

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
DESALADORA POR OSMOSIS INVERSA COMPACTA



MEMORIA



INDICE

1. DESCRIPCION DEL PROYECTO	5
2. UBICACION DEL PROYECTO	6
2.1. Historia	7
2.2. Ubicación	9
2.3. Clima	9
3. GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS	10
3.1. Alternativas disponibles de abastecimiento de energía eléctrica	10
3.1.1. Conexión a la red de distribución	10
3.1.2. Generación local de energía	10
3.1.3. Grupos electrógenos	11
3.1.4. Sistemas eólicos	12
3.1.5. Sistemas fotovoltaicos	13
3.1.6. Sistemas de energía de la biomasa	13
3.1.7. Otras alternativas de electrificación	14
3.2. Alternativas viables de electrificación	15
3.2.1. Criterios económicos	17
3.2.2. Criterios medioambientales	17
3.2.3. Criterios Socioeconómicos	18
3.2.4. Otras consideraciones	19
4. PETICIONARIO	19
5.1. RADIACION SOLAR	20
5.1. Terminología	20



5.2. Energía disponible	23
5.2.1. Niveles de radiación	24
5.2.2. Carta Solar	24
6. CONFIGURACION BASICA DE LA INSTALACION	26
6.1. Tipos de instalaciones	29
6.2. Configuración elegida	31
7. DIMENSIONADO DEL SISTEMA	31
7.1. Definición de la carga de consumo	31
7.2. Tensión de Trabajo de la instalación	31
7.3. Tensión nominal del campo solar	31
7.4. Carga mensual necesaria	31
7.5. Paneles fotovoltaicos	34
7.5.1. Circuito equivalente	37
7.5.2. Curva característica de la célula	38
7.5.3. Características del panel	38
7.5.4. Factores que afectan a las características I-V del panel	39
7.6. Dimensionado del generador fotovoltaico	39
7.6.1. Estimación del consumo	44
7.6.2. Calculo de la posición óptima de los módulos fotovoltaicos	44
7.6.3. Calculo de perdidas por sombras	45
7.6.4. Dimensionado generador según IDEA	49
7.7. Calculo del numero de paneles del generador	49
7.8. Potencia de la captación a instalar	52



7.9. Emplazamiento de los paneles fotovoltaicos	53
7.9.1. Alineación de los módulos solares	55
7.10. Estructura soporte y anclaje	56
7.10.1. Montaje estructura soporte	57
7.10.2. Soporte de los paneles	57
7.10.3. Componentes de la estructura soporte	61
7.10.4. Peso de panel y carga de nieve	68
7.10.5. Tensiones de origen térmico	68
7.10.6. Montaje estructura soporte	69
8 .REGULADOR DE CARGA	71
8.1. Tipos de reguladores de carga	72
8.2. Principales diferencias entre el regulador de carga en serie y en paralelo	74
8.3. El regulador de carga en una instalación aislada	75
8.4. Calculo del regulador de carga	77
9. BATERÍAS	78
9.1. tipos de baterías	80
9.2. Las baterías en una Instalación de conexión aislada	83
9.3. Calculo de baterías	83
10. INVERSOR	84
10.1. El inversor en una instalación de conexión aislada	86
10.2. Dimensionado de inversor	86
11. GRUPO ELECTROGENO AUXILIAR	87
12. CABLEADO DE CONEXIONADO	88
12.1. Calculo de cableado y protecciones	89
12.2. Toma de tierra	101
13. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACION	103
14. NORMATIVA APLICABLE	106
15. CONCLUSIONES	107
16. BIBLIOGRAFIA	107



1. DESCRIPCION DEL PROYECTO.

Este proyecto nace de la necesidad de potabilizar agua para consumo humano en determinadas poblaciones donde no es posible el acceso al suministro regular de abastecimiento de agua potable y no poseen grandes infraestructuras eléctricas, o se encuentran zonas desérticas.

El objetivo principal es el diseño y la viabilidad energética de una instalación fotovoltaica para una planta desaladora por osmosis inversa, para poder auto abastecer núcleos de población aproximadamente de 3000 personas del suministro de agua potable, mediante la energía eléctrica suministrada por paneles fotovoltaicos. Todo ello deberá de ser compartimentado en dos contenedores, Para su transporte a cualquier lugar del mundo

Se estima que la cantidad de agua producida sea 20 l por persona y día. Debido a que este proyecto contempla la producción de energía solar mediante paneles solares, es imprescindible obtener la localización geográfica exacta del lugar de instalación, para poder aprovechar el máximo rendimiento de las placas solares.

Para el proyecto se ha elegido a la población de Foug el-Oued. Es una de las cuatro provincias que Marruecos dividió el Sahara Occidental del norte, ubicada en el desierto del Sahara. Tiene una población de alrededor 3000 habitantes cuya actividad económica es la agricultura, ganadería. El punto de red eléctrica más cercano se halla a 50 km. Con anterioridad al proyecto, el abastecimiento en agua se realizaba semanalmente, mediante camiones cisterna

Se llevara a cabo la instalación de una planta desaladora de ósmosis inversa con una producción nominal aproximada de 70 m³/día alimentada, por una central solar fotovoltaica de 16kw de potencia, y apoyada por un grupo electrógeno por si sufre algún tipo de avería, o puedan existir condiciones meteorológicas adversas.



2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

2.1 Historia

El Sahara Occidental (antiguo Sahara Español) es un territorio de África situado en el extremo occidental del desierto del Sahara, a orillas del océano Atlántico. Es uno de los dieciséis territorios no autónomos bajo supervisión del Comité de Descolonización de las Naciones Unidas, con el fin de eliminar el colonialismo. Fue introducido en la lista de los territorios no autónomos en 1960 en la Resolución 1542 (XV) de la Asamblea General de la ONU, de 15 de diciembre de dicho año, cuando era una colonia Española. Su proceso de descolonización fue interrumpido en 1976, cuando su antigua potencia colonial, España, abandonó el Sahara Occidental en manos de Marruecos y Mauritania (conforme a lo dispuesto en los Acuerdos de Madrid, ilegales según el derecho internacional). El territorio está ocupado actualmente casi en su totalidad por Marruecos, aunque la soberanía marroquí no es reconocida ni por las Naciones Unidas ni por ningún país del mundo, y es rechazada por el Frente Polisario, que proclamó su independencia en 1976 creando el estado de la República Árabe Saharaui Democrática (RASD), reconocido hasta el momento por 82 países. La RASD administra la región no controlada por Marruecos, el cual denomina oficialmente al territorio como sus Provincias Meridionales. Por otro lado, Mauritania ocupa la ciudad sureña de La Güera.





La población del Sahara Occidental en su mayor parte es de origen árabe (bereberes arabizados) y bereber, existe también una escasa minoría de ascendencia española o europea, y de raza negra. Gran parte de la población saharauí originaria (alrededor de 155.000 se halla refugiada en campamentos en Tinduf desde 1975.

El Sahara Occidental es uno de los territorios más escasamente poblados del mundo y posiblemente el de menor densidad de población. Hacia Julio de 2004 existía en el Sahara Occidental una población estimada en 267.405 personas.

2.2 Ubicación

En el caso a tratar , la localización geográfica será en *Foum el-Oued*, un pequeño núcleo poblacional situado en el Sahara Occidental .en la costa Africana , de alrededor de 3000 habitantes

Localización : Foum el-Oued (Sahara Occidental)

Coordenadas: 27° 11' 35" N

13° 21' 41" O

Elevación sobre el nivel del mar = 11m

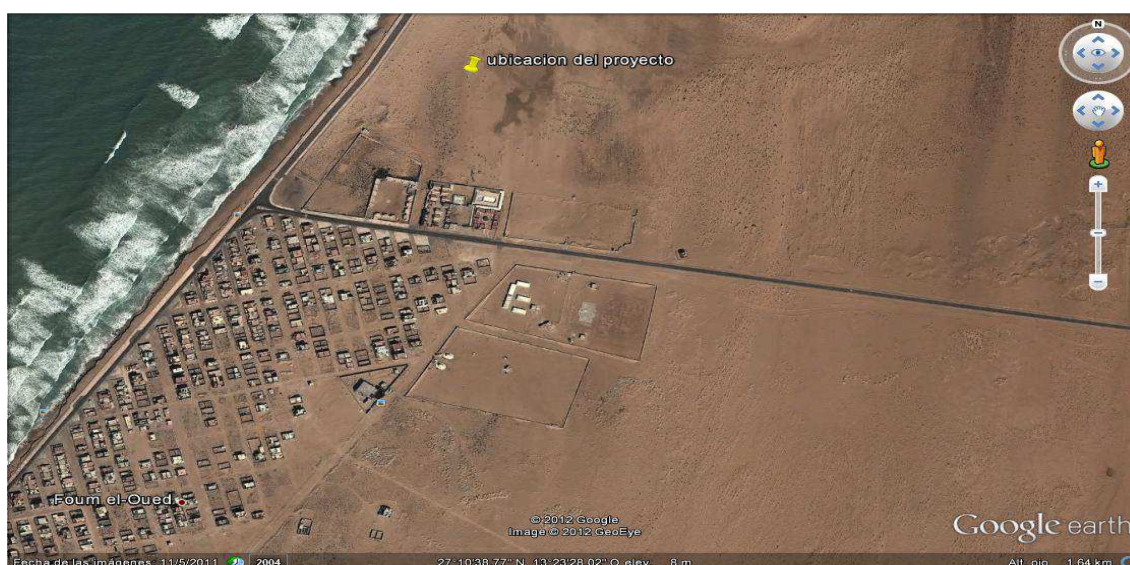


Fig 1: Ubicación



Este emplazamiento se encuentra dentro de la zona denominada cinturón solar (lugares donde se reciben radiaciones solares superiores a 1800 kWh/m^2 año)

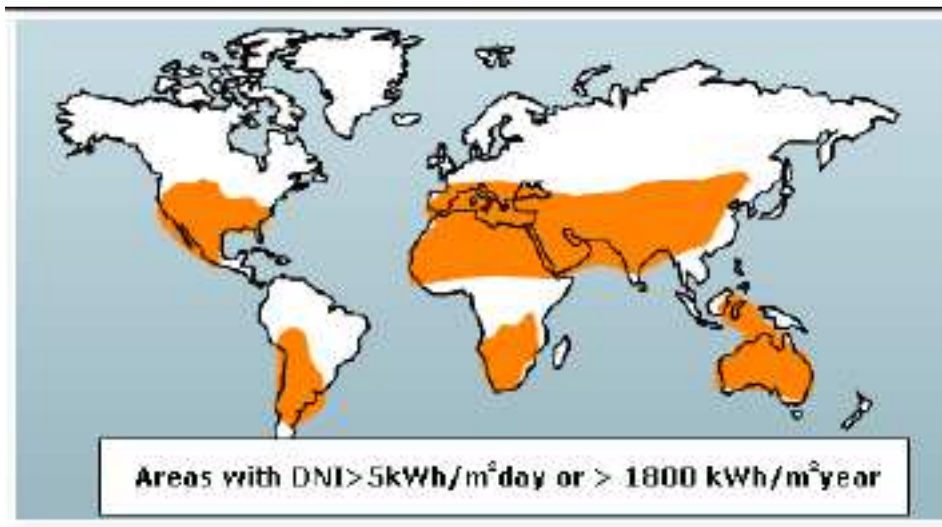


Fig2: Áreas incluidas en el “cinturón solar”

2.3 Clima

Foum, aunque cercana a la costa, es una región desértica, en la cual las precipitaciones casi nunca superan los 250 milímetros al año y el terreno es árido

Las zonas desérticas ocupan vastas extensiones, sobre todo al Norte del ecuador. Así, el Sahara, que es el mayor desierto del mundo, cubre 8 millones de Kilómetros cuadrados. En el desierto la extrema sequedad del aire determina grandes diferencias de temperatura entre el día y la noche. Los veranos son extremadamente calurosos; los inviernos conocen temperaturas más suaves durante el día y francamente frías por la noche, con frecuentes heladas. La amplitud térmica anual es acusada, alcanzándose fácilmente los 25° de diferencia entre la temperatura media de enero y de julio. Aunque el clima desértico se caracteriza por la rareza de las precipitaciones, el Sahara meridional se beneficia a veces, en agosto de las lluvias tropicales, que nunca superan sin embargo los 100 mm. Asimismo, el Norte del Sahara puede recibir en invierno lluvias mediterráneas, pero siempre muy débiles. De un año a otro la cantidad de agua caída varía notablemente y con frecuencia pasan varios años sin que llueva en absoluto.



3. GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS

A partir de toda la información recopilada en relación a la comunidad beneficiaria, y una vez identificadas y cuantificadas las necesidades, se puede seleccionar el modo más apropiado de satisfacerlas.

En primer lugar, se han de estudiar cuáles son las alternativas que se ofrecen en la actualidad a las comunidades rurales aisladas tanto para la generación de electricidad como para el bombeo de agua.

En segundo lugar, se han de descartar aquellas que claramente no sean válidas en el lugar de ejecución del proyecto.

En la medida de lo posible, es importante conocer la percepción que tienen los actores implicados de las distintas alternativas.

Así, se consigue una lista reducida de alternativas posibles de electrificación para la planta portátil de osmosis inversa.

3.1 Alternativas disponibles de abastecimiento de energía eléctrica

A continuación, se repasan las tecnologías de abastecimiento de energía eléctrica implantadas con mayor frecuencia en comunidades rurales aisladas de la red. Se ha considerado tanto la opción de conexión de la comunidad a la red de distribución como las alternativas de generación de energía a nivel local: grupos electrógenos, sistemas de energía micro-hidráulica, sistemas eólicos, sistemas de energía solar fotovoltaica, sistemas de energía de la biomasa y otros sistemas utilizados con menor frecuencia.

3.1.1 Conexión a la red de distribución

Llevar a cabo una extensión de la red hasta el lugar de ejecución del proyecto siempre ha de ser la primera opción a considerar, ya que se trata de la más ventajosa.

La conexión a la red de distribución existente asegura un alto grado de fiabilidad y continuidad en el suministro, independiente, al contrario que otros sistemas, de las condiciones meteorológicas. Además, dado que generalmente supone disponer de energía a bajo coste, se convierte en una fuente de energía con pocas limitaciones, es decir, que permite usar los equipos eléctricos más comunes sin restricciones temporales, y posibilita el uso de ser la maquinaria de una Escuela de Formación Profesional.

Sin embargo, en proyectos de esta envergadura, el nivel de demanda de la comunidad beneficiaria no suele ser lo suficientemente elevado como para rentabilizar la inversión que la compañía eléctrica habría de emprender para extender la red.

Además, hay que tener en cuenta que en la mayoría de las ocasiones estas comunidades están situadas en países en vías de desarrollo cuyas compañías



eléctricas dependen de la cooperación internacional para la ejecución de nuevos proyectos.

No obstante, se ha de estudiar en cada caso si es viable o no la conexión a la red y, en caso de ser viable, se ha de estimar su coste (desafortunadamente puede alcanzar los 30.000 €/km). La viabilidad de la conexión está determinada principalmente por las siguientes variables: distancia de la comunidad beneficiaria a la red, orografía del terreno (en ocasiones puede resultar técnicamente imposible la conexión) y tensión de la red de distribución.

3.1.2 Generación local de energía

Aquí se agrupan los sistemas de generación de energía a nivel local, es decir, sistemas instalados en la propia zona, especialmente diseñados para satisfacer la demanda de la comunidad beneficiaria, y operados por algunos de sus miembros.

3.1.3 Grupos electrógenos

Se trata de emplear la tecnología del automóvil para la generación de electricidad. Los grupos electrógenos son motores de combustión interna alternativos alimentados por derivados del petróleo (gasóleo, gasolina o queroseno) acoplados a un alternador.

Es el método más frecuentemente utilizado en la electrificación de comunidades rurales por su probado éxito y por la relativa facilidad y el bajo coste de su implementación. Sin embargo, presenta ciertos inconvenientes. Entre ellos, el más grave es la dependencia del exterior que genera, durante toda la vida del equipo, el suministro de combustible. Por este motivo, es importante que la calidad de los accesos rodados al emplazamiento a electrificar sea lo suficientemente buena como para permitir el transporte seguro del combustible. A este inconveniente se suman las exigencias de mantenimiento constante y la contaminación acústica y medioambiental, debido a las emisiones de CO₂ producidas tanto en la operación del grupo como en el transporte de combustible.

