control y finanzas computacionales. Debido a la gran abanico de posibilidades que posee es una de las herramientas más usadas por programadores que se inician en la programación ofreciendo un lenguaje simple.

MATLAB se puede instalar en los siguientes sistemas operativos:

Windows (32-bit, 64-bit).

Mac OS X (64-bit).

Linux (64-bit).

A continuación se exponen las características principales de MATLAB, características por las cuales es una herramienta bastante utilizada por programadores.

Características principales de MATLAB.

- Lenguaje de alto nivel para el cálculo numérico, la visualización y el desarrollo de aplicaciones.
- Entorno interactivo para la iterativa exploración, el diseño y la solución de problemas.
- Funciones matemáticas para álgebra lineal, estadística, análisis de Fourier, filtrado, optimización, integración numérica y resolución de ecuaciones diferenciales ordinarias.

- Gráficos integrados para visualizar datos y herramientas para crear gráficos personalizados.
- Herramientas de desarrollo para mejorar la calidad y el mantenimiento del código, así como para maximizar el rendimiento.
- Herramientas para crear aplicaciones con interfaces gráficas personalizadas.
- Funciones para integrar algoritmos basados en MATLAB con aplicaciones y lenguajes externos tales como C, Java, .NET y Microsoft® Excel®.

5.5. Interfaz gráfica del usuario.

- **Diseño de interfaces gráficas de usuario**

Mediante GUIDE (entorno de desarrollo de interfaces gráficas de usuario), es posible crear, diseñar y editar interfaces gráficas de usuario. Se pueden incluir controles habituales como cuadros de lista, menús desplegables y botones, además de gráficos de MATLAB.

Se ha realizado un entorno gráfico desde MATLAB para ofrecer una mejor apariencia al programa y que el usuario pueda interactuar con la aplicación de forma clara y concisa. El entorno gráfico se ha diseñado utilizando el comando `guide` en la línea de código de MATLAB, el comando nos abre una ventana en la cual diseñaremos el entorno gráfico de la aplicación y se guardará con extensión `.fig`, dicho fichero contiene la apariencia del entorno gráfico del usuario, por otro lado el programa que irá adjunto al entorno gráfico se guardará en extensión `.m` y es el fichero donde se realiza la programación para incluir imágenes, botones, mensajes de error, líneas de texto para informar resultados y líneas de textos para la adquisición de datos así como la creación de gráficas que posteriormente serán mostrados al usuario.

- **Apariencia de la interfaz.**

Al ejecutar el comando `perdidas` en la línea de código de MATLAB se abrirán dos ventanas.

- En primer lugar una ventana en la cual se mostrará la política de uso del programa y el nombre del diseñador que lo ha creado. Dicha ventana se abrirá cada vez que se ejecute el programa por primera vez.

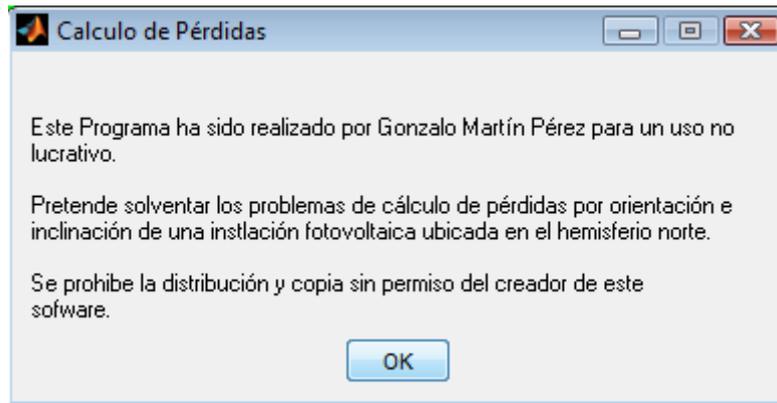


Figura 8. Ventana inicial de la aplicación diseñada.

- La otra ventana recoge la parte fundamental del programa en la cual se podrán introducir los datos y posteriormente visualizar los resultados obtenidos del cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación de una instalación fotovoltaica situada en una determinada ubicación.

La Figura 9 corresponde con la apariencia de la interfaz gráfica del usuario. La interfaz cuenta con tres espacios para la introducción de los datos necesarios para calcular las pérdidas, dichos datos serán la latitud de la ubicación de la instalación, el acimut u orientación de los módulos respecto al sur y la inclinación de los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal de la tierra.

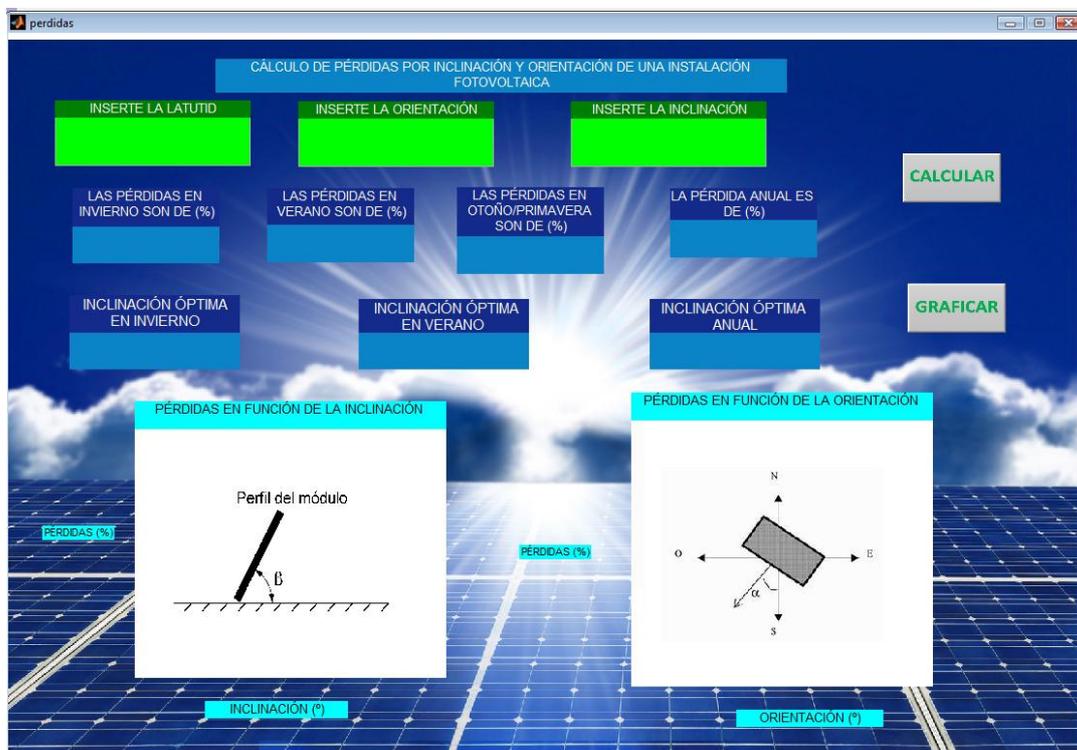


Figura 9. Interfaz gráfica del usuario para la introducción de datos.

Una vez introducidos los datos se ha de hacer pinchar en el botón calcular de modo que aparecerán los datos de los otros siete cuadros de la interfaz gráfica, en estos espacios se mostrarán el porcentaje de las pérdidas para cada una de las estaciones del año así como la inclinación óptima de los módulos.

Posteriormente se podrá pinchar sobre el botón graficar para obtener dos gráficas. Una de las gráficas mostrará como varían las pérdidas según varía la inclinación para la latitud y orientación introducida en los tres primeros campos. La otra gráfica mostrará cómo se ven perjudicadas las pérdidas según cambia la orientación de los módulos para la latitud e inclinación que se han introducido previamente.

Al realizar los pasos anteriores la apariencia que poseerá la interfaz gráfica es la que se muestra en la Figura 10. Los campos en color verde son los datos introducidos por el usuario, los campos en color azul son los datos proporcionados por el programa. En la parte inferior de la Figura 10 se aprecian ambas gráficas.



Figura 10. Datos proporcionados por el programa.

En caso de que la introducción de datos sea errónea debido a que se ha introducido una latitud superior a 90° o inferior a 0° , la orientación sea superior a 180° o inferior a -108° o la inclinación sea negativa o superior a 90° , la aplicación mostrará un mensaje indicando cuál de los datos introducidos es erróneo y el rango de valores admitidos para realizar el cálculo de las pérdidas.

El mensaje de error que mostrará la aplicación tiene la estructura de la Figura 11.



Figura 11. Apariencia de los mensajes de error.

5.6. Conclusiones obtenidas de la aplicación.

Al terminar el diseño de la aplicación se han realizado varios cálculos de los cuales se han obtenido datos que resultan de interés para conocer cómo se ven modificadas las pérdidas por orientación e inclinación según se varíen algunos de los parámetros.

Un resultado llamativo ha sido que para latitudes inferiores a 15° la orientación de los módulos no producen una variación en las pérdidas, esto es debido a que las ecuaciones utilizadas para una latitud inferior a 15° N la orientación no posee influencia en la ecuación N°2 del apartado pérdidas por orientación e inclinación.

Este resultado es totalmente comprensible si analizamos la incidencia del sol sobre las placas a lo largo del año en latitudes bajas a partir de los conceptos introducidos en apartados anteriores.

La orientación para latitudes inferiores a 15° no influirá en el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación debido a la declinación solar. Considerando que se realiza una instalación solar fotovoltaica en el ecuador (latitud 0°) debido al movimiento de la tierra alrededor del sol como se ha detallado anteriormente, si los módulos se orientan hacia el sur incidirá el sol sobre ellos durante el periodo de invierno, desde el equinoccio de otoño hasta el equinoccio de primavera periodo en el que el sol alcanza el cenit. De modo que sobre los módulos incidirán los rayos solares durante 6 meses aproximadamente. Sin embargo, si la orientación de los módulos fuera hacia el norte el sol incidiría sobre ellos desde el equinoccio de primavera al equinoccio de otoño, un periodo aproximado de 6 meses al igual que el periodo que incidiría si se orientaran hacia el sur.

Una vez se ha considerado la orientación sur y la orientación norte y se ha descrito que la incidencia de los rayos solares sobre los módulos fotovoltaicos posee el mismo periodo de tiempo se ha considerado la orientación hacia el oeste y hacia el este.

Si los módulos se orientan hacia el oeste, debido a la rotación de la tierra sobre su propio eje, incidirá el sol sobre éstos la mitad del periodo diurno durante todo el año independientemente de la declinación solar, del mismo modo si los módulos se orientan hacia el este incidirán sobre ellos los rayos solares de la otra mitad del periodo diurno, al igual que la orientación oeste, independientemente de la declinación solar.

Como conclusión de los párrafos anteriores se observa que para latitudes próximas al ecuador no influye la orientación de los módulos debido a que sobre ellos incidirá el sol durante la mitad de un periodo anual. Si la orientación es hacia el norte o hacia el sur incidirán los rayos solares sobre los módulos durante todo el día con una duración de 6 meses al año, en contraposición, si la orientación es hacia el este o hacia el oeste incidirán los rayos medio día durante los doce meses del año. Con lo cual, para latitudes próximas al ecuador incidirá sobre una superficie los rayos de sol durante el mismo periodo de tiempo en un año.

Por último, resulta fácil comprender que, tal y como se ve en los resultados, que cuanto mayor sea la inclinación de los paneles mayor será el efecto de la orientación que le demos mientras que en el caso límite de que los paneles se coloquen en posición horizontal (tal y como sería óptimo en el ecuador), el concepto de orientación deja de tener sentido.

Una vez se ha estudiado el peso que tiene la orientación seleccionada en función de la latitud del lugar, vamos a centrarnos en el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación para una latitud superior. En concreto, aunque nuestros resultados serían fácilmente extrapolables a cualquier otra ubicación, vamos a considerar instalaciones solares fotovoltaicas con integración arquitectónica ubicadas en España de forma general y en Canarias de modo particular. El Código Técnico de Edificación en la sección HE5 apartado 2.2.4 expone que las pérdidas por orientación e inclinación cuando se aplica integración arquitectónica no han de superar el 40%. Nuestro objetivo es analizar por tanto cuales son los requisitos generales para que se cumpla este límite en una instalación fotovoltaica con integración arquitectónica. En concreto vamos a centrarnos en el estudio de instalación de placas en fachada vertical (caso límite).

Para responder esta pregunta calculamos por tanto las pérdidas por inclinación y orientación que tendremos con módulos inclinados 90° cuando su orientación minimice las pérdidas, es decir con orientación sur.

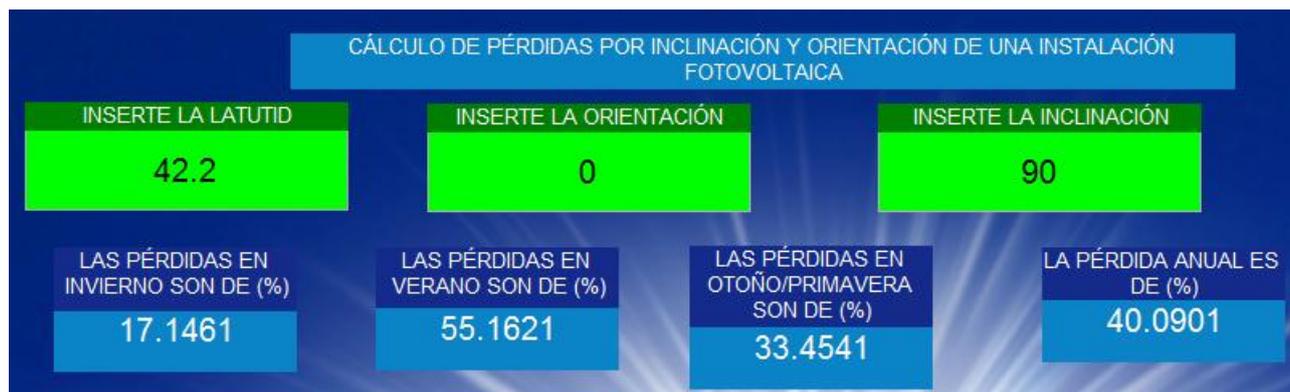


Figura 12. Caso límite para integración arquitectónica con pérdidas del 40%.

Como se puede ver en la figura 12, si fuéramos estrictos para limitar las pérdidas por inclinación y orientación y quisiéramos aplicar integración arquitectónica colocando los módulos verticalmente, en el mejor de los casos (fachadas con orientación sur) sólo se podría realizar la integración arquitectónica para latitudes superiores a 42.2° N.

Por ejemplo en España se lograría cumplir con el Código Técnico de Edificación y aplicar integración arquitectónica en fachadas para ciudades como Burgos o ubicadas más al norte, sin embargo, si nuestra posición es más hacia el sur y quisiéramos aplicar integración arquitectónica las pérdidas por inclinación superarían el 40%.

El Código Técnico de Edificación, en el apartado 2.1.12, expone lo siguiente;

“Sin excepciones, se deben evaluar las pérdidas por orientación e inclinación y sombras de la superficie de captación de acuerdo a lo estipulado en los apartados 3.5 y 3.6. Cuando, por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda dar toda la contribución solar mínima anual que se indica en las tablas 2.1, 2.2 y 2.3 cumpliendo los requisitos indicados en la tabla 2.4, se justificará esta imposibilidad, analizando las distintas alternativas de configuración del edificio y de ubicación de la instalación, debiéndose optar por aquella solución que dé lugar a la contribución solar mínima.”

Atendiendo a lo descrito en el párrafo anterior y a los resultados de nuestro estudio siempre que se realice una instalación solar fotovoltaica con integración arquitectónica (en fachada vertical) las pérdidas serán superiores al 40% si la instalación se ubica en latitudes inferiores a 42.2° N y si no son rentables deberá justificarse esta imposibilidad y analizar las distintas alternativas de configuración. Este es el caso en el ejemplo práctico desarrollado en el capítulo siguiente, donde

veremos cómo el programa que hemos desarrollado nos permite realizar el preceptivo estudio de alternativas de forma rápida y sencilla.

Por último, como era de esperar, del análisis anterior se deduce que la integración arquitectónica, cuando se realiza sobre fachadas verticales, poseerá mayor viabilidad cuanto mayor sea su latitud. Si los módulos se inclinan a 90° respecto a la horizontal los rayos del sol incidirán sobre éstos más perpendicularmente cuanto más alejados del ecuador se encuentren. En el caso límite, para una instalación ubicada en el polo norte las pérdidas por inclinación cuando se aplica integración arquitectónica son nulas debido a que el sol incidirá perpendicularmente sobre los módulos durante seis meses a lo largo de un año cuando se colocan en las fachadas de una edificación.

En el polo norte y polo sur no existe el concepto de “orientación” debido a que el sol, a lo largo de un día, da vueltas alrededor de una edificación, sin subir ni bajar. Este argumento se puede observar en la siguiente tabla.

PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA LATITUD Y LA ORIENTACIÓN PARA INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA EN FACHADA.				
	LATITUD 0º	LATITUD 30º	LATITUD 60º	LATITUD 90º
ORIENTACIÓN SUR	100%	58,80%	19,20%	1,20%
ORIENTACIÓN NORTE	100%	100%	100%	1,20%
ORIENTACIÓN ESTE/OESTE	100%	87,15%	47,55%	1,20%

Tabla 2. Pérdidas para integración arquitectónica en fachada en función de la latitud y de la orientación.

Como se aprecia en la tabla 2 para una instalación ubicada en el polo norte la orientación no influye sobre las pérdidas por inclinación y orientación. También se observa, como ya se ha comentado, que para integración arquitectónica en fachada conforme aumenta la latitud en la que se ubicará la instalación disminuirán las pérdidas por orientación e inclinación.

6. Ejemplo práctico.

6.1. Características de la instalación.

Para realizar un ejemplo práctico que permita hacer uso de la aplicación diseñada en este estudio de viabilidad y aplicar la integración arquitectónica de paneles fotovoltaicos se ha elegido una vivienda unifamiliar con una electrificación básica de 5750 W.

La vivienda está situada en la provincia de Santa Cruz de Tenerife en el municipio de Santiago del Teide. Sus coordenadas son $28^{\circ}14'04''$ N, $16^{\circ}50'24''$ O. expresadas en grados $28^{\circ}14,074977'$ N, $16^{\circ}50,403693'$ O. Ver Anexo VII, plano N°1.

La vivienda posee una superficie de 120 m^2 , la orientación de una de sus fachadas laterales de 12 m es de 10° Este respecto al Sur. Las medidas de la vivienda son de $12 \text{ m} \times 10 \text{ m}$ con una altura de $3,5 \text{ m}$.

La instalación cuenta con un edificio a 23 m de distancia con una altura de 8 m . uno de sus laterales posee un acimut de 24° y el otro lateral un acimut de -64° .

En la Figura 13 se muestra la ubicación de la vivienda: se encuentra situada en la calle Antonio González Barrios, al lado del campo de fútbol de Puerto de Santiago.

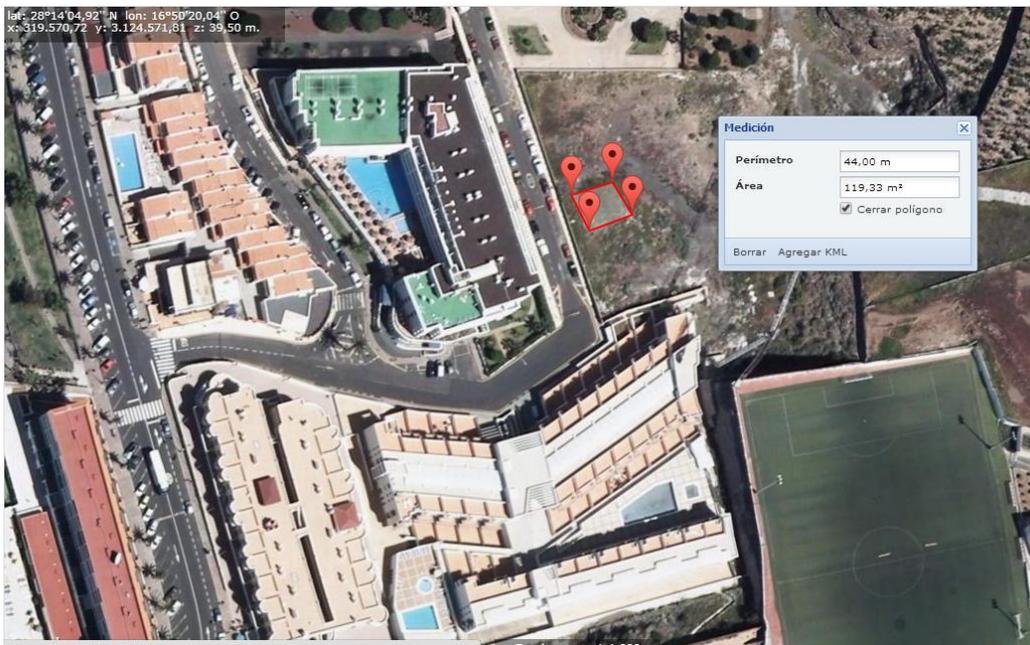


Figura 13. Ubicación de la vivienda de estudio para el ejemplo práctico.

6.2. Calculo de pérdidas por orientación e inclinación para las fachadas.

Se ha considerado la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos en la fachada principal orientada 80° Noreste, en la fachada posterior de la vivienda orientada 100° Noroeste y por último en la fachada lateral con una orientación 10° sureste. Debido a lo expuesto en los apartados anteriores, sabemos que esta última fachada será la más idónea para realizar la instalación de los módulos debido que posee la orientación más cercana al sur. Del mismo modo no se ha planteado la integración de módulos fotovoltaicos en la fachada que aún no se ha mencionado debido a que su

orientación es prácticamente hacia el norte donde los rayos solares prácticamente nunca incidirían sobre los módulos.

Como primer paso de diseño, se estudiarán las pérdidas por orientación e inclinación para cada una de las fachadas utilizando la aplicación que se ha mencionado anteriormente.

Los módulos se instalarían sobre la fachada con una inclinación de 90° respecto a la horizontal, ajustándose a la línea constructiva de la edificación.

En primer lugar se ha estudiado la fachada principal que posee una orientación de 80° Noreste, para introducir el acimut en la aplicación se ha de referenciar con el sur por lo que se ha de introducir una orientación de $180^\circ - 80^\circ$ para obtener la orientación de la fachada respecto al sur. La fachada principal posee una orientación de 100° hacia el este respecto al sur. Como los módulos se colocarán a 90° las pérdidas que poseerá por orientación e inclinación se muestran a continuación.



Figura 14. Pérdidas por orientación e inclinación de la fachada principal.

Como se puede apreciar en la figura 14, las pérdidas anuales por inclinación y orientación superan el 95% no siendo rentable la instalación de módulos fotovoltaicos en esta fachada.

La fachada posterior de la vivienda posee una orientación de 100° noroeste, si se referencia la orientación respecto al sur como se ha realizado con la fachada principal se obtendrá una orientación de 80° suroeste.

