



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Instalación Fotovoltaica en Restaurante-Venta el Abasto

TRABAJO FIN DE MASTER

Máster en Energías Renovables.

Autor: Bernardo Gallo Arévalo
Director: Antonio Urbina Yeregui
Codirector: Vicente Garcerán Hernández



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

Cartagena, 29/09/2015

INDICE

| | |
|--|----|
| 1. OBJETIVOS..... | 1 |
| 2. INTRODUCCION..... | 1 |
| 3. METODOLOGIA..... | 15 |
| 3.1. Irradiancias obtenidas..... | 15 |
| 3.2. Modelo del sistema Fotovoltaico..... | 20 |
| 3.3. Performance Ratio..... | 34 |
| 4. DESCRIPCION DEL PROYECTO..... | 47 |
| 4.1 Emplazamiento de la instalación..... | 47 |
| 4.2 Descripción general de la instalación..... | 47 |
| 4.3 Calculo de la estructura soporte..... | 48 |
| 5. CALCULOS ENERGETICOS..... | 51 |
| 5.1. Estimación energía generada..... | 51 |
| 5.2. Cálculos y Rendimiento..... | 51 |
| 5.3. Cálculos económicos..... | 52 |
| 6. RESUMEN..... | 53 |
| 7. REFERENCIAS..... | 54 |

1. Objetivo

El principal objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre el tejado del Restaurante Venta del Abasto con dimensiones definidas

Para el diseño y posterior estudio económico se tendrá en cuenta toda la reglamentación vigente para este tipo de instalaciones.

Se llevara a cabo un diseño de tal manera que se obtenga, en diferentes condiciones ambientales, una eficiencia energética óptima para este tipo de instalaciones y así conseguir la máxima rentabilidad de la instalación respecto a la inversión inicial.

Para proceder en el diseño se evaluarán dos posibles soluciones, estas se basarán en la inclinación de los paneles solares respecto a la horizontal, por lo tanto se tratarán dos posibles soluciones

Solución 1: los módulos se instalarán con orientación hacia el sur y con una inclinación que será de unos 34°, la cual será la misma para todo el año.

Por lo tanto compararemos ambas soluciones y se ejecutará aquella cuya eficiencia y rentabilidad sea mayor comparando su estudio energético y económico.

2. Introducción

Es de gran conocimiento mundial, que la utilización de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales muy negativos, generando grandes desequilibrios socioeconómicos que obligan a redefinir un nuevo modelo de desarrollo sostenible, por lo tanto hablamos de lo que se debe lograr, como el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos naturales.

Tendremos que acuñar, que es indispensable la utilización de estos recursos inagotables como es el buen uso de la energía solar, sin mediar condiciones burocráticas, ni políticas que atrasen el desarrollo industrial de una sociedad que puede aprovechar al máximo esta energía solar, siendo el sol una fuente gratuita para cualquier comunidad o país.

Para todo esto es necesario que las sociedades se hagan escuchar, asegurando que se harán cumplir las medidas sobre el cambio climático, por ejemplo el conocido protocolo de Kioto, cuyo objetivo es: Reducir emisiones al coste más efectivo posible, apoyo en el desarrollo sostenible de los países en vías de desarrollo a través de transferencia de tecnologías limpias.

2.1 Por qué las Energías Renovables

Tendremos en cuenta tres tipos de energías renovables como pilares de una sociedad avanzada, siendo estas: SOLAR, EOLICA E HIDRAULICA.

Recordando la máquina de vapor de James Watt, se empieza a olvidar en el tiempo debido a que se considera como inestable y caprichosa, lo que conlleva al olvido de la utilización de algunos recursos que se aprovecharon al máximo en su momento, cambiando este tipo de maquinaria por recursos como los motores térmicos y eléctricos, pues no se preveía un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que mas tarde se presentaron.

Hacia la década de los años 70 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, por su disponibilidad presente y futura garantizada como por su menor impacto ambiental, de ahí su nombre de energías alternativas, actualmente estas energías no se pueden considerar alternativas debido a que son una realidad, por lo tanto se considera obsoleto la palabra alternativa para mi proyecto.

La principal ventaja de este tipo de energías es que son energías ecológicas, es decir son distintas a las de los combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se puede decir que el sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc...) durante los próximos cuatro mil millones de años. Como primera medida y ventaja, decimos que no se producen efectos de gases de efecto invernadero ni otras emisiones. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, como los riesgos que pueden tener las centrales nucleares.

Hay que tener en cuenta que las energías alternativas no carecen de inconvenientes, como son: su naturaleza difusa, puesto que ciertas fuentes de energías renovables proporcionan una energía de una intensidad relativamente baja, distribuidas sobre grandes superficies, decimos que son necesarias nuevos tipos de "centrales" para convertirlas en fuentes utilizables, también cabe destacar que la producción de energía eléctrica permanente exige fuentes de alimentación fiables o medios de almacenamiento, por lo tanto, debido al elevado coste de almacenamiento de la energía, un sistema pequeño autónomo resulta raramente económico, excepto en situaciones aisladas, cuando la conexión a la red de energía implica costes mas elevados.

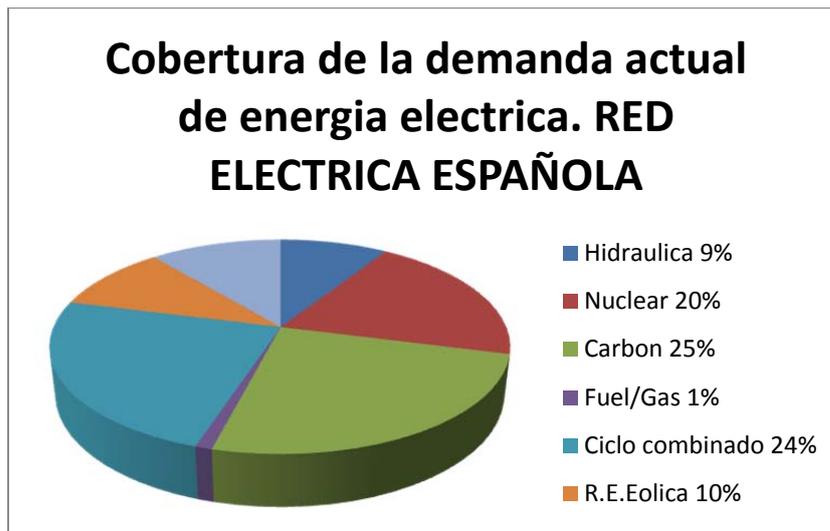


Fig 1. Demanda actual de energía eléctrica Española

Actualmente la energías renovables demandada por los consumidores en España es del 20%, siendo las más importantes las Eólica y la Hidráulica.

2.1.1 *Significado de Energía Solar Fotovoltaica.*

Este procedimiento consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”, cuyo funcionamiento se basa en un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”, cuyas características más importantes son:

- a) Inagotable a escala humana
- b) Elevada calidad energética
- c) Pequeño o nulo impacto ecológico

La energía fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, bombeo, repetidores de telecomunicaciones, etc..) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño (Mega Wattios).

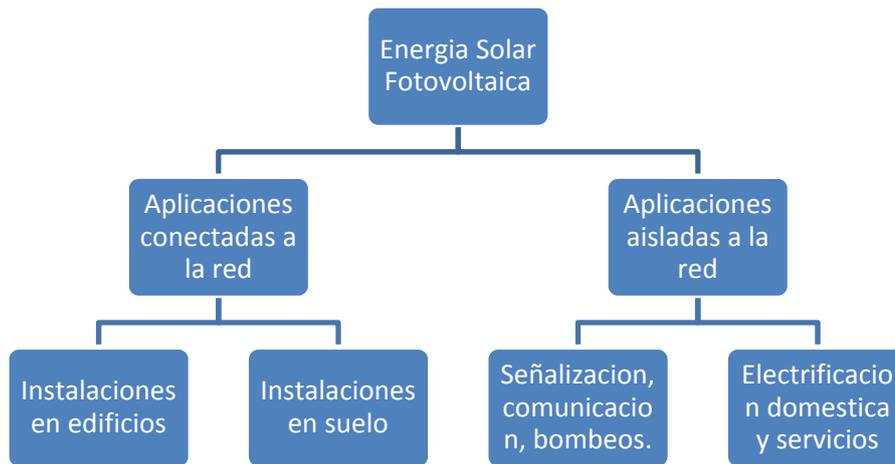


Fig 2. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Se puede destacar que cada kWh generado con energía fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 Kg de CO₂ comparándola con la energía generada con carbón, o aproximadamente 0.4 kg de CO₂ en el caso de compararla con energía generada con gas natural. Lo que indica que se cumplen los protocolos del tratado de Kioto.

2.1.2 Energía solar Fotovoltaica en España.

Se sabe y se reconoce que por muchos años el recurso solar para la península es abundante, con excelentes condiciones para la utilización de esta energía fotovoltaica, con áreas de una alta irradiancia y un brillo solar que puede cubrir perfectamente la demanda requerida por los usuarios, también es importante informar que pueden existir pérdidas por las sombras artificiales y naturales, lo que puede condicionar la optimización del recurso.

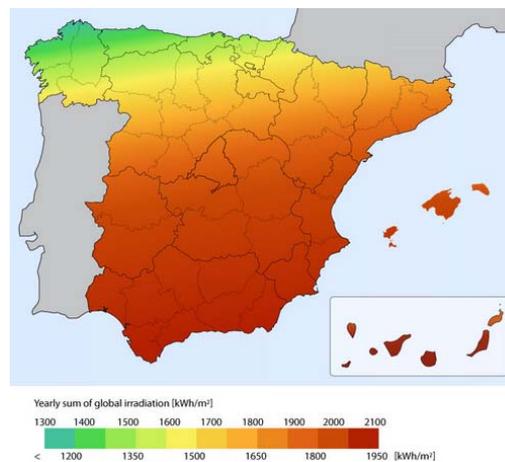


Fig 3. kWh/m²

España elabora el plan fomento de las energías renovables 2000-2010, afirmando que aproximadamente el 12.1% de la energía primaria consumida en 2010 era de las fuentes renovables, luego se revisa dicho plan en 2004 y se crea el actual plan de fomento de las energías renovables 2005-2010, por lo que se establece una cifra de 400MW de potencia instalada en este tipo de energía, se superan los 37MW, presentando un incremento cercano al 55% respecto a la potencia instalada en 2003. Se puede decir que los objetivos señalados por el plan fomento de energías renovables 2005-2010, para energía solar fotovoltaica, se alcanzaron en 2007 con 3 años de antelación, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado según la Comisión Nacional de Energía (CNE)

2.2 Diseño de un sistema solar fotovoltaico

Podemos hablar de dos tipos de instalaciones, AISLADAS Y CONECTADAS A RED.

Las instalaciones CONECTADAS A RED están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionador de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, el cual cumplirá los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

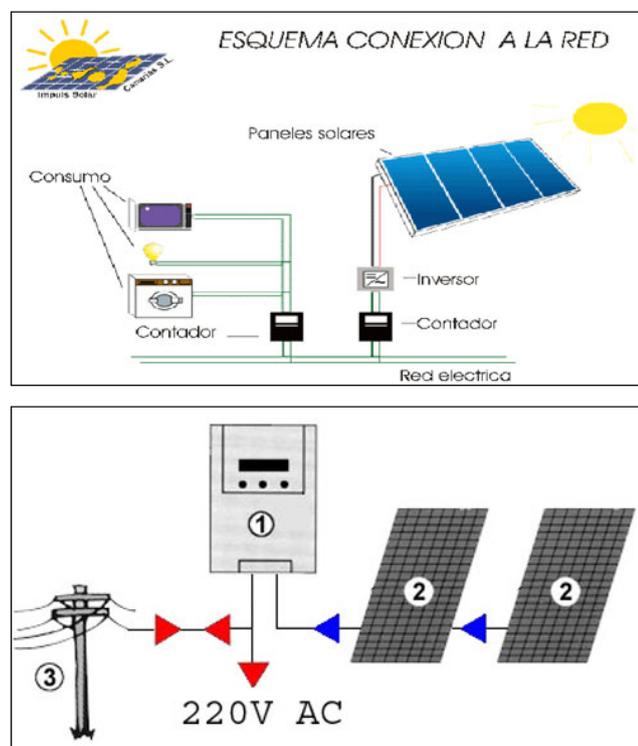


Fig 4 Esquema conexión a red

Para las instalaciones aisladas, se utilizarán baterías para acumulación en todos los casos.