En los últimos años, a consecuencia del desarrollo de técnicas que permiten generar electricidad a partir de recursos energéticos renovables, se han comenzado a emplear los grupos electrógenos combinados con otras tecnologías dando lugar a sistemas híbridos. En estos sistemas, el grupo electrógeno no es la fuente de energía principal sino que tiene la función de apoyar a la otra tecnología en caso de fallo de esta o de insuficiencia de recursos para su funcionamiento.



3.1.4 Sistemas eólicos

Los sistemas eólicos se benefician de la fuerza del viento para bombear agua o para la producción de electricidad.

El componente principal del sistema es la turbina, que aprovecha la energía cinética del viento convirtiéndola en energía mecánica de rotación. Esta energía se puede emplear directamente para accionar una bomba, o se puede aprovechar para generar electricidad acoplando al eje de rotación de la turbina un generador eléctrico.

Generalmente, los aerogeneradores de gran potencia precisan de vientos cuyas velocidades sean de 7 m/s o mayores. Sistemas de potencias menores, de entre 50kW y 100W, pueden funcionar con velocidades del orden de 3 ó 4 m/s.

Puesto que el viento es un fenómeno muy influenciado por las características locales, es necesario llevar a cabo una campaña de mediciones de velocidad del viento en el lugar de ejecución del proyecto. La duración mínima recomendada de esta campaña es de un año. Aún así, es difícil prever la producción de energía del sistema, por lo que sólo se recomienda su implantación en lugares con indicios de condiciones de viento favorables. En aplicaciones de bombeo de agua existen sistemas, como el rotor Savonius, capaces de funcionar con bajas velocidades de viento.

Otro de los inconvenientes de los sistemas de energía eólica para la producción de electricidad es que es necesario contar con baterías que almacenen energía para los periodos de desajuste entre energía producida y demandada. También es frecuente respaldar el sistema eólico con un grupo electrógeno. Además, hay que señalar que requieren de mantenimiento frecuente debido a las partes móviles y que producen mucho ruido, aunque menos que un grupo electrógeno.

A pesar de los inconvenientes mencionados, estos sistemas tienen varias ventajas: son modulares, causan un impacto ambiental por contaminación mínimo y utilizan un recurso inagotable y gratuito como es el viento.



3.1.5 Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos transforman la energía luminosa solar en energía eléctrica mediante la exposición al sol de paneles fotovoltaicos. Estos paneles están constituidos por un conjunto de celdas, fabricadas en la mayoría de los casos con silicio purificado, conectadas en serie y/o paralelo, y encapsuladas en un material semitransparente.

Además del grupo de paneles o generador, el sistema lo forman también los siguientes elementos: acumuladores, que cumplen la misma función que en los sistemas eólicos garantizando el suministro en horas de desajuste entre la producción de energía y la demanda; un regulador que actúa como elemento de control entre los acumuladores y los equipos de consumo y, opcionalmente, un convertidor o inversor, empleado para transformar la tensión de corriente continua producida por los paneles, en corriente alterna o continua de distinta magnitud. También pueden ser opcionales los acumuladores: en los sistemas de bombeo fotovoltaico muchas veces se prescinde de ellos y en vez de almacenar energía se almacena agua.

Para determinar si la instalación de un sistema de estas características es viable, es necesario estudiar las horas de sol anuales en el lugar de ejecución del proyecto. Se estima que la radiación promedio deberá exceder los 4 kWh/m² diarios y no experimentar variaciones demasiado significativas entre los meses de mayor y menor incidencia solar. La ventaja frente a los sistemas eólicos es que el sol es una fuente de energía mucho más constante y homogénea que el viento.

Entre las ventajas de estos sistemas cabe destacar las siguientes: emplean “combustible” gratuito e inagotable, no producen ruido, tienen bajo coste de mantenimiento, son sistemas modulares y, por último, presentan muchas facilidades para la instalación.

Por otro lado, tienen grandes desventajas. En primer lugar, el alto coste inicial de la instalación a consecuencia de los elevados costes de fabricación de los paneles.

Además, la curva de aprendizaje es baja: cada vez que se duplica la producción acumulada de piezas el precio se reduce sólo un 20%. En segundo lugar, aunque una vez en funcionamiento no producen emisiones contaminantes, la fabricación y reciclaje de módulos y baterías sí tiene gran impacto ambiental. También hay que tener en cuenta que los bajos rendimientos de las células solares obligan a ocupar grandes extensiones de terreno para producir cantidades significativas de energía. Por último, la generación depende del sol y el almacenamiento es difícil y caro con lo que no se puede asegurar el suministro. Estas circunstancias hacen que en la actualidad esta fuente de energía sólo sea competitiva para proyectos del tipo que llevamos acabo



3.1.6 Sistemas de energía de la biomasa

Los sistemas de energía de la biomasa aprovechan elementos provenientes del reino vegetal o animal para la producción de energía térmica que luego puede ser empleada para la generación de electricidad. Es una fuente de energía que se conoce y utiliza desde antiguo (leña) y cuyo uso desmedido acarrea problemas como la deforestación, desertización, reducción de la biodiversidad... Sin embargo, utilizada de modo sostenible, presenta varias ventajas.

La biomasa se puede clasificar en los siguientes grupos:

- Natural: es la producida espontáneamente en la naturaleza, p. ej. leña.
- Residual seca: engloba los subproductos sólidos de actividades agrícolas, forestales etc. P. ej. la paja de los cultivos de cereales, la cáscara de almendra.
- Residual húmeda: hace referencia a vertidos denominados biodegradables como aguas residuales o residuos ganaderos (purines).
- Cultivos energéticos: son cultivos realizados expresamente para producir biomasa transformable en combustible. P. ej. el cardo o el girasol.

Como hemos dicho, a partir de la biomasa se puede generar energía térmica y, a partir de ella, energía eléctrica. En función del tipo y la cantidad de biomasa disponible se emplean distintas técnicas:

- Sistemas basados en la combustión del recurso: se basan en la combustión de biomasa en una caldera para generar vapor que posteriormente se ha de expandir en una turbina. En la actualidad sólo se dispone de equipos para grandes potencias, 4 MW o superiores, por lo que no son sistemas válidos para proyectos de electrificación rural.
- Sistemas basados en la gasificación del recurso: se emplea gas de síntesis procedente de la gasificación de un residuo sólido o, en caso de tratarse de biomasa residual húmeda, esta se somete a digestión anaerobia obteniéndose como resultado un gas de alto contenido en metano. Estos gases pueden o bien alimentar un motor de combustión interna, o bien una turbina de gas acoplada a un generador eléctrico.
- Producción de biocarburantes: se puede distinguir entre la producción de biocarburantes destinados a la utilización en vehículos con motor diesel y los destinados a su empleo en vehículos con motor de encendido provocado. Los primeros se obtienen de cultivos o especies vegetales oleaginosas (girasol, colza, cacahuete, etc.) y los segundos de cultivos o especies vegetales ricas en azúcares (remolacha, patata, caña de azúcar, maíz, trigo, etc.)



Todo este conjunto de sistemas tienen la ventaja de que emplean un recurso renovable local, de que su utilización tiene saldo neto de emisiones de CO₂ casi nulo y de que no es necesario el uso de baterías.

Sin embargo, para poder implantar un sistema de este tipo hay que valorar la magnitud del recurso disponible, es decir, es necesario garantizar que el aprovisionamiento de biomasa es sencillo. Esto en muchas ocasiones es el principal inconveniente pues en localidades pertenecientes a países en vías de desarrollo el recurso suele estar disperso o no es lo suficientemente abundante. Además, los recursos empleados deben ser residuos, de forma que no resten terreno a los cultivos.

Por otro lado, los equipos pueden tener un coste elevado, precisan de mantenimiento frecuente y su operación es complicada en la mayoría de los casos.

Los sistemas de aprovechamiento de la biomasa para generación de electricidad más comunes en proyectos de electrificación rural son los biodigestores y los gasificadores de biomasa.

Los biodigestores son equipos en los que mediante digestión anaerobia de biomasa residual húmeda se obtiene un gas rico en metano. Además, como subproducto se obtienen fertilizantes orgánicos útiles para la agricultura y la regeneración de suelos.

Los gasificadores de biomasa, cuyo uso está muy extendido en la India y en China, son sistemas en los que se convierte mediante oxidación parcial a temperatura elevada, una materia prima (generalmente sólida) en un gas de moderado poder calorífico. Son susceptibles de ser gasificados aquellos materiales con un alto contenido en carbono: carbón, biomasa y residuos orgánicos.

3.1.7 Otras alternativas de electrificación

Es importante señalar que las alternativas señaladas no son ni mucho menos excluyentes; así, como ya se ha comentado, hoy en día no resulta extraño encontrar soluciones mixtas que combinan, por ejemplo, energía eólica y diesel, fotovoltaica y diesel o eólica, fotovoltaica y diesel.

Por otro lado, además de las tecnologías descritas, existen otras que permiten la producción de energía eléctrica a partir de recursos energéticos locales como son: el calor interno de la tierra (sistemas geotérmicos) o el movimiento del agua del mar.



3.2 Alternativas viables de electrificación

Teniendo en cuenta las características físicas del emplazamiento, hay varias alternativas que son claramente descartables.

Al no haber saltos de agua ni ríos caudalosos en las proximidades de la comunidad, tampoco es viable desde el punto de vista técnico un sistema de aprovechamiento de energía hidráulica. En la zona hay pequeños ríos pero al tratarse de un terreno muy llano no hay desniveles válidos para implantar una central micro- hidráulica.

En cuanto a los sistemas de biomasa, el problema reside en el aprovisionamiento del recurso. Por un lado, no es posible la implantación de un biodigestor pues no se dispone de biomasa residual húmeda ya que no hay actividad ganadera importante, ni residuos industriales, ni volumen considerable de vertidos o aguas residuales generadas por la actividad humana. Además, al ser el clima más bien seco, no hay residuos vegetales con alto grado de humedad, condición necesaria para la digestión anaerobia. Por otro lado, tampoco es viable implantar un gasificador de biomasa porque dado que el poder calorífico del gas de síntesis es bajo, se requiere de gran cantidad de biomasa, y debido a la mala calidad del terreno y a la escasez de precipitaciones, no se dispone de ella.

Por tanto, una vez que se han descartado estas alternativas, no viables desde el punto de vista técnico, se dispone de las siguientes opciones:

- Conexión a la red de distribución existente: sería posible desde el enfoque técnico pues todo el distrito es llano, no lo surca ningún río importante y la densidad de vegetación es baja

Grupos electrógenos: esta tecnología es la que se emplea hoy en día.

- Sistema de energía solar fotovoltaica: la situación geográfica la convierte en un emplazamiento con abundancia de recurso solar. La irradiación oscila entre los 3,83 y los 6,64 kWh/m².

A continuación, se ha de escoger la tecnología o combinación de tecnologías más adecuada de acuerdo con las necesidades y características de la comunidad. El resultado dependerá de los criterios considerados en el proceso de selección, que en este caso serán económico, socio-cultural y medioambiental.



3.2.1 Criterios económicos

Para proporcionar los bienes y servicios necesarios para el suministro energético y de agua que se proponen, se necesitan, lógicamente, recursos económicos, los cuales suelen ser bastante escasos en este tipo de comunidades.

Es fundamental que la solución sea económicamente abordable por los beneficiarios. En este sentido, hay que tener en cuenta por un lado los costes de inversión inicial, esto es, el coste de todas las instalaciones y equipos necesarios para proveer el servicio y, por otro lado, los costes de explotación, que equivalen a los costes de operación y mantenimiento, es decir, todos aquellos gastos necesarios para lograr que el sistema funcione de forma adecuada durante toda la vida útil del proyecto.

A la hora de escoger una alternativa de electrificación, los costes de inversión no son tan influyentes como los de explotación ya que la inversión inicial puede llegar a ser financiada o subvencionada mediante ayudas estatales o iniciativas externas. Esta financiación externa puede proceder de fondos destinados a proyectos de cooperación (convocatorias de instituciones internacionales para el desarrollo, fundaciones, asociaciones, donativos, etc.), o de entidades locales.

Sin embargo, conviene mencionar que, pese a que el presupuesto inicial del proyecto pueda ser parcial o totalmente cubierto por aportaciones de organismos externos a la comunidad, es conveniente que los usuarios paguen una determinada cantidad por la instalación: de ese modo se favorece que dichos usuarios la consideren como algo suyo, responsabilizándose de su uso y de su viabilidad a largo plazo.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se ha de descartar, en primer lugar, la opción de extensión de la red debido al alto coste de inversión inicial. Se desconoce si este coste podría llegar a ser asumido por la compañía eléctrica nacional pero no depende de la voluntad de los beneficiarios.

En Sahara las características de una línea de 33 kV son las siguientes:

- Conductor Willow Tipo AAA
- Aleación de aluminio
- $S = 92 \text{ mm}^2$
- Postes de madera cada 50 m



El coste de la línea sería de aproximadamente 25.000 €/km (precio de venta, incluyendo montaje). Como la línea discurriría junto a la carretera pues es donde mayor densidad de población hay y está libre de vegetación, su longitud sería de 18 km. En consecuencia, el coste total sería de 450.000 €. Además, hay que añadir el coste del centro de transformación que ronda los 40.000 €. En suma, 490.000 €, lo cual resulta desorbitado.

En la región al igual que en otras muchas áreas rurales del país, la extensión de la red se encuentra con este obstáculo.

De acuerdo con todo lo anterior, la solución óptima es la implantación de un sistema de energía solar fotovoltaica que cuente con el grupo electrógeno de respaldo.

El coste de inversión inicial, correspondiente únicamente a la instalación solar, se puede estimar grosso modo en 4.000 €/kW

3.2.2 Criterios medioambientales

La instalación, además de ser viable desde el punto de vista técnico y económico, ha de ser compatible con el medioambiente, es decir, la solución adoptada ha de tener un impacto medioambiental lo menor posible. Varios de los factores a tener en cuenta son La contaminación atmosférica, la generación de residuos, la deforestación, el impacto visual, la contaminación acústica, etc. En este sentido, el balance de la solución propuesta es muy positivo.

La energía solar fotovoltaica es quizás la tecnología de electrificación rural con menor impacto local, siendo las baterías empleadas para la acumulación de energía la única fuente de contaminación posible. Con las baterías se han de tomar dos precauciones: por un lado, se les ha de reservar una ubicación en la que no estén expuestas directamente al sol, ventilada y con un sistema de drenaje que permita recoger posibles fugas del líquido electrolítico; por otro lado, al final de su vida útil se deben tratar de reciclar.

La solución también incluye el uso esporádico del grupo electrógeno, cuyo principal impacto ambiental es la polución atmosférica producida por los agentes contaminantes generados durante la combustión tales como: partículas, inquemados, CO, NOx, etc.



3.2.3 Criterios socio-culturales

Desde el punto de vista social, hay que tener en cuenta en todo momento que el proyecto es el que debe adecuarse a la cultura local y no al revés. La comunidad no puede verse obligada a sufrir grandes cambios en su estructura, en su rutina o en la forma de relacionarse entre sus miembros para poder adaptarse al proyecto seleccionado porque esto conduciría al fracaso del mismo.

Por otro lado, mediante el estudio de la organización de la comunidad, se han de intentar evitar otra serie de impactos sociales como pueden ser el aumento de las diferencias entre clases sociales o la generación de desempleo local.

Asimismo, se procurará que los materiales y equipos necesarios para la implantación del sistema no sean de difícil adquisición pues se complicaría en exceso su puesta en marcha y mantenimiento, afectando a la sostenibilidad del proyecto. Es importante también que el diseño de la tecnología a implantar sea lo más sencillo posible, de manera que el funcionamiento sea entendido por los usuarios y pueda ser utilizado sin problemas y reparado, en caso necesario, por ellos mismos. Por ello, es conveniente la capacitación local sobre la tecnología utilizada.

De acuerdo con estos criterios, la alternativa escogida es muy apropiada para el caso a estudiar

Tanto la energía solar fotovoltaica como los sistemas de combustibles fósiles son tecnologías que no sólo son conocidas por los habitantes de la misión, sino que en general son las empleadas con mayor frecuencia en toda la provincia.

En consecuencia, adquirir los equipos necesarios para el funcionamiento de la instalación o el mantenimiento de la misma no es una tarea tan complicada como acostumbra a ser en países en vías de desarrollo pues se trata de sistemas relativamente frecuentes. Además, al ser un sistema sencillo es viable formar a uno o más miembros de la comunidad para que se responsabilicen de la operación del mismo.