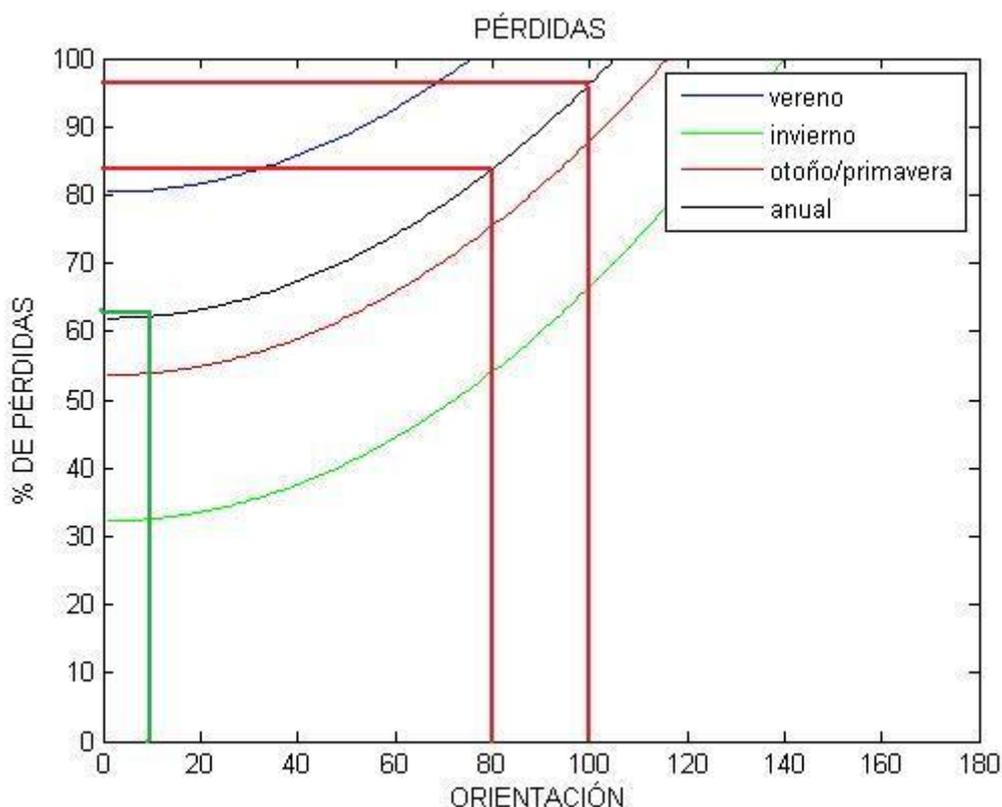


Figura 15. Pérdidas según la orientación para una inclinación de los módulos de 90° ubicados en la latitud de la vivienda de estudio.

Como se observa en la figura 15 para la orientación de 80° y 100° las pérdidas anuales por orientación e inclinación superan el 80%, llegando en los meses de verano al 100%.

Debido al resultado que se muestra en la figura 15, se ha considerado que no es para nada conveniente realizar la instalación de módulos en ambas fachadas ya que las pérdidas por orientación e inclinación superan el 80%.

Del mismo modo se ha realizado el cálculo de pérdidas para la fachada lateral que posee una orientación de 10° este respecto al sur para saber si las pérdidas poseen un porcentaje adecuado para realizar la instalación. El resultado de las pérdidas para esta fachada (trazado en verde en la figura 15) es aproximadamente del 62%.

El porcentaje de pérdidas por inclinación y orientación anual es del 62,31% para la fachada orientada 10° sureste. Aunque ha superado el 40% estipulado por el código técnico de edificación para pérdidas por orientación e inclinación en una instalación que cumpla fines arquitectónicos y supera el 50%, por lo que se aprovechara menos de la mitad de la energía que podrían producir los módulos, se estudiará la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en la cual se instalarán

módulos solares en la fachada lateral orientada 10° sureste, los módulos poseerán una inclinación de 90° respecto al plano horizontal.

El estudio de viabilidad que se realizará a continuación es el que procede para la instalación de módulos fotovoltaicos en la fachada lateral con las características proporcionadas anteriormente. La instalación de los módulos cumplirá la función de integración arquitectónica sustituyendo el revestimiento exterior por los módulos fotovoltaicos.

Se ha considerado la instalación de 15 módulos debido a que el espacio para su instalación sobre la fachada es reducido, en la fachada donde se instalaran hay tres ventanas y no se utilizarán más módulos debido a que no caben en dicha fachada (ver Anexo II y plano N°3).

6.3. Radiación incidente sobre los módulos solares.

Para realizar el cálculo de la radiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos es necesario conocer los datos de radiación en la ubicación de la vivienda. Los datos de radiación se han obtenido de www.agrocabildo.org mediante la información proporcionada por la estación meteorológica ubicada en el municipio de Santiago del Teide durante el periodo de 2013/2014.

Los datos de radiación se pueden consultar en el Anexo II, apartado 1. En este mismo apartado se ha detallado el procedimiento de cálculo para conocer la radiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos en la ubicación de nuestra vivienda con una orientación de 10° sureste y una inclinación de 90° para cumplir la función de integración arquitectónica.

En la tabla 3 que se muestra a continuación se observa la radiación incidente sobre los módulos para cada mes del año 2015 tomando como referencia los datos de www.agrocabildo.org

MES	INCLINACIÓN ÓPTIMA (°)	RADIACIÓN HORIZONTAL (Wh/m ² -dia)	PÉRDIDAS (%)	FI	RADIACIÓN INCLINACIÓN ÓPTIMA (Wh/m ² -dia)	RADIACIÓN SOBRE MÓDULOS (Wh/m ² -dia)
ENERO	38,14	3694,5	32,6235	0,673765	4561,33	3073,26
FEBRERO	38,14	4728,5	32,6235	0,673765	5837,93	3933,39
MARZO	23,14	5870,4	53,9931	0,460069	6339,48	2916,60
ABRIL	23,14	6386	53,9931	0,460069	6896,28	3172,77
MAYO	23,14	7230,3	53,9931	0,460069	7808,05	3592,24
JUNIO	8,14	7968,8	80,7627	0,192373	8061,50	1550,81
JULIO	8,14	7801,4	80,7627	0,192373	7892,15	1518,24
AGOSTO	8,14	7486,3	80,7627	0,192373	7573,39	1456,92
SEPTIEMBRE	8,14	5822,7	80,7627	0,192373	5890,43	1133,16
OCTUBRE	23,14	5190,9	53,9931	0,460069	5605,69	2579,00

NOVIEMBRE	23,14	3524,5	53,9931	0,460069	3806,13	1751,08
DICIEMBRE	38,14	2984,7	32,6235	0,673765	3684,99	2482,82

Tabla 3. Radiación incidente sobre los módulos para una inclinación de 90° y una orientación 10° sureste.

Como se ha descrito en la conclusión del programa las pérdidas debidas a la integración arquitectónica no han de superar el 40% debido a inclinación y orientación, sin embargo, en la tabla 3 se aprecia en todos los meses menos en invierno que se supera el 40% de pérdidas, tal y como ya habíamos observado con anterioridad. Para el calculo de las pérdidas de la tabla 3 se ha usado el programa diseñado en este proyecto.

Se justifica que debido a la realización de la instalación fotovoltaica de modo que cumpla fines arquitectónicos y los módulos se coloquen en posición vertical y en la orientación óptima, es decir, orientados hacia el sur las pérdidas serían del 61,96% anualmente legando a ser del 80,41% en verano. Atendiendo a los datos anteriores si en la latitud de Canarias se quiere optar por la integración arquitectónica se ha de hacer una excepción en cuanto a las pérdidas mencionadas en el apartado 2.1.8. del Código Técnico de Edificación.

El mes que más radiación reciben los módulos inclinados a 90° será el mes de Febrero, por lo tanto Febrero será el mes que más energía producirá el sistema fotovoltaico que se ha diseñado.

Por el contrario el mes que incidirá menos radiación es el mes de septiembre, este mes será el mes que menor energía se intentará a la red eléctrica.

6.4. Diseño de la instalación del sistema fotovoltaico.

Como se ha comentado en el apartado 3.9 de esta memoria el sistema fotovoltaico estará compuesto por los módulos fotovoltaicos, un inversor, protecciones contra sobre carga y contra contactos directos e indirectos, un contador bidireccional y el cableado para realizar los circuitos de conexión entre los diferentes componentes.

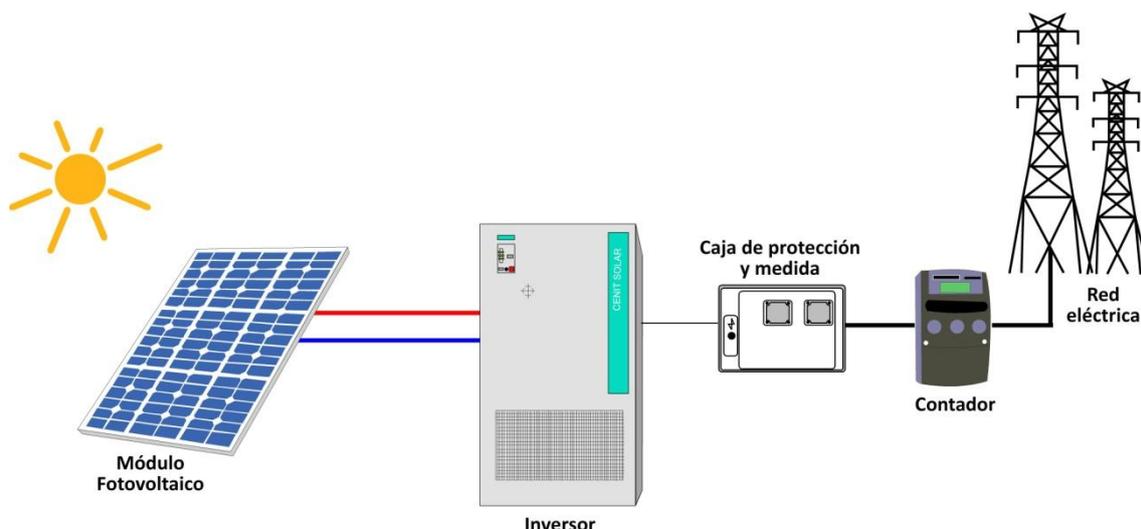


Figura 16. Componentes principales de una instalación conectada a la red.

Para la realización de la instalación se ha seleccionado 15 módulos fotovoltaicos del modelo SCL-250P de 250W/30V. En el Anexo VIII se podrán consultar las características del modelo de módulo fotovoltaico seleccionado.

Para la selección de los módulos se tomara como criterio que ha de poseer una potencia pico 250 vatios. Se ha elegido estos modelos debido a su alta potencia pico, ya que la instalación se ha visto limitada a la integración de 15 módulos se han seleccionado para producir la mayor energía posible. Una vez fijada la potencia se han consultado varios modelos de módulos fotovoltaicos.

Módulos consultados.

Modelo del módulo.	Precio.
Solarworld SW 250 Poly.	256,90 €
SCL-250P de 250W/30V.	249,00 €
REC250PE, Rec Peak Energy Series	286,00 €

Tabla 4. Módulos fotovoltaicos consultados para la instalación.

De los módulos que se han consultado se ha elegido el modelo SCL-250P debido a que es el más económico.

Posteriormente se ha seleccionado el inversor SolarMax 6000S, de una potencia nominal de 5 kW, tensión de entrada aceptable entre 100 y 550 V y un rendimiento del 96,2%. El inversor cumple con los requisitos para poder realizar la instalación conectada a la red. La hoja de especificaciones de este inversor se puede consultar en el Anexo VIII de este trabajo.

La conexión de los 15 módulos se realizará en serie para obtener el nivel de tensión adecuado para el funcionamiento del inversor que se ha seleccionado. Los cálculos de la tensión que poseerá la conexión de los módulos en serie así como la corriente que circulará por el circuito se podrá observar en el Anexo II, apartado 3 de este estudio de viabilidad.

El sistema fotovoltaico constara de tres circuitos (Ver plano N°4, Anexo VII);

- Un circuito para la conexión de los módulos y transportar la energía eléctrica hasta el inversor. Este circuito de aquí en adelante se denominará circuito de corriente continua.
- Un circuito para la conexión del inversor con las protecciones en corriente alterna, este circuito se denominará circuito de corriente alterna.
- Por último se realizará un circuito que no será un circuito activo el cual cumplirá la función de puesta a tierra de la parte del circuito de continua.

Cada uno de los circuitos anteriores poseerá sus correspondientes protecciones (ver plano unifilar) las cuales se han calculado en el Anexo III, apartado 2 de este estudio de viabilidad.

El inversor estará ubicado al lado del cuadro general de protecciones por lo que la longitud del circuito de alterna será de 1m.

El circuito de continua poseerá una longitud de 28 m debido a que ha de conectar todos los módulos en serie y transportar la energía hasta el cuadro donde se ubicará el inversor.

Para poder estudiar la viabilidad de la instalación se ha contemplado en el presupuesto los costes que conlleva realizar estos circuitos con sus debidas protecciones. De modo que a continuación se describen las características de cada uno de los circuitos.

- Para el circuito de continua se utilizará un cable de cobre multiconductor con aislamiento XLPE instalado bajo tubo en paredes aislantes con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ y una longitud de 28 m. Los conductores estarán protegidos contra sobrecargas en cada fase por un fusible de 10 A de intensidad nominal. Se utilizara un interruptor-seccionador de la compañía Telegron modelo S5-08004PC0 de 2 polos con un poder de corte de 630 A y una tensión de aislamiento de 1500V.
- Para el circuito de corriente alterna se utilizará un conductor de cobre multipolar con aislamiento XLPE con una sección de 6 mm^2 y 1 m de longitud, instalado bajo tubo en paredes aislantes. La protecciones que se instalaran será un interruptor automático magnetotérmico iC60N - 2P - 25A - curva D- A9F75225 de la compañía Schneider electric

y un interruptor diferencial de la marca Schneider electric modelo A9R81225 con una intensidad nominal de 25A, una sensibilidad de 30 mA y bipolar.

- Por último la sección del conductor de protección para el tramo de corriente continua que conecta los 15 módulos entre sí y llega hasta el inversor tendrá una sección 2,5 mm².

Los cálculos que se han realizado para dimensionar los conductores y las protecciones de cada uno de los circuitos se encuentran en el Anexo III.

Para realizar el estudio de viabilidad se ha realizado un presupuesto del coste que conlleva realizar la instalación solar fotovoltaica, incluyendo los componentes que se han detallado en este apartado, el coste total derivado de la realización del sistema solar será de 8.887,44 € (ver Anexo IV).

6.5. Energía producida por la instalación.

Posteriormente al diseño de la instalación se podrá hallar la energía producida por el sistema. Se ha necesitado conocer el diseño de la instalación para calcular la energía que pueden producir los módulos, conocer las pérdidas que existirán en el circuito eléctrico debido a efecto Joule, calcular las pérdidas debidas al inversor y por último las pérdidas de los módulos fotovoltaicos por la temperatura de operación.

En el Anexo II, apartado 7 se han calculados las pérdidas por sombra, obteniendo que en nuestro caso no existen pérdidas debida a la sombra de edificaciones colindantes.

También se ha calculado (Anexo III) la pérdida de rendimiento de la instalación debido a las pérdidas de los módulos por operar a altas temperaturas, a las pérdidas del inversor y a las pérdidas de los cables. Esta pérdida de rendimiento también se conoce como Performance Ratio y ofrece un dato sobre el rendimiento de la instalación sin tener en cuenta factores externos como pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombra, pérdidas por polvo, etc. Se ha obtenido un rendimiento de 86%.

Partiendo de los datos expuestos anteriormente, conocida la radiación incidente sobre los módulos cuando estos poseen una inclinación de 90° y una orientación de 10° sureste se ha calculado la energía mensual producida por la instalación cuando cumple fines arquitectónicos, teniendo en cuenta las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas por sombra de edificaciones colindantes y el rendimiento de la instalación. Este cálculo se encuentra detallado en el Anexo II.

MES	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (Wh/DÍA)	DÍAS AL MES	ENERGÍA TOTAL (kWh)
ENERO	3,0733	9911,28	31	307,2495
FEBRERO	3,9334	12685,20	29	367,8708
MARZO	2,9166	9406,03	31	291,5870
ABRIL	3,1728	10232,17	30	306,9651
MAYO	3,5922	11584,98	31	359,1343
JUNIO	1,5508	5001,38	30	150,0413
JULIO	1,5182	4896,31	31	151,7857
AGOSTO	1,4569	4698,55	31	145,6551
SEPTIEMBRE	1,1332	3654,44	30	109,6333
OCTUBRE	2,5790	8317,28	31	257,8358
NOVIEMBRE	1,7511	5647,24	30	169,4172
DICIEMBRE	2,4828	8007,09	31	248,2197
TOTAL ENERGÍA ANUAL				2865,3948

Tabla 5. Energía producida por la instalación cada mes.

En la tabla 5 se aprecia la energía total producida cada mes, la energía producida se ha multiplicado por los días que tiene el mes para así poseer una aproximación de la energía mensual que produce la instalación.

Al sumar la energía producida cada mes se obtiene un total de 2865,39 kWh anualmente.

6.6. Retribución de la energía producida.

En el apartado anterior se ha calculado la energía producida por la instalación en el periodo de un año. Para conocer la retribución que se percibirá por la venta de la energía producida por la instalación se ha de acudir a el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, será el encargado de proporcionarnos una estimación del precio al que se factura actualmente el kWh inyectado en la red.

Para conocer el cálculo detallado de la retribución de la energía producida por la instalación fotovoltaica con fines arquitectónicos que se ha realizado en este ejemplo práctico se ha de acudir al Anexo V de este trabajo.

El primer año desde la puesta en servicio de la instalación se producirá un ingreso de 805,48 € suponiendo que la instalación produce en ese año una energía de 2865,3948 kWh.

Se hace hincapié en que los datos son una estimación debido a que la radiación solar que se ha tomado como referencia es la radiación incidente durante el año 2013/2014. Sin embargo, se

desconoce la previsión de radiación para los próximos años, es por ello que los datos no son más que una mera estimación.

6.7. Peaje de acceso a la red de distribución.

La normativa actual en España obliga a pagar un peaje generado por la conexión a la red de distribución, este peaje supondrá un gasto anual que condicionara la viabilidad de la instalación que se ha proyectado.

Para calcular el coste que supondrá el peaje se ha de acudir a la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

De acuerdo a la orden anterior, tal y como se ha calculado en el Anexo VI, para poder inyectar la energía producida a la red eléctrica se ha de pagar un peaje en 2015 de 316,37 €. Este peaje se ha de pagar cada año desde la puesta en servicio de la instalación y durante su explotación y variará en función de la energía inyectada a la red.

6.8. Estudio de viabilidad del ejemplo práctico.

Una vez conocida la inversión inicial para la ejecución de la instalación, el sistema que se utilizará para la retribución de la energía inyectada a la red, y el peaje que se ha de abonar anualmente para inyectar la energía a la red de distribución. Se ha realizado un estudio de viabilidad para considerar si es rentable la ejecución de la instalación o por el contrario no producirá beneficio alguno.

El estudio de viabilidad de la instalación se ha realizado durante los primeros veinticinco años desde la puesta en servicio de ésta. Se ha elegido este periodo debido a que es la garantía que ha proporcionado la empresa distribuidora de los módulos fotovoltaicos.

Para realizar el estudio de viabilidad se han de tener en cuenta los ingresos y los gastos anuales de la instalación, considerando también la inversión inicial.

6.8.1. Gastos.

La instalación ha requerido una inversión inicial que se ha detallado en el apartado 6.4 y en el Anexo IV (8.887,44 €). Sin embargo, se han de contemplar también los gastos anuales para que la instalación esté en servicio y funcionando correctamente. Dentro de los gastos anuales se considerarán dos tipos de gastos. En primer lugar los gastos derivados del mantenimiento de los módulos solares y en segundo lugar la normativa vigente en España contempla que se ha de pagar un peaje de acceso a la red para inyectar la energía producida, como se ha mencionado en el apartado anterior. En segundo lugar los gastos de mantenimiento anuales.

A continuación se hace un inciso sobre las labores de mantenimiento que requerirá la instalación fotovoltaica anualmente de modo que obtengamos el coste que conlleva el mantenimiento de la instalación cada año.

- **Programa de mantenimiento.**

Debido a que el estudio de viabilidad realizado en este trabajo se realizará durante los siguientes veinticinco años desde la puesta en servicio de la instalación, se ha de conocer el coste que se producirá cada año para realizar las labores de mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

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.

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 misma.

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 punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- 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.

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita anual en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Se ha de realizar un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se han de registrar en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

Todas las labores de mantenimiento que se mencionan anteriormente supondrán un coste anual de 150 €. El coste de las operaciones de mantenimiento se tendrá en cuenta al realizar el estudio de viabilidad debido a que es un desembolso anual para el propietario de la instalación.

6.8.2. Ingresos.

Una vez conocido el gasto que conlleva realizar el mantenimiento de la instalación cada año se ha proseguido con el cálculo de los ingresos que se obtendrán de la venta de energía a la empresa distribuidora.

Para conocer el precio al cual se venderá la energía producida se ha de recurrir a la normativa actual vigente en España. Dicha normativa se ha recogido en el Anexo V, en el cual se explican los cálculos realizados para hallar los ingresos que producirá cada año la instalación que se ha realizado en este ejemplo práctico.

Por último, para determinar los ingresos en los siguientes veinticinco años, desde la puesta en servicio de la instalación, se ha tenido en cuenta que la radiación incidente sobre los módulos no es constante cada año, de modo que se ha realizado una variación aleatoria sobre la energía incidente cada año. Se ha considerado como desviación máxima un 5% de la energía incidente en el año 2013/2014. Por otro lado, se ha previsto que el primer año desde la puesta en servicio de la instalación la radiación será la calculada mediante los datos aportados por agrocabildo durante el periodo de 2013/2014.

AÑO	VARIACIÓN DE ENERGIA (%)	ENERGÍA ANUAL (kW)	PRECIO DE VENTA	INGRESOS
1	0	2865,395	49,52 €	805,49 €
2	1,2	2899,780	49,75 €	809,33 €
3	-0,4	2853,933	52,00 €	811,52 €
4	3,1	2954,222	52,00 €	821,00 €
5	0,7	2885,453	52,00 €	814,50 €
6	-2,4	2796,625	52,00 €	806,10 €
7	1,7	2914,107	52,00 €	817,20 €
8	-4,3	2742,183	52,00 €	800,95 €
9	0,2	2871,126	52,00 €	813,14 €
10	-1,6	2819,548	52,00 €	808,27 €
11	4	2980,011	52,00 €	823,44 €
12	1,7	2914,107	52,00 €	817,20 €
13	-2,6	2790,895	52,00 €	805,56 €
14	-0,5	2851,068	52,00 €	811,24 €
15	0,9	2891,183	52,00 €	815,04 €
16	2,6	2939,895	52,00 €	819,64 €
17	0	2865,395	52,00 €	812,60 €
18	1,4	2905,510	52,00 €	816,39 €
19	3,1	2954,222	52,00 €	821,00 €
20	-1,4	2825,279	52,00 €	808,81 €
21	-4,2	2745,048	52,00 €	801,22 €
22	0,7	2885,453	52,00 €	814,50 €
23	-1,2	2831,010	52,00 €	809,35 €
24	1,5	2908,376	52,00 €	816,66 €
25	0,9	2891,183	52,00 €	815,04 €
TOTAL EN 25 AÑOS				20.315,17 €

Tabla 6. Ingresos debidos a la explotación de la instalación en 25 años.

6.8.3. Viabilidad.

A continuación se ha calculado el valor actual neto y la tasa interna de rentabilidad para saber si la inversión realizada es económicamente rentable.

El valor actual neto es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

La tasa interna de retorno es el máximo valor que puede adquirir la tasa de descuento para que la inversión sea rentable, es decir que el VAN sea igual a cero.