Los sistemas sin acumuladores, son habitualmente autoconsumo directo, los tipos de baterías son estacionarias de Plomo-Acido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan perfectamente a dichas instalaciones.

Hay que destacar que este tipo de energía se puede transformar en energía alterna, mediante Inversores

2.2.1. Descripción de componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Diremos que para una instalación de este tipo discriminaremos y explicaremos varios tipos de componentes que debemos dimensionar para que la radiación solar sea transformada en energía eléctrica que inyectaremos a red, hablaremos de los siguientes componentes:

- a) Paneles solares: Estos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales para que estén protegidos de la intemperie, éstas se encargan de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico, este efecto se produce al incidir la radiación solar sobre materiales definidos como extrínsecos, es decir cuando incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre los bornes de una pila.

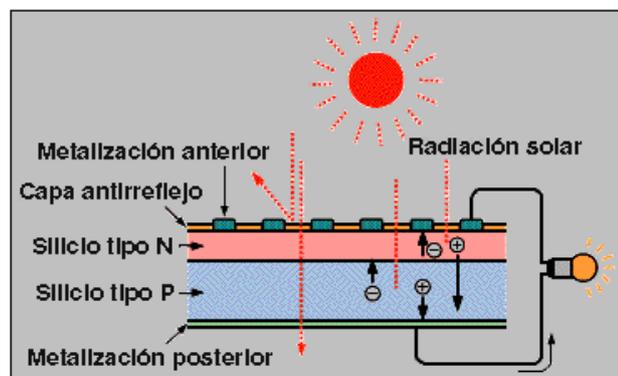


Fig 5 Diagrama interno de un panel solar

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio, extraído de un banco de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de celular solares, entre el 15 y 18%.. Como otra opción podremos hablar del silicio policristalino, con rendimiento que oscila entre el 12% Y 14%, siendo algo más barato que el anterior. Por otro lado existe otra familia de células solares constituidas por silicio amorfo, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las células cristalinas, inferior al 10%

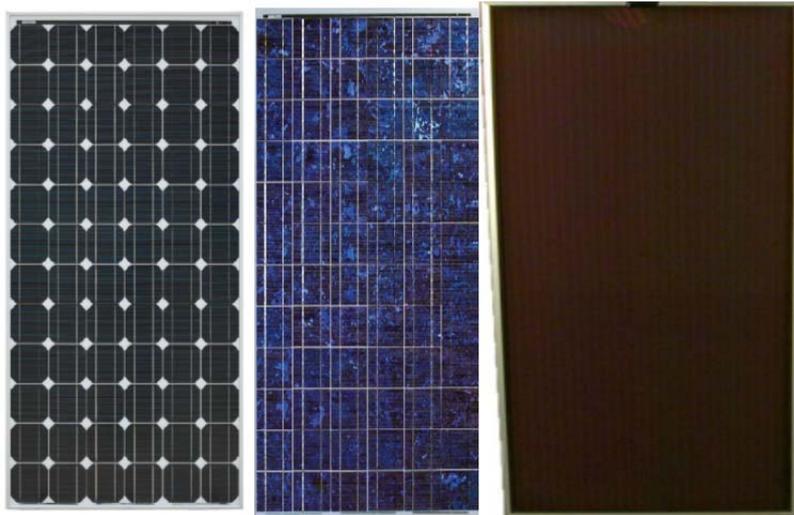


Figura 6: Silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo

Cada panel está constituido por varias células iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian ramales de células en serie/paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.



figura 6: Elementos de una panel Fotovoltaico

A la hora de dimensionar nuestra instalación, es necesario conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel.
- Punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}): Es el punto por el cual la potencia entregada es la máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la

tensión y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.

- Eficiencia y rendimiento (η) es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente, dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva "voltaje corriente", la curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), tensión a circuito abierto (V_{oc}) y corriente de cortocircuito (I_{sc}) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida (25°C).

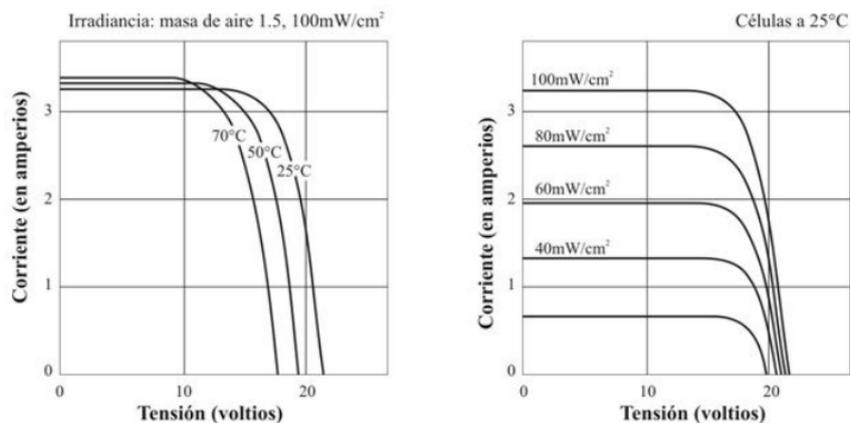


Figura 7: Curva I-V mostrando la influencia de la temperatura y la irradiancia incidente.

Todos los parámetros fundamentales serán entregados por los fabricantes y estos se encuentran en las hojas características de los paneles fotovoltaicos, las condiciones de funcionamiento estándar son las condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, estas condiciones son:

1. Irradiancia: 1000W/m²
2. A nivel del mar
3. Temperatura de la célula: 25°C

Si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las medidas en condiciones estándar (STC), las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Por lo tanto es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- Coeficiente de temperatura Voc: Es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce en circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con variaciones de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- Coeficiente de temperatura Isc: Es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel debido a que no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura, pero su efecto es mucho menos importante que en el caso anterior.

Estos coeficientes de temperatura, pueden representar el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura, es decir se observa cómo cambia la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de corto circuito. En efecto combinado de ambas provoca una pérdida de eficiencia si el panel se calienta en exceso.

b. Estructura soporte:

Las estructuras para este tipo de instalaciones deberán cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y seguir las pautas descritas en el pliego de condiciones técnicas del instituto para la diversificación y ahorro de energía (IDAE).

Para la instalación se podría pensar en utilizar estructuras de soporte fijo o móvil. Para la estructura fija se deberá hacer un cálculo de diseño específico y muy bien elaborado, pues esta instalación mantendrá una orientación que no tendrá seguimiento solar lo que incurrirá en algunas pérdidas durante el brillo solar diario, pérdidas que serán sombras externas o nubosidad.

Por otro lado, se puede hacer un diseño estructural con seguidor solar, lo que permitirá obtener el máximo punto de irradiación durante el día, este seguidor orientará los paneles siempre perpendicularmente con el sol. Es una opción mas cara pero muy precisa.

El área de instalación será de unos 100m² toda la estructura y peso será distribuida sobre el tejado del restaurante, buena parte del tejado es hormigón (70%) y otra parte, el 30%, tendrán soporte en tejado metálico.

Lo vemos en las siguientes fotos:







3. Metodología.

I. IRRADIANCIAS OBTENIDAS

Para este apartado el pre-dimensionado de la instalación es el estudio del recurso solar que se puede aprovechar en toda el área de irradiación solar.

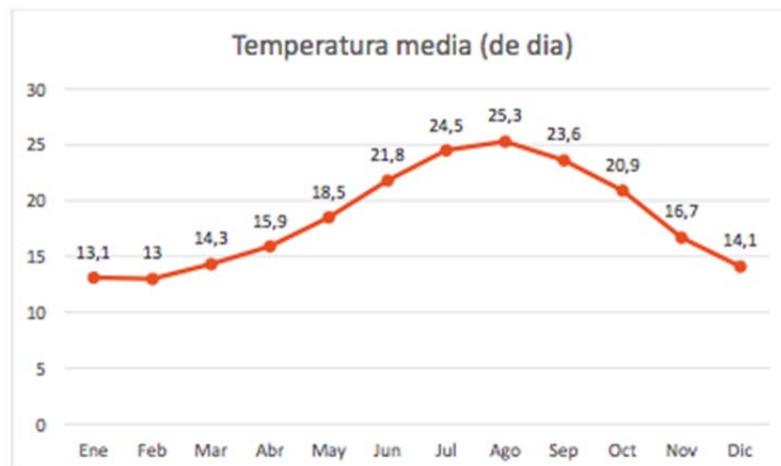
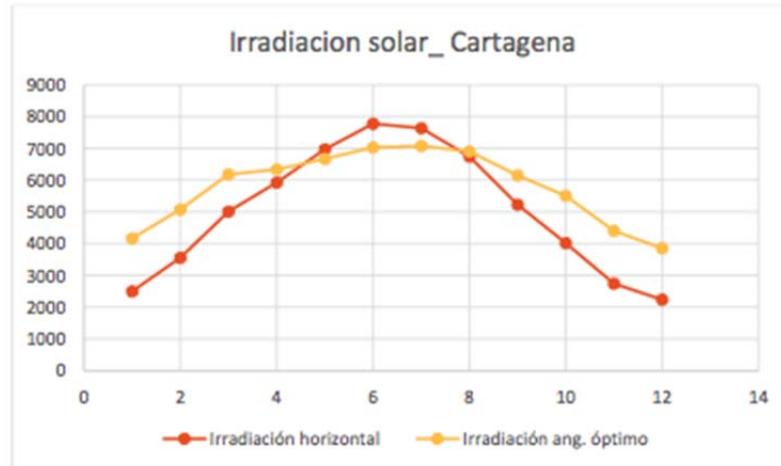


Fig. 7 Irradiación Solar (Wh(0-9000)/m2(0-14 superficie)por día)

Fig. 8 Temperatura media por día (0-30°C)

Por lo tanto se utiliza la herramienta PVGIS para mostrar los datos de irradiación a distintos ángulos.

Aquí calculamos con más detalle las curvas de generación a lo largo de un "día medio" característico, obtenido como la media de la irradiancia de cada uno de los días a lo largo de dicho mes. Lo mismo puede reflejarse de las temperaturas a lo largo del día.

Por lo tanto utilizaremos la herramienta PVGIS de la siguiente manera, observaremos en las diferentes pestañas que obtendremos datos como:

- Promedio de irradiación solar diaria.
- Irradiación mensual.
- Radiación diaria.