Por último, la solución escogida no obliga a los miembros de la comunidad a sufrir grandes cambios. Únicamente se habrá de recalcar que la energía de que dispondrán será limitada y, por tanto, será imprescindible que hagan un uso responsable de la misma



3.2.4 Otras consideraciones

La opción seleccionada presenta además la ventaja de que es modular. Así, en caso de producirse un incremento en el consumo o de construirse nuevas instalaciones, será viable incrementar la capacidad de generación adquiriendo nuevos paneles solares.

A continuación, se resumen en un esquema los aspectos más relevantes de la alternativa escogida: un sistema híbrido de energía solar fotovoltaica y generadores diesel.

4.PETICIONARIO

El presente proyecto se redacta como Proyecto Fin de Carrera para la titulación de Ingeniería Técnica Industrial , especialidad Electrónica Industrial impartida en la Escuela Universitaria Politécnica de la Universidad de Sevilla

5. RADIACION SOLAR

En este apartado se pretende exponer las características del foco energético del proyecto.

La radiación solar.

Las principales características del sol se detallan a continuación:

- Estrella promedio, de tipo espectral G2 (enana amarilla).
- Radio $\sim 6.966 \cdot 10^5$ km
- Masa $\sim 1.9910 \cdot 10^{30}$ kg
- Densidad media $= 1400 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$
- Potencia emitida $= 3.83 \cdot 10^{23} \text{ kW}$
- Distancia media a la tierra $= 1.496 \cdot 10^8 \text{ km}$

De la radiación recibida del exterior a la tierra, el 30 % resulta reflejada hacia el espacio, el 47 % es absorbida por la atmósfera y el restante 23 % se usa para mantener la convección atmosférica y el ciclo hidrológico.





5.1 Terminología

Constante solar (ISC) :Se corresponde con la potencia recibida por unidad de área en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar hacia la Tierra fuera de esta, es decir, que no está afectada por la atenuación de la atmósfera debida a la absorción en distintas bandas espectrales de la radiación solar.

No es un valor contante aunque se acerca a ello por la influencia de los ciclos solares de duración de 11 años.

Aunque es una magnitud que se sigue midiendo con ayuda de satélites, el valor más aceptado es el dado por el WRC (World Radiation Center) en Davos, Suiza, de **1367W·m⁻²**

Irradiancia (G) :Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie .Se mide en W/m²

La irradiancia global se divide en en tres componentes al llegar a la superficie terrestre.

La radiación difusa, directa y reflejada.

La radiación directa (*G_b*) es la que llega a la superficie terrestre con una trayectoria bien definida que es la que une el Sol con la Tierra. Esta componente es la más importante porque al tener carácter vectorial puede ser concentrada. Es decir, es la componente que se utiliza en los sistemas de concentración solar. Este tipo de radiación será del orden del 90% en días claros mientras que para días nublados tenderá a cero.

La radiación difusa (*G_d*) que se caracteriza a diferencia de la directa por no tener una dirección definida en su trayectoria. Esto es debido a la interacción con la atmósfera y las partículas que la forman así como con nubes, niebla, etc. provocando que la dirección de la radiación se desvíe.

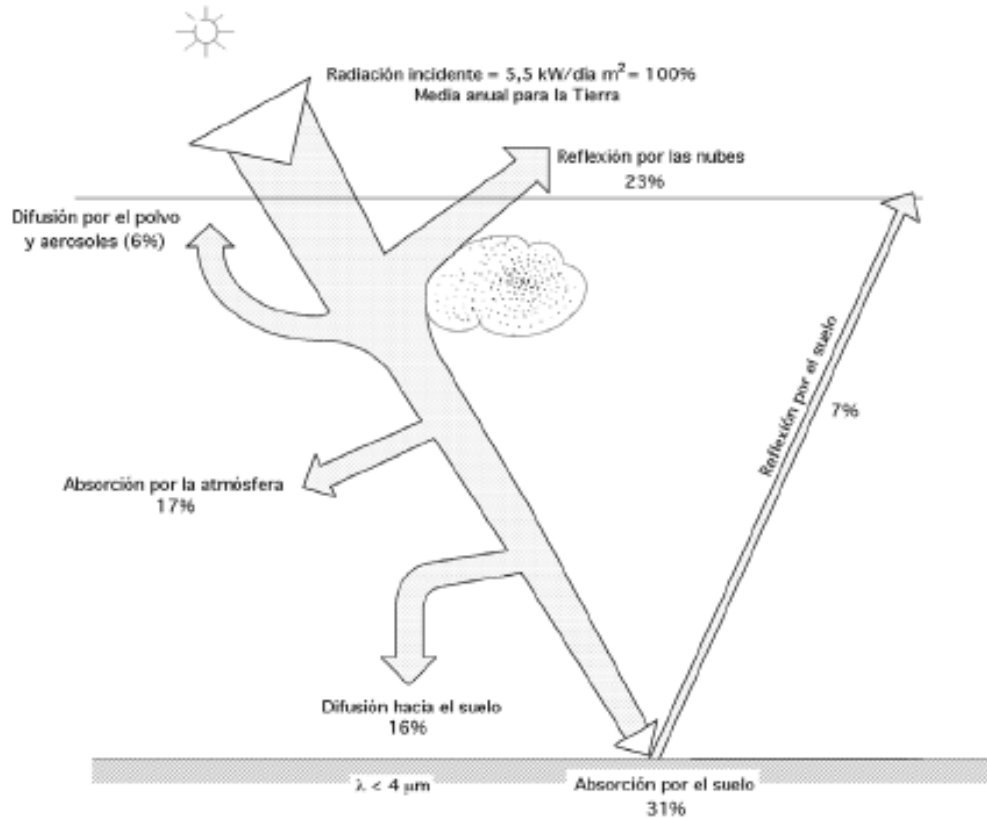
Este tipo de radiación no es aprovechable para su concentración y al contrario que ocurre con la componente directa, suele ser un 10 % del total de radiación en días claro y llega al 100 % para días nublados.

La radiación reflejada (*G_r*) que se define como aquella que llega a una superficie después de haber sido reflejada por el suelo u otras superficies verticales. Normalmente puede llegar a ser despreciable pero en determinadas situaciones puede llegar hasta el 40 % de la radiación global por ejemplo en zonas nevadas o con edificios muy altos.



Así pues, la radiación solar total se define como la suma de las tres componentes:

$$G = G_b + G_r + G_d$$



Irradiación (H) : Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un periodo de tiempo. Se mide en Wh/m^2

Horas de Sol Pico o HPS [horas].: Se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 . Es decir, una hora solar pico “HPS” equivale a 1 kWh/m^2 o, lo que es lo mismo, 3.6 MJ/m^2 . Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo 1000 w/m^2



5.2 Energia disponible

Este apartado es uno de los mas importantes de el proyecto , ya que dependerá de la ubicación de la zona donde se instale, la consiguiente producción de el generador.

Coordenadas: 27° 11' 35" N

13° 21' 41" O

Elevacion sobre el nivel del mar = 11m

5.2.1 Niveles de radiacion

Para poder realizar el calculo del parque fotovoltaico a colocar se ha de calcular primero los niveles de radiacion que se producen en esa zona

Para dicho calculo he utilizado una herramienta diseñada por **el Institut for Energy join Research Center (JRC)** que nos permitira estimar que cantidad de radiacion recibe el lugar al cabo del año .

Esta herramienta se puede encontrar en la siguiente direccion

<https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3>



Fig 5:Imagen de la herramienta usada



Los niveles de irradiación son

Mes	Hh	Hopt	H(90)
Enero	4060	5780	5330
Febrero	4840	6220	4880
Marzo	5800	6580	3900
Abril	6600	6750	2650
Mayo	7170	6600	1680
Junio	7310	6440	1280
Julio	6980	6280	1460
Agosto	6810	6610	2180
Septiembre	6030	6530	3370
Octubre	5170	6320	4490
Noviembre	4260	5870	5150
Diciembre	3720	5450	5240
Año	5740	6290	3460

Donde

Hh: Irradiación en plano horizontal (Wh/m^2)

Hopt: Irradiación en plano óptimo (Wh/m^2)

H(90): Irradiación en plano a 90° . (Wh/m^2)

A partir de la tabla anterior obtendremos la tabla de HPS(horas de sol pico) dato relevante para obtener la tabla de consumos Para calcular el valor de HPS se divide el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida (STC), pues es en esas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Este valor de irradiancia en condiciones estándar de medida es de 1000 W/m^2 . Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP. Por ejemplo, si tenemos una irradiación de 3.800 Wh/m^2 , para pasarla a HSP, se divide entre 1.000 W/m^2 , con lo que obtenemos 3.8 HPS.



Month	HPS
Jan	4.06
Feb	4.84
Mar	5.87
Apr	6.64
May	7.17
Jun	7.31
Jul	6.98
Aug	6.81
Sep	6.03
Oct	5.17
Nov	4.26
Dec	3.72
Year	5.74

Tabla 3: Numero de Horas Pico Sol (HPS) mensuales

5.2.2 Carta Solar

Como sabemos una de las aplicaciones de la carta solar es conocer el número de horas de sol teóricas (con cielo despejado) que reciben las diferentes fachadas de un edificio (o laderas de una montaña) cuando no ocurre ninguna obstrucción.

El conjunto de trayectorias del Sol en un determinado lugar puede dibujarse en una carta solar. La carta solar es una representación en dos dimensiones en cuyo eje horizontal se representan los valores de azimut y en cuyo eje vertical se representan los valores de elevación. Los ángulos de la posición se miden a diferentes horas del día y con ello se dibuja una curva como la que podemos observar en la figura. Se suelen representar en la misma gráfica varias curvas correspondientes a varias fechas del año.

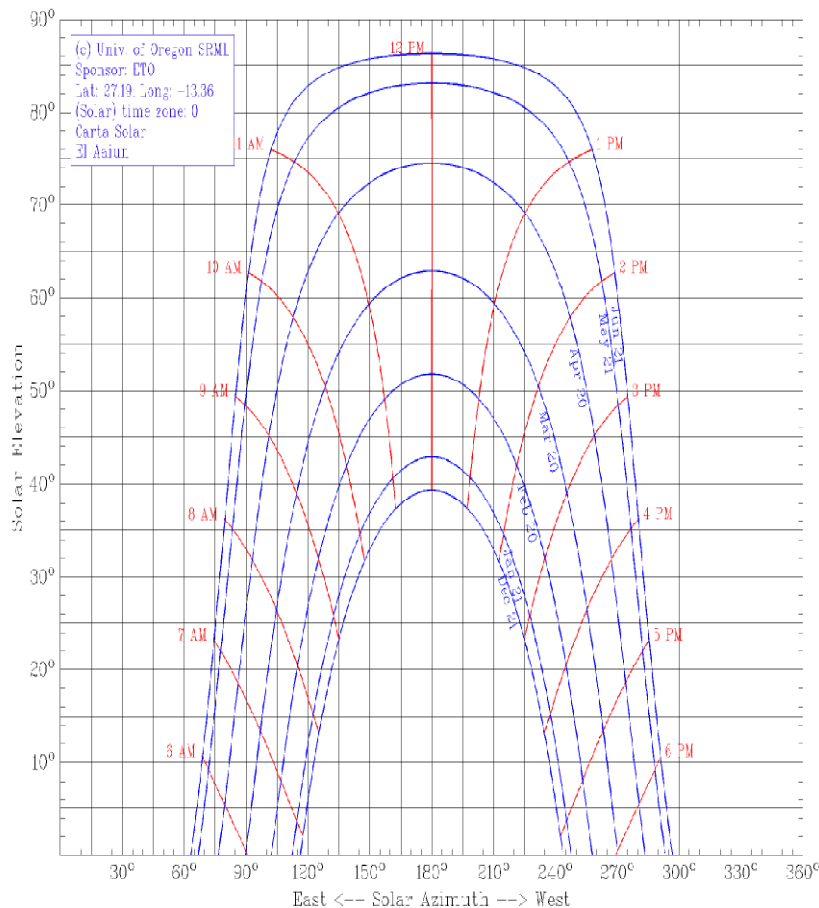


Fig 6: Carta solar

6 CONFIGURACIÓN BÁSICA DE LA INSTALACIÓN

6.1 TIPOS DE INSTALACIONES

Clasificación de las instalaciones atendiendo a su configuración básica..

Configuración nº 1: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles acoplados directamente a la carga en cc. (Fig. 1).

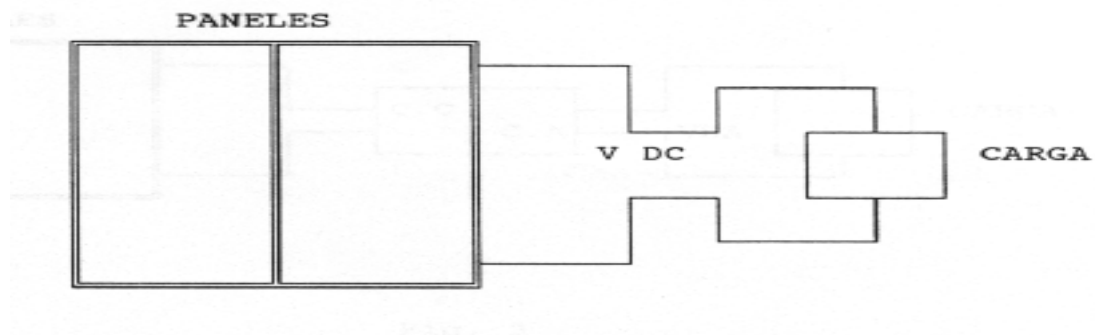


Fig. 1



Configuración n° 2: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles y convertidor c.c./c.c., acoplados directamente a la carga. (Fig.2).

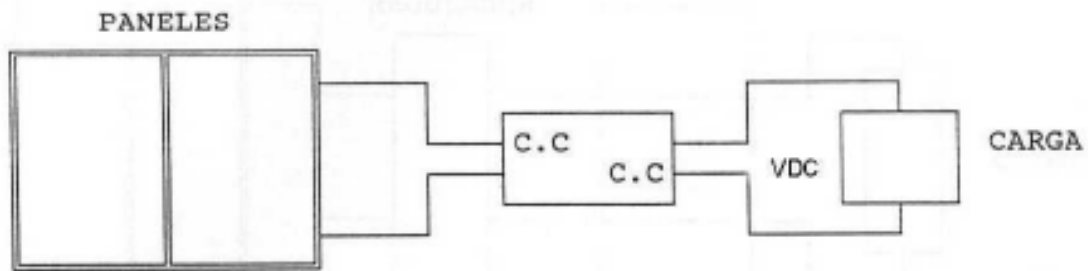
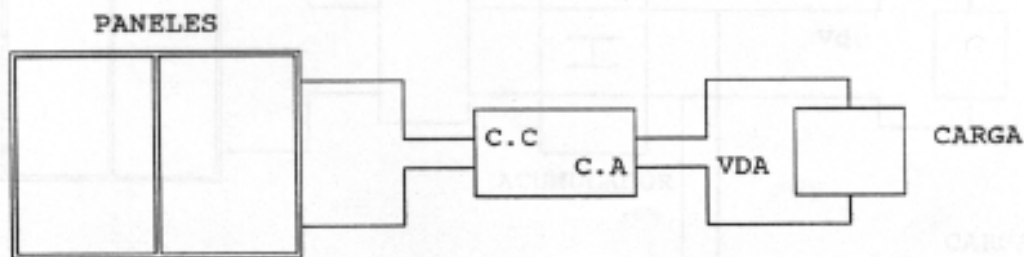


Fig. 2

Configuración n° 3: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles y convertidor c.c./c.a., acoplados directamente a la carga.(Fig. 3).



Configuración n° 4: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación y acumulador, conectados a una carga en c.c. (Fig. 4).

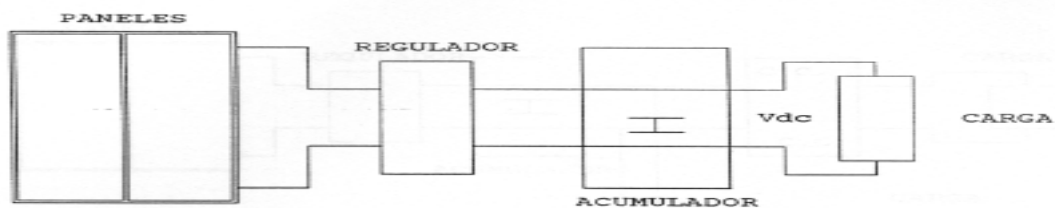


Fig. 4



Configuración nº 5: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistema de regulación, acumulador y convertidor de c.c./c.a., conectados a la carga en c.c. o en c.a. (Fig. 5).