La tasa de descuento determinará si el proyecto es viable teniendo en cuenta la inflación y los intereses que se tendrán que pagar en caso que la inversión inicial haya sido con capital bancario en este caso se tomará una tasa de descuento del 4%, el cual es el tipo de interés nominal de la empresa a la que se le ha pedido el crédito para la realización de la instalación.

El valor actual neto se define mediante la siguiente ecuación.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde;

V_t es el flujo de caja de cada año.

n son los años para estudiar la rentabilidad de la inversión.

K es la tasa de descuento, en este caso se ha tomado un valor del 4%.

I_0 es la inversión inicial o coste del proyecto/instalación.

Para calcular los flujos de caja de cada año se ha previsto un gasto de 150 € cada año para realizar el mantenimiento de los módulos, por otro lado se ha considerado una tasa de descuento del 4%.

AÑO (N)	INGRESOS	GASTOS DE PEAJE	GASTOS DE MANTENIMIENTO	FLUJOS DE CAJA (P)	$P/(1+i)^N$
1	805,49 €	316,37 €	150,00 €	339,12 €	326,078248
2	809,33 €	317,89 €	150,00 €	341,44 €	315,680408
3	811,52 €	315,87 €	150,00 €	345,65 €	307,280346
4	821,00 €	320,28 €	150,00 €	350,71 €	299,792214
5	814,50 €	317,25 €	150,00 €	347,24 €	285,406573
6	806,10 €	313,34 €	150,00 €	342,75 €	270,883311
7	817,20 €	318,52 €	150,00 €	348,69 €	264,974323
8	800,95 €	310,95 €	150,00 €	340,00 €	248,43741
9	813,14 €	316,62 €	150,00 €	346,52 €	243,458274
10	808,27 €	314,35 €	150,00 €	343,91 €	232,334437
11	823,44 €	321,42 €	150,00 €	352,02 €	228,663625
12	817,20 €	318,52 €	150,00 €	348,69 €	217,789579
13	805,56 €	313,09 €	150,00 €	342,46 €	205,675199
14	811,24 €	315,74 €	150,00 €	345,50 €	199,51987
15	815,04 €	317,51 €	150,00 €	347,53 €	192,971192
16	819,64 €	319,65 €	150,00 €	349,99 €	186,862944
17	812,60 €	316,37 €	150,00 €	346,23 €	177,743965

18	816,39 €	318,14 €	150,00 €	348,25 €	171,907925
19	821,00 €	320,28 €	150,00 €	350,71 €	166,463975
20	808,81 €	314,61 €	150,00 €	344,20 €	157,088935
21	801,22 €	311,07 €	150,00 €	340,15 €	149,268587
22	814,50 €	317,25 €	150,00 €	347,24 €	146,520099
23	809,35 €	314,86 €	150,00 €	344,49 €	139,768941
24	816,66 €	318,26 €	150,00 €	348,40 €	135,917796
25	815,04 €	317,51 €	150,00 €	347,53 €	130,364423
TOTAL FLUJOS DE CAJA CON TAZA DE DESCUENTO					5400,8526

Tabla 7. Flujos de caja con la tasa de descuento aplicada durante 25 años.

Una vez conocidos los flujos de caja actualizados y el valor de la inversión se procede a calcular el valor actual neto.

$$\text{VAN} = 5400,85 - 8887,44 = -3486,59 \text{ €}$$

Atendiendo a la definición del valor actual neto se asegura que la inversión no es rentable puesto que en este caso el valor actual neto es inferior a cero.

La tasa interna de retorno será de -0,0021, es decir el valor máximo que podría tomar la tasa de descuento para que la inversión fuera rentable sería de dicho valor. Al ser negativo indica que la inversión no es rentable.

Como conclusión de este estudio, observamos que el proyecto no se debería llevar a cabo basándonos exclusivamente en planteamientos económicos, pues a lo largo de 25 años no se obtendrán beneficios.

Sin embargo, debido a que los módulos fotovoltaicos cumplirán la función de integración arquitectónica sustituyendo el revestimiento de la fachada esto produce un ahorro en materiales, es por ello que a la inversión inicial se le debería restar el coste de dichos materiales ya que en caso que no se optara por integración arquitectónica el revestimiento sería un coste añadido para el presupuesto de la vivienda. Si el coste que se ha ahorrado en materiales de construcción supera los 3486,59 € se podría realizar la instalación y se obtendría un valor actual neto próximo a cero. Cualquier ahorro inicial superior a dicha cantidad, produciría una tasa interna de retorno positiva y, por tanto, beneficios.

7. Comparación de integración arquitectónica con inclinación óptima.

Para concluir con el estudio de viabilidad de la integración arquitectónica se ha considerado la posibilidad de comprar la energía y retribución producida por los módulos cuando cumplen la función de integración arquitectónica, y la que producirían si estos se encontraran en la inclinación óptima.

Para que los módulos fotovoltaicos se puedan colocar en la inclinación óptima se ha de disponer de un espacio reservado para tal fin, ya sea en un terreno colindante o en la azotea de la vivienda. En el ejemplo práctico que se ha estudiado no se dispone de dicha superficie pero este apartado nos permitirá comparar la viabilidad de instalaciones FV con integración arquitectónica frente a instalaciones sin integración.

Para la vivienda que se está estudiando, ubicada en la latitud de 28.14° N, la inclinación óptima anual es de 18.14° respecto al plano horizontal de la tierra.

Considerando la inclinación óptima y una orientación de 10° este respecto al sur se han calculado las pérdidas por inclinación y orientación en la aplicación que se ha diseñado a lo largo del desarrollo de este proyecto, obteniendo un porcentaje de pérdidas del 0,35%.



Figura 17. Pérdidas por orientación e inclinación de la vivienda de estudio con los módulos en inclinación óptima.

Una vez conocidas las pérdidas para cada estación del año se procederá al cálculo de la energía producida por los módulos considerando el coeficiente de rendimiento de 0,86 calculado en el Anexo III, apartado 5.3 y un factor de sombras igual a uno debido a que no existirán pérdidas por sombra (ver Anexo II, apartado 7).

MES	PÉRDIDAS (%)	FI	RADIACIÓN SOBRE MÓDULOS (W/m ² - Día)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (Wh/Día)	DÍAS AL MES	ENERGÍA TOTAL (kWh)
ENERO	5,15	0,9485	4326,42	4,3264	13952,71	31	432,5339
FEBRERO	5,15	0,9485	5537,28	5,5373	17857,73	29	517,8741
MARZO	0,65	0,9935	6298,28	6,2983	20311,94	31	629,6702
ABRIL	0,65	0,9935	6851,46	6,8515	22095,95	30	662,8784
MAYO	0,65	0,9935	7757,30	7,7573	25017,28	31	775,5356
JUNIO	1,55	0,9845	7936,55	7,9365	25595,36	30	767,8609
JULIO	1,55	0,9845	7769,82	7,7698	25057,68	31	776,7881
AGOSTO	1,55	0,9845	7456,00	7,4560	24045,60	31	745,4135
SEPTIEMBRE	1,55	0,9845	5799,13	5,7991	18702,20	30	561,0661
OCTUBRE	0,65	0,9935	5569,25	5,5692	17960,83	31	556,7857
NOVIEMBRE	0,65	0,9935	3781,39	3,7814	12194,98	30	365,8495
DICIEMBRE	5,15	0,9485	3495,21	3,4952	11272,06	31	349,4340
TOTAL ENERGÍA ANUAL							7141,6899

Tabla 8. Energía producida en un año con los módulos en inclinación óptima.

La energía producida por el sistema cuando este cumple la función de integración arquitectónica con una inclinación de los módulos de 90° es de 2865,3948 kWh. Si se compara con la energía producida cuando los módulos poseen la inclinación óptima siendo de 7141,6899 kWh se aprecia unas pérdidas de 4726,2951 kWh.

Si se evalúa la retribución que produciría la instalación cuando los módulos se colocan en la inclinación óptima se obtienen los siguientes datos.

INGRESOS	MATENIMIENTO	PEAJE	FLUJOS DE CAJA	$P/(1+i)^N$
1.199,17 €	150,00 €	504,64 €	544,52 €	523,58 €
1.208,72 €	150,00 €	508,42 €	550,30 €	529,14 €
1.214,18 €	150,00 €	503,39 €	560,79 €	539,22 €
1.237,81 €	150,00 €	514,39 €	573,42 €	551,36 €
1.221,61 €	150,00 €	506,85 €	564,76 €	543,04 €
1.200,68 €	150,00 €	497,10 €	553,58 €	532,29 €

1.228,36 €	150,00 €	509,99 €	568,37 €	546,51 €
1.187,85 €	150,00 €	491,12 €	546,72 €	525,70 €
1.218,23 €	150,00 €	505,27 €	562,96 €	541,31 €
1.206,08 €	150,00 €	499,61 €	556,46 €	535,06 €
1.243,89 €	150,00 €	517,22 €	576,67 €	554,49 €
1.228,36 €	150,00 €	509,99 €	568,37 €	546,51 €
1.199,33 €	150,00 €	496,47 €	552,86 €	531,59 €
1.213,50 €	150,00 €	503,07 €	560,43 €	538,88 €
1.222,96 €	150,00 €	507,47 €	565,48 €	543,73 €
1.234,43 €	150,00 €	512,82 €	571,62 €	549,63 €
1.216,88 €	150,00 €	504,64 €	562,24 €	540,61 €
1.226,33 €	150,00 €	509,05 €	567,29 €	545,47 €
1.237,81 €	150,00 €	514,39 €	573,42 €	551,36 €
1.207,43 €	150,00 €	500,24 €	557,19 €	535,76 €
1.188,52 €	150,00 €	491,44 €	547,08 €	526,04 €
1.221,61 €	150,00 €	506,85 €	564,76 €	543,04 €
1.208,78 €	150,00 €	500,87 €	557,91 €	536,45 €
1.227,01 €	150,00 €	509,36 €	567,65 €	545,81 €
1.222,96 €	150,00 €	507,47 €	565,48 €	543,73 €
			TOTAL	13.500,31 €

Tabla 9. Flujos de caja durante 25 años con tasa de descuento y los módulos con inclinación óptima.

La retribución percibida en los siguientes veinticinco años desde la puesta en servicio de la instalación sería de trece mil quinientos euros treinta y un céntimos.

Cuando la instalación cumple integración arquitectónica como es el caso para el cual se ha realizado el diseño, la retribución a lo largo de los primeros veinticinco años será de cinco mil cuatrocientos euros ochenta y cinco céntimos.

Debido a la colocación de los módulos a 90° se dejara de ingresar 8099,46 € respecto a la inclinación óptima de los módulos.

Se aprecia, de este estudio de comparación, que la cantidad de dinero que no se producirá debido a la no colocación de los módulos en la inclinación óptima es considerable, sin embargo, tal y como ya hemos mencionado, a estos ocho mil euros se le ha de restar el ahorro que conlleva la función de integración arquitectónica de los módulos reduciendo los gastos de construcción de la vivienda así como el revestimiento de la fachada donde se colocaran los módulos.

Por lo tanto se obtiene como conclusión que en caso de colocar los módulos en la inclinación óptima la inversión sería rentable proporcionando beneficios, sin embargo, al cumplir la función de integración arquitectónica la instalación no será rentable y no se debería ejecutar.

8. Normativa para energías renovables conectadas a la red.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias,
- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias Técnicas.
- Normas de la compañía eléctrica, Endesa S.A.
- Código Técnico de Edificación.

9. Conclusión.

En este trabajo se ha estudiado la viabilidad de instalaciones fotovoltaicas que cumplen la función de integración arquitectónica, el resultado de dicho estudio ha proporcionado diferentes datos para considerar si la instalación es viable o no lo es, además se ha observado cómo influyen las pérdidas debido a una orientación e inclinación no ideales de los módulos fotovoltaicos.

Durante la ejecución del trabajo se ha diseñado una aplicación informática para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación. A través de la utilización de la aplicación con varios datos diferentes se han obtenido varias conclusiones sobre cuando se posee mayor viabilidad para realizar instalaciones fotovoltaicas con integración arquitectónica y cómo influye la orientación de los módulos generadores.

Se ha comprobado que para latitudes inferiores a $42,2^{\circ}$ N las pérdidas por inclinación cuando la instalación cumple fines arquitectónicos y el módulo se coloca en la fachada son superiores al 40%, máximo valor de pérdidas que rige el Código Técnico de Edificación para instalaciones con integración arquitectónica, por lo que para estas latitudes si se quiere aplicar integración arquitectónica se ha de hacer una excepción a lo dictado por el CTE.

Partiendo de la anterior hipótesis se observa que para una latitud grande así como 70° o superior realizar una instalación con integración arquitectónica será más rentable que para una latitud inferior debido a que los rayos del sol incidirán sobre la superficie de los módulos más perpendicularmente produciendo menores pérdidas por inclinación.

En cuanto al ejemplo práctico realizado en este estudio se puede observar que la inversión realizada para ejecutar la instalación fotovoltaica no se rentabilizará a lo largo de los años. Dicha inversión no es para nada desorbitada pues con apenas ocho mil euros se contribuirá a la producción de energía renovable lo cual produce un efecto positivo para el medio ambiente minimizando la producción de dióxido de carbono. No se ha considerado desorbitada la inversión debido a que si se colocarán los módulos en condiciones óptimas a lo largo de 25 años se obtendrían beneficios, sin embargo, al aplicar integración arquitectónica el nivel de pérdidas por orientación e inclinación hacen que la inversión en el sistema fotovoltaico no sea rentable.

10. Summary.

This project has focused on conducting a feasibility study to building integrated photovoltaic system. The production of energy electrical is a need for economic development of a city, however ,it can used the natural and inexhaustible resources to meet the current demand for electricity but has been chosen, in big part, the limited fossil resources to meet demand for energy electrical.

For the production of the solar photovoltaic energy is need know the movement of the earth around to the sun, so at first of this study has been explained the main movements and trajectories of the sun relative to Earth.

The energy production using natural and inexhaustible resources, considered renewable energies, is booming. That is why this study has been carried out about the production of electricity through photovoltaic solar energy.

The architectural integration of photovoltaic modules allow use the surface of a building like a roof or facades for production to the electric power, however, when used these surfaces the photovoltaic modules do not work to the maximum performance for that has been designed, due to that are not located of a suitable way for the production of the electric energy maxim.

Is need study the feasibility of a new project to know if the realization of this project will produce benefits and it is profitable, or by the contrary, in along a period of time are not produce income sufficient to amortize the initial investment.

In this paper has considered the study of a specific housing to apply architectural integration of photovoltaic modules for production of electrical energy and then inject the energy to electrical grid for get benefits. It has studied the feasibility of the installation and has been obtained a negative result so the realization of this installation should not to go on, due to the fact that it will not produce benefits.

The result of the feasibility study that has been done is conditioned by national and Community legislation on the date which the study is conducted. This condition is because in Spain must pay a toll to access to the electrical grid that depends on the installed power of the installation and the energy fed into the network. However, due to the fact that Spain depends energetically from abroad and the pressure from other Countries, it is possible that current regulation can change, so it will promote the production of electrical energy through renewable energy such as the photovoltaic energy.

To conclude, I should add that it has been very useful carry out this project from my personal level. The field of renewable energies, specifically the solar photovoltaic energy from my point of view in the coming years will be a booming. That is why I have done the study of a photovoltaic system, thinking of acquiring new knowledge that I will be able to make the most with the over the years to design PV systems, being the photovoltaic energy a professional field in which I would be delighted to participate.

11. Bibliografía

- [1] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- [2] Proyecto de fin de carrera “*Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial.*” Israel Blanco Sardinero.
- [3] Castejón, O.; Santamaría, G. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex.
- [4] Proyecto de fin de carrera “*Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en un edificio*”. Alberto Vegas Portero. Leganés, Noviembre de 2009.
- [5] Rodríguez, H. Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda, Tutorial N° 192, Ingemecanica.
- [6] Tesis doctoral “*Integración arquitectónica y constructiva de sistemas fotovoltaicos de tecnología de lámina delgada en relación con la disipación térmica y almacenamiento de calor.*” Isabel Cristina Cerón Vinasco. (2014). Madrid.
- [7] Aguilera, J.; Hontoria, L. Curso de Energía Solar Fotovoltaica CIEMAT. ”*Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos*” Departamento Electrónica. Universidad de Jaén.
- [8] Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Idae.
- [9] Orlando, D. Manual de Interfaz Gráfica de Usuario en MATLAB. República del Ecuador.

Páginas web visitadas:

www.idae.es 2015.

www.ecofener.com 2015.

www.agrocabildo.org 2015.

www.idecanarias.es 2015.

www.censolar.org 2015.

www.solarweb.net 2015.

www.centralenergia.cl 2015.

editorial.dca.ulpgc.es 2015.

www.schneider-electric.com 2015.

www.youtube.com // Tutoriales para el diseño de la interfaz gráfica en MATLAB.

❖ **Referencias.**

- [1] Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación y grupo de nuevas actividades profesionales. (2002). Energía solar fotovoltaica. Madrid: ibergraphi, S.L.L.
- [2] Tjerk H. Reijenga, “PV in Architecture”. BEAR Architecten, Gouda, Netherlands
- [3] Código Técnico de Edificación, documento DB-HE 5, Apartado 2.2, numeral 5, (Ministerio de la vivienda de España. 2010).

Anexo I. Programa.

Anexo I. Programa.

1. Método de cálculo.

Para realizar el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación se han utilizado las ecuaciones que se detallan en el Código Técnico de Edificación.

El Código Técnico de Edificación describe dos métodos para hallar las pérdidas por inclinación y orientación de una instalación fotovoltaica.

- Uno de estos métodos consiste en hallar la inclinación máxima y mínima para ajustar las pérdidas en un rango de porcentaje, para este método se ha de utilizar una gráfica compleja de comprender.
- El otro método consiste en aplicar dos fórmulas introduciendo los datos de la instalación que se quiere estudiar.

El método gráfico que se suele usar para el cálculo de dichas pérdidas consta de los siguientes pasos.

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará la Figura 18, válida para una latitud, φ de 41° , de la siguiente forma:

Conocido el azimut, determinarnos en la Figura 18 los límites para la inclinación. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\varphi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado siguiente.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación}_{\text{máx}} - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación}_{\text{mín}} - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

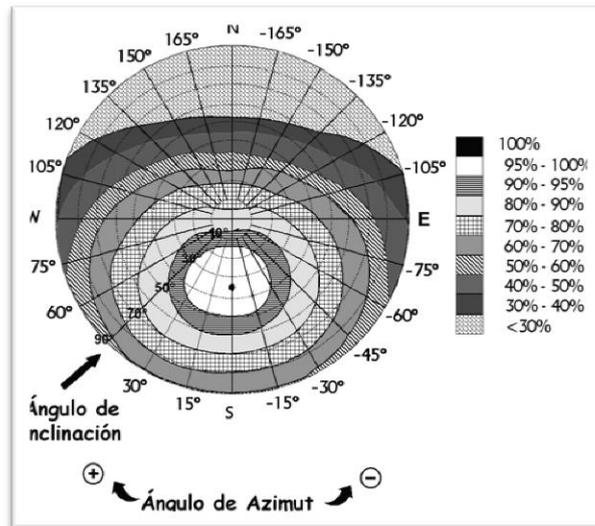


Figura 18. CTE, apartado 3.5.2. Pérdidas por inclinación y orientación.

Como se puede apreciar, en el procedimiento anterior no se calculan directamente las pérdidas. El cálculo se ha realizado para conocer la máxima y mínima inclinación que han de poseer los módulos fotovoltaicos para abarcar un rango máximo de pérdidas aceptables de acuerdo al Código Técnico de Edificación HE5.

El otro método es aplicando la ecuaciones que se muestran a continuación.

Ecuación 1.

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 * \left[1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right] \text{ Para } 15 < \beta < 90$$

Ecuación 2.

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 * \left[1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 \right] \text{ Para } \beta < 15$$

Donde;

β_{opt} = Ángulo de inclinación óptima.

El programa que se ha diseñado usa las ecuaciones anteriores para el cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación. También se ha considerado que la inclinación óptima será diferente para cada estación del año, siendo la inclinación óptima para invierno el valor de la latitud de la instalación más diez grados, en verano la latitud del lugar menos veinte grados, en primavera y otoño la latitud del lugar menos cinco grados y las pérdidas anuales de la latitud del lugar menos diez grados.

El código fuente posee la estructura que se ha detallado en la memoria, la cual se ha dividido el diseño del programa en cinco etapas. Este apartado se ha centrado en la descripción de la etapa 4 del programa, en dicha etapa se realiza el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.

Para el cálculo de las pérdidas que se han mencionado en el párrafo anterior en primer lugar se ha de considerar la latitud en la cual se ubicará la instalación. Para una latitud inferior a 15°N se usará la ecuación N° 2, sin embargo, si la latitud es superior se usará la ecuación N°1.

Posteriormente se comprobaba cuál de las ecuaciones se ha de aplicar y se utilizará para calcular las pérdidas por orientación e inclinación para cada una de las estaciones del año, de modo que la ecuación se utilizará cuatro veces en cada calculo, se ha de aplicar cuatro veces debido que para cada estación cambia la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos y esta inclinación se contempla en ambas ecuaciones.

Una vez se ha realizado el cálculo de pérdidas para que la aplicación cumpla con los criterios determinados en la memoria no se deben de mostrar valores de pérdidas superiores al 100% por lo que se ha realizado un ajuste para que en caso de que el resultado de la ecuación N°1 o N°2 sea superior a 100 se muestre como resultado 100.

2. Código fuente.

En este apartado se ha realizado una copia del código fuente realizado en el entorno de programación de MATLAB. Este código fuente es el que ha hecho posible la creación de la aplicación con el entorno grafico que se ha mostrado en el capítulo anterior, al igual que realiza el cálculo de pérdidas fotovoltaicas por orientación e inclinación.

```
function varargout = pérdidas(varargin)

gui_Singleton = 1;

gui_State = struct('gui_Name',    mfilename, ...
    'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
    'gui_OpeningFcn', @pérdidas_OpeningFcn, ...
    'gui_OutputFcn', @pérdidas_OutputFcn, ...
    'gui_LayoutFcn', [] , ...
    'gui_Callback', []);

if nargin && ischar(varargin{1})
```

```

gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});

end

if nargin
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end

% End initialization code - DO NOT EDIT
% --- Executes just before pérdidas is made visible.
function pérdidas_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to pérdidas (see VARARGIN)

% Choose default command line output for pérdidas
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

a= imread('ima.jpg','jpg');

Img=image(a,'Parent',handles.axes5);

set(handles.axes5,'Visible','off','YDir','reverse',...
    'Xlim',get(Img,'XData'),'YLim',get(Img,'YData'));

a= imread('inc.jpg','jpg');

Img=image(a,'Parent',handles.axes2);

```

```
set(handles.axes2,'Visible','off','YDir','reverse',...
    'Xlim',get(Img,'XData'),'YLim',get(Img,'YData'));
```

```
a= imread('ori.jpg','jpg');
```

```
Img=image(a,'Parent',handles.axes3);
```

```
set(handles.axes3,'Visible','off','YDir','reverse',...
    'Xlim',get(Img,'XData'),'YLim',get(Img,'YData'));
```

```
[a,map]= imread('calcular.jpg');
```

```
[r,c,d] = size(a);
```

```
x= ceil (r/55);
```

```
y= ceil (c/115);
```

```
g=a(1:x:end,1:y:end,:);
```

```
g(g==1500)=1500*1500;
```

```
set(handles.pushbutton1,'CData',g);
```

```
[a,map]= imread('graficar.jpg');
```

```
[r,c,d] = size(a);
```

```
x= ceil (r/55);
```

```
y= ceil (c/115);
```

```
g=a(1:x:end,1:y:end,:);
```

```
g(g==1500)=1500*1500;
```

```
set(handles.pushbutton2,'CData',g);
```

```
% UIWAIT makes pérdidas wait for user response (see UIRESUME)
```

```
% uiwait(handles.figure1);
```

```
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
```

```
function varargout = pérdidas_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
```

```

% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

msgbox ({'Este Programa ha sido realizado por Gonzalo Martín Pérez para un uso
no lucrativo.', '', 'Pretende solventar los problemas de cálculo de pérdidas por
orientación e inclinación de una instalación fotovoltaica ubicada en el
hemisferio norte.', '', ' Se prohíbe la distribución y copia sin permiso del
creador de este software.'}, 'Calculo de Pérdidas')

```

```
function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
```

```

% hObject handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit1 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit1 as a double

```

```
NewStrVal = get( hObject, 'String');
```

```
NewVal = str2double(NewStrVal);
```

```
handles.edit1 = NewVal ;
```

```
guidata(hObject, handles);
```

```
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
```

```
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
```

```

% hObject handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.