Empezamos con el rendimiento del sistema FV a red
 PVGIS estimación de la producción de electricidad solar, para las siguientes coordenadas: Lugar: 37°40'16" Norte, 0°56'58" Oeste, Elevación: 28m.s.n.m, Base de datos de radiación solar empleada PVGIS-CMSAF

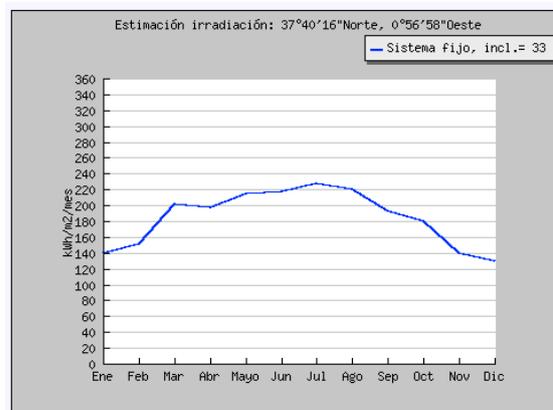
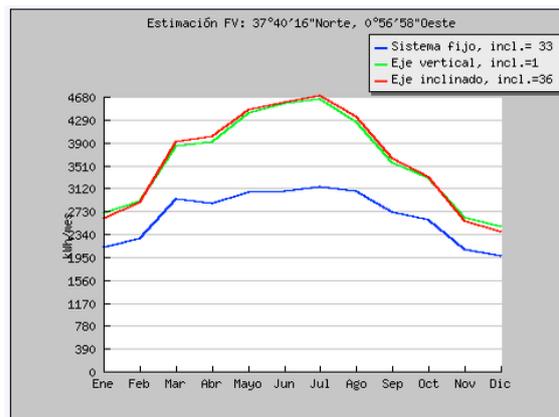
Potencia nominal del sistema FV: 19,5 kW (Silicio cristalino)
 Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiación: 11,5% (utilizando la temperatura ambiente)
 Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2,6%
 Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 14,0%
 Pérdidas combinadas del sistema FV: 25,8%

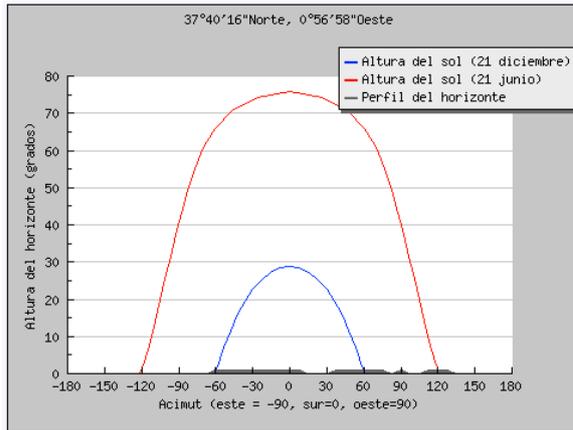
| Sistema fijo: inclinación=34°, orientación=0° (Óptimo a la orientación dada) | | | | |
|---|-------------|--------------|-------------|-------------|
| Mes | E_d | E_m | H_d | H_m |
| Ene | 68.40 | 2120 | 4.50 | 140 |
| Feb | 80.90 | 2270 | 5.39 | 151 |
| Mar | 94.60 | 2930 | 6.48 | 201 |
| Abr | 95.50 | 2860 | 6.60 | 198 |
| Mayo | 98.70 | 3060 | 6.92 | 214 |
| Jun | 102.00 | 3060 | 7.26 | 218 |
| Jul | 102.00 | 3150 | 7.33 | 227 |
| Ago | 98.90 | 3060 | 7.13 | 221 |
| Sep | 90.80 | 2720 | 6.43 | 193 |
| Oct | 83.10 | 2570 | 5.78 | 179 |
| Nov | 69.10 | 2070 | 4.63 | 139 |
| Dic | 63.10 | 1960 | 4.16 | 129 |
| Media anual | 87.3 | 2650 | 6.06 | 184 |
| Total para el año | | 31900 | | 2210 |

| Sistema de seguimiento eje vertical inclinación óptima=1° | | | | |
|--|------------|--------------|-------------|-------------|
| Mes | E_d | E_m | H_d | H_m |
| Ene | 86.70 | 2690 | 5.78 | 179 |
| Feb | 104.00 | 2900 | 6.95 | 194 |
| Mar | 124.00 | 3850 | 8.50 | 263 |
| Abr | 131.00 | 3920 | 8.93 | 268 |
| Mayo | 142.00 | 4400 | 9.80 | 304 |
| Jun | 152.00 | 4570 | 10.60 | 319 |
| Jul | 150.00 | 4650 | 10.60 | 329 |
| Ago | 137.00 | 4240 | 9.73 | 302 |
| Sep | 119.00 | 3560 | 8.36 | 251 |
| Oct | 107.00 | 3300 | 7.44 | 231 |
| Nov | 87.60 | 2630 | 5.92 | 178 |
| Dic | 79.50 | 2470 | 5.32 | 165 |
| Media anual | 118 | 3600 | 8.17 | 249 |
| Total para el año | | 43200 | | 2980 |

| Sistema de seguimiento eje inclinado inclinación óptima=36° | | | | |
|---|------------|--------------|-------------|-------------|
| Mes | E_d | E_m | H_d | H_m |
| Ene | 84.20 | 2610 | 5.56 | 172 |
| Feb | 103.00 | 2890 | 6.88 | 193 |
| Mar | 126.00 | 3920 | 8.66 | 268 |
| Abr | 134.00 | 4010 | 9.19 | 276 |
| Mayo | 144.00 | 4460 | 9.96 | 309 |
| Jun | 153.00 | 4590 | 10.70 | 321 |
| Jul | 151.00 | 4690 | 10.80 | 333 |
| Ago | 140.00 | 4340 | 9.99 | 310 |
| Sep | 121.00 | 3640 | 8.55 | 257 |
| Oct | 107.00 | 3320 | 7.46 | 231 |
| Nov | 85.70 | 2570 | 5.75 | 172 |
| Dic | 76.40 | 2370 | 5.05 | 157 |
| Media anual | 119 | 3620 | 8.11 | 247 |
| Total para el año | | 43400 | | 2960 |

- E_d : Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)
- E_m : Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)
- H_d : Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)
- H_m : Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)





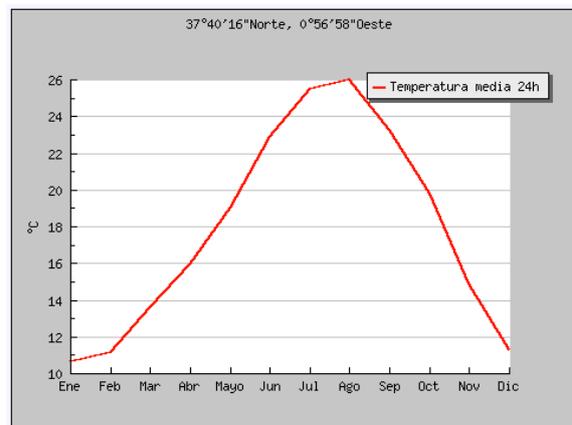
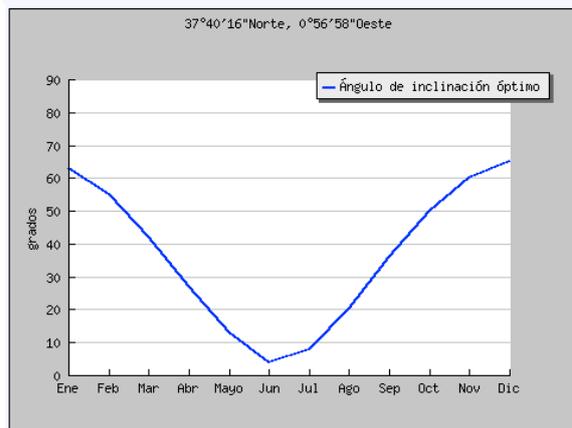
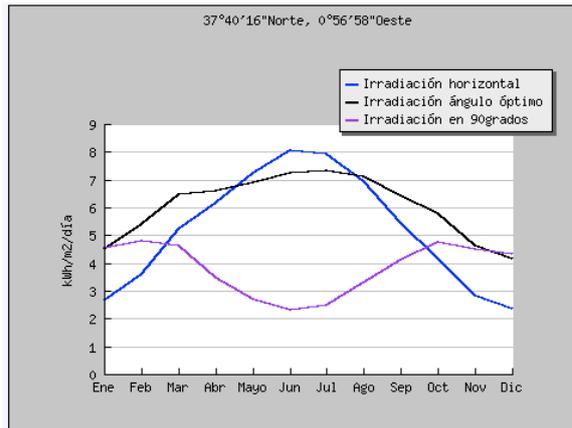
Ahora vamos a ver la radiación mensual

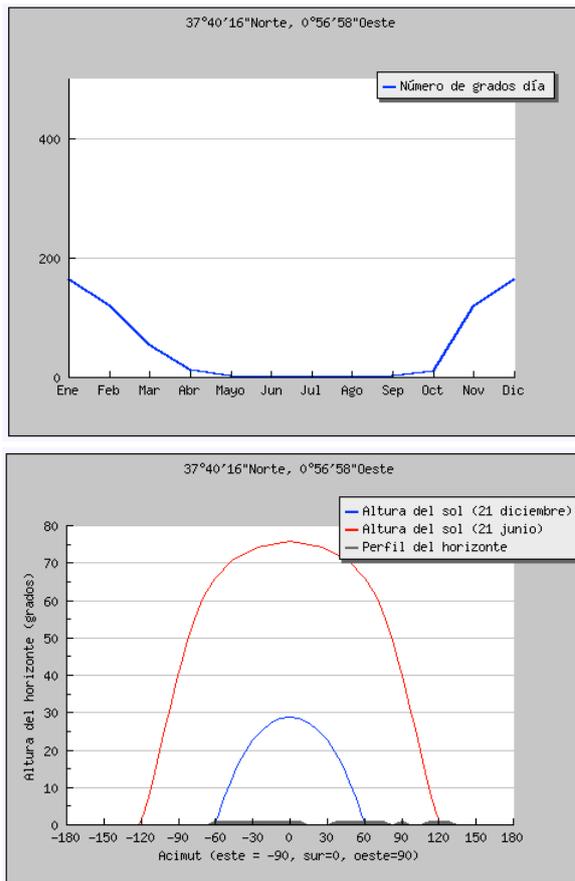
Pinchamos en calcular y obtenemos:

| Mes | H_h | H_{opt} | $H(90)$ | I_{opt} | T_{24h} | N_{DD} |
|------------|-------------|-------------|-------------|-----------|-------------|------------|
| Ene | 2640 | 4500 | 4550 | 63 | 10.6 | 163 |
| Feb | 3620 | 5390 | 4790 | 55 | 11.1 | 120 |
| Mar | 5210 | 6480 | 4640 | 42 | 13.6 | 53 |
| Abr | 6160 | 6600 | 3480 | 27 | 15.9 | 11 |
| Mayo | 7260 | 6920 | 2700 | 13 | 19.0 | 1 |
| Jun | 8070 | 7260 | 2290 | 4 | 22.9 | 0 |
| Jul | 7940 | 7330 | 2500 | 8 | 25.5 | 0 |
| Ago | 6960 | 7130 | 3280 | 20 | 26.0 | 0 |
| Sep | 5440 | 6430 | 4120 | 36 | 23.2 | 1 |
| Oct | 4170 | 5780 | 4760 | 50 | 19.8 | 10 |
| Nov | 2840 | 4630 | 4500 | 60 | 14.8 | 117 |
| Dic | 2350 | 4160 | 4330 | 65 | 11.3 | 163 |
| Año | 5230 | 6060 | 3820 | 34 | 17.8 | 639 |

donde:

-) Hh: irradiación sobre plano horizontal (Wh/m²/día).
-) Hopt: Irradiación sobre un plano con la irradiación óptima (Wh/m²/día).
-) H(90) Irradiación sobre plano inclinado a 90grados (Wh/m²/día).
-) Inclinación óptima (grados).
-) T 24h: Temperatura media diaria (24h)(°C)
-) Ndd: Numero de grados días de calefacción (-)





II. MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Elección de los paneles fotovoltaicos

Elegiremos la mejor opción según las siguientes consideraciones:

- Terrenos a ocupar: al tratarse de un tejado libre sombras y obstáculos, donde encontraremos una superficie libre de 100m².
- Tecnología a utilizar: utilizaremos paneles de tipo monocristalino, con un rendimiento óptimo que llega casi al 20%.
- Presupuesto: para esto tendremos en cuenta la inversión que el cliente quiera hacer sobre la instalación. Explicando al cliente cual es la mejor opción para obtener el máximo rendimiento de la instalación y los beneficios que tiene el utilizar este tipo de tecnologías.