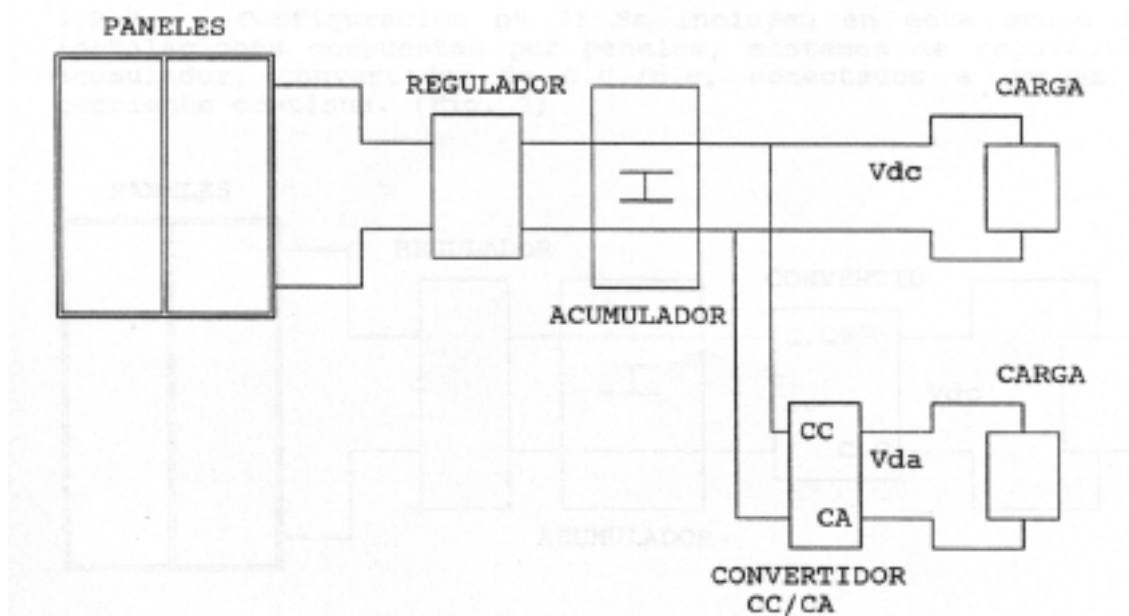


Fig. 5

Configuración nº 6: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor en c.c./c.c., convertidor de c.c./c.a., conectados a la carga en c.c. o en c.a. (Fig. 6).

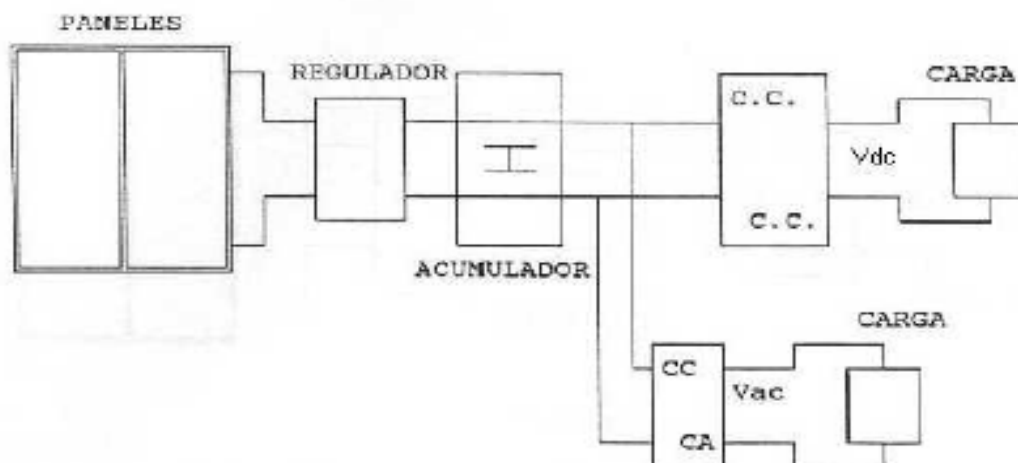


Fig. 6



Configuración nº 7: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor de c.c./c.c. conectados a cargas en corriente continua. (Fig. 7).

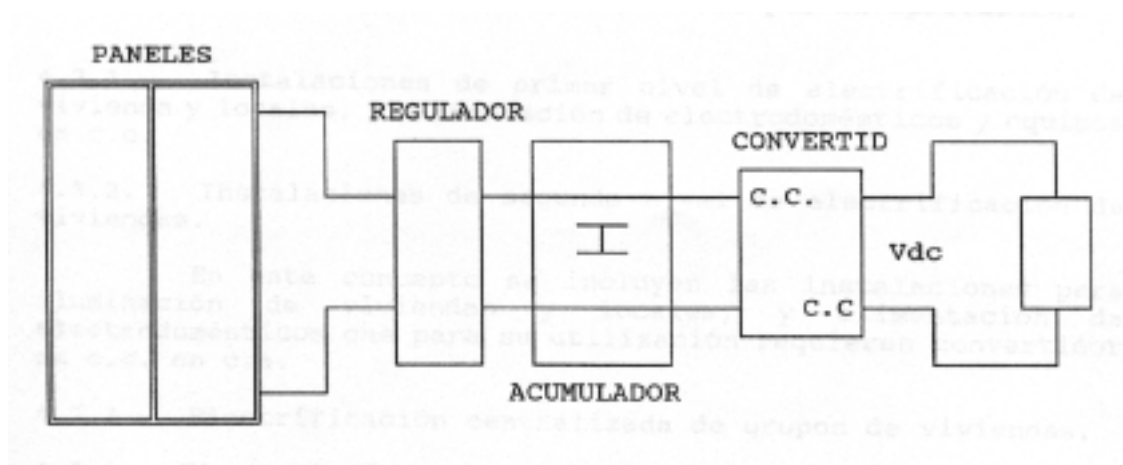


Fig. 7

Configuración nº 8: se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor de c.c./c.a., conectados a cargas de corriente alterna. (Fig. 8).

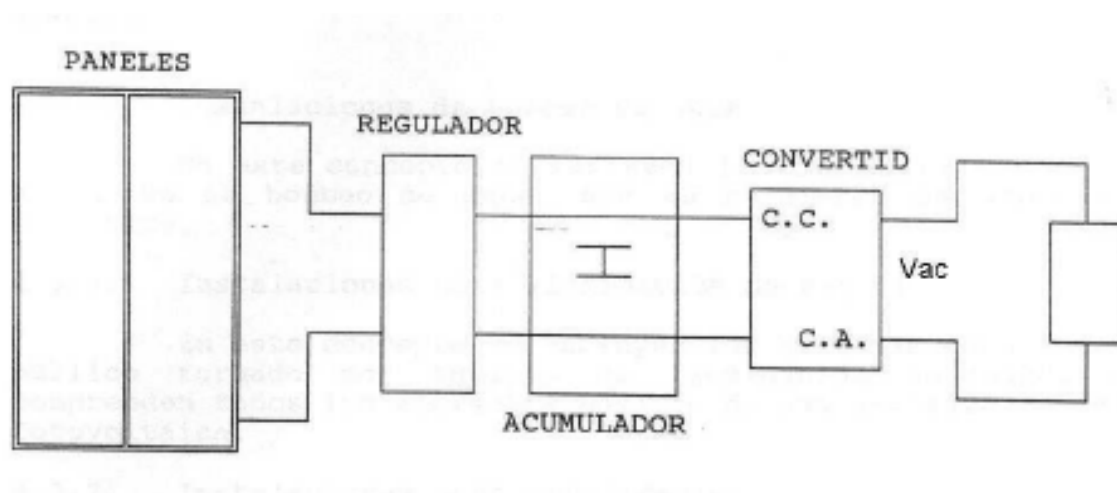


Fig.8

Configuración nº 9: toda aquella en la que el sistema de generación de energía este compuesto por un campo fotovoltaico y alguna otra fuente de energía distinta, utilizando ambos el mismo sistema de acumulación. Esta configuración se subdivide a la vez en las 5 configuraciones anteriores.



6.2 CONFIGURACION ELEGIDA

La configuración seleccionada es similar a la nº 3 del texto refundido de las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones fotovoltaicas para producción de electricidad de la Junta de Andalucía.

En dicha configuración se incluyen las instalaciones compuestas por paneles, convertidor de c.c./c.a., conectados a cargas de corriente alterna y apoyado con un grupo electrógeno

Siguiendo el texto anteriormente indicado, la instalación se definirá según su aplicación como industrial y su utilización será definida como publica. Finalmente como última clasificación, que será una instalación tipo A ya que la tensión del trabajo es $< 50 \text{ v}$

7.DIMENSIONADO DEL SISTEMA

7.1 Definición de la Carga de consumo

Son las que se especifican a continuación:

Elemento	ud	Potencia(W)	U(V)	cos φ	Tiempo (h)	Potencia total (W)	Energia (Wh/dia)
Bomba de baja presión	1	1.000	400	0,8	6	6000	7058.82
Bomba de alta presión	1	2500	400	0,8	6	5000	9857.85
Bombas dosificadoras	3	25	400	0,8	4	75	100
Lámparas fluorescentes	4	40	230	0,9	3	160	120
Tomas de uso general	2	2.000	230	0,8	1	2000	2000
Alumbrado de emergencia	2	10	230	0,9	1	20	22
						13225	22056.82
							417.75Ah/dia

$$C_{\text{consumo}} = 417.75 \text{ Ah/da}$$

Para suplir las posibles pérdidas del inversor se incrementara un 10% la potencia total de la instalación

Por consiguiente

$$C_{\text{consumo}} = C_{\text{consumo A/c}} * 1.1 = 459.52 \text{ Ah/día}$$



7.2. Tensión de trabajo de la instalación

Tanto el acumulador como el regulador y el inversor se escogen para un valor de tensión nominal V . Normalmente, este es de 12 ó 14 V para pequeñas instalaciones o, en caso de que la potencia total de consumo supere los 3 kW, de 48 ó 120 V.

La elección está determinada en gran medida por la disponibilidad en el mercado de equipos que funcionen a grandes tensiones.

Puesto que en este caso la potencia pico de la instalación supera los 3 kW, se fijará la tensión nominal en $V_N = 48V$.

La tensión de salida del inversor será trifásica de 400 V para que coincida con la salida del grupo electrógeno

7.3. Tensión nominal del campo solar:

La tensión que establece el campo solar es de 48 V.

7.4. Carga mensual necesaria

Se necesita la siguiente energía mensual:

$$E_M = E_d \cdot N$$

Siendo :

E_M = Energía mensual diaria en Ah/mes

E_d = Energía diaria

N = Nº días funcionamiento

$$E_M = 459.52 \cdot 30 = 13785.3 \text{ Ah/mes}$$

7.5. Los paneles fotovoltaicos

A fin de tener las herramientas necesarias para comparar los distintos módulos fotovoltaicos y poder elegir los más adecuados, interesa conocer los datos que determinan su funcionamiento. Este apartado se dedica a exponer las características más notables

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (Células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente)

Las células fotovoltaicas se dividen en:

Cristalinas

- Monocrystalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- **Amorfos**: Cuando el silicio no se ha cristalizado.



Fig7: Composición y funcionamiento de una célula cristalina

Al final del proceso del 100 % de la radiación incidente solo un 13 % aproximadamente se convierte en energía eléctrica útil .No toda la radiación incidente es aprovechable. A continuación en la siguiente tabla se estima los valores producidos por una célula en condiciones ideales

100 %	Radiación solar incidente
- Pérdidas:	
-3 %	Reflexión y sombreado de lo contactos delanteros
-23%	Radiación de onda larga
-32%	Energía parásita de fotones de radiación de onda corta
-8,5 %	Recombinación
-20%	Caída de potencial en la zona de transición
-0,5 %	Efecto Joule
=13 %	Energía eléctrica útil

Fig 8: Valores producidos por la célula



7.5.1 Circuito equivalente .

La unión p-n de la célula se comporta como un diodo. En la célula de silicio, equivale a un diodo de tensión umbral 0.5 V y tensión de ruptura de unos 20 V.

Cuando incide radiación sobre la célula se genera una corriente eléctrica llamada fotocorriente (I_F). El comportamiento de la célula se asemeja a una fuente de corriente conectada en paralelo con un diodo.

La modelización la vemos en el gráfico siguiente :

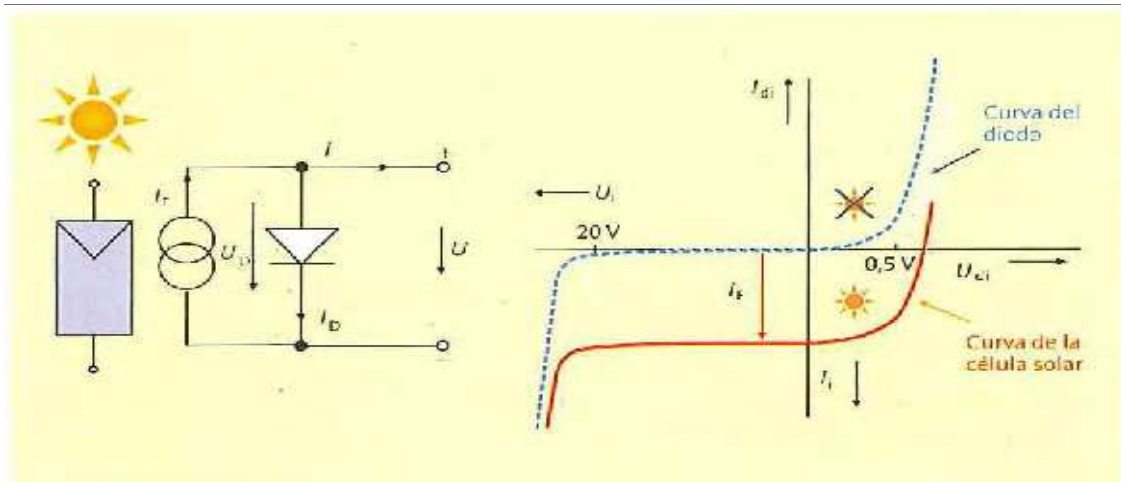


Fig9 : Circuito equivalente de una célula

7.5.2 Curva característica de la célula

La curva característica viene dada por tres factores determinantes:

Punto de máxima potencia (PMP): Punto de la curva donde la célula entrega máxima potencia. A este punto le corresponde una PPMP, una corriente I_{PMP} y una tensión V_{PMP} .

Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Es la correspondiente al punto de la curva de tensión nula.

Tensión de circuito abierto (V_{co}): Es la tensión para la cual la célula no produce corriente.

La corriente de cortocircuito es linealmente proporcional a la irradiancia, mientras que la tensión permanece relativamente constante, excepto para irradiancias bajas ($<100 \text{ W/m}^2$).