```

```
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

```
function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit2 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit2 as a double
```

```
NewStrVal = get( hObject,'String');
NewVal = str2double(NewStrVal);
handles.edit2 = NewVal ;
guidata(hObject, handles);
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
```

```
function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

```

function edit3_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit3 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit3 as a double
NewStrVal = get( hObject,'String');
NewVal = str2double(NewStrVal);
handles.edit3 = NewVal ;
guidata(hObject, handles);
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit3_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
% --- Executes on button press in pushbutton1.
function text5_ButtonDownFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to text5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% --- Executes during object creation, after setting all properties.

```

% --- Executes during object creation, after setting all properties.

function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)

latitud = handles.edit1;

orientacion = handles.edit2;

inclinacion = handles.edit3;

if (latitud > 90 || latitud < 0)

 errorDlg('La latitud ha de estar comprendida entre 0 y 90º','Mensaje de error');

else

 if (orientacion > 180 || orientacion < -180)

 errorDlg('La orientación ha de estar comprendida entre -180º y 180º','Mensaje de error');

 else

 if (inclinacion > 90 || inclinacion < 0)

 errorDlg('La inclinación ha de estar comprendida ente 0º y 90º','Mensaje de error');

 else

 if (15 < latitud && latitud < 90)

 perdidas_inv = 100 * [(((1.2*10^-4))*((inclinacion - (latitud + 10))^2))+((3.5*10^-5)*(orientacion^2))];

 perdidas_verano = 100 * [(((1.2*10^-4))*((inclinacion - (latitud - 20))^2))+((3.5*10^-5)*(orientacion^2))];

 perdidas_otoprime = 100 * [(((1.2*10^-4))*((inclinacion - (latitud - 5))^2))+((3.5*10^-5)*(orientacion^2))];

 perdidas_anual = 100 * [(((1.2*10^-4))*((inclinacion - (latitud - 10))^2))+((3.5*10^-5)*(orientacion^2))];

 else

 perdidas_inv = 100 * [(1.2*10^-4)*((inclinacion - (latitud + 10))^2)];

 perdidas_verano = 100 * [(1.2*10^-4)*((inclinacion - (latitud - 20))^2)];

 perdidas_otoprime = 100 * [(1.2*10^-4)*((inclinacion - (latitud - 5))^2)];

 perdidas_anual = 100 * [(1.2*10^-4)*((inclinacion - (latitud - 10))^2)];

 end

```

    end

end

end

% Calculo de la inclinacion óptima
if ( 15 < latitud && latitud < 90)

    inclinacion_opt = sqrt(((3.5*10^-5)*(orientacion^2))/100 * 1.2*10^-4)+(latitud-10);

    inclinacion_opt_inv = latitud + 10;

    if (latitud >= 20)

        inclinacion_opt_ver = latitud - 20;

    else

        inclinacion_opt_ver =0;

    end

else

    if (latitud >= 10)

        inclinacion_opt = latitud - 10;

    else

        inclinacion_opt = 0;

    end

    inclinacion_opt_inv = latitud + 10;

    inclinacion_opt_ver = 0;

end

% Sentencias para que las pérdidas no muestren un valor superior al 100
% por 100

if ( perdidas_inv > 100)

    perdidas_inv = 100;

end

if ( perdidas_verano > 100)

```

```

    pérdidas_verano = 100;

end

if ( pérdidas_otoprima > 100)

    pérdidas_otoprima = 100;

end

if ( pérdidas_anual > 100)

    pérdidas_anual = 100;

end

set ( handles.text1,'string', pérdidas_inv);
set ( handles.text8,'string', pérdidas_verano);
set ( handles.text9,'string',pérdidas_otoprima);
set ( handles.text11,'string',pérdidas_anual);
set ( handles.text19,'string',inclinacion_opt);
set ( handles.text22,'string',inclinacion_opt_inv);
set ( handles.text23,'string',inclinacion_opt_ver);
% hObject   handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles   structure with handles and user data (see GUIDATA)
% --- Executes on button press in pushbutton2.

function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)

latitud = handles.edit1;

inclinacion = handles.edit3;

    if (15 < latitud < 90)

        orientacion= 0:1:180;

        pérdidas_anual2 = 100 * [(((1.2*10^-4))*((inclinacion - (latitud - 10))^2))+((3.5*10^-5)*(orientacion.^2))];

    else