Módulo fotovoltaico A-200M



Fig. Panel fotovoltaico A-200M DE ATERSA

Con estas consideraciones utilizaremos el panel FV A-200M de ATERSA, empresa de ámbito nacional con amplia experiencia en fabricación de todo tipo de dispositivos FV, módulos especializados para alimentar sistemas de 24 Vcc.

Características de los paneles escogidos, esto me permitirá dimensionar el cableado y las protecciones y saber cuál es el inversor que más nos conviene.

| Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)* | |
|---|---|
| A-200M | |
| Potencia Nominal (±5%) | 200 W |
| Eficiencia del módulo | 15,16% |
| Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp) | 5,38 A |
| Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp) | 37,18 V |
| Corriente en Cortocircuito (Isc) | 5,78 A |
| Tensión de Circuito Abierto (Voc) | 44,46 V |
| Parámetros térmicos | |
| Coefficiente de Temperatura de Isc (α) | 0,08% /°C |
| Coefficiente de Temperatura de Voc (β) | -0,32% /°C |
| Coefficiente de Temperatura de P (γ) | -0,43% /°C |
| Características físicas | |
| Dimensiones (mm ± 2mm) | 1618x814x35 |
| Peso (kg) | 14,8 |
| Área (m ²) | 1,63 |
| Tipo de célula | Monocristalina 125x125mm (5 pulgadas) |
| Células en serie | 72 (6x12) |
| Cristal delantero | Cristal templado ultra claro de 3,2mm |
| Marco | Aleación de aluminio pintado en poliéster |
| Caja de conexiones / Opcional | QUAD IP54 / QUAD IP65 |
| Cables | Cable Solar 4mm ² 1100mm |
| Conectores | MC4 o combinable MC4 |
| Rango de funcionamiento | |
| Temperatura | -40 °C a +85 °C |
| Máxima Tensión del Sistema / Protección | 1000 V / CLASS II |
| Carga Máxima Viento | 2400 Pa (130 km/h) |
| Carga Máxima Nieve | 5400 Pa (551 kg/m ²) |

* Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Fig 10 características del panel fotovoltaico

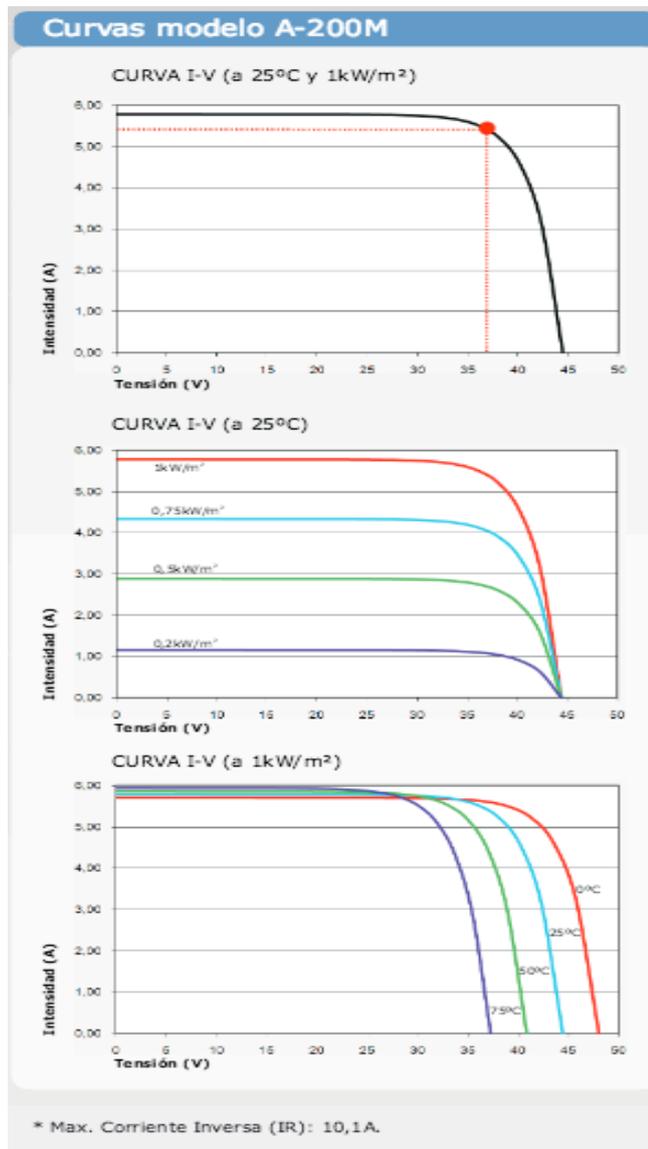
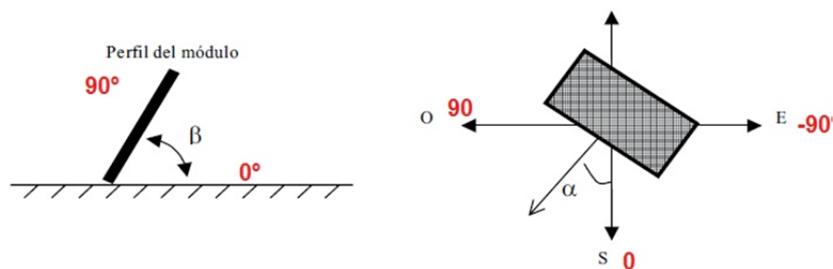


Fig 11 Curvas características Panel fotovoltaico modelo A-200M

Orientación de los paneles

Es muy importante que la orientación de los paneles sea la más adecuada, óptima y que ofrezca un la mejor eficiencia para captar la máxima radiación solar posible, esta orientación la determina en parte el emplazamiento donde se ubicaran los módulos, como es el caso de tejados y su grado de orientación.

Siguiendo las recomendaciones del IDEA, la orientación la define el ángulo azimutal, ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y del meridiano del lugar, lo más común son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.



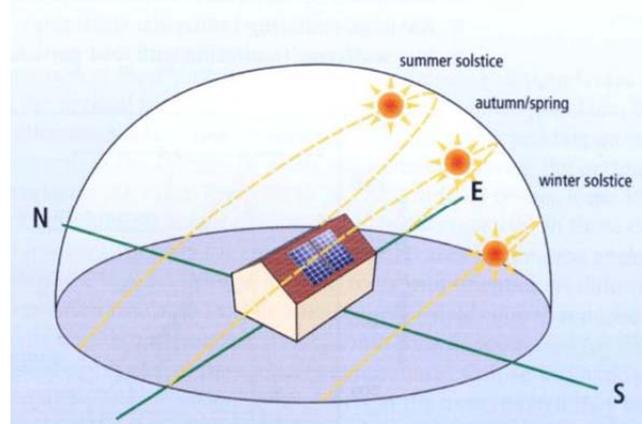
por lo tanto se orientaran los paneles hacia el sur geográfico, donde el $\alpha = 0$.

Inclinación de los paneles

Esta inclinación de los paneles será un aspecto muy importante, pues la inclinación, pues aquí se determinan sombras entre paneles, lo que disminuye la captación de la radiación solar.

El ángulo de inclinación β , lo forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

La incidencia del sol varía con la latitud y la declinación solar, el sol está a 90° con respecto a la superficie terrestre (Zenit) en el ecuador en los dos días de equinoccio y en los trópicos de los días de solsticio



Fuera de las latitudes de los trópicos es posible inclinar los paneles de manera que los rayos solares incidan perpendicularmente en medio día del día más largo del año, conociendo la altitud máxima en grados que el sol alcanza sobre el horizonte, según la fórmula

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat} + \text{decl. Solar}$$

lat : valor en grados de la latitud del sitio de la Instalación de los PV.

Decl. Solar: 23,45°

PV potential estimation utility

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe>

The screenshot shows the 'Sistema de Información geográfica fotovoltaica - mapa interactivo' interface. The map on the left shows a location with a red pin. The right panel contains the following settings:

- Estimación FV**: Radiación mensual, Radiación diaria, FV autónomo
- Rendimiento del sistema FV conectado a red**
- Base de datos de radiación: **Clima SAF PVGIS**
- Tecnología FV: **Silicio cristalino**
- Potencia FV pico instalac: **1** kWp
- Pérdidas estimadas del sistema [0:10]: **14** %
- Opciones de montaje: **Posición libre**
- Inclin. [0:90]: **34** grados Optimizar la inclinación
- Acimut [-180:180]: **0** gradc Optimizar también el acimut
- (Ángulo de acimut de -180 a 180. Este=-90, sur=0)
- Opciones del sistema de seguimiento:
 - Eje vertical Inclin. [0:90]: **0** grados Optimizar
 - Eje inclinado Inclin. [0:90]: **0** grados Optimizar
 - Seguidor solar a dos ejes
- Fichero del horizonte: **Examinar...** No se ha seleccionado ningún archivo.
- Formatos de salida:
 - Mostrar gráficas Mostrar el horizonte
 - Página web Fichero de texto PDF
- Calcular** [\[ayuda\]](#)

Fig 12. Optimizar la inclinación, calculamos el ángulo optimo de inclinación del panel

Esto me aconseja una inclinación optima de 34° por panel a instalar. Por lo tanto el diseño será para aprovechar la instalación durante todo Por este motivo se estudiara la posibilidad de poder variar el ángulo de inclinación de los paneles respecto a la horizontal dependiendo de si es verano o invierno.

Distancia mínima entre filas de módulos.

Calcular la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el modulo FV, para que así no se produzcan sombras entre cada panel FV.

La distancia "d", medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura "h", que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno, esta distancia "d" será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{l}{\text{sen}\gamma_{\text{min}}}$$

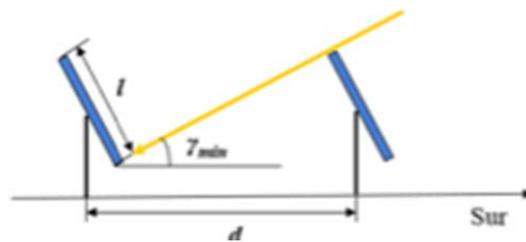


Fig 13. Elevación mínima del sol al medio día $\gamma_{\text{min}} = 28$ (solsticio de invierno)

El ángulo del sol de diciembre es de 26° por lo tanto la distancia será de 3.74 metros.

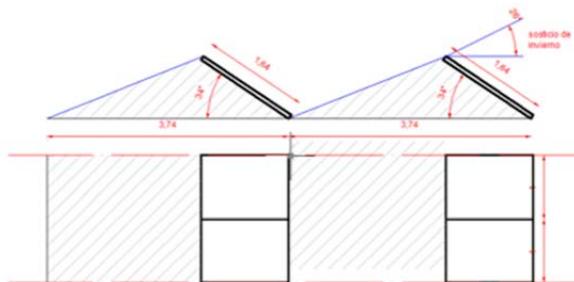


Fig. 14. Distancia entre paneles

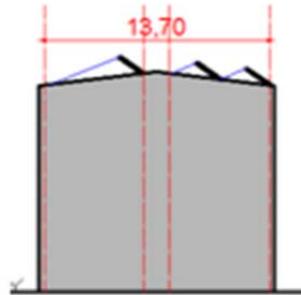


Fig. 15 Esquema paneles sobre tejado

La distancia de separación entre filas de módulos dependen del ángulo de inclinación de estos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas.

Inversor:

La potencia eléctrica generada a partir de la radiación solar, es una señal eléctrica de valores de corriente y tensión continua, por lo tanto a la hora de la entrega de la energía eléctrica a la red es necesario transformar esta señal de componentes continuas a componentes alternas, y esto se hace gracias a Inversores, con una frecuencia de 50 Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en la red de suministro.

Este Inversor es el equipo electrónico que transforma y permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador FV, este transforma la corriente continua en alterna, los inversores deben tener un alto rendimiento y gran fiabilidad, este rendimiento oscila entre el 90% y 97% y puede depender de la variación de la potencia de la instalación, los inversores estarán equipados con dispositivos electrónicos que permitirán realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, otro parámetro importante a tener en cuenta, es el rango de tensiones para lograr el mayor rendimiento, pues la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, pues esto varía por la temperatura y si la tensión aumenta o disminuye por variaciones en la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento.