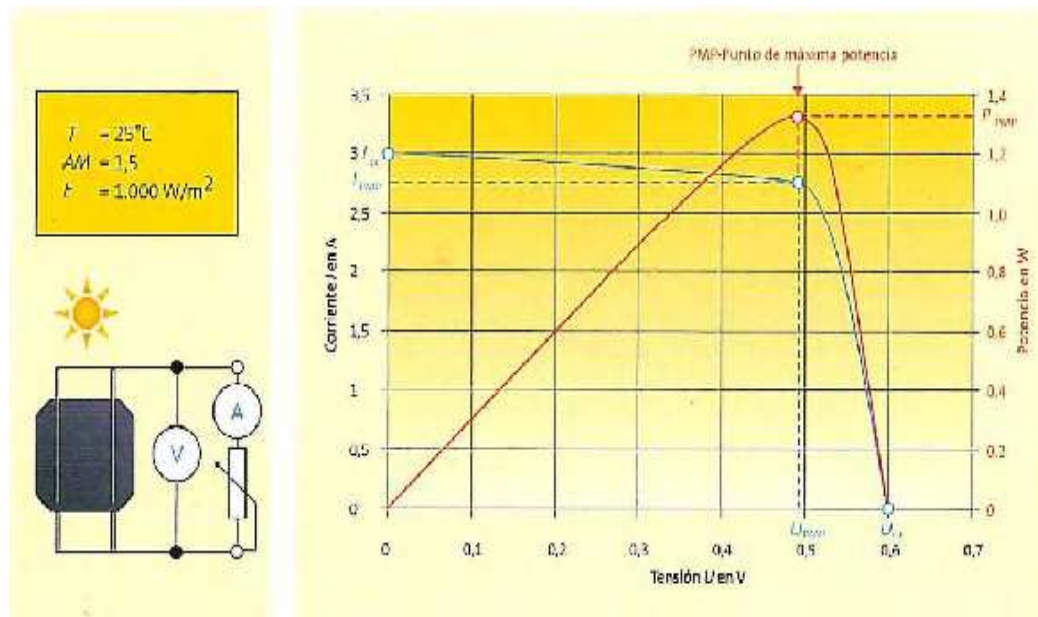


Fig10: Grafica de una célula cristalina

La relación entre tensión e irradiancia para células cristalinas es logarítmica

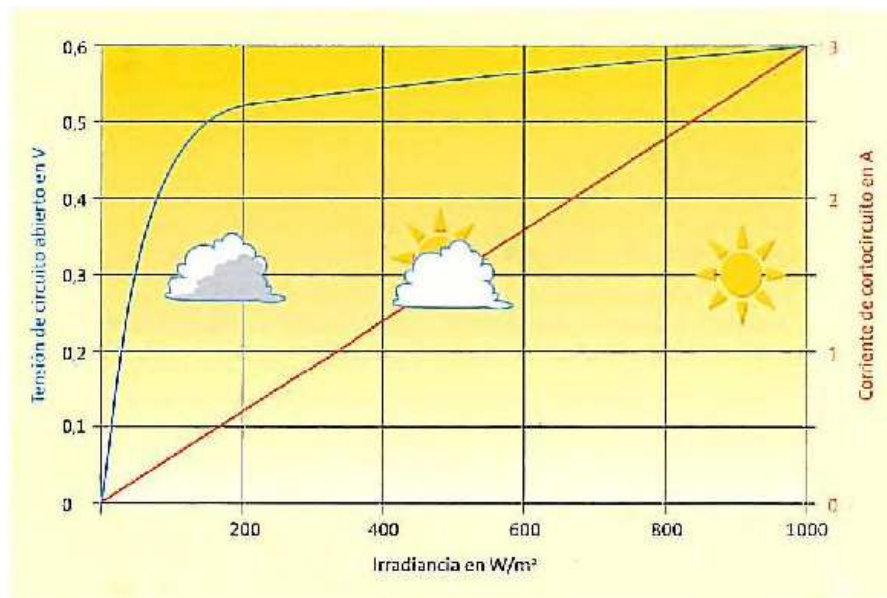


Fig11: relación entre tensión e irradiancia



El factor de forma (FF) indica lo cuadrada que será la curva característica. Es el cociente entre la potencia en el punto de máxima potencia y el producto de la corriente de cortocircuito y la tensión a circuito abierto

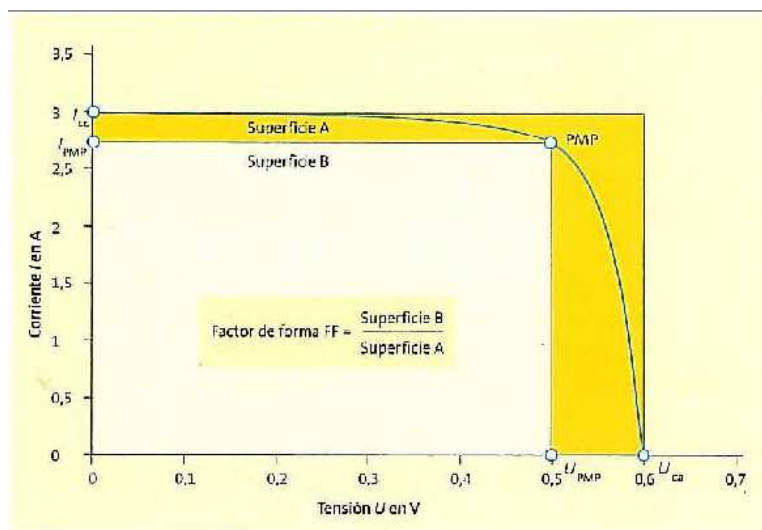


Fig 12 :Gráfica de Factor de Forma

7.5.3.Características del panel

A fin de tener las herramientas necesarias para comparar los distintos módulos fotovoltaicos y poder elegir los más adecuados, interesa conocer los datos que determinan su funcionamiento. Este apartado se dedica a exponer las características más notables

Utilizaremos paneles solares modelo SUNPOWER 300 cuyas características principales son:

P_{pico}	Potencia Máxima	300 W
I_{sc}	Corriente de corto	5.87 A
V_{oc}	V. circuito abierto	64 V
V_{mp}	V. en el punto de max potencia	54.7 V
I_{mp}	Corriente en el punto de max potencia	5.49 A
FF	Nos da una idea de la calidad de la curva	0.79



7.5.4 Factores que afectan a las características i-v del panel

El factor mas determinante será el de la T^a , dado que la curva anterior varia con respecto a ella, se debe definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores del fabricante.

Las condiciones estándar son:

IRRADIANCIA 1000 W/m²

DISTRIBUCION ESPECTRAL AM 1.5 G

T^a DE LA CELULA 25°C

Se muestra evidente que las condiciones reales en el proyecto no serán las definidas por las anteriores, luego se definen unas nuevas condiciones denominadas *condiciones nominales de operación (CNO)*

IRRADIANCIA 800 W/m²

TEMPERATURA OPERACIÓN NOMINAL DE LA CELULA (TONC)

Esta temperatura es importante ya que va a definir la potencia real que es capaz de generar el campo fotovoltaico que se diseñe.

Como la temperatura en esta región del planeta, es muy extrema (puede pasar de 50°C de día y -5 °C de noche) se muestran los dos extremos de trabajo del modulo fotovoltaico

$T_a = -5$ °C

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800} = 22$$
 °C

$T_a = 50$ °C

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800} = 83$$
 °C

Estos valores me van a a variar la V_{co} y por tanto me determinaran la potencia total que puede dar el panel.

$$P(T^a \text{ MAX}) = P_P(25^\circ\text{C}) \times \left(1 - \frac{\alpha P_m}{100}\right) \times (T - 25) = 267.21 \text{ W}$$

$$P(T^a \text{ MAX}) = P_P(25^\circ\text{C}) \times \left(1 - \frac{\alpha P_m}{100}\right) \times (T - 25) = 255.11 \text{ W}$$

Por criterios de seguridad se elige la mas baja

$V_{real} = 52.6$ V

$I_{real} = 4.85$ A

Pot real capaz de suministrar el panel = 255.11 W



7.6 Dimensionado del generador fotovoltaico

Existen una gran cantidad de métodos para dimensionar un sistema fotovoltaico autónomo. Analizando muchos de ellos se han extraído diferentes conclusiones y, se ha observado que, prácticamente todos ellos siguen un esquema similar, muchas veces la única diferencia entre unos y otros son el dimensionado. Se presentan los pasos que se ha seguido en el dimensionado de sistema fotovoltaico autónomo.

Paso1 .Estimación del consumo

Paso2. Calculo del ángulo optimo de inclinación de los paneles

Paso 3.Calculo de perdidas por sombras

Paso 4.Dimensionado de generador fotovoltaico

Paso 5. Dimensionado del sistema de acumulación (en este caso no)

Paso 6 .Dimensionado del regulador (en este caso no)

Paso 7 Dimensionado del inversor

Paso 8. Dimensionado del cableado

7.6.1 Estimacion del consumo

Se pueden distinguir principalmente cuatro tipos de consumo

- a) Consumo medio diario :consumo eléctrico producido en media en un día cualquiera. .
Unidad de medida :Wh/día.
Emplearemos el símbolo L_{md}
- b) Consumo medio anual : Es la medida anual del consumo anterior. A efectos prácticos , supondré que en cada mes del año el consumo es constante, por lo que coincidirán los dos primeros consumos
- c) Consumo total anual : Es el producto del consumo medio diario por el numero del días de consumo a lo largo del año
Su unidad es el Wh
El símbolo que empleare es L_T
- d) Consumo medio anual : Es la medida del consumo anterior. Cuando el consumo medio diario es constante (como el caso) , el consumo medio anual y el consumo medio diario coincidirán. La unidad de este consumo será de nuevo Wh/día .Su símbolo será L_{ma}

Por tanto

$$L_{md, AC} = 459.52 \text{ Ah/día}$$



Para calcular el consumo medio diario , se tendrán en cuenta los rendimientos de las etapas aplicando la siguiente expresión :

$$L_{md} = L_{md, dC} / \eta_{bat} + L_{md, AC} / (\eta_{inv} \eta_{bat})$$

Voy a suponer un rendimiento del 0.8,

$$L_{md, AC} = L_{md, AC} / (\eta_{inv} \eta_{bat}) = 459.52 \text{ Ah/día}$$

$$L_{md, AC} = L_{md} = 22056.96 \text{ Wh/día}$$

$$L_T = L_{md} * N_d = 209656 \text{ Ah/año}$$

7.6.2. Calculo de la posición optima de los módulos fotovoltaicos

El siguiente paso es la determinación de la inclinación y orientación de la superficie receptora donde se ubicaran los módulos fotovoltaicos. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.

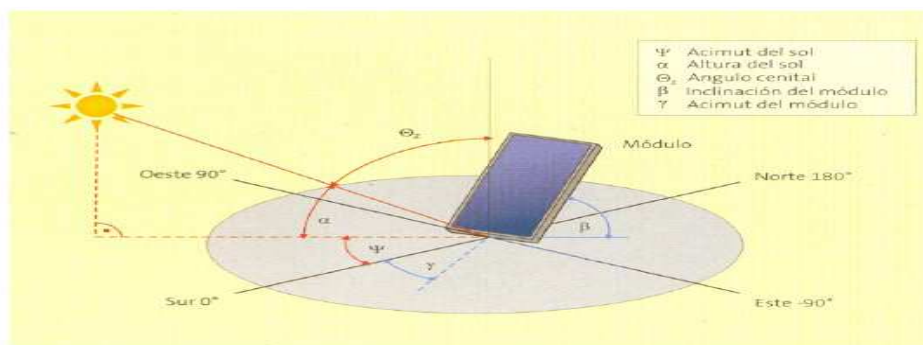


Fig 13:Ángulos que forman las placas fotovoltaicas

Se define la orientación mediante el azimut (para el sol, ψ , y para el captador, γ). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

Por ejemplo, la orientación Este se considera $\psi = -90^\circ$, mientras que para la orientación Oeste, $\psi = 90^\circ$. La inclinación viene definida por el ángulo β (para el módulo) y por la altura solar α o su complementario θ_z , (ángulo cenital) para el sol.

El primero de ellos es el ángulo de inclinación (ángulo entre la horizontal y la superficie receptora), el segundo de ellos es el ángulo de orientación.



La orientación para optimizar este sistema será en la dirección sur , y para la inclinación optima , se pueden seguir diferentes criterios , voy a definir dos posibles criterios ,que suelen ser los más empleados, y por ultimo he añadido las recomendaciones según IDAE .Los dos criterios son :

A) *Criterio del mes crítico:* En este caso el cálculo de la inclinación optima de la superficie receptora se hará de forma que se optimice la relación Consumo/Radiación en cada mes.

Dispondremos de una tabla con los valores de la radiación global recibida en cada mes (medida en Wh/m^2) y diferentes inclinaciones.

Mes	G(0°)	G(30°)	G(50°)	G(90°)
Ene	4060	5780	5102	5330
Feb	4840	6220	4578	4880
Mar	5800	6580	3564	3900
Abr	6600	6750	5487	2650
May	7170	6600	1687	1680
Jun	7310	6440	4841	1280
Jul	6980	6280	4984	1460
Ago	6810	6610	3598	2180
Sep	6030	6530	1584	3370
Oct	5170	6320	1574	4490
Nov	4260	5870	3547	5150
Dic	3720	5450	4518	3544
Annual	5740	6290	3548	4215

Donde

G :Radiacion solar global (Wh/m^2)



A continuacion calculare el Cociente Consumo medio mensual (equivalente al consumo medio diario) y radiacion Solar Global

$$Lmd/Gd$$

Recordemos que $Lmd = 22056.96Wh/dia$

Mes	G(0°)	G(30°)	G(50°)	G(90°)
Ene	5.432	4.318	5.235	3.487
Feb	4.557	6.470	5.326	3.587
Mar	3.776	4.971	4.652	4.863
Abr	3.458	3.458	2.659	4.736
May	2.659	1.948	4.875	3.578
Jun	2.813	1.485	1.538	4.966
Jul	3.841	2.698	3.402	3.756
Ago	3.652	3.289	2.985	3.978
Sep	3.847	1.548	3.325	3.578
Oct	4.687	4.982	5.221	4.125
Nov	5.983	5.398	4.583	4.652
Dic	6.485	5.376	5.786	6.785

A continuacion tomaremos el Maximo Cociente , obteniendo de este modo el mes critico para la instalacion

A continuacion se elige de todos los maximos anteriores el menor de forma que se maximice la captacion de enegria solar en el mes critico

Con este caso la inclinacion optima para situar los modulos sera de 30°



b) *Criterio de maxima captacion anual* :En este caso lo que se pretende es determinar la inclinacion optima a la que habria que situar la superficie receptora de forma que se optimice la relacion , Consumo –Radiacion , no en el mes crittico , sino a lo largo del año.

Se procedera de forma similar , al caso anterior solo que se tendra en cuenta las radiacion global media anual , y el consumo medio anual .La tabla de este caso seria la siguiente

Radiación	G(0°)	G(30°)	G(50°)	G(90°)
Año	5740	6290	3548	4215

Lmd/Gd

Radiación	G(0°)	G(30°)	G(50°)	G(90°)
Año	4.266	3.828	4.132	4.342

Siguiendo este caso nuestros cálculos también indican que la mejor inclinación sera de 30 °

C) *Recomendaciones según IDAE* he considerado que puede aportar otro punto de seguridad y fiabilidad a mi sistema

- Orientación e inclinación optimas

La instalación por diferentes motivos tendrá una orientación y una inclinación (α , β)que pueden ser diferentes de los óptimos y que serán causantes de un grado de captación de energía incidente inferior al ideal

En la tabla se indica periodos de diseños habituales y la correspondiente inclinación (β_{opt}) del generador que hace que la energía sea máxima

Periodo de diseño	β_{opt}	k
Diciembre	$\Phi +10$	1.7
Julio	$\Phi -20$	1
Anual	$\Phi -10$	1.15



Φ = Latitud del lugar en grados

Para nuestro caso $\Phi=27^\circ$

Por tanto la $\beta_{opt}=17^\circ$

Y nuestra $K=1.15$

K =constante de diseño

- Factor de irradiación

Se pueden estimar de forma aproximada las perdidas por orientación e inclinación de forma grafica

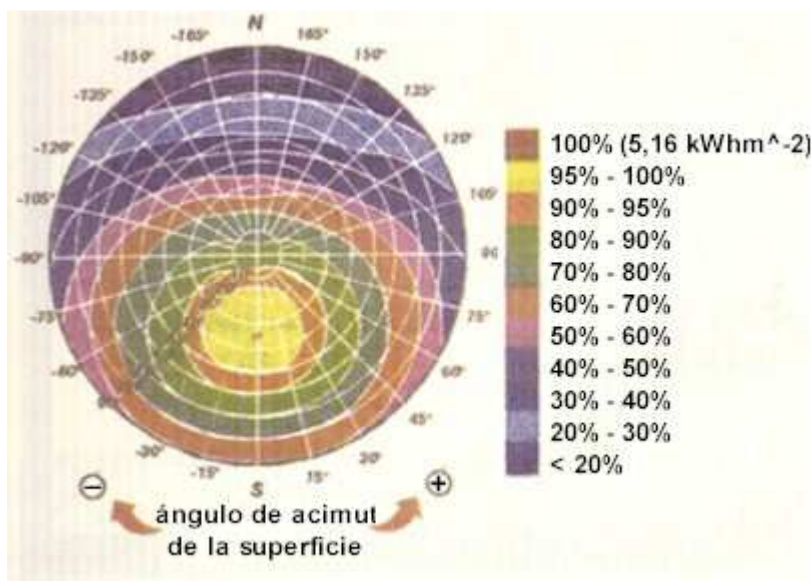


Fig 9 Irradiación solar

Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizan las expresiones

$FI=1-[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2]$	para $15^\circ < \beta < 90^\circ$
$FI=1-[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2]$	para $15^\circ < \beta$

En nuestro caso :

$$FI=1-[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2]=0.9183$$



7.6.3 Calculo de perdidas por sombras

Este cálculo se realizara por medio del pliego de condiciones técnicas del IDAE

La inclinación ideal para una estancia durante todo el año es latitud -10° y las perdidas máximas son permitidas por orientación e inclinación son del 20%.