```

```
perdidas_anual2 = 100 * [(1.2*10^-4)*((inclinacion - (latitud - 10))^2)];  
end  
plot(handles.axes2,orientacion,perdidas_anual2,'b'), axis([0, 100, 0, 100]);  
orientacion = handles.edit2;  
if (15 < latitud < 90)  
    inclinacion= 0:1:90;  
    perdidas_anual3 = 100 * [(((1.2*10^-4))*((inclinacion) - (latitud - 10)).^2))+((3.5*10^-  
5)*(orientacion^2))];  
else  
    inclinacion= 0:1:90;  
    perdidas_anual3 = 100 * [(1.2*10^-4)*(((inclinacion) - (latitud - 10))^2)];  
end  
plot(handles.axes3,inclinacion,perdidas_anual3,'b'),axis([0, 90, 0, 100]);  
% hObject handle to pushbutton2 (see GCBO)  
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB  
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

Anexo II. Cálculos del sistema fotovoltaico.

Anexo II. Cálculos del sistema fotovoltaico.

1. Radiación Incidente sobre los módulos.

Los datos necesarios para conocer la radiación incidente sobre los módulos se han obtenido de www.agrocabildo.org a partir de la información proporcionada de la estación meteorológica, ubicada en el municipio de Santiago del Teide, durante el periodo de 2013/2014.

Estación: HOYOSTH				Desde el 01/09/2013 hasta el 31/08/2014						
Fecha	T	TM	Tm	P	HR	HRM	HRm	Vo	VMax	Rad
sep-2013	17,7	22,6	13,8	0,2	69,0	87,7	45,7	2,8	4,7	5.822,7
oct-2013	16,4	21,3	12,3	20,2	67,5	89,6	42,2	2,9	4,7	5.190,9
nov-2013	13,7	17,6	10,4	69,5	72,1	88,4	50,4	3,3	5,8	3.524,5
dic-2013	11,9	15,7	8,6	179,9	73,2	91,1	46,7	3,3	6,3	2.984,7
ene-2014	10,7	14,3	7,8	71,2	71,0	90,3	48,3	4,6	7,7	3.694,5
feb-2014	10,4	14,5	6,6	94,7	72,4	90,6	43,2	4,9	8,1	4.728,5
mar-2014	10,5	14,4	7,1	23,7	73,2	94,7	43,2	4,9	8,0	5.870,4
abr-2014	13,5	18,4	9,2	45,7	65,9	87,4	43,0	2,7	5,1	6.386,0
may-2014	16,2	21,0	12,1	2,1	57,1	74,9	38,4	3,9	6,2	7.230,3
jun-2014	16,5	21,4	11,9	0,2	62,4	84,3	39,1	3,6	5,8	7.968,8
jul-2014	17,5	22,1	13,0	0,0	66,2	88,4	36,0	3,9	6,2	7.801,4
ago-2014	22,2	26,7	17,9	0,0	49,4	70,4	31,2	4,2	6,8	7.486,3
* Media	14,8 *	19,2 *	10,9 *	507,4 **	66,6 *	86,5 *	42,3 *	3,7 *	6,3 *	5.724,1 *
** Total										

Leyenda:
T: Temperatura media (°C)
TM: Temperatura máxima absoluta (°C)
Tm: Temperatura mínima absoluta (°C)
P: Precipitación (mm)
HR: Humedad relativa media (%)
HRM: Humedad relativa máxima absoluta (%)
HRm: Humedad relativa mínima absoluta (%)
Vo: Velocidad media del viento (m/s)
VMax: Velocidad y Dirección máxima media por cada 12 minutos (m/s ° sexagesimales)
Rad: Radiación Total (Wh/m² - día)
ND: Dato no disponible
ETo PM: Evapotranspiración calculada por el método FAO-56

Tabla 10. Radiación incidente en Santiago del Teide. Año 2013/2014

Debido a que la magnitud de medición de la radiación se ha realizado para un ángulo de 0° y un acimut de 0° (orientación sur) se han de corregir los datos para obtener la radiación incidente en los módulos fotovoltaicos que poseerán una inclinación de 90° y una orientación que difiere del sur geográfico en 10°.

También se ha de tener en cuenta que la magnitud viene dada en Wh/ m²- día.

Se puede calcular el valor medio mensual de la irradiación global diaria sobre una superficie inclinada, con fórmulas sencillas, partiendo de los valores medios mensuales de la irradiación global diaria horizontal [$G_a(0)$] de la tabla 10, utilizando como datos de partida la latitud de la localidad y la inclinación óptima (β_{opt}) de la superficie del generador.

La irradiación global mensual que se obtiene sobre la superficie con inclinación óptima y acimut cero es:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,44 * 10^{-4} * \beta_{opt} - 1,19 * 10^{-4} * \beta_{opt}^2}$$

$G_a(\beta_{opt})$: Valor medio mensual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima ($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$).

$G_a(0)$: Media mensual de la irradiación global horizontal ($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$).

β_{opt} : Inclinación óptima de la superficie ($^\circ$).

Siempre que sea posible se debe orientar la superficie del generador de forma óptima ($\alpha=0^\circ$ y β_{opt}). Sin embargo este requisito no siempre se puede cumplir. Pueden condicionar la orientación e inclinación de la superficie, la integración arquitectónica, la resistencia al viento, la acumulación de nieve, etc.

Para considerar estas pérdidas, debidas a la inclinación y orientación no óptimas, se aplica un coeficiente de reducción de la energía denominado factor de irradiación (FI).

Debido a que el programa que se ha realizado en este trabajo y explicado en el Anexo anterior ya realiza estos cálculos y nos proporciona de forma automática las pérdidas por orientación e inclinación, el factor de irradiación se puede hallar de la siguiente forma:

$$FI = 1 - \frac{\text{Pérdidas}(\%)}{100}$$

Por último, para conocer la radiación sobre una superficie inclinada y con una orientación que no son las óptimas se utilizará la siguiente expresión;

$$G_a(\beta, \alpha) = FI * G_a(\beta_{opt})$$

Aplicando las ecuaciones anteriores y los datos proporcionados por la tabla 10 podemos hallar la radiación sobre nuestros módulos fotovoltaicos.

El calculo de la radiacion incidente sobre los módulos se realizará para cada mes del año tomando como referencia la radiación incidente durante el año anterior y tomando tres inclinaciones óptimas, para verano, para invierno y para otoño y primavera, coincidiendo para estas dos últimas estaciones.

La inclinación óptima en invierno según el programa es de $38,14^\circ$ respecto a la superficie de la tierra, para verano de $8,14^\circ$ y para otoño y primavera de $23,14^\circ$.

A continuacion, en la tabla 11 se muestra la radiacion incidente sobre los módulos fotovoltaicos colocados a 90° y con un acimut de 10° Este respecto al sur.

La inclinación óptima esta dada en grados(°).

La irradiancia en $\text{Wh/m}^2 - \text{día}$.

Las pérdidas estan expresadas en porcentaje (%).

La irradiación óptima posee como unidades $\text{Wh/m}^2 - \text{día}$.

La irradiación mediamensual sobre los módulos esta expresada en $\text{Wh/m}^2 - \text{día}$.

MES	INCLINACIÓN ÓPTIMA (°)	RADIACIÓN HORIZONTAL ($\text{Wh/m}^2\text{-día}$)	PÉRDIDAS (%)	FI	RADIACIÓN INCLINACIÓN ÓPTIMA ($\text{Wh/m}^2\text{-día}$)	RADIACIÓN SOBRE MÓDULOS ($\text{Wh/m}^2\text{-día}$)
ENERO	38,14	3694,5	32,6235	0,673765	4561,33	3073,26
FEBRERO	38,14	4728,5	32,6235	0,673765	5837,93	3933,39
MARZO	23,14	5870,4	53,9931	0,460069	6339,48	2916,60
ABRIL	23,14	6386	53,9931	0,460069	6896,28	3172,77
MAYO	23,14	7230,3	53,9931	0,460069	7808,05	3592,24
JUNIO	8,14	7968,8	80,7627	0,192373	8061,50	1550,81
JULIO	8,14	7801,4	80,7627	0,192373	7892,15	1518,24
AGOSTO	8,14	7486,3	80,7627	0,192373	7573,39	1456,92
SEPTIEMBRE	8,14	5822,7	80,7627	0,192373	5890,43	1133,16
OCTUBRE	23,14	5190,9	53,9931	0,460069	5605,69	2579,00
NOVIEMBRE	23,14	3524,5	53,9931	0,460069	3806,13	1751,08
DICIEMBRE	38,14	2984,7	32,6235	0,673765	3684,99	2482,82

Tabla 11. Radiación incidente sobre los módulos con 90° de inclinación y orientados 10° sureste

Conocida la radiación que incidirá sobre los módulos se podrá calcular la energía producida una vez que se ha seleccionado el módulo fotovoltaico que se instalará y el número de módulos que poseerá la instalación.

2. Calculo del número de módulos a instalar.

La fachada en la que se instalaran los módulos tiene una longitud de 12 m y una altura de 3,5 m en esta fachada hay tres ventanas las cuales disminuirán la superficie para la instalación de los módulos (ver plano N°3).

Los módulos poseen una medida de 1,64 m x 0,99 m. Los módulos se instalarán en posición horizontal para poder aprovechar a instalarlo debajo de las ventanas, pues si la instalación fuera vertical la ventana se debería situar a una altura de 1,64 m, mientras que al colocarlos de forma horizontal la ventana poseerá una altura desde la parte inferior de 1,2 m. Ver plano N°3.

Para el cálculo de cuántos módulos se podrán instalar en la fachada se ha de dividir el largo de la fachada por el largo de cada módulo.

$$N^{\circ} \text{Módulos}_{\text{Horizontal}} = \frac{12}{1,64} = 7,3 \cong 7 \text{ Módulos}$$

En la franja hasta la altura de un metro se instalarán 7 módulos en posición horizontal.

Para conocer cuántos módulos verticales se podrán instalar se dividirá la altura de la vivienda por el ancho de cada módulo debido a que se colocarán en posición horizontal.

$$N^{\circ} \text{Módulos}_{\text{Vertical}} = \frac{3,5}{0,99} = 3,5 \cong 3 \text{ Módulos.}$$

Verticalmente se podrán instalar tres módulos, sin embargo debido a la posición de la ventana a la altura de 2 m y 3 m sobre el nivel del suelo se instalaran cuatro módulos horizontales. Por lo que la segunda franja constará de tres módulos y la tercera franja vertical constara de otros tres módulos.

La instalación estará compuesta, por tanto, por 15 módulos situados sobre la fachada con una orientación 10° sureste, además los módulos irán sujetos a la fachada con una inclinación de 90° por lo que cumplirán la función de integración arquitectónica.

3. Conexión de los módulos fotovoltaicos.

La conexión de los módulos se puede realizar en paralelo de modo que se mantiene la tensión de los módulos y se aumenta la intensidad conforme aumentan el número de módulos conectados, o se puede realizar en serie de modo que según aumenta la conexión de módulos fotovoltaicos aumenta la diferencia de potencial y producirán un nivel constante de corriente.

Para el cálculo de la tensión de máxima potencia que ofrece el generador fotovoltaico ($V_{MPtotal}$), ésta se obtiene multiplicando el valor de la tensión de máxima potencia (V_{MP}) de cada panel por el número de paneles conexiados en serie (N_{serie}) en cada ramal del generador:

$$V_{MPtotal} = V_{MP} * N_{serie}$$

Por otro lado, para el cálculo de la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia ($I_{MPtotal}$), ésta vendrá dada al multiplicar la intensidad de corriente máxima (I_{MP}) en el punto de máxima potencia o potencia pico del módulo instalado por el número de paneles colocados en paralelo ($N_{paralelo}$) o ramales, es decir:

$$I_{MPtotal} = I_{MP} * N_{paralelo}$$

En la tabla 12 se indica el nivel del voltaje del módulo fotovoltaico en función de las necesidades de consumo de potencia que se demande. Esta tabla hace referencia en caso de una instalación aislada de la red, teniendo en cuenta la energía demandada por la edificación para autoconsumo se ha de fijar la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico. Debido a que la instalación que se está diseñando será conectada a la red el nivel de tensión que ha de poseer el sistema vendrá determinado por el inversor seleccionado.

Potencia demandada (en W)	Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico (en V)
< de 1500 W	12V
Entre 1500 W y 5000 W	24V ó 48V
> 5000 W	120V ó 300V

Tabla 12. Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico en función de la potencia demandada. Fuente: *Instalación solar fotovoltaica para vivienda, Tutorial N°192.*

Para establecer la conexión entre módulos, si se realizará en serie o en paralelo, se ha de tener en cuenta que el módulo seleccionado, SCL-250P, del fabricante SCL, tiene una tensión en el punto de máxima potencia (V_{MP}) de 31,02V. El número de paneles necesarios que habrá que colocar en serie para alcanzar la tensión de trabajo del sistema ha de superar el voltaje mínimo de funcionamiento del inversor, es por ello que a continuación se ha de conocer las características del inversor elegido.

Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada desde los módulos fotovoltaicos, la potencia máxima que puede proporcionar y su eficiencia o rendimiento de potencia. Este último se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega para su uso (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del sistema de baterías o de los generadores fotovoltaicos (potencia de entrada).

En este caso se ha elegido en inversor SolarMax 6000S, el cual posee un voltaje mínimo de funcionamiento de 240 V_{DC} y una tensión máxima de 600 V_{DC} . De modo que seleccionaré un modo de conexión que supere los 240V y sea inferior a 600V. (Ver hoja de datos, Anexo VIII).

$$N_{serie} = \frac{V_{mín_inv}}{V_{MP}}$$

$$N_{serie} = \frac{240 \text{ V}}{31,02 \text{ V}} = 7,74 \rightarrow 8 \text{ Módulo mínimo en serie}$$

Se realizará la conexión de los 15 módulos en serie y se comprobará que no supera la tensión máxima de $600 V_{DC}$. Cuando se posee la máxima tensión, es decir con el voltaje de circuito abierto.

$$V_{DCmax} = 36,99 * 15 = 554,85 < 600 V_{DC}$$

El número de módulos conectados en paralelo vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$N_{paralelo} = \frac{N_{Módulos\ total}}{N_{serie}}$$

$$N_{paralelo} = \frac{15}{15} = 1 \text{ Módulos en paralelo}$$

Señalar que la otra posible conexión que supera el voltaje mínimo de nuestro inversor (dos líneas en paralelo, cada una con 8 paneles en serie) exigiría colocar 16 paneles, lo cual es imposible dada la superficie disponible.

Una vez conocida la distribución de los módulos se calculará la intensidad que ha de soportar el inversor, en este caso el inversor posee una corriente máxima en continua de 22 A.

$$I_{MPtotal} = 8,06 * 1 = 8,06 A < 22 A$$

En cuanto a la potencia nominal que debe tener el inversor se ha de calcular por la potencia máxima que es capaz de producir los módulos fotovoltaicos en condiciones óptimas, además se sobredimensionará en un 15%, este sobredimensionamiento se ha realizado considerando la posibilidad de que en un futuro se quisiera tapar alguna ventana y colocar más módulos, con un máximo de 17 módulos totales en la fachada. Se ha realizado este sobredimensionado para no cambiar el inversor en caso de añadir más módulos en un futuro.

$$P_{inversor} = 1,15 * V_{MPtotal} * I_{MPtotal}$$

$$P_{inversor} = 1,15 * 465,3 * 8,06 = 4312,86 VA$$

La potencia del inversor que se ha seleccionado es de 5000W la cual es adecuada a la potencia generada por el sistema fotovoltaico de modo que el inversor cumple con los requisitos de diseño.

4. Pérdidas por temperatura en el módulo fotovoltaico.

En este apartado, se calcularán las pérdidas producidas por los módulos fotovoltaicos debido a operar a una temperatura superior a 25°C.

El incremento de temperatura de una célula fotovoltaica respecto a la temperatura ambiente podemos calcularlo con:

$$T^a_{\text{celula}} = T^a_{\text{amb}} + I \frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800}$$

Donde I es la irradiancia en W/m^2 .

Para obtener la irradiancia se dividirá la radiación entre las horas de sol, en este caso en julio. Se tomarán los datos de dos fuentes diferentes, la radiación se elegirá de la fuente agrocabildo, y las horas de sol de la fuente editorial.dca.ulpgc.

7. Pto. Santiago

- Duración media anual de la insolación: **2950 horas**
- Radiación solar global media diaria:
 - Enero: **3.7 kWh/m²** Horas de Sol: **205. (6.61/dia)**
 - Julio: **6.6 kWh/m²** Horas de Sol: **295. (9.52/dia)**

Figura 19. Radiación y horas de sol en Puerto Santiago.

$$I = \frac{G}{\text{Horas de sol}} = \frac{7968,8}{9,52} = 837,05 \text{ W/m}^2$$

Con estos datos podremos calcular la irradiancia y, a partir de ella, se procederá al cálculo de la temperatura de la célula fotovoltaica.

$$T^a_{\text{celula}} = 19,2 + 837,05 \frac{47 - 20}{800} = 47,45^\circ \text{C}$$

Una vez que se conoce la temperatura a la que estará sometida el módulo fotovoltaico se ha de buscar en la hoja de datos proporcionada por el fabricante el porcentaje de pérdidas que se producirá por trabajar a una temperatura diferente. La hoja de datos se puede consultar en el Anexo VIII.

El coeficiente por temperatura de la potencia máxima es de $-0.45\% / ^\circ\text{C}$.

$$P_{T^a} = 0.45 * (T^a_{\text{celula}} - 25^\circ\text{C})$$

$$P_{T^a} = 0.45 * (47,45 - 25^\circ\text{C}) = 10,1 \%$$

Las pérdidas por temperatura para el mes de junio, el mes que existirá mayor pérdidas por temperatura, serán del 10,1 %. Estas pérdidas vienen reflejadas en porcentaje debido a que en la formula se ha introducido el dato obtenido de la hoja de datos en porcentaje.

Más adelante se utilizará este dato de pérdidas para calcular el rendimiento de la instalación fotovoltaica.

5. Energía producida en condiciones ideales.

En este apartado se ha calculado la energía que producen los módulos en condiciones ideales, es decir, sin tener en cuenta la energía absorbida por los conductores, considerando que los módulos fotovoltaicos y el inversor poseen un rendimiento del 100% y que no existen pérdidas por sombra debido a edificaciones colindantes.

Se ha de hacer una diferenciación entre la energía producida por los módulos y la energía inyectada a la red.

Los módulos producirán más energía de la que se inyectará a la red debido a que durante el recorrido de la energía eléctrica a través del sistema fotovoltaico se irán produciendo pérdidas, entre estas pérdidas cabe destacar las pérdidas que se producen en el inversor y las pérdidas que producen el cableado.

Para el cálculo de la energía producida por los módulos fotovoltaicos se utilizará la siguiente ecuación.

$$\text{Energía producida} = N^{\circ} \text{ de módulos} \times \text{HSP} \times \text{Potencia pico del módulo} \times \text{FS} \times \text{PR}$$

Donde;

N_T es el número de módulos fotovoltaicos.

P_w es la potencia pico de cada generador.

HSP son las horas de sol pico que inciden sobre los módulos. Como se ha visto en la memoria será la radiación incidente dividida de 1000 W/m^2 .

PR es el performance ratio, rendimiento de la instalación.

FS es el factor de sombra.

Puesto que se considera la instalación con condiciones ideales no existen pérdidas por sombra ($\text{FS}=1$) y se considera que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos y del inversor es ideal del 100% ($\text{PR}=1$). En el siguiente apartado, para calcular la energía real vertida a la red, se considerarán e incluirán las pérdidas por sombra y debidas a un rendimiento no ideal de los módulos y del inversor, así como las pérdidas producidas por el cableado.

MES	RADIACIÓN SOBRE MÓDULOS (W/m ² -DÍA)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (WH-DÍA)
ENERO	3073,26	3,0733	11524,74
FEBRERO	3933,39	3,9334	14750,23
MARZO	2916,60	2,9166	10937,25
ABRIL	3172,77	3,1728	11897,87
MAYO	3592,24	3,5922	13470,90
JUNIO	1550,81	1,5508	5815,56
JULIO	1518,24	1,5182	5693,39
AGOSTO	1456,92	1,4569	5463,43
SEPTIEMBRE	1133,16	1,1332	4249,35
OCTUBRE	2579,00	2,5790	9671,26
NOVIEMBRE	1751,08	1,7511	6566,56
DICIEMBRE	2482,82	2,4828	9310,57

Tabla 13. Energía producida en condiciones ideales para una inclinación de los módulos de 90° y una orientación 10° sureste.

Para el mes más desfavorable (Septiembre) se producirá una energía en condiciones ideales para la ubicación de la vivienda y disposición de los módulos utilizada en el ejemplo práctico de;

$$\text{Energía ideal captada diaria} = 15 * 1,1332 * 250 = 4249,35 \text{ Wh/día}$$

Para el mes más favorable (Febrero) se producirá una energía en condiciones ideales para la ubicación de la vivienda y disposición de los módulos utilizada en el ejemplo práctico de;

$$\text{Energía ideal captada diaria} = 15 * 3,9334 * 250 = 14750,23 \text{ Wh/día}$$

Los cálculos que se han realizado anteriormente son una ayuda para comparar la diferencia de producción de energía en el meses más favorables para la instalación y en el mes menos favorable produciéndose una variación entre ambos meses de 10,5 kWh/día.

6. Energía inyectada a la red.

Para el cálculo de la energía inyectada a la red se ha de tener en cuenta las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas por sombra y el rendimiento de la instalación eléctrica y corregir con estas pérdidas la energía que produciría nuestra instalación en condiciones ideales, donde no se ha considerado el rendimiento de la instalación y se ha supuesto que no existirían pérdidas por sombra.

El rendimiento de la instalación eléctrica se ha calculado en el Anexo III. Una vez calculado, se ha obtenido que el rendimiento de la instalación es del 86%. El cálculo de pérdidas por sombra se ha realizado en el apartado 7 de este Anexo aportando la información de que en la instalación con