Las protecciones que incorporan los inversores son:

1. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos
2. Protección contra calentamiento excesivo
3. Protección de funcionamiento modo isla: desconecta el inversor en caso de valores de tensión y frecuencia de red estén fuera de valores de umbral de funcionamiento sin apoyo de la red.
4. Protección de aislamiento: detecta fallos de aislamiento en el inversor
5. Protección contra inversión de polaridad: protege el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.

Uno de los puntos a considerar en la elección del inversor, es que este dispositivo este equipado de seguimiento del punto de máxima potencia para obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo que en condiciones normales de funcionamiento, se entregara la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, conociendo la disposición de los paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales vendrá dado para cada ramal de la serie por el número de paneles en serie en cada ramal del generador:

$$V_{mpp\ TOTAL} = V_{mpp} * N_s = 37,18 * 12 = 446,16\ V$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{mpp}) de cada panel por el numero de paneles en paralelo o ramales:

$$I_{mpp\ TOTAL} = I_{mpp} * N_p = 5,38 * 7 = 37,66\ A$$

Corrección de tensión y corrientes debido a la temperatura

En el tejado del restaurante se considerara un rango de temperaturas ambiente entre los -1° para invierno y 45° para verano, con estas temperaturas, la temperatura de célula será diferente a 25° , valor estándar de medida, para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles FV.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles, puede aproximarse mediante la expresión

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{onc} - 20}{800} \right) * I$$

Donde:

- T_p : Temperatura ambiente que alcanza la célula.
- T_a : Temperatura ambiente del lugar de instalación de los paneles solares.
- T_{ONC} : Temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando el modulo se somete a una irradiancia de $800\ W/m^2$, con distribución espectral AM 1,5G, la temperatura ambiente es de 20° y la velocidad del viento, de $1\ m/s$ ($T_{ONC} = 47^\circ$)

- I es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentra. (en verano $I = 1000\text{W}/\text{m}^2$ y en invierno $I = 100\text{W}/\text{m}^2$).
- Para conocer la tensión del circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo de temperatura de célula diferente a 25°C , se aplicara el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (Voc) proporcionado por el fabricante, según la siguiente ecuación

$$V_{oc}(X^\circ\text{C}) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T * \Delta V_{oc}(T)$$

Dónde:

- $V_{oc}(X^\circ\text{C})$ es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X
- $V_{oc}(25^\circ\text{C})$ es la tensión de circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida ($V_{oc}(25^\circ\text{C})=43.95\text{V}$)
- ΔT es la variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.
- $\Delta V_{oc}(T)$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel $\Delta V_{oc}(T) = -19404\text{mV}/^\circ\text{C}$.

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , se aplicara el coeficiente de temperatura para la corriente de corto circuito (Isc) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(X^\circ\text{C}) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + \Delta I_{sc}(T)$$

Donde

- $I_{sc}(X^\circ\text{C})$ es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.
- $I_{sc}(25^\circ\text{C})$ es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida ($I_{sc}(25^\circ\text{C}) = 5.1\text{A}$).
- $\Delta I_{sc}(T)$ es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel $\Delta I_{sc}(T) = 2\text{mA}/^\circ\text{C}$.

Por lo tanto, para una temperatura ambiente de -1°C , la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$T_p = T_a + (T_{onc} - 20|800) * I = -1 + (47 - 20|800) * 100 = 2.375^\circ\text{C}$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{oc}(2.375^\circ\text{C}) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T * \Delta V_{oc}(T) = 43.95 + (2.375 - 25) * (-0.1944) = 48.34\text{V}$$

$$I_{sc}(2.375^{\circ}\text{C}) = I_{sc}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta T * \Delta I_{sc}(T) = 5.1 + (2.375 - 25) * (-0.1944) = 9.4983 \text{ A}$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de -1°C , se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y multiplicando el número de ramales en paralelo del generador FV por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de -1°C , la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante invierno:

$$V_{oc}(2.375^{\circ}\text{C})_{\text{total}} = V_{oc}(2.375^{\circ}\text{C}) * N_s = 48.34 \text{ V} * 12 = 580,08$$

$$I_{sc}(2.375^{\circ}\text{C})_{\text{total}} = I_{sc}(2.375^{\circ}\text{C}) * N_p = 9,4983 \text{ A} * 7 = 66,4881$$

Ahora para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador FV durante el periodo de verano, se considerara la temperatura de 45°C indicada anteriormente, como un extremo posible de la temperatura máxima que se podría alcanzar, por lo que la temperatura de las células que componen los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{onc} - 20}{800} \right) * I = 45 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) * 1000 = 78.75^{\circ}\text{C}$$

Para esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{oc}(78.75^{\circ}\text{C}) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta T * \Delta V_{oc} = 43.95 + (78.75 - 25) * (0.1944) = 33.5 \text{ V}$$

$$I_{sc}(78.75^{\circ}\text{C}) = I_{sc}(25^{\circ}\text{C}) + (78.75^{\circ}\text{C}) * T * \Delta I_{sc}(T) = (78.75 - 25) * (-0.1944) = 5.2 \text{ A}$$

Una vez obtenidas la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo un temperatura ambiente de 45°C , se hallará la tensión a circuito abierto total del generador multiplicando esta tensión por el número de paneles solares conectados en serie en cada ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$V_{oc}(78.75^{\circ}\text{C})_{\text{total}} = V_{oc}(78.75^{\circ}\text{C}) * N_s = 33.5 \text{ V} * 12 = 402 \text{ V}$$

$$I_{sc}(78.75^{\circ}\text{C})_{\text{total}} = I_{sc}(78.75^{\circ}\text{C}) * N_p = 5.2 \text{ A} * 7 = 36,4 \text{ A}$$

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzaran en la instalación ya que estos variaran al igual que los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente.

Para obtener el coeficiente de variación para tensión de máxima potencia respecto a la temperatura se utilizará la igualdad $V_{mpp} = 0.76 \cdot V_{oc}$ ya que la variación también lo cumplirá y por tanto $\Delta V_{mpp}(T) = 0.76 \cdot \Delta V_{oc}(T)$

$$\Delta V_{mpp}(T) = 0.76 \cdot (-0.1944) = -0.1477 \text{ V / } ^\circ\text{C}$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcancen en el punto de máxima potencia cuando se encuentran a temperatura ambiente de -1°C (temperatura de célula fotovoltaica 78.75°C) serán:

$$V_{mpp}(78.75^\circ\text{C}) = V_{mpp}(25^\circ\text{C}) + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(T) = 35.8 + (78.75 - 25) \cdot (-0.1477) = 27.85 \text{ V}$$

$$V_{mpp}(-1.625^\circ\text{C}) = V_{mpp}(25^\circ\text{C}) + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(T) = 35.8 + (2.375^\circ\text{C} - 25) \cdot (-0.1477) = 39.14 \text{ V}$$

Por tanto el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para las diferentes condiciones, por el número de paneles conectados en serie en cada uno de los ramales, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporcionara el generador FV en condiciones de máxima potencia

$$V_{mpp}(78.75^\circ\text{C})_{\text{total}} = V_{mpp}(78.75^\circ\text{C}) \cdot N_s = 27.85 \cdot 12 = 334,2$$

$$V_{mpp}(-1.625^\circ\text{C})_{\text{total}} = V_{mpp}(-1.625^\circ\text{C}) \cdot N_s = 39.14 \text{ V} \cdot 12 = 469,68$$

Inversor elegido

| | Tensión de máxima potencia | Tensión de circuito abierto | Corriente de cortocircuito |
|-----------------------|---|---|--------------------------------------|
| Invierno(-1°C) | $V_{mpp}(2.375^\circ\text{C}) = 469,68$ | $V_{oc}(2.375^\circ\text{C}) = 580,08$ | $I_{sc}(2.375) = 66,48$ |
| Verano(45°C) | $V_{mpp}(78.75^\circ\text{C}) = 334,2$ | $V_{oc}(78.75^\circ\text{C}) = 402 \text{ V}$ | $I_{sc}(78.75^\circ\text{C}) = 36,4$ |

Atendiendo a estos valores límite, para las distintas condiciones, de tensión y corriente, se ha elegido el inversor ATERSA SIEL-SOLEIL 60/50, cuya tabla de especificaciones técnicas es:

| MODELO [kW] | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 125 | 150 | 225 | 350 | 450 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----|-----|-----|------|--|--|------|--|--|------|--|--|------|--|--|------|--|--|------|--|--|------|--|--|
| Codificación Atersa | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Especificaciones Eléctricas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.- Conexión a la red | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Potencia Nominal de la instalación (kW) | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 125 | 150 | 225 | 350 | 450 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Conexión | Trifásica y neutro | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2.- Generador fotovoltaico | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Potencia mínima/máxima paneles (kWp) | 12-17,5 | 17,5-22 | 22-27 | 27-33 | 33-44 | 44-50 | 50-65 | 65-88 | 88-110 | 110-125 | 125-140 | 140-190 | 190-270 | 270-440 | 440-550 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rango de tensión PMP* (V _{dc}) | 330-600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensión máxima de entrada a módulos | 700V _{dc} a 0° C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensión mínima de arranque (V) | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Corriente máxima de entrada (A) | 53 | 67 | 82 | 100 | 133 | 152 | 197 | 267 | 333 | 424 | 677 | 818 | 1333 | 1667 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Número de entradas DC | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3.- Inversor AC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Potencia AC, Pn (kW) | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 125 | 150 | 225 | 350 | 450 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensión de red nominal AC, Vn (V) | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Corriente nominal (A) | 19,5 | 26,0 | 32,5 | 39 | 52 | 65 | 77,9 | 97,4 | 115,1 | 144 | 203 | 253 | 361 | 578 | 721 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Corriente máxima (A) | 21,6 | 28,9 | 36,1 | 43,3 | 58 | 72,1 | 97,4 | 115,1 | 144 | 203 | 253 | 361 | 578 | 721 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensión de funcionamiento | Vn ± 10% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Frecuencia de funcionamiento | 50 Hz ± 0,3 Hz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Protección contra funcionamiento en isla | SI | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4.- Otros datos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Consumo aprox. En vacío (W) | 32 | 32 | 46 | 46 | 46 | 46 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 64 | 64 | 64 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| THD de la intensidad AC | <3% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Control del sistema | Análogo / digital | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Contacto electromecánico de desconexión | SI | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sistema de aislamiento | Transformador | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Protección del interfaz de comunicaciones | SI | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rendimiento máximo (%) | 93,8 | 94,2 | 94,4 | 94,5 | 95,1 | 95,1 | 95,5 | 95,5 | 96,0 | 96,3 | 96,5 | 96,5 | 96,5 | 96,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Normativas | RD 1663/2000, CEI11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5949 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Especificaciones Físicas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sistema de Refrigeración | Convección natural + Ventilación forzada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rango de Temperatura de Trabajo | -50° C a +40° C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rango de Temperatura de Almacenamiento | -20° C a +50° C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Humedad Relativa Máxima | 95% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nivel dB(A) | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 68 | 68 | 68 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dimensiones (mm) (L x W x H) | 550 x 850 x 1055 | | | 420 | | | 440 | | | 750 | | | 900 | | | 980 | | | 1400 | | | 1600 | | | 2000 | | | 2500 | | | | | | | | | | | |
| Peso (kg) | 280 | | | 300 | | | 330 | | | 350 | | | 420 | | | 440 | | | 750 | | | 900 | | | 980 | | | 1400 | | | 1600 | | | 2000 | | | 2500 | | |
| Índice de protección | IP 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Material envolvente | Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Estos datos pueden estar sujetos a modificaciones sin previo aviso. *PMP: Punto de Máxima Potencia.
 Kit vigilante aislamiento opcional en todos los modelos.