Con esta configuración las perdidas máximas son de un 5% muy por debajo de la máxima permitida, luego es una configuración válida.

Comentar que al estar los paneles apoyados sobre el suelo y no existir edificaciones altas ni arboles por la zona no habrá perdidas por sombras en los paneles y por tanto el estudio de perdidas por sombras requerido por el PCT carece de sentido.

Una vez la demanda energética es conocida, se está en condiciones de dimensionar el generador fotovoltaico.

7.6.4. Dimensionado del generador según IDAE

Para el dimensionado del generador se han de conocer los siguientes datos:

$Gd_m(0)$ = Valor medio anual de la irradiación sobre una superficie horizontal en Kwh/m^2 día

Para este caso

Enero	4060
Febrero	4840
Marzo	5800
Abril	6600
Mayo	7170
Junio	7310
Julio	6980
Agosto	6810
Septiembre	6030
Octubre	5170



Noviembre	4260
Diciembre	3720
Año	5740

Tabla n5 :Irradiacion anual

$$Gd_m(0)= 3720\text{Wh/ m}^2 \text{ dia}$$

2. $Gd_m(\alpha,\beta)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador , en Kwh/m² dia y en el que se hayan descontado las perdidas por sombras (FS)

$$Gd_m(\alpha,\beta)= Gd_m(0)*k*FI*FS$$

Siendo :

Fi=Factor de irradiación FI>0.8696

FS= Factor de sombreado .FS>0.9237

FI*FS>0.8

$$K=\frac{Gd_m(\alpha=0,\beta_{opt})}{Gd_m(0)}=1.15$$

En nuestro caso

$$Gd_m(\alpha,\beta)= 5740\text{Wh/ m}^2 \text{ dia} *1.15*0.91830*0.9237= 3628.74 \text{ Wh/ m}^2 \text{ dia}$$

El dimensionado mínimo del generador se hará de acuerdo con los datos anteriores según la expresión

$$P_{mp,min}=\frac{Ed*GCEM}{Gd_m(\alpha,\beta)*PR}$$

Siendo

$$GCEM =1\text{KW/m}^2$$

Ed=consume de la carga en KWh/dia

En instalaciones aisladas ,para el rendimiento energético de nuestra instalación o “performance ratio” (PR) , se pueden considerar los siguientes valores



VALORES TIPICOS DEL PR

Sistemas con inversor : PR=0.7

Sistemas con inversor y batería : PR=0.6

Sistemas directos PR=1

El sistema ira con inversor y sin batería , el PR para este caso es de 0.7

Por tanto

$$P_{mp,min} = \frac{Ed * GCEM}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR} = \frac{24KWh/dia * 1KW}{5599.2KWh/dia * 0.7} = 13256 \text{ Wp}$$

Para asegurarnos incrementaremos un 20% la potencia para las perdidas y otros factores

$$P_{mp,max} = 1.2 * P_{mp,min} = 15214 \text{ Wp}$$

Las perdidas por orientación e inclinación distintas a las optimas , no pueden ser superiores a lo especificado en la tabla

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

Tabla nº 6 : Porcentaje de perdidas por radiación

A continuación se presentara una tabla resumen regida por IDEA en la que se muestran todos los detalles de nuestra instalación



Parámetros	Unidades	Valor	Comentario
Localidad		Foum el-Oued (Sahara Occidental)	
Latitud	ϕ	27°	
E_d	Kwh/dia	24	Consumo constante a lo largo del año
Período de diseño		Diciembre	Mes de peor radiación
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		$(0^\circ, 27^\circ)$	
α, β		$(12^\circ, 27^\circ)$	Orientación e inclinación en el suelo
$G_{d_m}(0)_{\text{diciembre}}$	Kwh/ m ² dia	3.27	Fuente : Instituto de Energía Conjunta
FI		0.91	
FS		0.92	
PR		0.70	Eficiencia Energética total del Sistema
$G_{d_m}(\alpha, \beta)_{\text{diciembre}}$	Kwh/(m ² dia)	3.58	$G_{d_m}(\alpha, \beta) = G_{d_m}(0) * k * FI * FS$
$P_{mp, min}$	Kwp	13.256	$P_{mp, min} = \frac{E_d * GCEM}{G_{d_m}(\alpha, \beta) * PR}$

Tabla 7: Tabla IDAE



7.7 CALCULO DEL NUMERO DE PANELES DEL GENERADOR

Como anteriormente, hay diferentes métodos al igual que para calcular la inclinación, los mas recomendados se describirán brevemente

Método 1: Funcionamiento en punto de máxima potencia .Este método nos permitirá calcular el número de módulos a instalar, y a partir de ese número obtendremos el número a instalar en serie y paralelo. El generador trabajara en el denominado punto de máxima potencia de la curva I-V.

Se incluye un factor global que incluya diferentes tipos de perdidas, como por dispersión , conexionado , etc. Este valor (P_G) suele tener un valor entre el 90% y el 65 %

El número total de módulos que se deben instalar se puede calcular a partir de la siguiente expresión

$$N_T = L_{ma} / (P_p * G_d * P_G)$$

Donde

L_{ma} = Consumo medio anual (Wh/dia)

P_p = Potencia Pico del modulo

G_d = Radiacion Global a la inclinación del sistema

P_G = Factor Global de funcionamiento del generador

Por tanto :

$$N_T = L_{ma} / (P_p * G_d * P_G)$$

$$N_T = (365 * 22056.96) / (6290 * 0.65 * 255) \sim 77.2 \sim 80$$

$N_T = 80$ paneles

Conociendo el numero de paneles que forman , ahora veremos cuantos serán en serie y paralelo.

N_s = numero de módulos en serie

$$N_s = V_{sys} / V_{mp} = 48 / 52.6 = 0.91 \sim 1 \text{ en serie}$$

Ahora calculo el numero de paneles en paralelo

$N_p = N_T / N_s = 80$ es el numero de paneles en paralelo que he de considerar colocar



Método 2: según criterio de amperios/hora Si no se va a instalar un regulador con seguimiento de punto de máxima potencia MPPT se debe utilizar otro criterio, el de Amperios-Hora, pues será entonces la batería la que marque la tensión del sistema (12, 24, 48 Volt.) y rara vez se alcanzará el punto de máxima potencia de los módulos empleados.

Tenemos inicialmente el consumo de energía medio en Ah/día calculado anteriormente:

Cd : Carga de consumo diaria = 459.52Ah/día

Así pues, la corriente que debe generar el campo de captación fotovoltaico (el total de los paneles instalados) en las condiciones de radiación solar del mes crítico sería:

$$I_{gfv} = \frac{Cd * F}{H.S.P}$$

$$I_{gfv} = 459.52 * 1.25 / 3.72 = 154.40 \text{ A}$$

Siendo:

I_{gfv} : la corriente generada por el campo de captación fotovoltaico (el total de los paneles instalados).

Si la dividimos entre la corriente unitaria de cada módulo fotovoltaico que en el caso del Sunpower 300 la $I_{m\acute{a}x.} = 4.85 \text{ A}$, obtendremos el total de módulos necesarios conectados en paralelo:

$$N_{pp} = \frac{I_{gfv}}{I_p}$$

$$N_{pp} = \frac{I_{gfv}}{I_p} = \frac{154.40}{4.85} = 31.83$$

$N_{pp} \sim 32$ paneles en paralelo

El cálculo para el número de paneles en serie será

$$N_s = V_{syt} / 12 = 48 / 12 = 4$$

El número total de paneles será

$$N_t = N_s * N_p = 128 \text{ paneles}$$



Metodo3 según criterio del peor mes: El cálculo se realiza siguiendo las indicaciones de las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones fotovoltaicas de la junta de Andalucía.

Número de paneles en paralelo:

El cálculo se realiza para el mes con menos radiación solar (Diciembre)

$$NPP = \frac{Cd * F}{H.S.P * Ip}$$

Cd : Carga de consumo diaria = 572.91Ah/día

H.S.P: Horas sol pico/día para peor mes (TABLA Nº 3)= 3,72

I_p Intensidad pico del panel = 4.85 A

F : Factor de seguridad (25%) = 1,25

$$Npp = \frac{459.52 * 1.25}{3.72 * 4.85} = 31.83.$$

$N_{pp} \sim 32$ paneles en paralelo

Número de paneles en serie:

$$Nps = \frac{Vsist}{Vmpp} = 1.87$$

$N_{ps} \sim 2$ paneles en serie

Según este periodo de diseño obtendríamos que se necesitaran 64 paneles para la obtención de la energía requerida

A continuación en la siguiente tabla se representan según método el numero de placas a usar.

Nº placas	Opción 1 <i>Funcionamiento en punto de máxima potencia</i>	Opción 2 <i>Criterio de amperios/hora</i>	Opcion3 <i>Criterio del peor mes:</i>
paralelo	80	32	32
serie	1	4	2
Total	80	128	64

Se ha considerado el criterio del peor mes como la mejor opción, ya que es la más económica, y ocupara menos superficie y me garantizara toda la energía necesaria que se debe recibir

El número total será de 64 paneles, formados por 32 en paralelo y 2 en serie



7.8 Potencia de captación a instalar:

P_{fv} : Potencia de captación a instalar

P_{max} : potencia máxima de placa

N_p = Numero de paneles

P_{fv} = P_{max} * N_p = 64 * 255 = 16320 W

Como podemos ver esta producción de energía es mayor a la que demanda el sistema Para que el sistema sea estable y no falle el suministro de energía a la planta y para una posible ampliación

Las características del panel

I Panel	4.85 A
V Panel	52.6 V
V. generador	105.2 V
I generador	145.2 A
Pot total (Pot pico)	16320 Wp

7.9 Emplazamiento de los paneles fotovoltaicos:

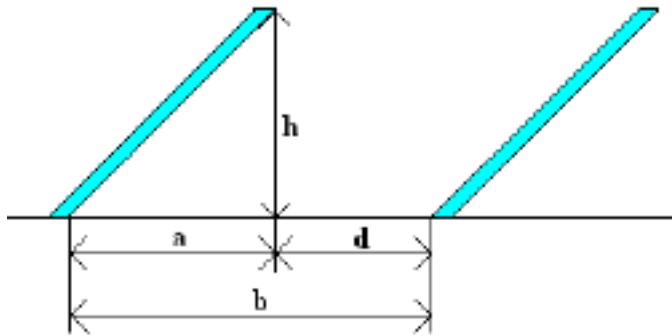
7.9.1 Alineación de los módulos solares

En este apartado se calculará la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, 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 mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En la siguiente figura se muestran todas las medidas que debemos tener en cuenta:



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

En el caso proyectado, al ser posición fija, los paneles se colocarán a la distancia que marque la ecuación anterior para un ángulo de 30° ya que es la máxima inclinación y donde deberá guardarse la máxima distancia entre filas de paneles.

Por lo tanto, sabiendo que la longitud del panel es de 1559 mm y forma un ángulo con la horizontal de 30°, la altura "h" de los paneles será:

$$h = \sin 30^\circ \cdot 1559 = 779.5 \text{ mm}$$

Conocida la altura que tendrán los paneles en su inclinación máxima y la latitud del lugar (27°), la distancia "d" entre paneles será de:

Donde :

d = distancia medida sobre la horizontal entre una fila de módulos solares y un obstáculo de altura h que pueda producir sombras en la instalación

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Para una altura de 0.779m



$$d= 1.15 \text{ m}$$

Por tanto la distancia entre los extremos inferiores de dos paneles consecutivos resultará de la suma de la distancia $d=1.15\text{m}$ y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo, es decir

$$a= \cos (30)^{\circ} \cdot 1559 = 1350.13 \text{ mm}$$

En total cada panel estará separado una distancia de

$$1.15 + 1.35 = 2.5 \text{ m.}$$

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la que se obtiene sustituyendo en la expresión anterior el valor de h por la diferencias de alturas entre parte alta de una fila y parte baja de la siguiente

Por consiguiente el grupo fotovoltaico ocupara una superficie aproximada de 200 m^2

En una instalación fotovoltaica, debe tratarse de que los módulos fotovoltaicos siempre estén orientados de tal manera que los rayos del sol incidan perpendicularmente sobre ellos. La orientación del modulo fotovoltaico quedara determinada por su inclinación con respecto al horizontal , y su acimut con respecto a la dirección sur

7.10 Estructura soporte y anclaje

Las funciones de la estructura soporte son fijar sólidamente el modulo fotovoltaico al suelo, y si es preciso, proporcionar el sistema de seguimiento y variación de la energía necesaria.

Una de las funciones que debe cumplir la estructura es la de soportar la fuerza del viento. Habitualmente, los fabricantes de las estructura proporcionan la velocidad máxima del viento que esta soporta.



Existen varios tipos de estructuras de soportes .Generalmente, se divide en dos clases:

-Estructuras móviles, que permiten que el modulo gire para optimizar su posición en relación con la posición del Sol.

-Estructuras fijas en las que el modulo siempre permanece en la misma posición .Las estructuras fijas a su vez se clasifican en varios tipos:

Estructuras sobre mástil (usadas en aisladas para señalización)

Estructuras para pared

Estructuras para colocar sobre cubiertas donde se distingue a su vez de cubiertas planas, y tejados inclinados

Estructuras para montar sobre el suelo ,en las que se emplean diversos tipos de anclajes: tornillos , zapatas sobre el terreno y mástiles hincados en el suelo

En este proyecto, se va a colocar unas estructuras fijas , a continuación veremos unas características que debemos de cumplir

7.10.1 Montajes de la estructura soporte

Se debe de tener en cuenta los siguientes aspectos:

1.-La forma de la estructura debes de ser tal que permita respetar la separación entre filas de paneles , para facilitar su conexión eléctrica y situarla a la altura adecuada respecto al suelo.

2.-Los paneles suelen situarse dejando una cierta separación entre ellos para dejar pasar el aire y así reducir la fuerza del viento sobre la estructura .En España la grapa de sujeción suele venir preparada para la separación de 2cm

3.-La mayor parte de las estructuras de fijación se construye mediante perfiles metálicos roscados, para facilitar el montaje y simplificar labores de mantenimiento

4.- La estructura debe de estar protegida contra la corrosión Para ello se emplea, normalmente acero galvanizado La tornillería empleada también debe estar protegida contra la corrosión

7.10.2 SOPORTE DE LOS PANELES

Los paneles, una vez instalados, están expuestos a agentes atmosféricos (nieve, viento, etc).Para ello se instala sobre estructura, que aporta la rigidez necesaria, que se ancla sobre una superficie fija (suelo, cubierta, muro etc.)La estructura debe ser capaz de soportar adecuadamente las acciones siguientes:



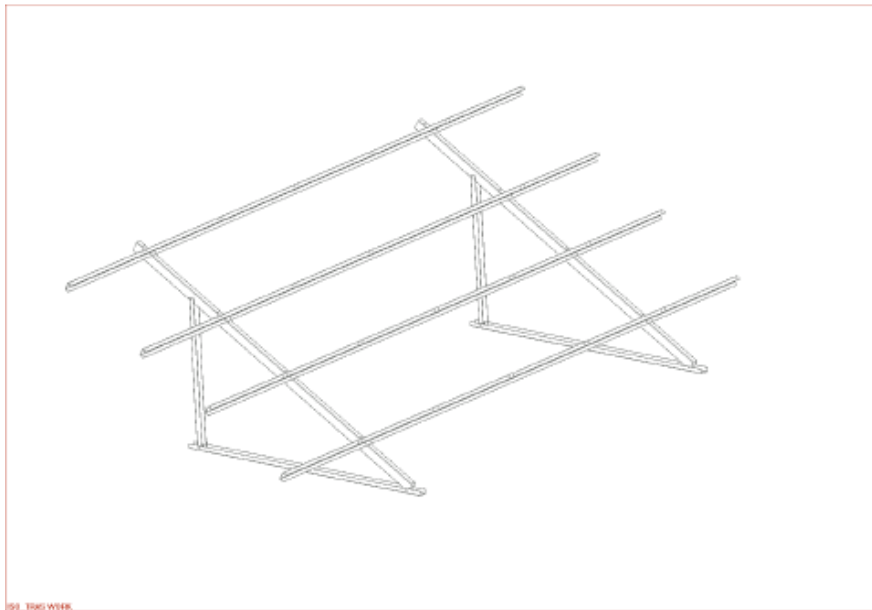
- Peso de los paneles y de la propia estructura
- Fuerza debida al viento
- Tensiones térmicas
- Actividad sísmica
- Tensiones debidas al terreno

Las soluciones aplicables y la forma definitiva de la estructura dependen básicamente de la superficie donde se instala, en este sentido se distinguen los casos siguientes:

- Instalación totalmente integrada
- Instalación sobre cubierta horizontal
- Instalación sobre el terreno
- Instalación sobre mástil

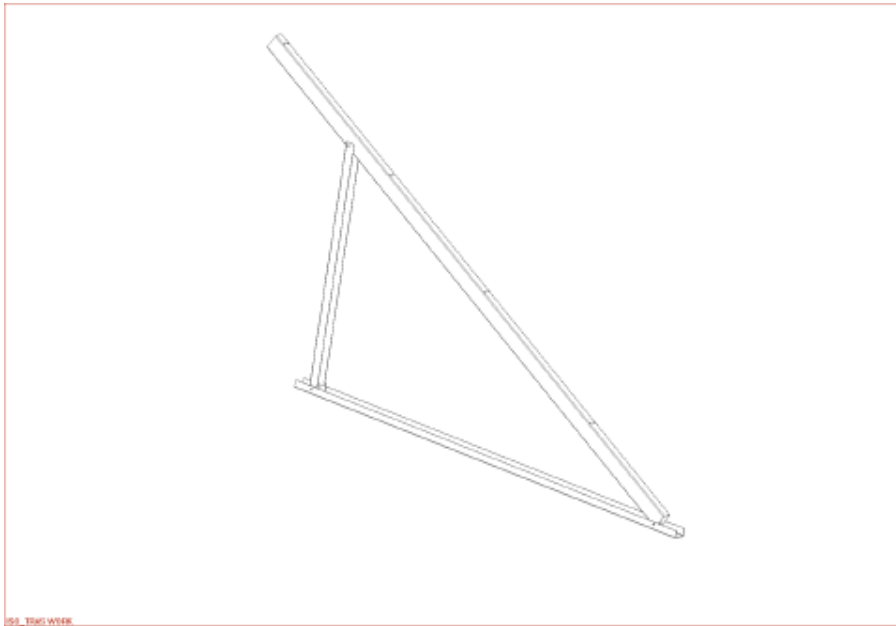
7.10.3 Componentes de estructura soporte

Cada cuerpo de estructura se compone de varios subconjuntos según el siguiente gráfico





SUBCONJUNTO CABALLETE:



La estructura posee sistema modular. De este modo la estructura puede tener 2 o más caballetes dependiendo de la longitud de las correas, las cuales también pueden variar en número según las dimensiones o disposición de los módulos.