integración arquitectónica que se ha realizado en el ejemplo práctico no existirán pérdidas debidas a la sombra de edificaciones colindantes.

Una vez que se han calculado todas las pérdidas que afectan a la instalación fotovoltaica y se ha calculado la radiación incidente sobre los módulos, el siguiente paso consiste en calcular la energía inyectada a la red.

La siguiente ecuación se utilizará para hallar la energía inyectada a la red eléctrica:

$$E_{AC} = N_T * P_w * HSP * PR * FS$$

Donde.

N_T es el número de módulos fotovoltaicos. En este ejemplo serán 15 módulos.

P_w es la potencia pico de cada generador. Según hoja de datos 250 W, ver Anexo VIII.

HSP son las horas de sol pico que inciden sobre los módulos.

PR es el performance ratio, rendimiento de la instalación. PR = 0,86. Ver Anexo III, apartado 5.3.

FS es el factor de sombra. FS = 1. Ver apartado 7 de este Anexo.

MES	RADIACIÓN SOBRE MÓDULOS (W/m ² -DÍA)	HSP	ENERGÍA PRODUCIDA (Wh/DÍA)	DÍAS AL MES	ENERGÍA TOTAL (kWh)
ENERO	3073,26	3,0733	9911,28	31	307,2495
FEBRERO	3933,39	3,9334	12685,20	29	367,8708
MARZO	2916,60	2,9166	9406,03	31	291,5870
ABRIL	3172,77	3,1728	10232,17	30	306,9651
MAYO	3592,24	3,5922	11584,98	31	359,1343
JUNIO	1550,81	1,5508	5001,38	30	150,0413
JULIO	1518,24	1,5182	4896,31	31	151,7857
AGOSTO	1456,92	1,4569	4698,55	31	145,6551
SEPTIEMBRE	1133,16	1,1332	3654,44	30	109,6333
OCTUBRE	2579,00	2,5790	8317,28	31	257,8358
NOVIEMBRE	1751,08	1,7511	5647,24	30	169,4172
DICIEMBRE	2482,82	2,4828	8007,09	31	248,2197
TOTAL ENERGÍA ANUAL					2865,3948

Tabla 14. Energía inyectada a la red por el sistema fotovoltaico del ejemplo práctico en el periodo de un año

En la tabla 14 se observa la energía total producida cada mes, la radiación diaria media de cada mes se ha multiplicado por los días que tiene el mes para así poseer una aproximación de la energía mensual que produce la instalación.

Al sumar la energía producida cada mes se obtiene un total de 2865,39 kWh anualmente.

7. Pérdidas por sombra.

En este apartado se calcularán las pérdidas debidas a la sombra en la instalación, para ello se ha de tener en cuenta que la orientación de los módulos es de 10° hacia el Este respecto al sur.

Existen tablas en Excel fácilmente accesibles desde internet diseñadas para el cálculo de sombras de una instalación solar fotovoltaica, sin embargo, debido a que la ubicación de la instalación es en Canarias el diagrama de trayectorias de sol mostrado en la figura 20 se ha de desplazar 12° en sentido ascendente. Se ha realizado el cálculo de pérdidas por sombra siguiendo paso a paso el procedimiento que se describe en el código técnico de edificación.

Las pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

7.1. Descripción del método.

7.1.1. Obtención del perfil de obstáculos.

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

Representación del perfil de obstáculos.

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

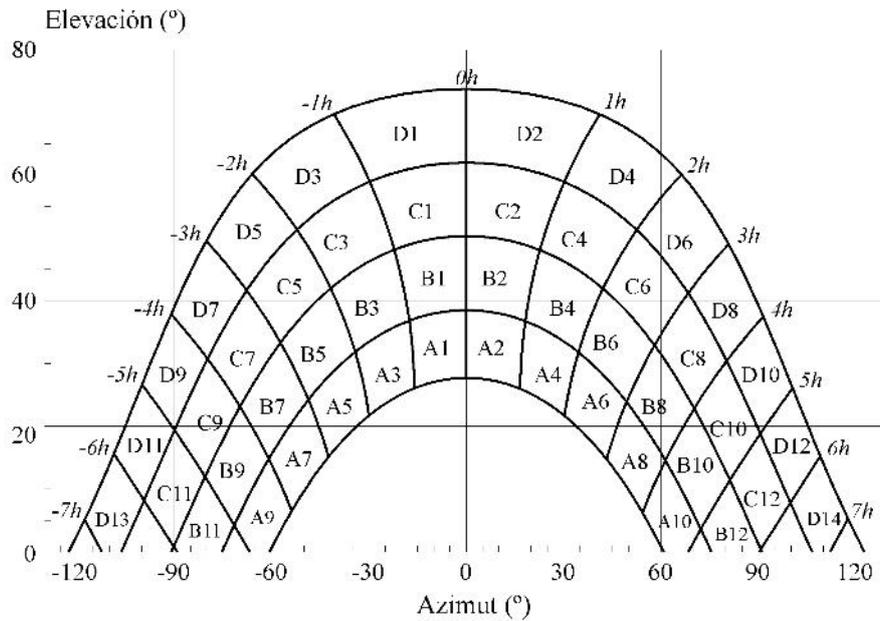


Figura 20. CTE, apartado 3.6.2. Diagrama de trayectorias del sol.

7.1.2. Selección de la tabla de referencia para los cálculos.

Cada una de las porciones de la Figura 20 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

7.1.3. Cálculo final.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

7.2. Aplicación del método de cálculo al ejemplo práctico.

La instalación cuenta con un edificio a 23 m de distancia con una altura de 8 m uno de sus laterales posee un acimut de 24° y el otro lateral un acimut de -64°. Se han de dibujar dichos puntos sobre el grafico de pérdidas solares (ver plano N°5 para más detalles).

$$\text{Ángulo de elevación}(\text{°}) = \text{arctg} [(H1 - H)/D]$$

Se ha de calcular el ángulo de elevación para tres puntos, para un acimut de 26°, para 0° y para -64°.

Para 26° la distancia del edificio es de 25,2 m.

$$\text{Ángulo de elevación}_1(\text{°}) = \text{arctg} \left(\frac{8 - 3,5}{25,2} \right) = 10,12^\circ$$

Para un acimut de 0° la distancia es de 23 m.

$$\text{Ángulo de elevación}_2(\text{°}) = \text{arctg} \left(\frac{8 - 3,5}{23} \right) = 11^\circ$$

Para un acimut de -64° la distancia es de 55,6 m.

$$\text{Ángulo de elevación}_3(\text{°}) = \text{arctg} \left(\frac{8 - 3,5}{55,6} \right) = 4,6^\circ$$

Debido a que la instalación se realiza en Canarias se ha de desplazar la gráfica 12° en posición ascendente o lo que es lo mismo se le ha de restar 12° al ángulo de elevación. Si se resta 12° a los ángulos de elevación calculados anteriormente se observa que tomarán un valor inferior a cero, por lo que al representarlo en la gráfica no abarcara ninguna zona de pérdidas como se aprecia en la figura 21.

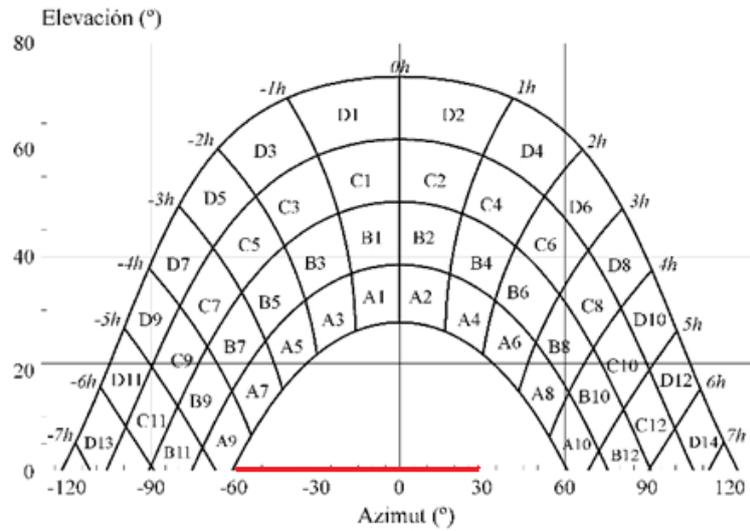


Figura 21. Representación de sombras por edificaciones colindantes.

El factor de sombra es el factor que se ha considerado para calcular la energía producida por el sistema, este factor se ha de insertar en la ecuación en tanto por uno. Debido a que no existen pérdidas por sombra en la instalación el factor de sombra será igual a uno.

Anexo III. Cálculos eléctricos.

Anexo III. Cálculos eléctricos.

1. Cableado.

Para el cálculo de las secciones de los cables conductores y de las protecciones se distinguirá entre la parte de la instalación que funciona en continua y la parte de la instalación que funciona en corriente alterna.

Cada uno de los tramos que componen la instalación poseerá una sección diferente de los conductores debido a que la intensidad de corriente que circula por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

- **Instalación en corriente continua:**

El circuito de corriente continua se va a componer de dos conductores activos (positivo y negativo) con cable de cobre, aislamiento 0,6/1 kV y cubierta de XLPE.

Para el cálculo de la sección de cable (S) en el circuito de corriente continua, y que comprende la conexión de los módulos fotovoltaicos hasta la entrada en el inversor, se empleará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta V * \rho}$$

Donde,

S es la sección del cable conductor, en mm².

L es la longitud del cable conductor de ese circuito, en m.

I es la intensidad de corriente máxima que circula por el conductor, en A.

ΔV es la caída de tensión máxima permitida en los conductores, que según se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá ser en los conductores de continua como máximo del 1,5%.

ρ es la conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 20°C es de 56 m/Ω·mm². Para otras temperaturas se adjunta la siguiente tabla:

Material	C ₂₀	C ₄₀	C ₇₀	C ₉₀
Cobre	56	52	48	44
Aluminio	35	32	30	28
Temperatura	20 °C	40 °C	70 °C	90 °C

Tabla 15. conductividad del cobre y aluminio para diferentes T^a.

Este circuito comprende la conexión desde el módulo más alejado al inversor pasando por cada uno de los módulos fotovoltaicos para conectarlos en serie, hasta la entrada al inversor.

Los valores de los distintos parámetros que se emplearán para el cálculo de la sección mínima de cable conductor, serán los siguientes:

L = 28 m, es la longitud que recorre el cable desde la salida del generador fotovoltaico hasta el inversor.

I = I_{SC} = 8,62 A, se corresponde con la intensidad máxima que puede circular por el circuito, y que coincide con la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) del módulo seleccionado SCL-250P, de valor I_{SC} = 8,62 A.

ΔV que se corresponde con la caída de tensión máxima permitida en los conductores, que según se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá ser como máximo del 1,5% en los conductores de continua. Como el módulo que se va a instalar es el SCL-250P, posee una tensión de servicio de valor VMP = 31,02 V, la caída de tensión máxima del 1,5% será igual a ΔV = 0,015·31,02·15 = 6,98 V.

ρ = 47 m/Ω·mm², que es la conductividad del cobre, para una temperatura del cable en servicio de 70 °C.

Estos valores sustituidos en la expresión anterior resulta una sección mínima del conductor de:

$$S = \frac{2 * 28 * 8,62}{6,98 * 47} = 1,47 \text{ mm}^2$$

	Diagrama	Descripción	3x		2x		3x		2x		3x		2x	
			PVC	PVC	PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o EPR	XLPE o EPR	XLPE o EPR	PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o EPR
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes												
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra					3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a $0.3D$						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a $0.3D$							3x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados mínimo D									3x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-	
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-	
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-	
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-	
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	94	105	-	-	
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-	-
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-	-
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-	-
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	-	-
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	-	-
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	-	-
150				236	250	278	310	338	363	404	525	-	-	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-	-	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-	-	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	-	

Tabla 16. ITC-BT-19. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

La sección normalizada superior a la calculada es de 1,5 mm², según se indica en la tabla 16.

Una vez realizado el cálculo de la sección teniendo en cuenta el criterio de caída de tensión se ha de comprobar si el conductor seleccionado soporta la intensidad por el criterio térmico, en este caso el cableado será multiconductor en tubo de empotrados en paredes aislantes, fila A2. Por lo que la intensidad admisible será de 15 A.

Se ha de aplicar un factor de corrección por temperatura considerando que la temperatura de servicio será de 70°C, dicho valor de corrección será de 0,71.

El valor de la intensidad que circulará por el cableado será la corriente máxima de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos, en este caso al estar conectados en serie el valor será la corriente característica del módulo de un valor de 8,62 A.

$$I_{adm} = 0,71 * 15 = 10,65 \text{ A} > 8,62 \text{ A}$$

El valor mínimo de sección a utilizar en esta sección del cableado será por tanto de 1,5 mm². Sin embargo, para que las protecciones actúen de forma eficaz se seleccionará conductor de cobre con

aislamiento XLPE multiconductor con una sección de 2,5 mm² instalado en tubo empotrado en paredes aislantes (Ver apartado 2 de este Anexo, protecciones de la instalación de continua).

- **Instalación en corriente alterna:**

A partir de la salida del inversor será una instalación monofásica. Se va a componer de dos conductores (fase y neutro), además del conductor de protección, se realizará con cable de cobre, con una tensión nominal de 0,6/1 kV y aislante XLPE.

Para el cálculo de la sección (S) de los conductores activos en los tramos de corriente alterna monofásica, se empleará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * P}{\Delta V * \rho * V}$$

Los valores que definen el tramo de línea desde la salida del inversor hasta el cuadro de protecciones, son los siguientes:

P coincide con la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor que se ha seleccionado a su salida, y que vale P = 5000 W.

L es la longitud del cable que va desde el inversor hasta el cuadro de protecciones, y que en este caso es de 1 m.

V es tensión nominal de salida del inversor, en este caso V = 230 V.

ΔV es la caída de tensión máxima permitida en los conductores, que según se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá ser en los conductores de alterna como máximo del 2%, por tanto $\Delta V = 0,02 \cdot 230 = 4,6$ V.

$\rho = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ que es la conductividad del cobre, para una temperatura del cable en servicio de 70°C.

$$s = \frac{2 * 1 * 5000}{4,6 * 47 * 230} = 0,2 \text{ mm}^2$$

A continuación se ha de realizar el criterio térmico para conocer la intensidad que circulará por la línea.

$$I = \frac{P}{V * \cos \varphi}$$

Donde,

P es la potencia máxima a transportar por el cable y consumida por la vivienda. Coincide, como se ha visto, con la potencia en alterna máxima que puede entregar el inversor seleccionado a su salida, que vale $P = 5000 \text{ W}$.

V es la tensión de línea de la red interior de la vivienda, que coincidirá con la tensión nominal de salida del inversor, en este caso $V=230 \text{ V}$.

$\cos\phi$ es el factor de potencia, que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, para las instalaciones solares fotovoltaicas deberá ser igual a la unidad (1).

Por lo tanto, la máxima intensidad (I) que circulará por el tramo será de:

$$I = \frac{5000}{230 * 1} = 21,74 \text{ A}$$

Se ha de buscar en la Tabla 16 en la fila A2 para un cable multiconductor bajo tubo empotrado en paredes aislantes con un aislamiento XLPE.

La sección de 4 mm^2 soporta una intensidad de 27 A, sin embargo se ha de aplicar el factor de corrección para una temperatura de servicio de 70°C , dicho factor de corrección será de 0,71.

$$I_{\text{adm}} = 0,71 * 27 = 19,17 < 21,74 \text{ A}$$

Debido a que la sección de 4 mm^2 no cumple con el criterio térmico una vez aplicado el factor de corrección se ha de buscar la siguiente sección normalizada que es de 6 mm^2 y soporta una intensidad admisible de 36 A, aplicando el factor de corrección será;

$$I_{\text{adm}} = 0,71 * 36 = 25,56 \text{ A} > 21,74 \text{ A}$$

Se utilizará un conductor multipolar con aislamiento XLPE con una sección de 6 mm^2 , instalado bajo tubo en paredes aislantes.

2. Protecciones.

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre circuito de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada circuito dependiendo la naturaleza continua o alterna del circuito y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_C \leq I_N \leq I_A$$

$$I_F \leq 1,45 * I_A$$

Dónde:

I_C es la corriente de empleo o de utilización.

I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.

I_A es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.

I_F es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección.

(Fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

- **Instalación de corriente continua.**

Este circuito estará protegido contra sobrecargas mediante fusibles, en la rama de conexión de los 15 módulos del generador fotovoltaico, que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Tendremos además un interruptor de corriente continua que se instalará en este tramo de la instalación, y que tendrá la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

- **Fusibles.**

Esta rama poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de $1,5 \text{ mm}^2$, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_C = 8,62 \text{ A}$$

$$I_A = 10,65 \text{ A}$$

$$I_C \leq I_N \leq I_A$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_C \leq I_N \leq I_A$$

Valores normalizados de la intensidad nominal de los fusibles.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 17. Valores normalizados de los fusibles de protección.

$$8,62 \leq I_N \leq 10,65 \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión de los fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_F \leq 1,45 * I_A$.

En la tabla 18 se muestra los valores de la corriente convencional de fusión ateniendo a la intensidad nominal del fusible.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	k Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 18. Intensidad convencional de fusión permitida.

Si el dispositivo de protección es un fusible de tipo gG $I_F = 1,9 I_N$, por tanto en este caso debe verificarse la segunda condición.

$$I_F = 1,9 * 10 = 19 \text{ A}$$

$$I_F \leq 1,45 * 10,65 = 15,44 \text{ A}$$

Debido a que no se cumple la segunda ecuación para que la protección sea efectiva se ha de seleccionar un cable con la sección mayor, la sección normalizada posterior a $1,5 \text{ mm}^2$ es de $2,5 \text{ mm}^2$ y poseerá una intensidad máxima admisible de 21 A. Se utilizará un conductor de cobre con aislamiento XLPE multiconductor instalado en tubo empotrado en paredes aislante.

Se ha de aplicar un factor de corrección por temperatura considerando que la temperatura de servicio será de 70°C , dicho valor de corrección será de 0,71.

$$I_{\text{adm}} = 0,71 * 21 = 14,91 \text{ A}$$

Por último comprobamos que se cumplen las condiciones de protección.

$$8,62 \leq I_N \leq 14,91 \rightarrow I_N = 10\text{A}$$

$$I_F = 1,9 * 10 = 19\text{A}$$

$$I_F \leq 1,45 * 14,91 = 21,65 \text{ A} \rightarrow 19\text{A} \leq 21,65\text{A}$$

Para este circuito se utilizará un cable de cobre multiconductor con aislamiento XLPE instalado bajo tubo en paredes aislantes con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ y estarán protegidos contra sobrecargas en cada fase por un fusible de 10 A de intensidad nominal.

- Interruptor-Seccionador.

Para la elección del interruptor-seccionador se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto.

$$I_{\text{SC}} = 8,62 \text{ A}$$

$$V_{\text{OC}} = 36,99 \text{ V}$$

$$V_{\text{OC-total}} = 36,99 \text{ V} * 15 = 554,85 \text{ V}$$

Se utilizará un interruptor- seccionador de la compañía Telegon modelo S5-08004PC0 de 2 polos con un poder de corte de 630 A y una tensión de aislamiento de 1500V.



Figura 22. Esquema de conexión del Interruptor-seccionador S5-08004PC0.

- **Instalación en alterna.**

Las protecciones de alterna estará ubicada aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, además se debe tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso Endesa.

Las condiciones que ha de cumplir el sistema de protección serán las siguientes.

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente.

$$I_C \leq I_N \leq I_A$$

$$I_C = 21,74 \text{ A}$$

$$I_A = 25,56 \text{ A}$$

Los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_F \leq 1,45 * I_A$ ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos

siempre es $I_F = 1,45 * I_A$, por tanto únicamente se utilizará la condición $I_C \leq I_N \leq I_A$ para dimensionar el magnetotérmico adecuado.

$$21,74 \leq I_N \leq 25,56 \rightarrow I_N = 25 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 25 A en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma defina la compañía distribuidora, para este caso, los requisitos de conexión de Endesa señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 15 kA, por tanto este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

Se ha elegido el interruptor automático magnetotérmico iC60N - 2P - 25A - curva D- A9F75225 de la compañía Schneider electric.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

Se ha elegido el interruptor diferencial de la marca Schneider electric modelo A9R81225 con una intensidad nominal de 25 A, una sensibilidad de 30 mA y bipolar.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. En este caso se utilizará el interruptor-seccionador que se ha instalado en el circuito de continua.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 U_n y 0,85 U_n). En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

El dispositivo para controlar la máxima y mínima frecuencia con los umbrales de desconexión mencionados en la norma está integrado en el inversor que se ha seleccionado previamente (ver especificaciones en el Anexo VIII).

3. Sistema de Puesta a Tierra.

Para la protección y seguridad de la instalación, habrá que instalar un cable adicional, además de los cables activos (positivo y negativo), que será el cable de protección y que servirá para conectar todas las masas metálicas de la instalación con el sistema de tierra, con el objetivo de evitar que aparezcan tensiones peligrosas, y al mismo tiempo permita descargar a tierra las corrientes de defectos o las debidas por las descargas de origen atmosférico.