Fig. 16 Características eléctricas y físicas del Inversor

Para la elección de este modelo de inversor se a tenido en cuenta varios puntos a destacar:

1. El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre 330 y 600V, por tanto, trabajara perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentran los paneles fotovoltaicos ya que cuando los paneles estén entregando la máxima potencia, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilara entre **V_{mpp}(2.375°C) = 469,68V** y **V_{mpp} (78.75°C) = 334,2V** que está dentro del rango de tensiones. Además si los paneles están trabajando en condiciones invernales, como máximo suministrarán una tensión de circuito abierto de **V_{oc}(2.375°C)_{total} = 580,08V** que también se encuentra en el rango de tensión de funcionamiento del inversor. Por otro lado, cuando los paneles trabajen bajo condiciones de altas temperaturas, la tensión máxima de circuito abierto que ofrecerán será de **V_{oc}(78.75°C) = 402V** que está dentro del rango de tensiones.
2. La máxima tensión de entrada a módulos es de 700Vdc, por tanto cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar ya como máximo lo paneles solares suministrarán una tensión de circuito abierto de **V_{oc}(2.735°C) = 580,08V** que será la producida en condiciones ambientales invernales.
3. La corriente máxima de entrada al inversor son 200 A, este valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de **I_{sc}(78,75°C)_{total} = 36,4** que será la producida en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de 45°C
4. La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor es 60KWp, pero permite un rango de potencias de funcionamiento de paneles de entre 55KWp y 65KWp en el cual el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo ya que se supone

que los paneles no entregaran la máxima potencia siempre, el generador FV en este caso suministrara una potencia de 61.2KWp como máximo, valor que está dentro del rango de potencias para que el inversor esta dimensionado y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento

Protecciones:

Se utilizaran protecciones adicionales en la instalación para proteger, la propia instalación, equipos y la propia seguridad del personal responsable de la instalación y mantenimiento según real decreto1663/2000 y reglamento eléctrico de baja tensión

Las protecciones serán:

- Interruptor general manual, este será un magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
- Interruptor automático diferencial: protege a las personas físicas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión: desconecta o conecta automáticamente la instalación en caso de pérdida de tensión o de frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente).
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Se instalarán las funciones del inversor, de protección de máxima y mínima tensión y frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por el inversor. En este caso solo se precisara disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:
 - i. Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se establezcan las condiciones normales de suministro de la red.
 - ii. El estado del contacto (on- off), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar apropiado
 - iii. El contacto, gobernado manualmente por el inversor, podrá ser activado manualmente
 - iv. Dadas las circunstancias de no utilizar las protecciones precintables para la interconexión máxima y mínima de frecuencia y tensión, el inversor deberá asegurar lo siguiente:
 - Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.
 - Los valores de tara de frecuencia y tensión

- El tipo y característica de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc...).

Al tener tanta potencia continua como potencia alterna, se utilizarán dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán para los cálculos en el proyecto:

- a. Protecciones de continua: que se pondrá desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.
- b. Protecciones de alterna: esta protección se instalara en la instalación donde tengamos potencia alterna, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

Reglamentación:

- R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial.
- R.D. 1663/2000, de 29 de septiembre, que establece las normas de conexión a red de baja tensión de instalaciones FV.
- R.D. 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar FV.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones FV conectadas a red (PCT) establecidas por el Instituto para la diversificación y ahorro de energía (IDEA) Octubre de 2002.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por el R.D. 842/2002 de 2 de agosto e instrucciones técnicas complementarias (ITC).
- Código técnico de la edificación.
- Normas específicas de conexión a red de Unión Fenosa.

Mantenimiento de la instalación

Según el reglamento del IDEA, siempre se deberá realizar un mantenimiento adecuado, para la instalación FV y así asegurar un adecuado funcionamiento para conseguir aumentar la eficiencia y duración de la instalación, por lo tanto, la manera de actuar en este caso es la siguiente:

- **Mantenimiento preventivo:** este tipo de mantenimientos se harán de manera física por un operario, quien observara la instalación y verificara los diferentes equipos electrónicos, Inversor, paneles solares y protecciones.
Teniendo en cuenta las condiciones técnicas del IDAE, si la instalación es de potencia inferior a 5kWp, se realizará una visita al año como mínimo, pero, si es de una potencia superior, deberá realizarse una visita cada 6 meses a la instalación, para la comprobación de las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares así como sus conexiones, el estado del inversor, estado de los aislamientos de los conductores.
- **Mantenimiento correctivo:** se cambiarán, los equipos de la instalación cuando sea necesario para asegurarnos la vida útil de toda la instalación.

Todo esto, deberá realizarse por medio de personal cualificado, y deberá ser registrado un informe técnico.

III. PERFORMANCE RATIO

Condiciones adecuadas para calcular el Performance Ratio

Todos los cables en general de una planta FV deben resistir a las condiciones ambientales severas debido a las altas temperaturas, precipitaciones y radiaciones ultravioletas, es decir por un periodo de vida muy largo, hablamos de 20-25 años, los cableados deben tener una tensión nominal adecuada a la planta.

Las pérdidas por cableado se calculan teniendo en cuenta las pérdidas de los cables por la ley de Joule

$$P_c = I^2 R$$

Donde R se puede calcular mediante:

$$R = \rho_{Cu} L/S$$

Siendo $\rho_{Cu} = 1,71 \times 10^{-8} \Omega m$, la resistividad del Cu, L y S la longitud y sección del cable respectivamente. La estimación de las secciones mínimas de los cables se establece mediante la imposición de un límite máximo a la caída de tensión en los cables, calculada mediante la ley de Ohm:

$$V = IR$$

Se deben imponer también los requisitos mínimos de sección marcados por el reglamento de instalaciones eléctricas de baja tensión en función de la corriente que circulara por el cable y la temperatura del mismo. Una limitación de caída en tensión <1% ya suele ser lo suficientemente restrictivo para que también se cumpla el criterio normativo. No obstante, siempre hay que comprobarlo.

Como se decidió antes, el generador estará formado por ramales compuestos por cuatro ramales en paralelo y 10 módulos en serie, las conexiones de los cuatro ramales irán a una caja de conexión de grupo, tendremos 4 grupos por cada ramal (4) y estos grupos irán a la caja de conexión del generador FV.

Por lo tanto para los tramos de corriente continua se utilizaran conductores de tipo 0,6/1KV de cobre con aislamiento de PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrado en obra según la norma técnica ITC-BT-19

| | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x 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 obras | | | | 3x PVC | 2x PVC | | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| B2 | | Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obras | | | 3x PVC | 2x PVC | | | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| C | | Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾ | | | | 3x PVC | 2x PVC | | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| E | | Cables multiconductores al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ³⁾ | | | | | 3x PVC | | | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | |
| F | | Cables tripolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾ | | | | | | 3x PVC | | | | 3x XLPE o EPR ¹⁾ | |
| G | | Cables tripolares separados mínimo D ⁶⁾ | | | | | | | | | 3x PVC ¹⁾ | 3x XLPE o EPR ¹⁾ | |
| | | 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 | 91 | 105 | - |
| | | 25 | 59 | 64 | 70 | 77 | 84 | 88 | 96 | 106 | 116 | 123 | 166 |
| | | 35 | 77 | 80 | 86 | 96 | 104 | 110 | 119 | 131 | 144 | 154 | 206 |
| | | 50 | 104 | 108 | 117 | 125 | 133 | 145 | 159 | 175 | 195 | 188 | 250 |
| | | 70 | 140 | 149 | 160 | 171 | 185 | 202 | 224 | 244 | 264 | 284 | 371 |
| | | 95 | 180 | 194 | 207 | 221 | 239 | 261 | 290 | 321 | 354 | 388 | 501 |
| | | 120 | 220 | 236 | 252 | 270 | 297 | 327 | 364 | 404 | 448 | 496 | 631 |
| | | 150 | 270 | 288 | 306 | 327 | 357 | 390 | 432 | 478 | 528 | 582 | 731 |
| | | 185 | 330 | 350 | 370 | 393 | 431 | 474 | 524 | 578 | 636 | 698 | 871 |
| | | 240 | 420 | 444 | 468 | 504 | 552 | 606 | 666 | 732 | 804 | 882 | 1111 |
| | | 300 | 510 | 536 | 564 | 600 | 654 | 714 | 780 | 852 | 930 | 1014 | 1271 |

Fig 17. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Número de conductores con carga y naturaleza de aislamiento

La instalación de las canales protectores donde irán alojados los conductores del circuito se llevara a cabo tal y como lo muestra la norma ITC-BT-21:

- La instalación y puesta en obra de las canales protectoras deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20,460-5-52 y en las instrucciones ITC-BT-19 e ITC-BT-20.
- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúe la instalación.
- Los canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedara convenientemente asegurada
- No se podrán utilizar los canales como conductores de protección o de neutro, salvo lo dispuesto en la instrucción ITC-BT-18 para canalizaciones prefabricadas
- La tapa de las canales quedara siempre accesible.

Se ha optado por canaletas marca UNEX, modelo 66U23X aislantes con tapa de PVC M1 por sus buenas características técnicas

En el tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será diferente, en este tramo los conductores de tipo 0,6/1Kv estarán enterrados, serán de cobre con aislamiento PVC y el diseño se basara en la norma ITC-BT-07, para redes subterráneas de distribución para baja tensión.

| SECCIÓN NOMINAL mm ² | Tema de cables unipolares (1) (2) | | | 1 cable tripolar o tetrapolar (3) | | |
|------------------------------------|---|-----|-----|--|-----|-----|
| |  | | |  | | |
| | TIPO DE AISLAMIENTO | | | | | |
| | XLPE | EPR | PVC | XLPE | EPR | PVC |
| 6 | 72 | 70 | 63 | 66 | 64 | 56 |
| 10 | 96 | 94 | 85 | 88 | 85 | 75 |
| 16 | 125 | 120 | 110 | 115 | 110 | 97 |
| 25 | 160 | 155 | 140 | 150 | 140 | 125 |
| 35 | 190 | 185 | 170 | 180 | 175 | 150 |
| 50 | 230 | 225 | 200 | 215 | 205 | 180 |
| 70 | 280 | 270 | 245 | 260 | 250 | 220 |
| 95 | 335 | 325 | 290 | 310 | 305 | 265 |
| 120 | 380 | 375 | 335 | 355 | 350 | 305 |
| 150 | 425 | 415 | 370 | 400 | 390 | 340 |
| 185 | 480 | 470 | 420 | 450 | 440 | 385 |
| 240 | 550 | 540 | 485 | 520 | 505 | 445 |
| 300 | 620 | 610 | 550 | 590 | 565 | 505 |
| 400 | 705 | 690 | 615 | 665 | 645 | 570 |
| 500 | 790 | 775 | 685 | - | - | - |
| 630 | 885 | 870 | 770 | - | - | - |

Fig 18. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

En este tramo el cableado será trifásico con los que la sección teórica mínima que se utilizara en los conductores vendrá dada por la ecuación

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L}$$

Donde

- S es la sección teórica del conductor en (mm²)
- L longitud del conductor (m)
- P Potencia máxima que transporta el cable (W)
- u caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es el 2%
- C conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizara cobre y su conductividad es de 56m/Ω*mm²
- UL tensión de línea de la red (V).

Tramos de cableado

Los tramos de los que estará formada la instalación serán los siguientes:

a) Módulos solares → Caja conexión de grupo

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegaran las salidas de los ramales de los módulos conectados en serie. En dicha cada de conexión de subgrupo se alojaran los elementos encargados de protección para cada ramal por separado y también las protecciones del cableado de interconexión de subgrupo.