Para todas las disposiciones de la estructura se asegura la resistencia estructural frente a las condiciones de viento y condiciones climáticas según la normativa vigente en el lugar de instalación.

Descripción de los componentes de la estructura.

1. CORREAS.

Las correas de soporte para los módulos son unos perfiles de sección continua de acero.

Normalmente fabricadas en base a chapa de acero de resistencia adecuada (Normalmente acero S235, excepcionalmente acero S275) sometida a un proceso de conformado por laminado o plegado posterior. También se realizan taladros mediante punzonado o corte por láser o plasma en línea.

Se realiza en secciones abiertas para facilitar el montaje y correcto apriete de los tornillos de fijación a otros componentes. Las secciones más habituales son secciones abiertas de sección C o Z con similares resistencias. La sección Z permite a su vez una más sencilla operación de apriete de tornillos mediante medios mecánicos. Permite asimismo el remachado de los módulos.



Las dimensiones generales son un canto de 60 a 70 mm, unas alas de 30 a 35 mm y un espesor de 2,5 a 3 mm dependiendo de la longitud total, distancia entre apoyos, etc.



Lleva un recubrimiento posterior por galvanizado en caliente de un espesor mínimo de 80 micras, que asegura una buena resistencia a la corrosión y durabilidad, cumpliendo la legislación actual.

2. VIGA INCLINADA.

La viga inclinada de soporte para las correas está formada por un perfil cerrado de sección rectangular. Las dimensiones exteriores base o de partida son de aprox. 50 x 80mm y espesor 3 mm, adecuándose a cada obra en particular. El material es acero de construcción de calidad S235 o S275

Lleva orificios taladrados para el montaje sobre ella de el resto de componentes del caballete. Sobre éstos orificios se montan tuercas remachables estandarizadas para permitir la fijación atornillada del resto de componentes obteniendo correctos pares de apriete (sin apriete cara contra cara, sin abombar en perfil



También lleva un recubrimiento posterior por galvanizado en caliente de un espesor mínimo de 80 micras, que asegura una buena resistencia a la corrosión y durabilidad. Las tuercas remachables son de acero con un recubrimiento cincado.



3. VIGA DE SUELO.

La viga suelo es un perfil continuo de acero de sección C. La fabricación es mediante proceso de laminación y conformado en continuo o bien plegado desde chapa laminada.

Las dimensiones base del perfil son aproximadamente 70 mm de canto y alas de aproximadamente 30 a 35 mm. El espesor es de 3 a 4 mm

La viga suelo lleva practicados los orificios para el montaje contra la viga inclinada y el puntal, así como los orificios para el montaje sobre los anclajes de la cimentación.

Ocasionalmente y dependiendo de la naturaleza del soporte o anclaje al suelo seleccionado, se puede sustituir la viga de suelo por unas piezas denominadas cazoletas, de similar sección, pero solo existentes en los puntos de anclaje al suelo. Esta configuración solo es posible en soportes o anclajes que eliminen los momentos de giro sobre ellos (empotrados, apriete contra el suelo, relleno de hormigón, etc.).



4. PUNTAL.

Denominamos puntal, a la pieza vertical que cierra el triángulo que compone el caballete.

Se trata de una viga de sección continua C de canto aprox. 60 mm y alas de entre 30 y 40 mm dependiendo de la configuración definitiva. El espesor normal es de 3 mm.

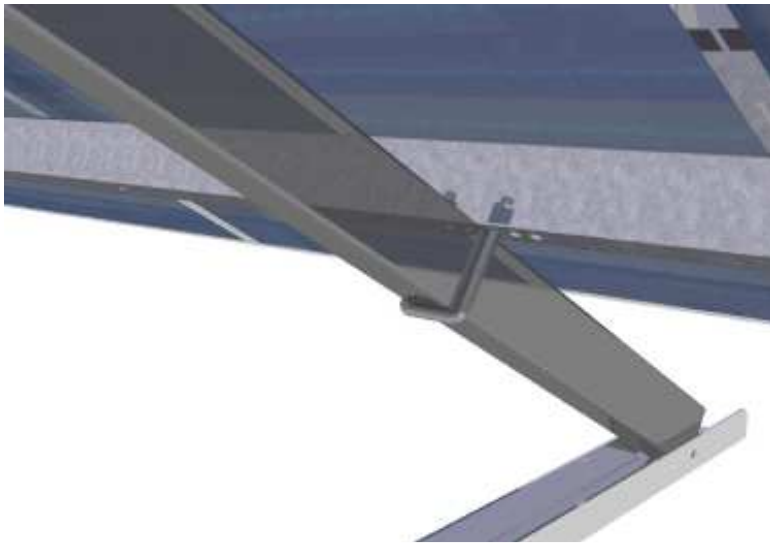
El puntal lleva practicados en su extremo superior los taladros para el paso de los tornillos de montaje contra la viga inclinada y en la parte inferior orificios para el montaje contra la viga de suelo, bien con tornillos y tuercas, o bien con tuerca remachable.



El puntal también lleva un recubrimiento posterior por galvanizado en caliente de un espesor mínimo de 80 micras.

5. ABARCONES DE AMARRE DE CORREAS.

Durante el montaje de la estructura, para el amarre de las correas sobre la viga inclinada de los caballetes, se emplean unos abarcones. Se trata de unas piezas de conexión fabricadas a partir de varilla de acero roscada y cincada. El empleo de estos abarcones permite un montaje muy flexible de las correas sobre los caballetes, de forma que se pueden resolver problemas de planitud, o desnivel fácilmente.





6. TORNILLERIA.

Toda la tornillería y elementos de unión de los componentes entre si, así como los de amarre de los módulos, son de acero de calidad 8,8 con tratamiento cincado para asegurar su resistencia a la corrosión

7.10.4 Peso del panel y carga de nieve

En el CTE, se ofrece un método para calcular el peso de la nieve que puede acumularse sobre un edificio, que se encuentra en el documento SE-AE , apartado 3.5 , y que puede aplicarse al cálculo de la carga debida a la nieve sobre los paneles FV. Método de cálculo que se usa en este caso.

Se distinguen 2 posibilidades: superficies horizontales, y superficies inclinadas:

Sup horizontales. Si los paneles están situados en posición horizontal y la altitud del lugar inferior a 1000m , es suficiente considerar una carga de 1,0 KN/m²

Sup inclinadas El valor de la carga viene dada por la expresión

$$Q_n = k \cdot \mu \cdot s_k$$

Donde

Q_n es la carga sobre la superficie en proyección horizontal

μ coeficiente de forma que la superficie cuyo valor será 1 si la inclinación es igual o menor a 30° y 0 si es mayor o igual a 60° ,para valores intermedios se interpola linealmente

s_k el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno

Para nosotros $Q_n = 1,0 \text{ KN/m}^2$

Peso de los paneles

En caso del viento, según normativa, su velocidad puede provocar valores de presión dinámica peligrosos. La presión dinámica depende de la velocidad del viento que esta relacionada directamente con la altura de la estructura que sostiene los módulos sobre el terreno.

Según la tabla 5.1 de la NBE-AE-88 (Expresada en la tabla 3.1, del presente proyecto)

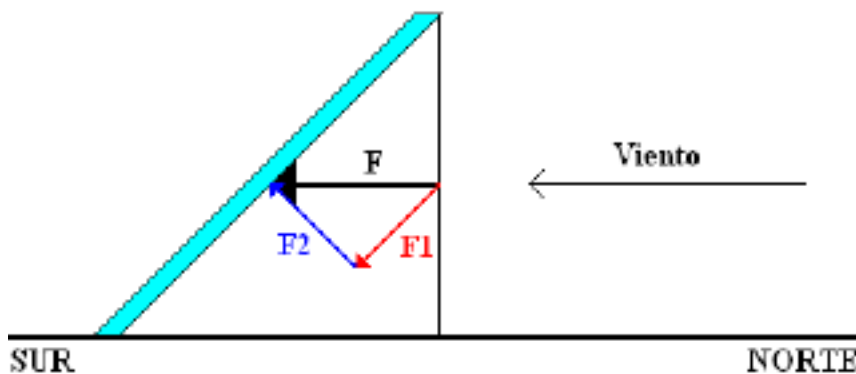


Tabla 3.1 Presión dinámica del viento (Tabla 5.1 del NBE-AE-88).

Presión dinámica del viento			
Altura sobre el terreno (m)		Velocidad del viento	Presión dinámica
Normal	Expuesta	(m/s)	(kg/m ²)
De 0 a 10	-	28	50
De 11 a 30	-	34	75
De 31 a 100	De 0 a 30	40	100
Mayores de 100	De 31 a 100	45	125
-	Mayores de 100	49	150

La estructura será dimensionada para soportar vientos de unos 120 km/h como máximo. Éste cálculo se realizará partiendo de la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos como es el viento.

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientarán los módulos hacia el sur, por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la figura:





En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura, se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con un ángulo de inclinación de 30° .

Para una inclinación de 30° , la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{\text{obstáculo}} = \text{Area panel} \cdot \sin \beta$$

En cada uno de los soportes colocare 2 paneles, del mismo tamaño y marca, bastara con multiplicar por 2

$$S_{\text{obstáculo}} = \text{Area panel} \cdot \sin \beta = 2 \cdot 1.559 \cdot 1.046 \cdot \sin(30) = 1.63 \text{ m}^2$$

Ahora calcularemos la fuerza del viento

$$F_v = W \cdot S_{\text{obstáculo}} \cdot \sin 30$$

Siendo

W = presión dinámica (kg/m^2). Este dato lo recabo de la tabla anteriormente expuesta

$$F_v = W \cdot S_{\text{obstáculo}} \cdot \sin 30 = 75 \cdot 2 \cdot 1.559 \cdot 1.046 \cdot \sin(30) = 122.3 \text{ Kp} = 1230 \text{ N}$$

Esta es la fuerza que ejerce el viento sobre los paneles solares. Ahora bien, de esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección; F_1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F_2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quien realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F_2 viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F_2 = F \cdot \sin \beta = 915 \text{ N}$$

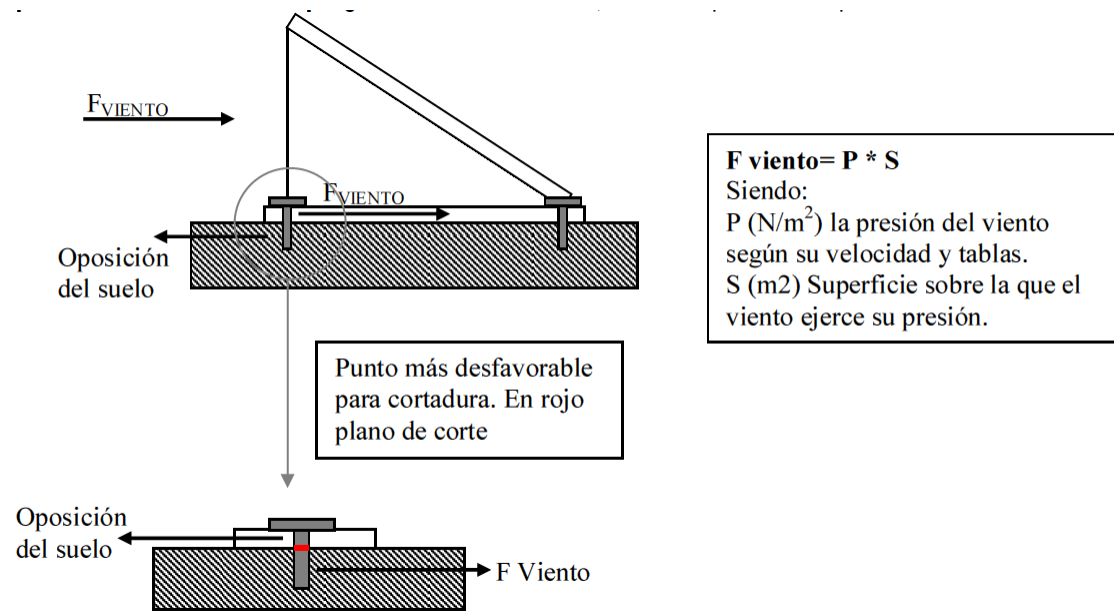
Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base en el suelo deberán soportar una fuerza de 915 N como máximo.



CALCULO DE EL NUMERO DE TORNILLOS QUE HAY QUE AÑADIR PARA LA FIJACION DE LA ESTRUCTURA

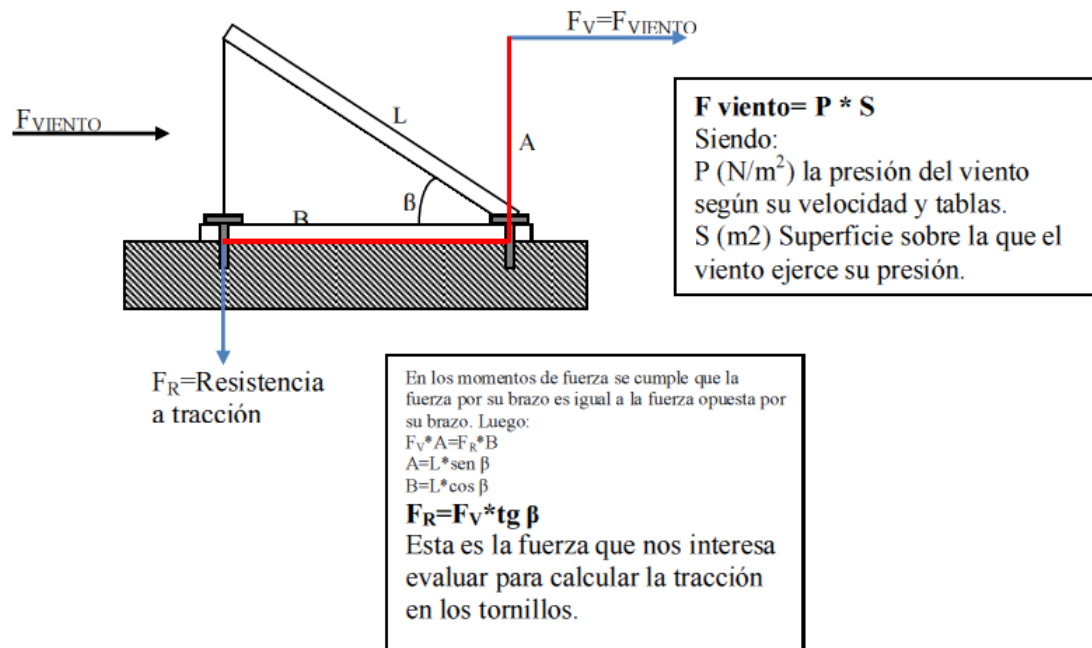
Para los cálculos se usara la fuerza del viento total ($F_{\text{VIENTO}} = P \cdot S$), supondremos que siempre incide perpendicular al panel, con lo cual toda la fuerza de él. Esto hará que nuestros cálculos de estructuras estén más del lado de la seguridad ya que la estructura deberá aguantar toda la fuerza del viento, no sólo la componente perpendicular al panel.