El cable de protección será del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso de cobre, e irán alojados en el mismo conducto que los conductores activos. La sección que debe tener en cada tramo el conductor de protección viene dada por la tabla 19.

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

Tabla 19. Sección de los conductores de protección en función de los conductores de fase de una instalación eléctrica.

La sección del conductor de protección para el tramo de corriente continua que conecta los 15 módulos entre sí y llega hasta el inversor ha de tener una sección igual a la de los conductores de fase, es decir, su sección será de 2,5 mm².

Para el circuito de corriente alterna el conductor de protección ha de ser de una sección de 6 mm².

El esquema de puesta a tierra será un esquema tipo TT, en el cual el neutro y las masas estarán conectadas a tierra independientemente.

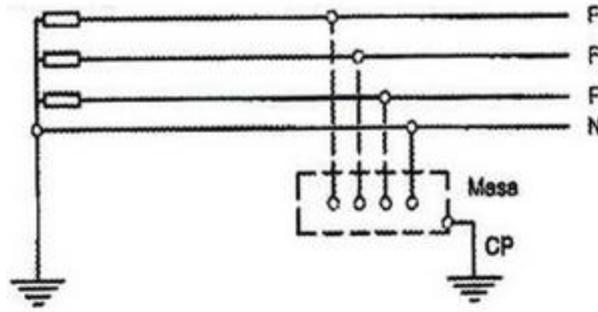


Figura 23. Esquema de conexión de la puesta a tierra de la instalación de corriente continua del ejemplo práctico.

Existirán dos circuitos de puesta a tierra diferentes, uno para la parte de continua y otro circuito de conexión a tierra para el circuito de alterna. Cada uno con sus respectivas picas de puesta a tierra.

Consideramos que no es adecuado incluir en este estudio el coste de la instalación de puesta a tierra del circuito de alterna, puesto que al tratarse de una instalación con integración arquitectónica, dicho gasto iría incluido en el presupuesto general de edificio y sería el mismo con o sin instalación FV.

4. Equipo de medida.

La vivienda contará con un cuadro general de protección y medida el cual estará destinado para albergar el inversor, las protecciones para la inyección de energía a la red y el contador bidireccional de energía.

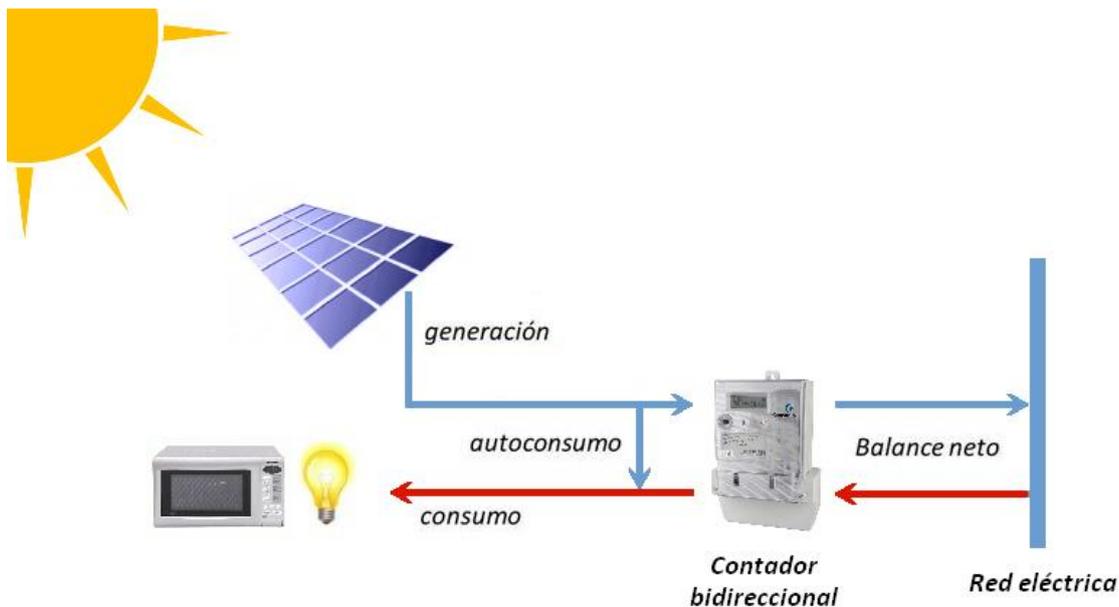


Figura 24. Contador bidireccional.

El sistema que se ha descrito anteriormente requiere dos cuadros generales de protección. Uno que contendrá las protecciones del circuito de alterna y otro cuadro destinado para los fusibles y el interruptor-seccionador del circuito de continua.

Se ha seleccionado el contador trifásico bidireccional modelo DSZ12DZ-3x65A de la compañía Eltako, se ha elegido este modelo debido a que cumple con la normativa exigida por la empresa distribuidora.

5. Rendimiento del sistema fotovoltaico.

5.1. Pérdidas debidas al cableado.

Las pérdidas eléctricas son las pérdidas por efecto Joule, las cuales se calcularán atendiendo a la siguiente ecuación.

$$P = I^2 * R$$

$$R = \rho * \frac{L}{S}$$

$$\rho = \rho_0 * (1 + \alpha \Delta T)$$

Dónde:

I es la intensidad que circula por el cable.

R es la resistencia del cable.

ρ_0 es la resistividad del cobre a 20°C, $1,7 * 10^{-8} \Omega m$

L es la longitud del cable.

S es la sección del cable.

α es el coeficiente de temperatura, siendo para el cobre de 0,00393 1/°K.

ΔT incremento de temperatura respecto a 20°C, en este caso será 50°C debido a que se considera que los cables trabajaran a una temperatura de 70°C

$$\rho = 1,7 * 10^{-8} * (1 + 0,00393 * 50) = 2,034^{-8} \Omega m$$

- **Circuito de continua.**

El circuito de continua posee una longitud de 28 m y una sección de 2,5 mm², debido a que el circuito consta de dos cables una fase positiva y otra negativa la longitud donde existirán pérdidas es el doble de la longitud del circuito.

$$R = 2,034^{-8} * \frac{2 * 28}{2,5} = 4,56 * 10^{-7} \Omega$$

La intensidad que circulara por el circuito será de 8,62^a.

$$P_{DC} = 8,62^2 * 4,56^{-7} = 3.388 * 10^{-5} \text{ W}$$

- **Circuito de alterna.**

El circuito de alterna posee una longitud de 1 m y una sección de 6 mm² por el cual circulará una intensidad máxima de 21,74 A.

$$R = 2,034^{-8} * \frac{2 * 1}{2,5} = 1,63 * 10^{-8} \Omega$$

$$P_{AC} = 21,74^2 * 1,63^{-8} = 7,7 * 10^{-6} \text{ W}$$

Las pérdidas totales por el cableado será la suma de las pérdidas en continua y en alterna.

$$P_{ELEC} = P_{DC} + P_{AC} = 4,158 * 10^{-5} \text{ W}$$

Conocidas las pérdidas eléctricas en vatios se calculará el porcentaje de dichas pérdidas respecto al sistema global de 4312,86 VA producidos por los módulos fotovoltaicos.

$$P_{ELEC} = \frac{4,158^{-5}}{4312,86} * 100 = 9,64 * 10^{-7} \%$$

5.2. Pérdidas producidas por el inversor.

Las pérdidas del inversor serán halladas a través de la hoja de datos del inversor, el inversor Solarmax 600S posee un rendimiento del 96,2% por lo que las pérdidas de éste serán del 3,8%.

5.3. Rendimiento del sistema.

A continuación se introduce el concepto performance ratio (PR) el cual se define como las pérdidas de energía desde la generación hasta la inyección en la red eléctrica en las cuales no influyen parámetros externos al circuito así como ubicación, orientación o inclinación. Simplemente se basa el conocer el rendimiento del circuito entendiendo este como el rendimiento de los módulos

fotovoltaicos más el rendimiento del inversor más el rendimiento del cableado perteneciente a la instalación. Se calculará el performance ratio atendiendo a la siguiente ecuación.

$$PR = (1 - P_{Ta}) * (\eta_{inv}) * (1 - P_{ELEC})$$

$$PR = (1 - 0,101) * (0,962) * (1 - 9,64^{-7}) = 0,86$$

El rendimiento del circuito es del 86%, se considerara un buen rendimiento para valores superiores al 80%, por lo cual la instalación eléctrica que se ha realizado posee un buen rendimiento.

Anexo IV. Presupuesto del sistema fotovoltaico.

Anexo IV. Presupuesto del sistema fotovoltaico.

Para realizar este estudio de viabilidad se ha de tener en cuenta los gastos que conlleva la realización de la instalación. Para conocer la inversión necesaria para ejecutar la instalación solar fotovoltaica en este apartado se ha realizado el presupuesto detallado.

Para realizar el presupuesto se ha incluido en el coste del sistema fotovoltaico el sistema de sujeción de los módulos, este sistema no se ha contemplado anteriormente de modo que a continuación se realizará una breve descripción del sistema encargado de sujetar los módulos a la fachada del edificio.

- Diseño de la estructura de soporte de los módulos.

Debido a que se está realizando un estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica se han de contemplar todos los gastos que conlleva realizar dicha instalación es por ello que se ha incluido en este apartado el método de sujeción para tener en cuenta el coste que produce el sistema de sujeción a la hora de realizar el presupuesto.

El soporte de los módulos fotovoltaicos consistirá en un perfil en U anclado a la pared sobre los cuales se fijaran los módulos mediante tornillos de acero galvanizado. Se ha de utilizar una sección de 10 mm² para que los raíles sean capaces de soportar los módulos bajo condiciones climáticas adversas.

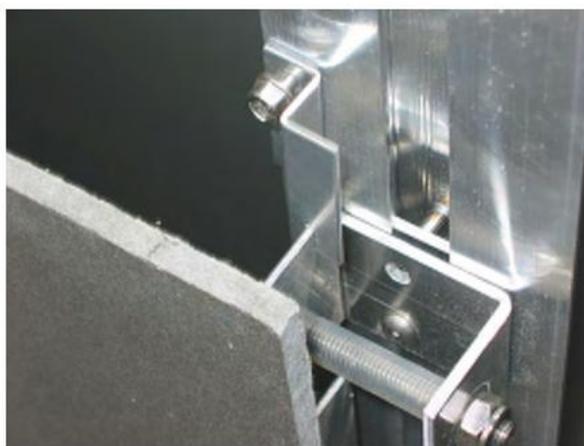


Figura 25. Sistema de sujeción de los módulos fotovoltaicos.

- Presupuesto.

El presupuesto se compondrá de tres documentos que serán el presupuesto de ejecución material, el presupuesto de ejecución por contrata y honorarios profesionales.

Para calcular el presupuesto de ejecución por contrata se ha de tener en cuenta los gastos generales que serán del 13% del presupuesto de ejecución material, el beneficio industrial se considerará el 6% del presupuesto de ejecución material y el IGIC del 3%.

	MATERIALES	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	UNIDAD	COSTE TOTAL (€)
GENERADOR						
	MÓDULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO MODELO SCL-250P	15	-	249	€	3735,00
	ESTRUCTURA DE SOPORTE	30	m	8,20	€/m	246,00
INVERSOR						
	INVERSOR SOLARMAX 600	1	-	1405,00	€	1405,00
CABLEADO Y ELEMENTOS ELECTRICOS						
	CABLE MULTIPOLAR 2,5 mm ²	28	m	3,80	€/m	106,40
	CABLE MULTIPOLAR 6 mm ²	1	m	6,40	€/m	6,40
	CONTADOR BIDIRECCIONAL	1	-	239,00	€/m	239,00
	CGPM	1	-	80,00	€	80,00
	TUBO CORRUGADO	28	m	1,58	€/m	44,24
	TUBO PVC CANALIZACIÓN	15	m	2,80	€/m	42,00
PROTECCIONES					€	0,00
	MAGNETOTERMICO	1	-	145,00	€	145,00
	DIFERENCIAL 300 mA	1	-	184,00	€	184,00
	SECCIONADOR DE CC	1	-	180,00	€	180,00
	FUSIBLE	2	-	11,00	€	22,00
					TOTAL	6435,04

Tabla 20. Presupuesto de ejecución material.

PRESUPUESTO DE EJECUCION POR CONTRATA.	
GASTOS GENERALES (13%)	836,56 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	386,10 €
IMPUESTOS AUTONOMICOS (3%)	36,68 €
TOTAL	1.259,34 €

Tabla 21. Presupuesto de ejecución por contrata.

La redacción del proyecto supondrá un 8% del presupuesto de ejecución material u la dirección de obra un 10% del presupuesto de ejecución material, con estos datos se podrá calcular los honorarios profesionales.

HONORARIOS PROFESIONALES	
REDACCIÓN DEL PROYECTO (8%)	514,80 €
DIRECCIÓN DE OBRA (10%)	643,50 €
IMPUESTOS AUTONOMICOS (3%)	34,75 €
TOTAL	1.193,06 €

Tabla 22. Honorarios profesionales.

COSTE TOTAL DEL PROYECTO	
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	6.435,04 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	1.259,34 €
HONORARIOS PROFESIONALES	1.193,06 €
TOTAL	8.887,44 €

Tabla 23. Coste total del proyecto.

El coste total debido a la ejecución de la instalación supone una inversión de OCHO MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y SIETE EUROS CUARENTA Y CUATRO CENTIMOS.

Anexo V. Retribución de la energía.

Anexo V. Retribución de la energía.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, será el encargado de proporcionarnos una estimación del precio al que se factura actualmente el kWh inyectado en la red.

El régimen retributivo específico está compuesto por dos términos:

Retribución a la inversión: es un término por unidad de potencia instalada destinado a cubrir, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado.

Retribución a la operación: es un término a la operación que cubrirá, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos de explotación de dicha instalación tipo.

Excepcionalmente, el régimen retributivo específico podrá incorporar además un incentivo a la inversión cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares.

Para conocer la retribución a percibir se deberá conocer cuál es la instalación tipo que le corresponde a su instalación. A partir de ahí, la retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que le corresponda y de las características de la propia instalación.

Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles:

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1. Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2 Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

En este trabajo se ha realizado una instalación fotovoltaica perteneciente al grupo b.1, subgrupo b1.1.

$$R_e = (R_{inv} * P) + (R_o * E) + (E * P_{Mercado})$$

R_{inv} (€/MW) es la retribución a la inversión.

P es la potencia nominal en MW.

R_o costes de la explotación. (€/MW).

E es la energía generada en un año en MWh.

$P_{Mercado}$ es el precio previsto del mercado, que se supone girará en torno a los 50 €/MW.

La instalación pertenece a la ITR-0012 del Anexo 1 de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerarán para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria.

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (*) (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (**) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (**) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MWh)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación linv (€/MWh)
<i>Instalaciones fotovoltaicas de tipo I</i>										
Mallorca.	ITR-0007	2014	30	552.578	1.506	41,33	904	527	36.613	0,00
		2015	30	546.352	1.506	41,52	904	527	36.169	0,00
		2016	30	545.652	1.506	41,89	904	527	36.391	0,00
Menorca.	ITR-0008	2014	30	552.578	1.506	41,33	904	527	36.613	0,00
		2015	30	546.352	1.506	41,52	904	527	36.169	0,00
		2016	30	545.652	1.506	41,89	904	527	36.391	0,00
Ibiza.	ITR-0009	2014	30	1.556.558	1.506	45,54	904	527	127.191	0,00
		2015	30	1.400.903	1.506	45,10	904	527	113.254	0,00
		2016	30	1.330.857	1.506	45,18	904	527	107.167	0,00
Formentera.	ITR-0010	2014	30	1.556.558	1.506	45,54	904	527	127.191	0,00
		2015	30	1.400.903	1.506	45,10	904	527	113.254	0,00
		2016	30	1.330.857	1.506	45,18	904	527	107.167	0,00
Gran Canaria.	ITR-0011	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
Tenerife.	ITR-0012	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
Lanzarote.	ITR-0013	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
Fuerteventura.	ITR-0014	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
La Palma.	ITR-0015	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00

Tabla 24. Retribución de la energía eléctrica para instalaciones en territorio no peninsular.

De la tabla 24 se obtendrá el valor de R_{inv} y R_o .

$$R_{inv} = 108341 \text{ €/MW.}$$

$$R_o = 42,54 \text{ €/MW.}$$

Precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía.

	2014	2015	2016	2017 en adelante
Precio considerado para estimar los ingresos procedentes de la venta de energía (€/MWh)	48,21	49,52	49,75	52,00

Tabla 25. Estimación del precio del MWh de 2014 en adelante.

$$P_{\text{Mercado}} \approx 49,52 \text{ €/MW}$$

$$R_e = (108341 * 0,005) + (42,54 * 2,8653) + (2,8653 * 49,52) = 805,48 \text{ €}$$

El primer año la instalación producirá 805,48 € suponiendo que produce en ese año una energía de 2865,3948 kWh. Como se menciona en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, la retribución por inversión y operación se cobrará durante la vida útil regulada de la instalación, en este caso 30 años.

Anexo VI. Peaje de acceso a la red eléctrica.

Anexo VI. Peaje de acceso a la red eléctrica.

Conocida la retribución que se obtendrá por la energía producida, para calcular los beneficios de la instalación se ha de descontar a los ingresos los gastos que conlleva pagar el peaje anualmente. Este peaje deriva de la conexión a la red de distribución para la venta de energía eléctrica. La orden que regula el coste de este peaje se muestra a continuación.

Según la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

El Anexo I de esta orden determina los precios de los términos de potencia y términos de energía activa, de los peajes de acceso definidos en capítulo VI de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética y en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

1.1 Precios de los términos de potencia y términos de energía, activa y coeficientes de los peajes de acceso aplicables a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW denominadas 2.0A (sin discriminación horaria) y 2.0DHA (con discriminación horaria).

– Término de facturación de potencia: TPA: 38,043426 €/kW y año.

– Término de facturación de energía activa a aplicar al peaje 2.0 A: TEA: 0,044027 €/kWh.

Cada año se ha de pagar el peaje de acceso a la red el cual vendrá determinado por dos términos, un término debido a la potencia instalada y otro término que hará referencia a la energía inyectada a la red.

$$\text{PEAJE} = P_{\text{INSTALADA}} * \text{TPA} + \text{ENERGIA}_{\text{PRODUCIDA}} * \text{TEA}$$

La potencia de nuestra instalación es de 5 kW y la energía producida varía a lo largo de cada año.

Para calcular el peaje que se ha de pagar en 2015 en cuyo año se ha producido una energía de 2865,3948 kWh se aplicara la ecuación anterior y se obtendrá el coste destinado al peaje.

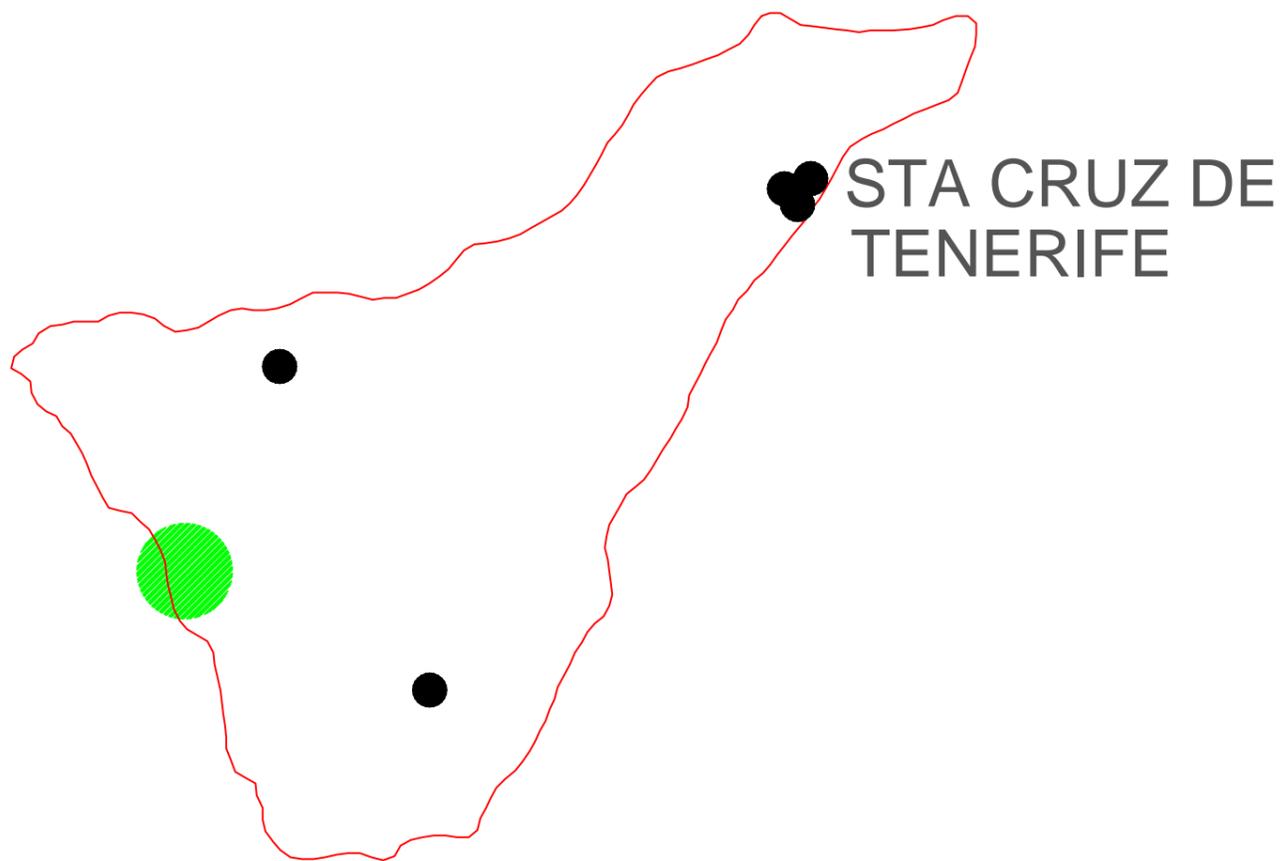
$$\text{PEAJE (€)} = 5 * 38,043426 + 2865,3948 * 0,044027 = 316,37 \text{ €}$$

Para poder inyectar la energía producida a la red eléctrica se ha de pagar un peaje en 2015 de 316,37€. El peaje se ha de calcular cada año desde la puesta en servicio de la instalación.

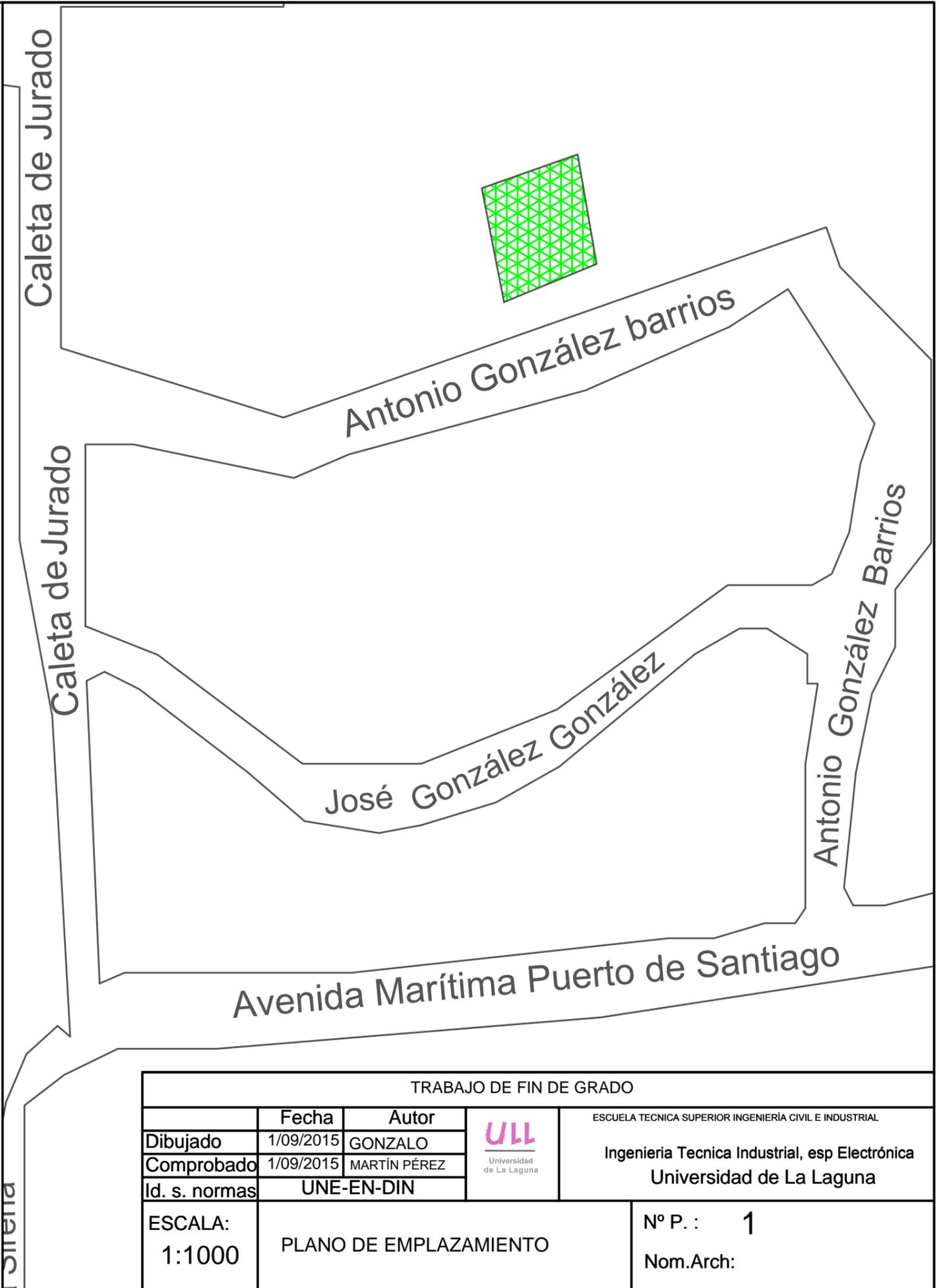
En este estudio se ha considerado que el peaje a aplicar durante el estudio de viabilidad poseerá el mismo valor, el término de facturación de potencia y el término de facturación de energía activa, que los que se han considerado para el año 2015.

Anexo VII. Planos.

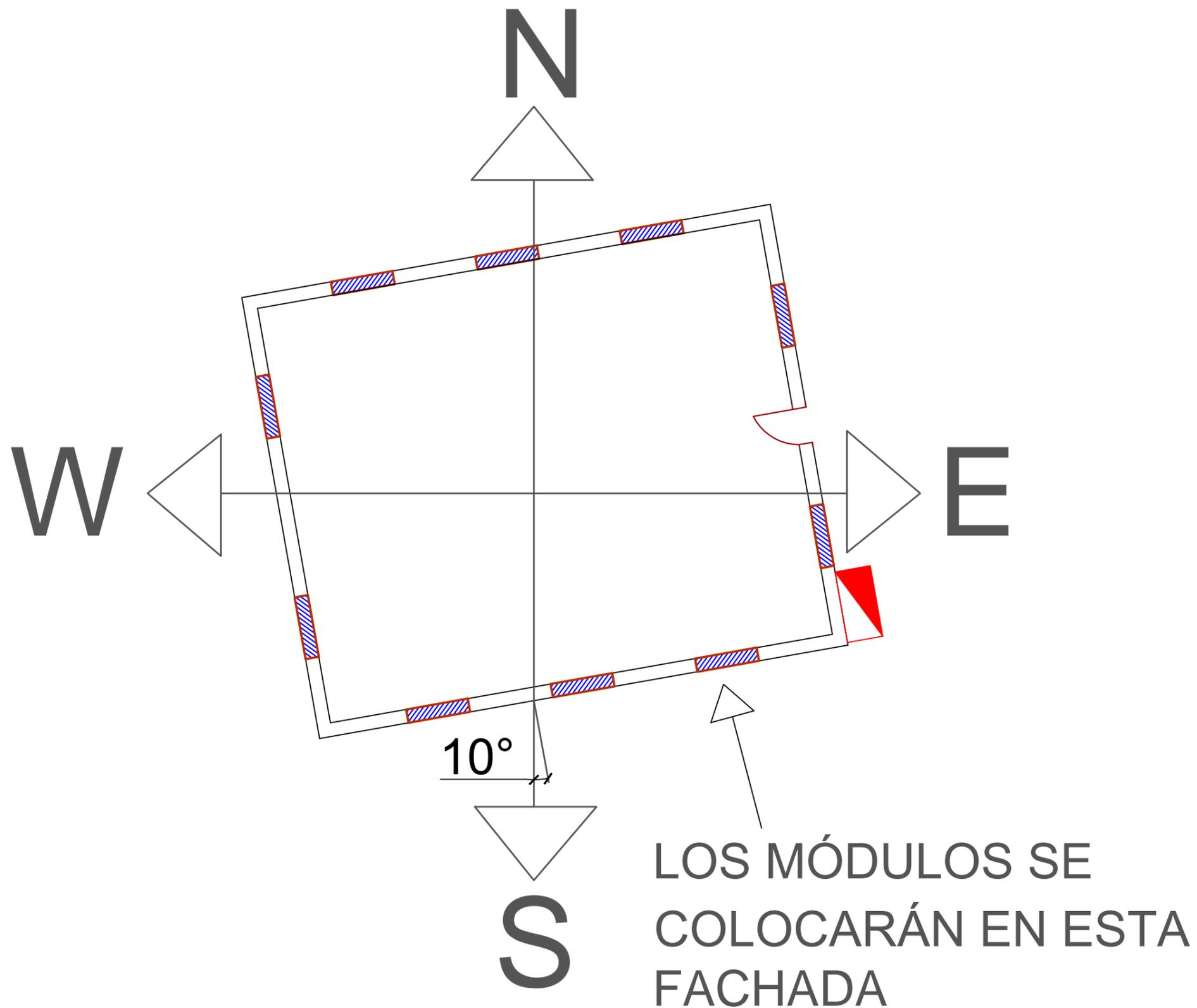
ISLAS CANARIAS



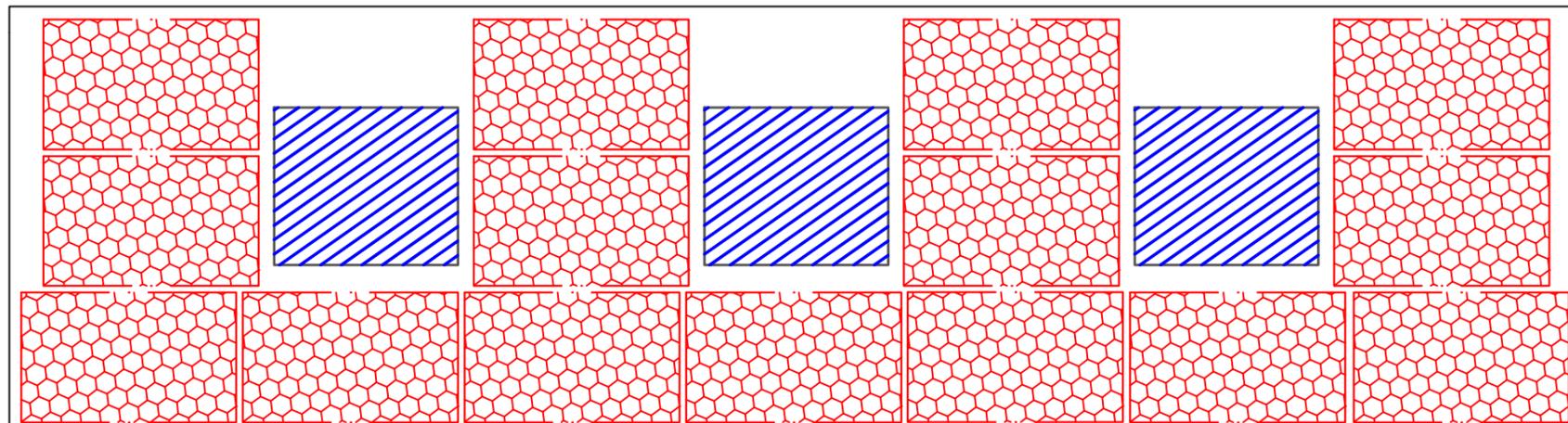
STA CRUZ DE
TENERIFE



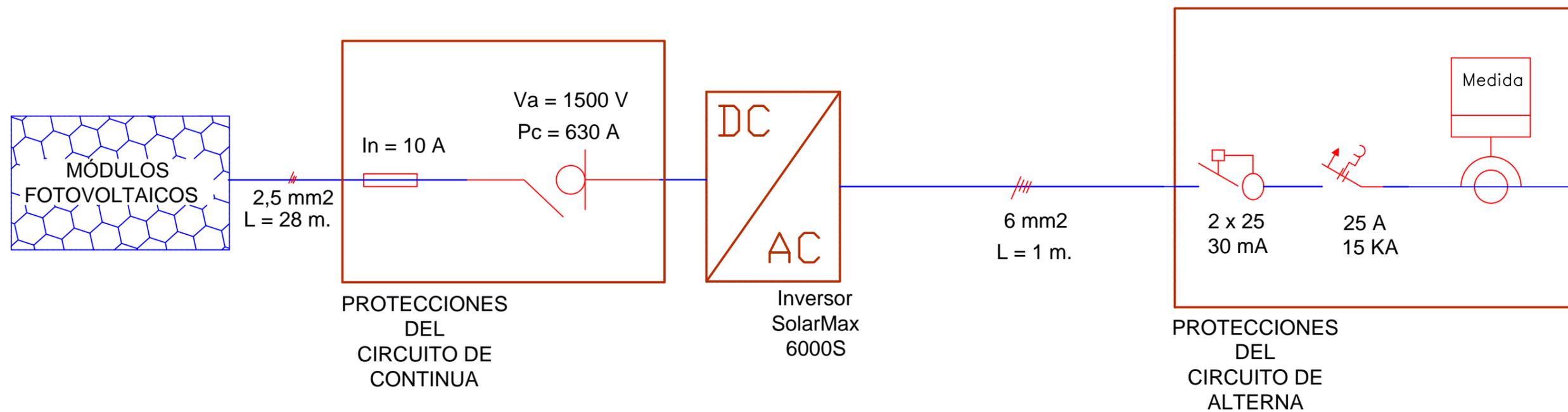
TRABAJO DE FIN DE GRADO			
	Fecha	Autor	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Ingeniería Técnica Industrial, esp Electrónica Universidad de La Laguna
Dibujado	1/09/2015	GONZALO	
Comprobado	1/09/2015	MARTÍN PÉREZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:1000	PLANO DE EMPLAZAMIENTO		Nº P. : 1 Nom.Arch:



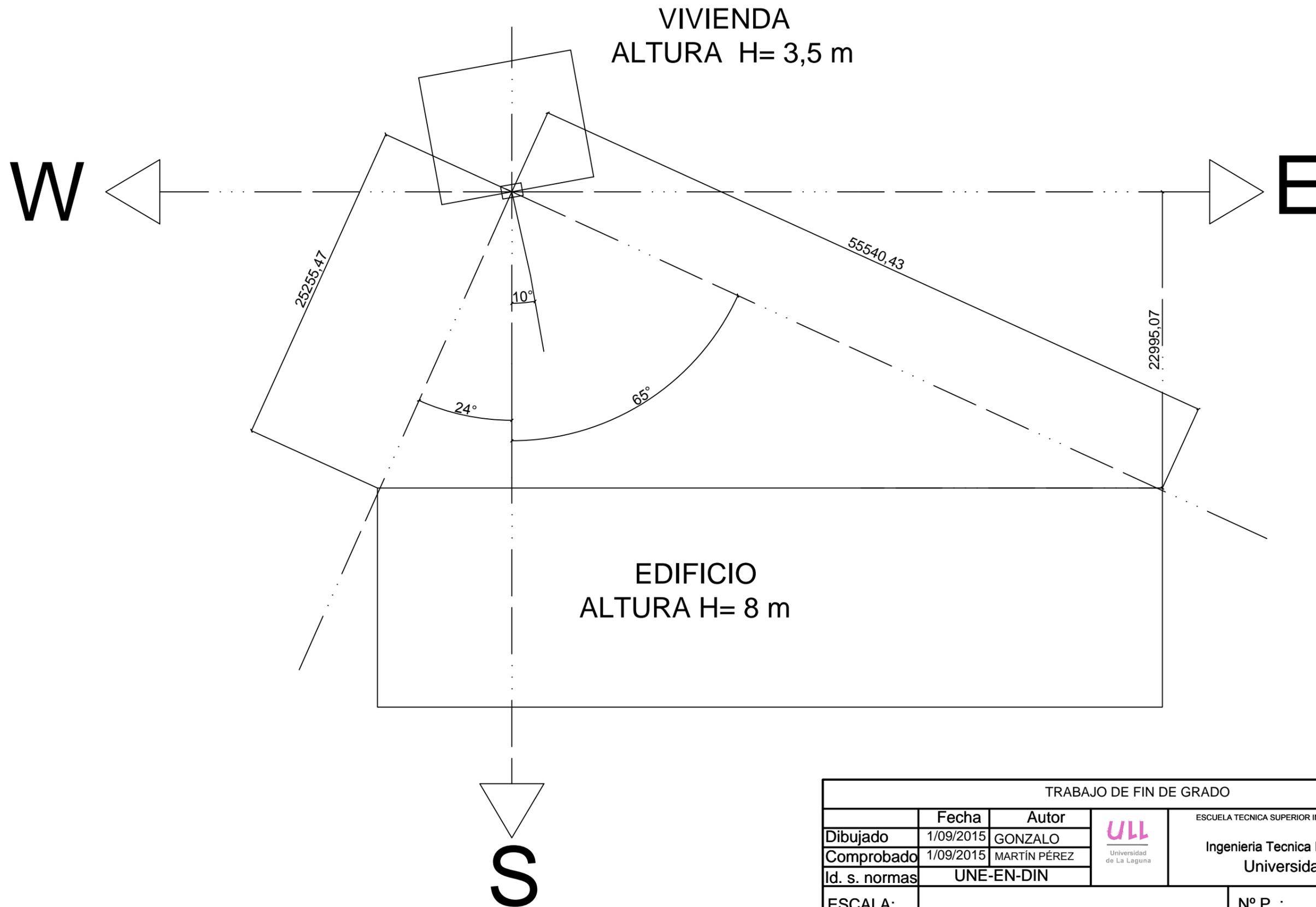
LEYENDA		TRABAJO DE FIN DE GRADO			
			CUADRO DE PROTECCIONES Y MEDIDA	Dibujado	Fecha
	PUERTA	Comprobado	1/09/2015	GONZALO MARTÍN PÉREZ	
	VENTANAS	Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
		ESCALA:	PLANO PLANTA DE LA VIVIENDA		Nº P. : 2
		1:100			Nom.Arch:



<h1>LEYENDA</h1>		TRABAJO DE FIN DE GRADO		
		Fecha	Autor	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingenieria Tecnica Industrial, esp Electrónica Universidad de La Laguna
Dibujado	1/09/2015	GONZALO		
Comprobado	1/09/2015	MARTÍN PÉREZ		
	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Id. s. normas	UNE-EN-DIN	
	VENTANAS	ESCALA:	UBICACIÓN DE LOS MÓDULOS SOBRE LA FACHADA	
		1:50		
			Nº P. : 3	
			Nom.Arch:	



TRABAJO DE FIN DE GRADO			
	Fecha	Autor	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Ingeniería Tecnica Industrial, esp Electrónica Universidad de La Laguna
Dibujado	1/09/2015	GONZALO	
Comprobado	1/09/2015	MARTÍN PÉREZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:1	ESQUEMA UNIFILAR		Nº P. : 4 Nom.Arch:



TRABAJO DE FIN DE GRADO			
	Fecha	Autor	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERIA CIVIL E INDUSTRIAL Ingenieria Tecnica Industrial, esp Electrónica Universidad de La Laguna
Dibujado	1/09/2015	GONZALO	
Comprobado	1/09/2015	MARTÍN PÉREZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:300	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBRA		Nº P. : 5 Nom.Arch:

**Anexo VIII. Hojas de datos
de los componentes
utilizados en el sistema
fotovoltaico.**

Módulo policristalino

Modelo SCL-250P



Certificados:



- IEC EN 61215, IEC EN 61730-1-2, CE Conformity
- UL 1703 2002/03/15 Ed:3 Rev:2008/04/08
- ULC/ORD-C1703-01 second edition 2001/01/01
- UL and Canadian estándar for safety flat-plate
- CEC Listed: modules are eligible for California rebates
- MCS The Microgeneration Certification Scheme UK
- PV CYCLE: voluntary module take back and recycling

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

MODELO	SCL -250P
Potencia nominal (Pmax) [w]	250
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	31.02
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8.06
Voltaje a circuito abierto (Voc) [V]	36.99
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	8.62
Tolerancia de potencia [W]	0/+3%
Voltaje máximo	IEC EN: 1000V

STC (Condiciones estandar de testeo) Irradiancia 1000W/m², temperatura de módulo 25°C, masa de aire 1.5

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

TIPO	SCL -250P
Células	60 (6x10) células multicristalinas 156 X 156 mm
Caja conexión	TUV certificado
Conectores	MC4 compatible
Cables	Longitud 900mm
Dimensiones	1640 X 990 X 40 mm
Peso	18.6 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa / Carga peso: 5400 Pa

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

TIPO	SCL-250P
NOCT**	47+/- 2°C
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.45% / °C
Coefficiente de temperatura Voc	-0.35% / °C
Coefficiente de temperatura Isc	+0.04% / °C
Coefficiente de temperatura Vm	-0.35% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

NOCT ** Irradiancia 800W/m², velocidad del viento 1m/s

EMBALAJE

TIPO	SCL -250P
Palet	30 uds.
Contenedor	840 uds / 40ft



SolarMax Serie S

Maximizar el rendimiento de las instalaciones solares es así de fácil.



20

More than
20 years Swiss Quality
and Experience

 **SolarMax**[®]
SWISS QUALITY

La solución convincente.