A las cajas de conexión de subgrupo llegaran 12 conductores, 6 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 6 correspondientes a los polos negativos y saldrán 2 conductores positivo y negativo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L Longitud del conductor (m). Se tomara como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, 35m.
- Icc es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de corto circuito de los paneles (A). Cada ramal suministrara una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 5,1 A
- U es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp} = 35,8 \text{ V}$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de $35,8\text{V} * 12 \text{ paneles} = 429,6\text{V}$
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizara cobre y su conductividad es de $56 \text{ m} / \Omega * \text{mm}^2$.
- Al tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores seria:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{u * C} = \frac{2 * 35 * 5,1}{0,015 * 429,6 * 56} = 0,989 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de $1,5 \text{ mm}^2$

- Por lo tanto según la norma ITC-BT, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6 / 1Kw de $1,5 \text{ mm}^2$, de aislamiento PVC e

instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15 A.

- A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener es de 45°C **diferentes** a los 40°C que tiene como base la tabla del reglamento, por lo tanto conlleva una reducción de la capacidad máxima del conductor. Así, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I(\text{admisible}) = 15^{\text{a}} * 0,91 = 13,65$ A valor superior a la máxima corriente que circulara por los conductores de este tramo que será de 5,1 A con lo cual el conductor de 1,5 mm² es válido.

b. Caja de conexión de grupo → caja de conexión del generador FV

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo donde se unen 7 ramales hasta la caja de conexión del generador FV donde se unen los 5 conductores de las cajas de conexión de grupo.

A esta conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 10 conductores y salen 2 únicos conductores, positivo y negativo hacia el inversor. En esta caja de conexión del generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador FV completo

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L Longitud del conductor (m). Se tomara como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión del generador, 25m.
- I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de corto circuito de cada uno de los módulos que lo forman. 5,1 A, pero en este tramo se unen 7 ramales, por lo tanto la corriente máxima que circulara por los conductores será de $5,1 \text{ A} * 7 = 35,7$ A.
- u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la máxima caída de tensión permitirá en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{\text{mpp}} = 35,8 \text{ V}$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de $35,8 \text{ V} * 50 = 1790 \text{ V}$.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizara cobre y su conductividad es de $56/\Omega * \text{mm}^2$.

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que debe tener los conductores será de

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{u * c} = S = \frac{2 * 25 * 30,6}{0,015 * 429,6 * 56} = 4,23 \text{ mm}^2$$

la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 6mm².

Atendiendo a la norma ITC-BT-19, la corriente, máxima admisible del conductor del tipo 0,6 / 1KV de 65 mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obras, es de 36 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción del 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45°C diferentes a los 40°C que tiene como base la tabla del reglamento, esto conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto la intensidad máxima admisible quedaría reducida a I (admisible) = 36 A * 0,91 = 32,76 A valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 30,6 A, con lo cual el conductor de 6mm² es válido.

La sección de los conductores para este tramo será mayor puesto que una vez estudiadas las protecciones se ha comprobado que no existen protecciones para esta sección e intensidades admisibles, se ha escogido un conductor de sección de 10mm² que al ser superior cumple con la ley de máxima admisible.

c. Caja de conexión de generador FV → Inversor

Al inversor llegan dos cables, el positivo y el negativo, que corresponden al final del circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión del generador y el inversor.
- I_{cc} corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A). Cada ramal suministrara una corriente máxima igual a la de corto circuito de cada uno de los módulos que lo forman, 5,1 A, pero cada conjunto de 7 ramales puede llegar a suministrar 32,76 A, si en la caja de conexión del generador se conectan todos los ramales, la corriente máxima que se puede alcanzar será 5,1 A * 7 = 35,7 A
- U es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la

máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp} = 5,8V$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 50 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de $35,8V * 50 \text{ paneles} = 1790V$.

- o C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es de $56m/\Omega * mm^2$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{u * c} = \frac{2 * 10 * 153}{0,015 * 429,6 * 56} = 8,47 mm^2$$

la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de $10 mm^2$.

Atendiendo a la normativa ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6 /KV de $10 mm^2$, de aislamiento PVC e instalación de conductores, aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 50 A

Esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción del 0,9 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de $45 ^\circ C$ diferentes a los $40 ^\circ C$ que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima de conductor. Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I(\text{admisible}) = 50 A * 0,91 = 45,5 A$ valor inferior a la máxima corriente que circulara por los conductores de este tramo que será de $153 A$, con lo cual el conductor de $10 mm^2$ no es válido, se escogerá la sección inmediatamente superior de conductor que admita una intensidad máxima superior a $153 A$

La sección escogida será de $95 mm^2$ admite una corriente máxima de $194 A$ y aplicando el coeficiente de reducción por temperatura de 0,91 admite una corriente de $176,5 A$, valor superior a los $153 A$ que podrían circular por este tramo.

d. Inversor → Red de baja tensión.

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de BT donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L Longitud del conductor (m) se tomará como longitud del cable, la distancia entre el inversor y el punto de conexión a la red de BT situado en la fachada del restaurante, 60 m
- P es la potencia máxima que transporta el cable (W). Será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor a su salida 54000W.
- UL es la tensión de línea de la red (V). A la salida del inversor la tensión será constante con valor 400V
- u. es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones del IDEA, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja de tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será $u = 0,02 * 400V = 8V$.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es de $56m/\Omega * mm^2$

El cableado del último tramo se realizará con conductores de cobre aislado en PVC enterrado bajo tubo y al tratarse de un tramo de corriente alterna, la sección mínima que los conductores deben tener es:

$$s = \frac{L * P}{C * u * UL} = \frac{60 * 54000}{56 * 8 * 400} = 18,08 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 25 mm²

La corriente que circulara desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de BT vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 54kW y la tensión a la cual se realizara la conexión, 400V, teniendo en cuenta que según el pliego de condiciones del IDEA, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares FV debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * UL * \cos\phi} = \frac{54000}{\sqrt{3} * 400} = 80A$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible por cables tripolares o tetrapolares tipo 0,6/1kV de sección 25mm² enterrado con aislamiento en PVC según la norma ITC-BT-07 es de 125 A.

Por tanto la intensidad máxima admisible por el conductor de 25mm² bajo las condiciones descritas anteriormente será $I(\text{admisible}) = 125 A * 0,8 * 0,94 * 0,97 = 91,18 A$, valor superior al valor de corriente máxima que circulara por el tramo, por lo tanto el conductor tipo

0,6/1kW de sección 25mm² con aislamiento de PVC será válido para el tramo.

La sección de los conductores para este tramo será mayor puesto que una vez estudiadas las protecciones se ha comprobado que no existen protecciones para esta sección e intensidades admisibles, se ha escogido un conductor de sección 35mm² que al ser de sección superior cumple con la ley de capacidad máxima admisible.

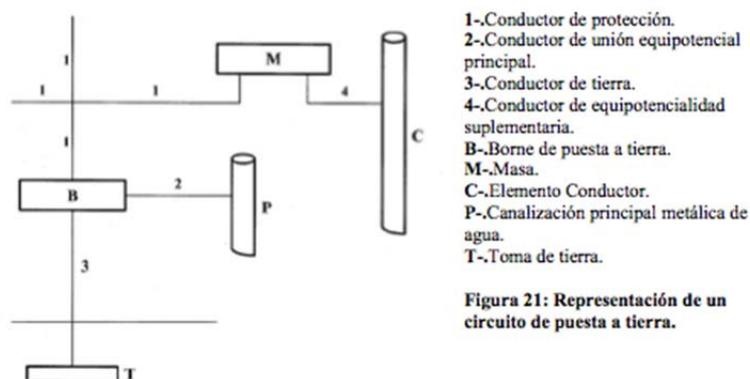
e. Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los operarios encargados del mantenimiento de la misma, el reglamento de BT establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de a tierra de las corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT.18 “instalaciones de puesta a tierra”, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

1. Tomas a tierra: permiten el drenaje de corrientes de fuga que se puedan producir en cualquier momento.
2. Conductores de tierra: estos unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra
3. Bornes de puesta a tierra: unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos de masa a proteger
4. Conductores de protección: estos unen eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra indirectos.

Esquema de un circuito de puesta a tierra



f. Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar FV 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.

El cálculo de las protecciones se realizara independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y da corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser diferentes para cada tramo dependiendo de la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Por lo tanto las ecuaciones básicas serán las siguientes

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

Donde

- I_b es la corriente de empleo o utilización
- I_n es la corriente nominal del dispositivo de protección
- I_z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de fusibles y disparo de los interruptores automáticos)

En la protección por fusible magnetotérmico normalizado se cumple que $I_2 = 1,6 \cdot I_n$, por lo que deben verifica la primera condición

El cálculo de protecciones se realizara dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación FV.

a. Protecciones de continua

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por le cero en cada semiperiodo, al cual corresponde un apagado espontaneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice

gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que daría lugar a elevadas sobretensiones.

El esquema unifilar de la instalación, muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son tres, que se encuentran entre los paneles solares FV y la entrada al inversor. Estos módulos son los siguientes:

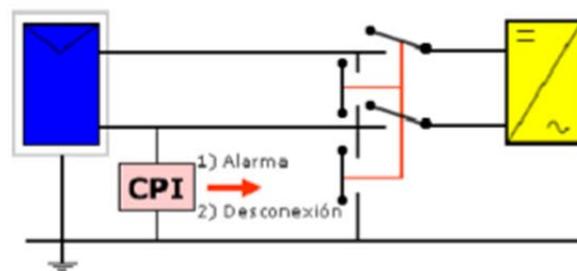
- i. Módulos solares
- ii. Caja de conexiones de grupo
- iii. interruptor seleccionado

g. Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor

Este último tramo de corriente continua conecta todas las cajas de conexión de grupo del generador FV con el inversor de la instalación, constara de dos únicos conductores, uno positivo y otro de polaridad negativa

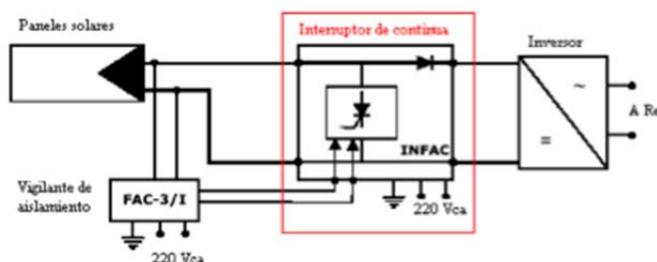
Este tramo consta de los siguientes elementos de protección

- a. *Controlador permanente de aislamiento:* los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los conductores (+ y -) contra tierra.



El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos, un vigilante y un interruptor de continua.

- b. *Interruptor de corriente continua:* Este abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución.



h. Magnetotérmico:

Estos dispositivos son aparatos con diferentes números de polos: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte, la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación de un cuadro, para montaje saliente, etc...

La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobre intensidades elevadas actúa la protección magnética.

Utilizaremos un magnetotérmico de 160ª en la línea el generador FV y el inversor

He optado por el interruptor marca CHINT serie NM6, modelo NM6-160 con tres polos, con intensidad nominal de 160 A.



La tensión de servicio para este modelo magneto térmico varía dependiendo del número de polos que se conecten en serie. La tensión máxima que se puede generar a la salida del generador FV serán 589512 V en condiciones de circuito abierto y temperatura mínima, por tanto se conectarán los tres polos en serie ya que cada polo en serie conectado soporta una tensión de servicio de 250 Vcc y con los tres polos conectados se logra una tensión máxima que puedan generar los módulos solares.

i. protecciones de 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

Inversor → red de baja tensión

El sistema de protecciones de este apartado deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones FV a la red de BT según R.D.1663/2000 y además 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 FV.

Las protecciones estarán gobernadas por los siguientes componentes

1. protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51Hz y 49Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
2. Interruptor general manual, que será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
3. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
4. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación FV en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
5. Puesta a tierra, la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de BT y las instalaciones FV, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Detalle del proyecto a ejecutar, emplazamiento, descripción de la instalación, cálculos y toma de decisiones



4.1 *Emplazamiento de la instalación.*

La instalación se realizará en el término municipal de la aparecida, avenida de San Javier s/n a unos 8 kilómetros del entorno urbano de Cartagena (Murcia). Se repartirá la estructura en el tejado del restaurante que tiene una dimensión de unos 1000m².

4.2 *Descripción general de la instalación*

El generador fotovoltaico estará formado por 40 paneles de marca ATERSA, modelo A-200M, con una potencia total del generador de 15 kW, los módulos se situarán sobre soportes metálicos fijos con la opción de regular su inclinación de una forma manual.

La instalación del proyecto se divide en cuatro circuitos diferentes de conductores de diferente sección desde los paneles solares hasta el punto de conexión a la red de baja tensión.

Los paneles se dispondrán en grupos de 6 conectados en serie cada uno, esto permite una óptima distribución, intentando eliminar las sombras que cada panel genera, la distribución ayuda a definir mejor el esquema eléctrico de protecciones y cableado, uniéndose cada ramal de cada grupo del generador en “cajas de conexión de grupo” y a su vez los conductores que salgan de cada caja de conexión de grupo llegaran a una caja de “conexión de generador fotovoltaico” donde llegaran todos los paneles solares y saldrán los conductores hacia el inversor.

El inversor se ubicara en dentro de la caseta de mando y oficinas del abasto, se utilizara un inversor eficiente que cumpla con la reglamentación y rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación, como el rango de tensiones de entrada al inversor, la tensión máxima de entrada, la corriente máxima, etc...Por lo que utilizaremos el inversor ATERSA SIEL-SOLEIL 60/50 cuya potencia de salida es 50W.

4.3 *Calculo de la estructura de soporte.*

Esta estructura soporte de la instalación estará adecuada para poder variar su inclinación durante distintos periodos de funcionamiento, variando el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico hasta un ángulo optimo dependiendo si es verano o invierno, por lo tanto lograremos hacer la mayor captación de radiación solar posible en cada periodo de funcionamiento aumentando la eficiencia de la instalación.

4.3.1 Sobrecargas soportadas:

Según la condición técnica del IDEA, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir la sobrecarga del viento.

Por lo tanto la estructura se dimensionara para soportar vientos de unos 120Km/h como máximo, las estructuras de soporte tendrán una orientación optima, orientados hacia el sur, por lo tanto los vientos de mayor carga serán los procedentes del norte, generando fuerzas sobre la estructura visto en la figura

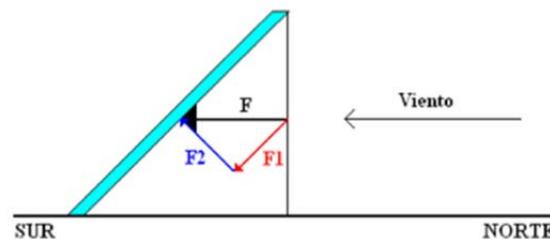


Fig 19. Sobre cargas y tensión debido a agentes externos

En su camino, el viento encontrara una superficie obstáculo definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran.

Para una inclinación de 52° , la inclinación obstáculo que encuentra el viento viene dado por

$$\text{SuperficieObstaculo} = \text{Area_panel} * \text{sen}\beta = 1,618 * 0,814 * \text{sen}52^\circ = 1,03\text{m}^2.$$

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión, a unos 120Km/h, la presión, que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de unos 735N/m², por tanto la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles es de 735N

La fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección; F1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quien realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

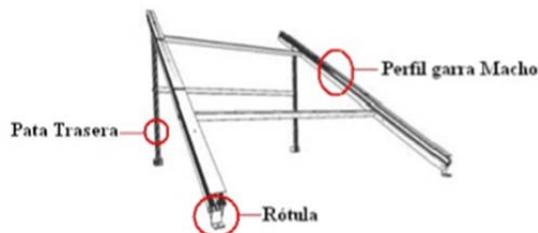
El valor de F2 viene dado por el angulo de inclinación de la estructura:

$$F2 = F * \text{sen } \beta = 735 * \text{sen}52^\circ = 579,18\text{N}.$$

Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base en el tejado del restaurante deberán soportar una fuerza de 579,18N como máximo.

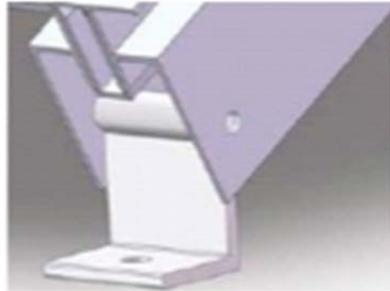
4.3.2 Características del soporte

La estructura soporte que se utilizara será de acero galvanizado en caliente, tal y como se anuncia en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección contra golpes y abrasion. Cumpliendo el pliego de condiciones técnicas del IDEA, la tornillería utilizada deberá ser de acero galvanizado cumpliendo la norma MV-106.



tanto la estructura soporte como los topes de sujeción de los módulos solares, no deberán ofrecer sombra algún sobre los módulos. La estructura estarán formados por carriles con perfiles garra macho, aquí se fijaran los módulos con perfiles garra hembra a la estructura soporte. En

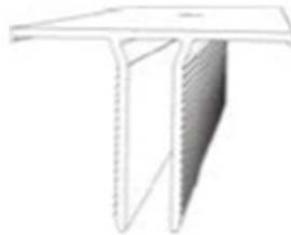
la parte final de cada carril, se dispondrá una rotula que permitirá la variación de la inclinación de la estructura. Las patas traseras donde se apoyará la estructura podrán deslizarse para abatir la estructura hasta el ángulo de inclinación deseado, estas patas poseerán dos topes que indiquen la inclinación optima para los periodos de invierno y de verano.



ROTULA



GARRA HEMBRA



GARRA MACHO

5 CALCULOS DE ENERGIA

5.1 Estimación Energía generada, Performance Ratio (Rendimiento global), Cálculos económicos. Aquí se observan los datos según la energía generada por el sistema Fotovoltaico y dimensiones

Cálculo de la energía generada

| Mes | Días/mes | G_t (kWh/m ² /dia) | E_t (kWh/día) | E_t (kWh/mes) |
|---------------------|----------|---------------------------------------|--------------------|--------------------------|
| Ene | 31 | 4,50 | 276,52 | 8572,07 |
| Feb | 28 | 5,39 | 330,49 | 9253,71 |
| Mar | 31 | 6,48 | 393,01 | 12183,23 |
| Abr | 30 | 6,60 | 396,24 | 11887,23 |
| May | 31 | 6,92 | 409,74 | 12701,87 |
| Jun | 30 | 7,26 | 422,33 | 12669,78 |
| Jul | 31 | 7,33 | 417,06 | 12929,01 |
| Ago | 31 | 7,13 | 404,75 | 12547,10 |
| Sep | 30 | 6,43 | 369,76 | 11092,70 |
| Oct | 31 | 5,78 | 341,01 | 10571,17 |
| Nov | 30 | 4,63 | 279,33 | 8379,78 |
| Dic | 31 | 6,06 | 371,25 | 11508,69 |
| Media anual: | | 6,21 | 367,62 | 11191,36 |
| Total anual: | | | | 134296,33 kWh/año |

Fig 20. Potencia consumida en kWh/año por el Restaurante

Observamos que el consumo anual del Restaurante es de 134296,33 kWh/año, lo que indica que se tiene un consumo considerado, estos datos serán importantes para determinar el retorno de la inversión en años.

Este retorno de inversión se representa en la siguiente gráfica, por lo que se calcula que dicho retorno de inversión será para año 3

| Beneficio | | TR |
|-----------|-----------------|--------|
| Acumulado | Acumulado (NPV) | |
| € | € | |
| -52311,94 | -52311,94 | -0,772 |
| -36646,82 | -36463,58 | -0,538 |
| -20754,04 | -20546,50 | -0,303 |
| -4632,99 | -4563,49 | -0,067 |
| 11717,00 | 11482,66 | 0,169 |
| 28296,62 | 27589,21 | 0,407 |
| 45106,61 | 43753,42 | 0,646 |

Fig 21. Retorno a la Inversión en años (0-6 años)

Performance Ratio (Rendimiento global): Se tiene un rendimiento del 0.878, lo que certifica que los cálculos son acordes para la Instalación fotovoltaica

| | R _T | R _{cab} | R _{pol} | R _{dis} | R _{mpp} | R _{inv} | R _{con} | R _{otros} | PR |
|-----|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|-------|
| Ene | 92,26 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,878 |
| Feb | 92,06 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,876 |
| Mar | 91,06 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,866 |
| Abr | 90,14 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,858 |
| May | 88,90 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,846 |
| Jun | 87,34 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,831 |
| Jul | 86,30 | 99,57 | 98,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,813 |
| Ago | 86,10 | 99,57 | 98,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,811 |
| Sep | 87,22 | 99,57 | 98,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,821 |
| Oct | 88,58 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,843 |
| Nov | 90,58 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,862 |
| Dic | 91,98 | 99,57 | 99,00 | 99,50 | 99,50 | 97,50 | 100,00 | 100,00 | 0,875 |

Fig 22. Rendimiento global PR

Cálculos económicos

Lo vemos en las siguientes graficas

PARAMETROS ECONOMICOS Y AMBIENTALES

| | | |
|------------------------|--------------|----------|
| Precio paneles: | 61250 | € |
| Precio BOS (Inversor): | 6000 | € |
| Precio resto BOS: | 500 | € |
| TOTAL: | 67750 | € |

| | | | |
|--------------------------|---|-------|---|
| 2) Costes mantenimiento: | Gasto anual (% sobre coste instalación) | 1 | % |
| | Gasto anual: | 677,5 | € |
| | Reparaciones puntuales: | 300 | € |
| | Desinstalación y reciclado: | 600 | € |
| | Otros: | | € |

| | | | |
|---------------------------|--------------------------------|------|-------|
| 3) Parámetros económicos: | Tasa de inflación: | 0,5 | % |
| | Tasa de inflación (eléctrica): | 3 | % |
| | Tasa de interés: | 1,75 | % |
| | Precio kWh en red: | 0,14 | €/kWh |

| | | | |
|----------------------------|------------------------------|-------|---------------------------|
| | Coste Tm CO ₂ : | 40 | €/Tm CO ₂ |
| | Impuestos a la generación: | 0,02 | €/kWh |
| 4) Parámetros ambientales: | Emisiones del mix eléctrico: | 0,399 | Kg CO ₂ eq/kWh |
| | Lluvia ácida: | 0,98 | g SO _x /kWh |
| | Óxidos de nitrógeno: | 0,428 | g NO _x /kWh |

RESUMEN

Gracias a estas nuevas tecnologías se puede hacer un uso importante de un recurso infinito como la energía solar, a pesar de las inversiones iniciales, posiblemente costosas, se calcula que es una apuesta rentable económica y socialmente permitiendo dejar a un lado tantas emisiones de gases contaminantes que afectan a la atmósfera y sus consecuencias directas sobre el planeta.

España es un país que puede ser potencia en el uso de este recurso debido a la gran cantidad de brillo solar en más del 50% del año.

Como ejemplo cercano Alemania decide combatir la energía nuclear cerrando sus plantas a partir del 2016 y aprobando por ley el uso de las Energías Renovables, queriendo decirse que el problema no es la falta de tecnología, ni la falta de especialistas en la materia si no de las nuevas leyes que desaprueban este recurso solar infinito

REFERENCIAS

Estado. Boletín Oficial del –Real Decreto 413/2014- Disposiciones generales. 6 Junio 2014

Eurosat. <http://ec.europa.eu> s.d

<http://ec.europa.eu/eurosat/tgm>

Cajamar, Informes y monografías, Fundación Cajamar, sociedad cooperativa de crédito 2009.

Argem, Atlas de radiación solar y temperatura ambiente en la comunidad autónoma de Murcia, argem 2007.

Amy M. Bilton Richard Wiesman, A.F.M. Arif, Syed M. Zubair, Steven Dubowsky <<On the feasibility of community-scale photovoltaic-powered reverse osmosis desalination system for remote locations .>> Science direct, 2011:11

Transport, IET-Institute for energy and <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. s.d
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>