Desde hace más de 20 años desarrollamos y producimos inversores sin transformador. Nuestros ingenieros han utilizado sus conocimientos técnicos para adaptar y optimizar los inversores monofásicos de la Serie S de SolarMax a los requisitos más diversos. Los propietarios de las instalaciones se benefician de nuestros inversores, ya que son cómodos, fiables y potentes; nuestros instaladores los valoran mucho, ya que se instalan rápidamente, se ponen en servicio sin complicaciones y se amplían sin problemas. Además todos los inversores de la Serie S de SolarMax presentan unas dimensiones más reducidas que los dispositivos similares, ofreciendo a su vez un rendimiento mayor. Gracias a su fiabilidad y a nuestro servicio postventa exclusivo, cualquier inversión está perfectamente asegurada.



Rendimientos máximos

Invertir en inversores SolarMax Serie S no es ningún riesgo. Estos dispositivos estables y de alto rendimiento europeo de hasta el 96,2 % obtienen más de cada instalación solar. Una inversión que vale la pena.



Swiss Quality

Todos los inversores SolarMax Serie S tienen la certificación TÜV de tipo aprobado y cumplen todas las condiciones del símbolo de verificación GS para seguridad del producto. Gracias a las elevadas normas de calidad, concedemos para cada inverter monofásico una garantía de fabricante estándar de cinco años, que puede ampliarse opcionalmente a 25 años como máximo.



Montaje en exterior e interior

Gracias a una carcasa de aluminio estable y de alta calidad, la electrónica está perfectamente protegida. Con el tipo de protección IP54 pueden montarse y usarse además todos los inversores SolarMax Serie S tanto en interior como en exterior de forma segura.



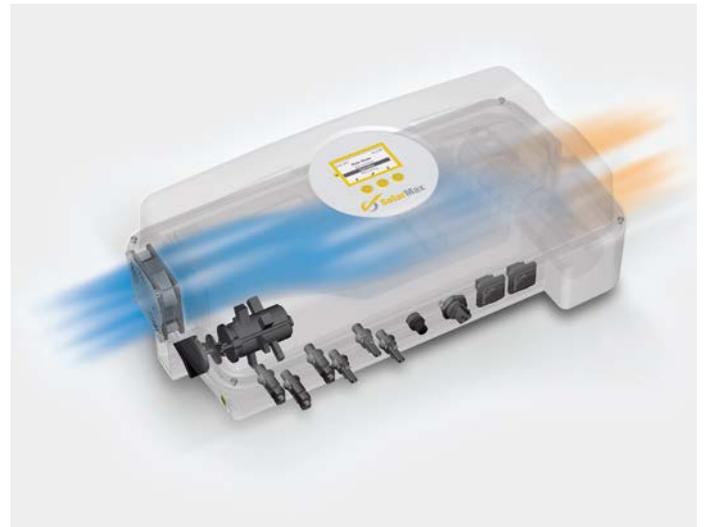
Servicio postventa competente

Si un dispositivo deja de funcionar del modo habitual, nuestra competente Hotline le ayudará en la localización de averías. Si la avería estuviera causada por el propio dispositivo, cambiaremos el inversor inmediatamente. Además, apoyamos a nuestros distribuidores con cursillos regulares y con nuestro software de diseño gratuito "MaxDesign". De este modo, la planificación de cualquier campo es un juego de niños.



Sistema de refrigeración innovador

No importa la intensidad de la radiación solar, los inversores SolarMax Serie S trabajan siempre óptimamente. El concepto de refrigeración inteligente elimina eficientemente el calor de la carcasa mientras los sensores supervisan continuamente la temperatura de servicio. En un caso extremo, la potencia de salida se disminuye para proteger los inversores contra sobrecalentamiento.



Manejo y comunicación inteligentes

Todas las configuraciones y parámetros relevantes se muestran en la pantalla sinóptica. Un registrador de datos integrado guarda todas las informaciones importantes. Todos los inversores están equipados con una interfaz estándar RS485 y Ethernet y pueden ampliarse fácilmente con los componentes "MaxComm". Por ejemplo, la aplicación gratuita MaxMonitoring representa de forma sinóptica los datos de potencia, de manera que puede verse en todo momento cuánta energía solar ecológica ha generado una instalación e incluso lo inyectado en la red.



Máxima facilidad de montaje

Los inversores SolarMax Serie S son ligeros, compactos y, gracias a sus conectores de fácil acceso, se pueden instalar en un abrir y cerrar de ojos. Gracias al carril de montaje suministrado, se pueden montar en la pared sin ningún tipo de problema. Además, el seccionador de CC integrado permite separar los inversores del generador solar con una única maniobra.



MaxComm para supervisar la instalación

MaxWeb

Nuestro registrador de datos MaxWeb xp constituye el núcleo del sistema de monitorización basado en la web; permite una comunicación multimedia con la planta fotovoltaica y envía notificaciones por Internet a los dispositivos elegidos previamente. MaxRemote permite la reducción remota de potencia a instancias del operador.



MaxMonitoring

La aplicación gratuita visualiza in situ los datos de rendimiento de la instalación fotovoltaica y de cada uno de los inversores.

MaxTalk

Software para PC de fácil utilización para la comunicación in situ y la supervisión local de instalaciones.

Datos técnicos

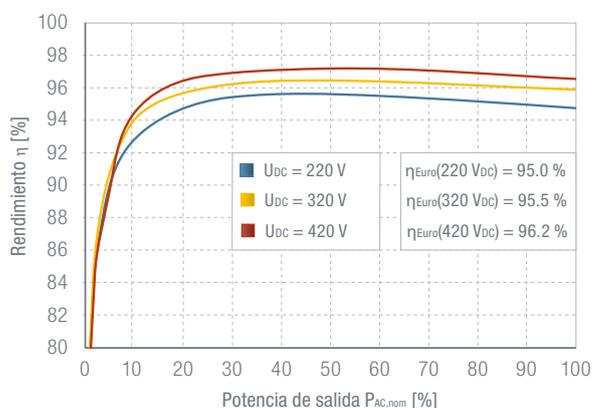


		SolarMax 2000S	SolarMax 3000S	SolarMax 4200S	SolarMax 6000S
Valores de entrada	Rango de tensión MPP	100 V...550 V	100 V...550 V	100 V...550 V	100 V...550 V
	Tensión mínima para la potencia nominal	190 V	260 V	200 V	240 V
	Tensión CC máxima	600 V	600 V	600 V	600 V
	Corriente CC máxima	11 A	11 A	22 A	22 A
	Tipo de conector	MC4	MC4	MC4	MC4
Valores de salida	Potencia nominal con $\cos(\varphi) = 1$	1'980 W	2'750 W	4'180 W	5'000 W
	Potencia aparente máx.	1'980 VA	2'750 VA	4'180 VA	5'060 VA
	Rango / Tensión nominal de red	230 V / 184 V...300 V	230 V / 184 V...300 V	230 V / 184 V...300 V	230 V / 184 V...300 V
	Corriente CA máxima	12 A	12 A	19 A	22 A
	Rango / Frecuencia nominal de red	50 Hz / 45 Hz...55 Hz			
	Factor de potencia $\cos(\varphi)$	Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado			
	Coefficiente de dist. lineal con potencia nominal	< 1.5 %			
	Tipo de conexión	Conector Wieland			
	Conexión de red	Monofásico (L / N / PE)			
Rendimiento	Rendimiento máx.	97 %	97 %	97 %	97 %
	Rendimiento europ.	95.4 %	95.5 %	95.8 %	96.2 %
Consumo de potencia	Consumo nocturno	0 W			
Condiciones ambiente	Tipo de protección según EN 60529	IP54			
	Rango de temp. ambiente	-20 °C...+60 °C			
	Rango de temp. ambiente para potencia nom.	-20 °C...+45 °C			
	Humedad relativa del aire	0...98% (sin condensación)			
	Altura máx. sobre el nivel del mar	2000m (sin reducción)			
Equipamiento	Display	Pantalla LCD gráfica con iluminación de fondo y LED de estado			
	Forma de conexión	dos etapas, sin transformador (sin aislamiento galvanizado)			
	Registrador de datos	Registrador de datos del rendimiento energético, potencias máxima y capacidad de registro que abarca los últimos 10 años, 12 meses y 31 días			
	Control de corriente de falta	Interno, sensible a todo tipo de corriente			
	Carcasa	Aluminio, tapa con revestimiento protector de polvo			
	Descargador de sobretensión CC	Clase de requisitos D (VDE 0675-6) o bien tipo 3 (EN 61643-11)			
	Descargador de sobretensión CA	Clase de requisitos D (VDE 0675-6) o bien tipo 3 (EN 61643-11)			
Normas & directivas	Conforme CE	Sí			
	CEM	EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3 / EN 61000-3-2 / EN 61000-3-3 / EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12			
	Normas/Directivas cumplidas	VDE-AR-N 4105 / VDE 0126-1-1 A1:2012 / CEI 0-21 / RD 661 / RD 1699 / G83/2 / G59/2 ¹⁾ / PPC Guide / C10/11 / EN 50438 / AS 4777			
	Seguridad de aparatos	"Seguridad probada GS" Bureau Vertias según IEC/EN 62109-1/-2			
Interfaces	Comunicación de datos	RS485 / Ethernet mediante dos conectores hembra RJ45			
	Contactador de aviso de estado	Conector M12 con relé de estado abierto o cerrado			
Peso & dimensiones	Peso	13 kg	13 kg	15 kg	15 kg
	Dimensiones en mm (A x A x F)	545 x 290 x 185	545 x 290 x 185	545 x 290 x 185	545 x 290 x 185
Garantía		Estándar 5 años / posibilidad de ampliarla a 10, 15, 20 o 25 años			

¹⁾ Sólo los inversores SolarMax 4200S y SolarMax 6000S

Reservados todos los derechos. Texto sujeto a modificaciones o errores.

Curva de rendimiento de SolarMax 6000S



HRC cartridge fuses



133 08



143 10



153 96

Pack Cat.Nos

Technical data and dimensions
(p. 80-81)

Cylindrical type gG

Conform to NF C 60-200 - 63-210/211
IEC 60269-1 and 2-1
Veritas approved

	Without indicator	With indicator	Rating (Amps)	Voltage ± (Volts)	Rupture capacity (Amps)		
14 x 38 HRC							
10	133 94		0.5	500	100 000		
10	133 01		1				
10	133 02	134 02	2				
10	133 04	134 04	4				
10	133 06	134 06	6				
10	133 08	134 08	8				
10	133 10	134 10	10				
10	133 12	134 12	12				
10	133 16	134 16	16				
10	133 20	134 20	20				
10	133 25	134 25	25				
14 x 51 HRC							
	Without striker	With striker				500	100 000
10	143 02		2				
10	143 04	145 04	4				
10	143 06	145 06	6				
10	143 10	145 10	10				
10	143 16	145 16	16				
10	143 20	145 20	20				
10	143 25	145 25	25				
10	143 32	145 32	32				
10	143 40	145 40	40				
10	143 50 ⁽¹⁾	145 50 ⁽¹⁾	50				
22 x 58 HRC							
10	153 04		4	500	100 000		
10	153 06		6				
10	153 10	155 10	10				
10	153 16	155 16	16				
10	153 20	155 20	20				
10	153 25	155 25	25				
10	153 32	155 32	32				
10	153 40	155 40	40				
10	153 50	155 50	50				
10	153 63	155 63	63				
10	153 80	155 80	80				
10	153 96	155 96	100				
10	153 97 ⁽¹⁾	155 97 ⁽¹⁾	125				

(1) Overrating described by standards

HRC cartridge fuses (continued)



120 04



130 08



140 12



151 50

Pack Cat.Nos

Technical data and dimensions
(p. 80-81)

Cylindrical type aM (motor rated)

Conform to NF C 60-200 - EN 60269-1
IEC 60269-1

Veritas approved

	Without striker	With striker	Rating (Amps)	Voltage ± (Volts)	Rupture capacity (Amps)
8.5 x 31.5					
10	120 01		1	400	20 000
10	120 02		2		
10	120 04		4		
10	120 06		6		
10	120 08		8		
10	120 10		10		

Conform to NF C 63-210/211
IEC 60269-1, 2 and 2-1
Veritas approved

10 x 38 HRC

	Without striker	With striker	Rating (Amps)	Voltage ± (Volts)	Rupture capacity (Amps)
10	130 92		0.25	500	100 000
10	130 95		0.50		
10	130 01		1		
10	130 02		2		
10	130 04		4		
10	130 06		6		
10	130 08		8		
10	130 10		10		
10	130 12		12		
10	130 16		16		
10	130 20 ⁽²⁾		20		
10	130 25 ⁽²⁾		25		

14 x 51 HRC

	Without striker	With striker	Rating (Amps)	Voltage ± (Volts)	Rupture capacity (Amps)
10	140 02	141 02	2	500	100 000
10	140 04	141 04	4		
10	140 06	141 06	6		
10	140 08	141 08	8		
10	140 10	141 10	10		
10	140 12	141 12	12		
10	140 16	141 16	16		
10	140 20	141 20	20		
10	140 25	141 25	25		
10	140 32	141 32	32		
10	140 40	141 40	40		
10	140 45 ⁽¹⁾	141 45 ⁽¹⁾	45		
10	140 50 ⁽¹⁾	141 50 ⁽¹⁾	50		

22 x 58 HRC

	Without striker	With striker	Rating (Amps)	Voltage ± (Volts)	Rupture capacity (Amps)
10	150 16	151 16	16	500	100 000
10	150 20	151 20	20		
10	150 25	151 25	25		
10	150 32	151 32	32		
10	150 40	151 40	40		
10	150 50	151 50	50		
10	150 63	151 63	63		
10	150 80	151 80	80		
10	150 96	151 95	100		
10	150 97	151 97	125		

Neutral links

	Without indicator	With indicator	Rating (Amps)
10	123 00		8.5 x 31.5
10	133 00		10 x 38
10	143 00		14 x 51
10	153 00		22 x 58



(1) Overrating described by standards
(2) Overrating not described by standards

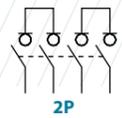
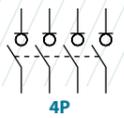
S5000 DC Interruptor seccionador para corriente continua 4P - 2P

Calibre 2
A 500|630



CÓDIGO-500A S5-06304PRO

CÓDIGO-630A S5-08004PCO



Información técnica

Según IEC/EN 60947-1
IEC/EN 60947-3



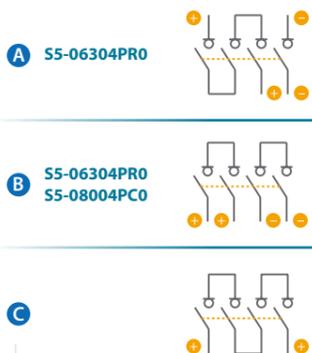
				500	630	
Intensidad térmica en ambiente a HR 60%	Ith	40° C	A	500	630	
		50° C	A	500	630	
		60° C	A	400	500	
Tensión de aislamiento DC20	Ui	V	1500	1500		
Rigidez dieléctrica	50 Hz., 1 min.	V	8000	8000		
Tensión de impulso	Uimp	kV	12	12		
Intensidad de empleo ⁽¹⁾ DC21B	Ie	Ue	1000 Vdc	A	500	630

			500	630	
Comportamiento ante cortocircuitos					
Poder asignado de cierre en cortocircuito ⁽²⁾	Icm	kA (pico)	26	26	
Energía disipada máxima		A ² s (x 10 ³)	1600	1600	
Nº mínimo maniobras sin carga ⁽³⁾		Ciclos	10000	10000	
Nº mínimo maniobras con carga		DC21B 1000V	Ciclos	200	200
Peso máximo (sin puentes)		Kg	4,5	4,5	

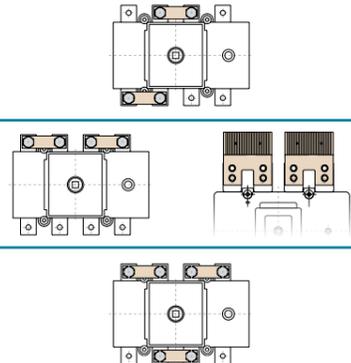
⁽¹⁾ Otras tensiones y/o categorías de empleo. Por favor consultar
⁽²⁾ Sin dispositivo de protección limitador (duración cortocircuito: 50... 200 ms)
⁽³⁾ Consultar para un número mayor de maniobras

Esquema de conexionado

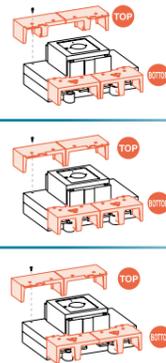
Diagrama de conexionado



Puentes



Cubrebornes



Accesorios



Mando directo

CÓDIGO DS-LI21



Mando panel eje incluido ^(e1)

IP65|UL50E/NEMA 250
Types: 1, 3R, 4, 4X y 12
CÓDIGO DS-LA21



Mando panel sin eje

IP65|UL50E/NEMA 250
Types: 1, 3R, 4, 4X y 12
CÓDIGO DS-LA24

Ejes

Eje estándar incluido ^(e1)

L (mm)	P (mm)
195	134... 240

Ejes prolongados

Tipo 1		CÓDIGO
L (mm)	P (mm)	DS-EP23
345	134... 400	
Tipo 2		CÓDIGO
L (mm)	P (mm)	DS-EP24
535	134... 560	



Contactos auxiliares

1NA+1NC CÓDIGO D5LAU01
2NA+2NC CÓDIGO D5LAU02

Ie = 16 A (cargas resistivas)
4 A (cargas inductivas) a 250 Vac.



Placa protección de bornes

CÓDIGO DS-CU22

(1 unidad para entrada o salida)



Cubrebornes (2 unidades para 4P)

	A	B	C
TOP	DS-CU28	DS-CU20	DS-CU20
BOTTOM	DS-CU29	DS-CU21	DS-CU28

Para conexión consultar.



Puentes (2 piezas)

Para S5-06304PRO B CÓDIGO DS-PI21 (2 unidades)
A C CONSULTAR

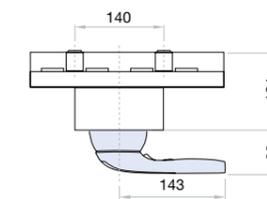
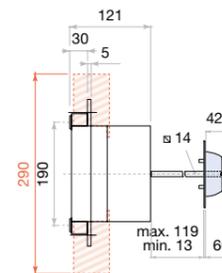
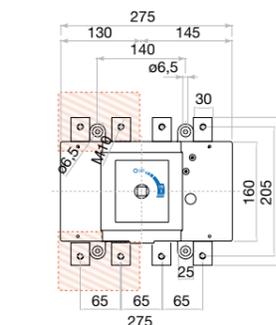
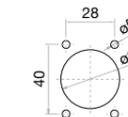


^(P2) Para S5-08004PCO B CÓDIGO DS-PI2D (2 unidades)
A C CONSULTAR

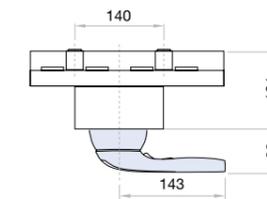
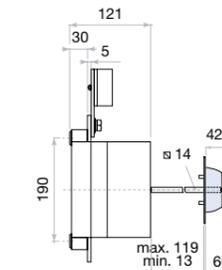
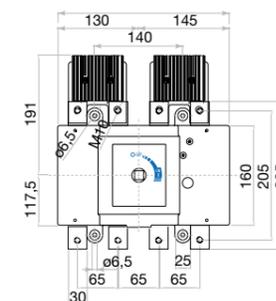
^(P2) El producto en su instalación debe incorporar estos puentes, para cumplir con la maniobra y características eléctricas. Consultar.

Dimensiones (mm)

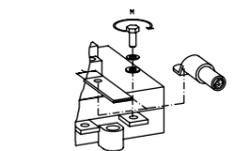
Mecanización para mando panel



500 A



630 A



S max (Cu)	H max (Cu)	L max (Cu)	T	M
mm ²	mm	mm		Nxm
2x240	2x5	40 50	M10	24



PVR*: 184.49 EUR



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Gama	Acti 9
Tipo de producto o componente	Protección diferencial
Nombre del dispositivo	IID
Número de polos	2P
Posición de polo de neutro	Izquierda
[In] corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Sin bloquear barril	30 mA
Retraso tiempo protec.pérdida a tierra	Instantáneo
Tipo de protección fuga a tierra	Clase AC
Capacidad de cierre y corte nominal	Im 1500 A Idm 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA

Complementario

Ubicación dispositivo sistema	Salida
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
[Ue] Tensión asignada de empleo	230/240 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 61008-1 230 V CA 50/60 Hz de acuerdo con EN 61008-1
Tecnología del disparado de corriente residual	Independiente tensión
[Ui] Tensión asignada de aislamiento	500 V
[Uimp] Tensión asignada de choque	6 kV
Indicación de contacto positivo	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador deseng.
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de juego de bar	Arriba o abajo : Sí
Pasos de 9 mm	4
Altura	91 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	73.5 mm
Peso del producto	0.21 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Endurancia eléctrica	AC-1 : 15000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal arriba o abajo 1 cable(s) 1...25 mm ² Flexible con extremo de cable Terminal arriba o abajo 1 cable(s) 1...25 mm ² Flexible sin extremo de cable Terminal arriba o abajo 1 cable(s) 1...35 mm ² rígido sin extremo de cable
Longitud de pelado de cable	14 mm (arriba o abajo)
Par de apriete	3.5 N.m (arriba o abajo)

Entorno

Normas	EN 61008-1 IEC 61008-1
Grado IP	IP20
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a choque 8/20 µs 250 A de acuerdo con IEC 61008-1
Temperatura ambiente de trabajo	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 1001 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Perfil ambiental del producto	Disponible Descargar Perfil Medioambiental
Instrucciones Fin de Vida del producto	No necesita operaciones de reciclaje específicas



PVR*: 145.13 EUR



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación dispositivo	Distribution
Gama	Acti 9
Tipo de producto o componente	Disyuntor en miniatura
Nombre del producto	IC60
Nombre del dispositivo	IC60N
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	2
[In] corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA CC
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo ins	D
Poder de corte	36 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 36 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 6 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 6 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 20 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 20 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 72...125 V CC 10 kA Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 72...125 V CC 6000 A Icn de acuerdo con IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A Icn de acuerdo con EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz
Categoría de utilización	A de acuerdo con IEC 60947-2 A de acuerdo con EN 60947-2
Aptitud al seccionamiento	Sí de acuerdo con IEC 60947-2 Sí de acuerdo con IEC 60898-1 Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí de acuerdo con EN 60898-1

La información disponible en este documento contiene descripciones generales y/o características técnicas de los productos adjuntos. En razón de la evolución de las normativas y del material, las características indicadas por el texto y las imágenes de este documento no nos comprometemos hasta después de una confirmación por parte de nuestros servicios. Está en el deber de cada usuario o integrador de evaluar y apropiar un completo y apropiado análisis de riesgos, evaluación y texto de los productos con respecto a la aplicación específica o uso de los productos. Schneider Electric Industries SAS ni sus filiales comerciales se responsabilizan de la incorrecta interpretación de la información aquí contenida. *(C=A. Consultar). Precios por 1 unidad. Los precios de las tarifas pueden sufrir variación y, por tanto, el material será siempre facturado a los precios y

Complementario

Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	12 x I _n +/- 20 %
[Ics] poder de corte en servicio	10 kA 100 % x I _{cu} de acuerdo con EN 60947-2 - 72...125 V CC 10 kA 100 % x I _{cu} de acuerdo con IEC 60947-2 - 72...125 V CC 6000 A 100 % x I _{cu} de acuerdo con IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % x I _{cu} de acuerdo con EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % x I _{cu} de acuerdo con EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz
[Ui] Tensión asignada de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con EN 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de choque	6 kV de acuerdo con IEC 60947-2 6 kV de acuerdo con EN 60947-2
Indicación de contacto positivo	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador deseng.
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de juego de bar	Sí arriba o abajo
Pasos de 9 mm	4
Altura	85 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	78.5 mm
Peso del producto	0.25 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Endurancia eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal, arriba o abajo Flexible cableado(s) 1...16 mm ² max Terminal, arriba o abajo rígido cableado(s) 1...25 mm ² max
Longitud de pelado de cable	14 mm arriba o abajo
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección de fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60898-1 IEC 60947-2
Grado IP	IP20 de acuerdo con EN 60529 IP20 de acuerdo con IEC 60529
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-2 3 de acuerdo con EN 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % (55 °C)
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 1001 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones Fin de Vida del producto	No necesita operaciones de reciclaje específicas

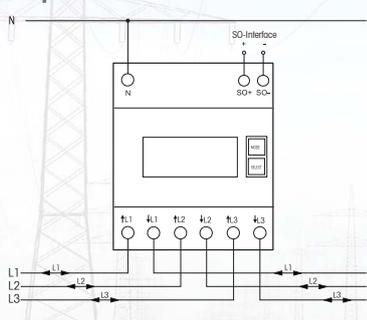
MID

NUEVO

Contador de energía trifásico bidireccional DSZ12DZ-3x65A

- Contador de energía directo, bidireccional
- Certificado MID
- Corriente máxima 3x65A
- Pérdida Stand-by solo 0,4 vatios por paso
- Con LC-Display de 7 segmentos
- Para el montaje sobre perfil simétrico, 4 módulos de anchura
- Clase de exactitud
- SO-Interface
- La energía activa se adicionara dependiendo del signo

Esquema de conexión



DSZ12DZ-3x65A

MID calibrado

EAN 4010312501429

239,00 €/Unid.

En Stock

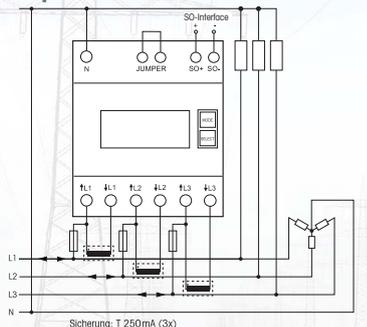
MID

NUEVO

Contador de energía indirecto, bidireccional DSZ12WDZ-3x5A

- Contador indirecto con proporción ajustable
- Certificado MID
- Corriente máxima 3x5A
- Pérdida Stand-by solo 0,4 vatios por paso
- Con LC-Display de 7 segmentos
- Para el montaje sobre perfil simétrico, 4 módulos de anchura
- Clase de exactitud B
- SO-Interface
- La energía activa se adicionara dependiendo del signo

Esquema de conexión



DSZ12WDZ-3x5A

MID calibrado

EAN 4010312501436

259,00 €/Unid.

En Stock