Fuerzas a tener en cuenta para el cálculo a cortante (cortadura) y aplastamiento de la chapa





Fuerzas a tener en cuenta para el cálculo de la resistencia a tracción del tornillo y el punzonamiento de la cabeza.



Para calcular el número de tornillos y su diámetro, se usa el DB-SEA, el cual indica como realizar los cálculos pertinentes

a) Resistencia a cortante en la sección transversal del tornillo:

$$F = n * \frac{0.5 * f_u * A}{\gamma_{M2}}$$

Donde :

n número de planos de corte;

f resistencia última del acero del tornillo;

A área de la caña del tornillo

Voy a colocar tornillos de calidad de 50N/mm²

$$F = n * \frac{0.5 * f_u * A}{\gamma_{M2}}$$

$$F = 1 * \frac{0.5 * 50 * A}{1.25} = 4374.92 \text{ N}$$

$$A = 218.746 \text{ mm}^2$$

Un tornillo con esta sección aguantaría toda la estructura, es demasiado grande. Si usamos tornillos normalizados, cuántos necesitaríamos.



Diámetro del tornillo (mm)	Sección del tornillo (mm ²)	Nº tornillos= A/sección tornillo
6	28,27	7.73
8	50,27	4.35
10	78,54	2.78

b) Resistencia a aplastamiento de la chapa que se une: (Vemos si la chapa aguanta) En este caso supondré una fuerza de aguantar de la chapa de 200 N/mm²

$$F = \frac{2.5 * f_u * d * t * \alpha}{\gamma M_2}$$

Siendo

$f_u = 200 \text{ N/mm}$

d diámetro del vástago del tornillo;

t menor espesor de las chapas que se unen, tomaremos siempre 16 mm²

$\alpha = 1$ (CTE)

$$F = \frac{2.5 * f_u * d * t * \alpha}{\gamma M_2} = 4374.92$$

$$d = \frac{4374.92 * 1.5}{2.5 * 16 * 200} = 4.58$$

Diámetro del tornillo que aguantaría toda la estructura su sección sería: 50.27 mm², mucho menor que la obtenida por cortadura, luego con los tornillos que ponemos por cortadura, tenemos solventado el aplastamiento de la chapa.

1. Resistencia a tracción. La resistencia de cálculo a tracción por tornillo será la menor de:

$\beta = 30$

$$F_r = F_v * \tan \beta = 4374.92 * \tan 30 = 2525.86 \text{ N}$$

a) La resistencia a tracción del tornillo:

$$F = \frac{0.9 * f_u * A_s}{\gamma M_2} = 2525.86$$

$$A_s = \frac{2525.86 * 1.25}{0.9 * 50} = 70.16$$

Menor que la sección requerida por resistencia a cortadura, luego queda solventada con los tornillos seleccionados en los cálculos de cortadura.



b) La resistencia de cálculo a punzonamiento de la cabeza del tornillo o la tuerca, dada por:

$$F = \frac{0.6 \cdot \pi \cdot d_m \cdot f_u \cdot t}{\gamma_{M2}}$$

Si $d_m = 8\text{mm}$, entonces $F = 2525.86\text{N}$, como vamos a poner 32, todos aguantarían: 80827.25N mucho mayor que 38.808N que es lo que tienen que aguantar. Siendo t espesor de la placa que se encuentra bajo el tornillo o la tuerca; d_m menor valor de la distancia media entre vértices y caras de la cabeza del tornillo o la tuerca.

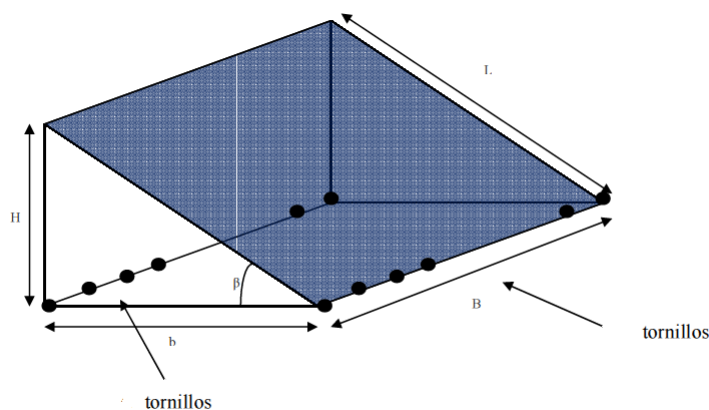
Con todos los datos calculados, el más restrictivo es el de la cortadura, si solvento éste, solvento todos los demás.

Entonces entre las configuraciones posibles, se elige

:

Diámetro del tornillo (mm)	Sección del tornillo (mm ²)	Nº tornillos = A/sección tornillo
6	28,27	7.73
8	50,27	4.35
10	78,54	2.78

Se colocaran 16 tornillos, para cada fila de 2 paneles .En total para las 32 estructuras necesitara 512 tornillos de estas características. Estos son los tornillos que fijan la estructura a los diferentes bloques de hormigón





7.10.5 Tensiones de origen térmico

Se originan por la dilatación o contracción de la estructura metálica que soporta los paneles, variación que viene dada por la formula:

$$\Delta L = L \cdot \sigma \cdot \Delta T$$

Donde : ΔL es dilatación o la contracción

σ coeficiente de dilatación lineal $^{\circ}\text{C}^{-1}$

L es la longitud del elemento

Cuando la diferencia de temperatura entre la máxima en verano y la mínima en invierno es grande, como es este caso es recomendable no construir estructuras de gran longitud dado que podrían producirse variaciones de longitud intolerables

Para la temperatura comprendida entre 0 y 100 $^{\circ}\text{C}$ el coeficiente de dilatación vale

$$\sigma = 1.23 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \text{ para el acero}$$

$$\sigma = 2.38 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \text{ para el aluminio}$$

Por tanto la fila de paneles tendrá una longitud de 3.2 m y se instalara cuando la temperatura ambiente es de 30 $^{\circ}\text{C}$, y la variación anual en verano es 50 $^{\circ}\text{C}$ y en invierno -5 $^{\circ}\text{C}$ construyendo la estructura en acero

Dilatación en verano

$$\Delta L = L \cdot \sigma \cdot \Delta T = 3.5 \cdot 1.23 \cdot 10^{-5} \cdot (50 - 30) = 8.61 \cdot 10^{-4} \text{ m}$$

Dilatación en invierno

$$\Delta L = L \cdot \sigma \cdot \Delta T = 3.5 \cdot 1.23 \cdot 10^{-5} \cdot (-10 - 30) = -1.722 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

Variación anual

$$8.61 \cdot 10^{-4} - (-1.722 \cdot 10^{-3}) = 2.583 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

Las variaciones de la estructura , serán mínimas, por lo que se podrán instalar sin ningún problema



7.10.6 Montaje estructura soporte

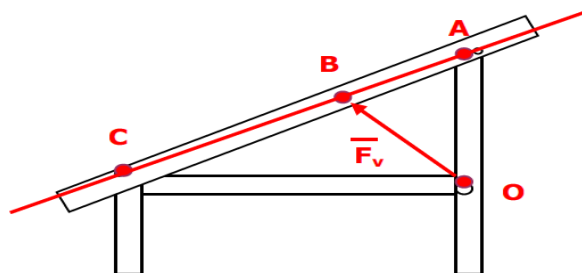
La manera más óptima y rentable de colocar los paneles fotovoltaicos es en el suelo, debido a la zona en que se ubica, una de las principales preocupaciones ha sido la fijación de los paneles, a continuación se expone las diferentes opciones:

1-Montaje sobre suelo con estructuras mediante zapatas de hormigón armado

Instalación sobre zapata de hormigón. La instalación más común es sobre zapata de hormigón hormigonada in-situ. Debe estar armada convenientemente y dimensionada para resistir los esfuerzos que transmite la estructura al suelo. Estas zapatas pueden ser corrida (2 cordones continuos bajo cada hilera de estructura, zapatas independientes, losas rectangulares, etc. Normalmente se dimensiona dicha zapata en base al estudio geotécnico del suelo sobre el que vamos a instalar, ya que la resistencia varía mucho de unos tipos de suelos a otros.

Las filas de paneles se fijan sobre zapatas continuas de hormigón, construidas sobre el terreno, mediante tacos y tornillos. Requiere un nivelado previo del terreno.

Para reforzar la estructura de los paneles, se instalarán bloques de hormigón en las sujeciones de los soportes, para ello se hará uso de la teoría de momentos que genera la fuerza del viento a su apoyo.



En la figura, el punto B es la mitad de la distancia de entre la distancia AC. Se procede al cálculo del momento que puede ejercer la fuerza del viento al soporte en C, y observar cómo actúa en la estructura.

Hay tres puntos claramente diferenciados A, B y C. El punto A genera un momento opuesto al generado por C, así que ayuda a la estabilidad de la estructura, y el punto B, como se encuentra en la mitad de la estructura, y es donde se concentra la gran parte de fuerza ejercida por el viento, el momento que se ejerce es 0 (la distancia del vector fuerza a B es 0).



$$Ma = Fv * Dab = 820 \text{ kp}\cdot\text{m}$$

$$Mc = Fv * Dbc = 1640 \text{ kp}\cdot\text{m}$$

Para mayor seguridad, se aumenta el par un 20% del esperado, para sobredimensionar los bloques de la estructura, porque sería peligroso que en algún momento haya ráfagas de viento mayores a 28m/s y la estructura no soporte.

$$Mc_{max} = 1.2 * Fv * Dbc = 1968 \text{ kp}\cdot\text{m}$$

La estructura se fabrica por la empresa Fagor a medida según la longitud de los módulos a instalar. Una estructura con 1 fila de 2 paneles en horizontal, que hacen una longitud de 2.75m, tienen 4 pies. Si el par máximo es de 1968 kp·m y la estructura tiene 4 pies de hormigón, cada pie tiene que soportar un par de 492 kp·m. En la figura 3.2 se ve un esquema de fuerzas para hallar el peso.

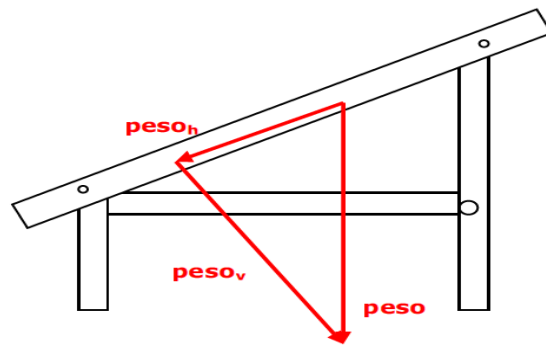


Figura 3.2 Diagrama de fuerzas sobre los bloques de hormigón

$$Pes\ h = \frac{Mc_{max}}{Dab} = 2952 \text{ Kp}$$

$$Peso = \frac{Pes\ h}{\cos} = 3408 \text{ Kp}$$

Por lo que cada bloque de hormigón tiene que soportar una fuerza de 852 kp. Para dimensionar el bloque de hormigón, se determina mediante el volumen de éste y la fuerza a soportar:

$$Vol = \frac{peso}{\rho} = 1.36 \text{ m}^3$$

No se elegirá este tipo de cimentación, porque aparte de el gasto económico que supondría realizarlo, habría que añadir las dificultades que se pueden llegar a plantear para construir la zapata en la región indicada



2-Montaje sobre suelo con estructuras mediante mástiles hincados sobre el suelo.

Para este tipo de instalación en vez de zapatas de cimentación, se tiene mástiles, pilotes, o tornillos de tierra, que se clavan en el terreno a través de una maquina hincadora. En el terreno se introducen pequeños pilotes en los que se fija la estructura de los soportes de los paneles .Actualmente existen grandes tornillos, específicos en función del tipo del terreno , que se instalan mediante maquinaria adecuada Su instalación es más rápida que la anterior pero requiere el uso de maquinaria especializada

Se colocaran pilotes de 5 cm de diámetro , por consiguiente , por cada zapata tendré que colocar 8 pilotes .por tanto para este tipo de sistema de anclaje deberé colocar $8 \times 32 = 276$ pilotes situados a 2 metros de profundidad Para este tipo de sistema necesitaría además un operario cualificado para el uso de esa maquinaria y un capataz, por lo que económicamente será bastante más caro.

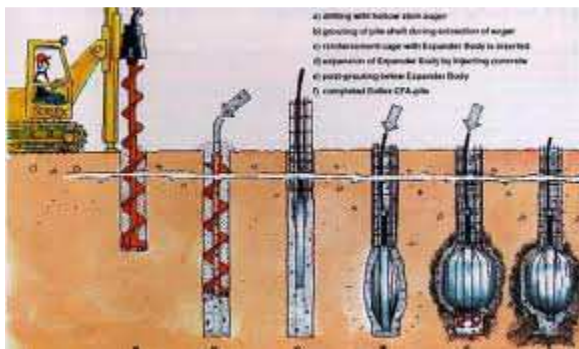


Fig 8: Colocación de los pilotes

3-Montaje sobre suelo con estructuras mediante anclaje con microzapatas de hormigón prefabricadas

Este montaje es el más indicado para este tipo de situación, ya que podrá ser introducido en el contenedor, y se pueden transportar las microzapatas de hormigón desde la ubicación hasta el punto de llegada. Estas microzapatas son fabricadas por FAGOR, su peso aproximado son de 100 kg y dimensiones 60 *50 cm ,





8.EL REGULADOR DE CARGA

Los reguladores de carga se encargan de la protección de los acumuladores frente a sobrecargas y descargas profundas, ya que puede ocurrir que la potencia requerida por el usuario no sea proporcional a la energía acumulada en la batería o a la radiación solar incidente sobre los módulos fotovoltaicos sea insuficiente.

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles solares fotovoltaicos es nulo, al amanecer, atardecer, o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden cargar las baterías; en este caso el regulador cumple un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del sistema de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los paneles supera al del banco de acumulación, iniciándose nuevamente el proceso de carga; es entonces cuando el regulador de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito por sobrecarga. En términos generales la misión de regulador de carga es la de contrarrestar la estabilidad de la fuente primaria

El regulador de carga funciona como un servomecanismo en el que se compara en valor deseado en la carga con uno de referencia, y efectúa los cambios necesarios para compensar las variaciones de la fuente primaria y las debidas al consumo o carga conectada a nuestro sistema fotovoltaico. Su tiempo de respuesta es finito y su error en la estabilidad es función de la ganancia del bucle de la realimentación.

El regulador de carga controla constantemente el estado de carga de las baterías, regulando la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil; también debe tener la capacidad de generar alarmas en función del estado de carga de la batería. Los reguladores actuales introducen micro controladores para la correcta gestión del sistema fotovoltaico al que está conectado, su control adaptativo capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permite también la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especializadas, incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer la evolución de la instalación durante un tiempo determinado, mediante el registro y la comparación de los valores de tensión, temperatura, intensidad de carga y descarga, y la capacidad del acumulador.



La energía disipada en forma de calor en el regulador en serie aumenta en proporción directa con la carga de la batería, mientras que en el regulador en paralelo disminuye al aumentar la carga.



El regulador en paralelo incorpora un elemento más, que evita la rotura del generador en caso de que falte la carga, además de disipar calor. Por lo que para una entrada y salida determinada con carga idéntica, la potencia la potencia entregada por el generador fotovoltaico es mayor que el caso del regulador de carga en serie.

El regulador en paralelo tiene mayor rendimiento que el regulador en serie.

A medida que el voltaje de la batería es cercano al estado de flotación del regulador, la corriente de carga disminuye hasta anularse al abrirse el interruptor en serie. Cuando esto ocurre, el voltaje de la batería baja alcanzando el mínimo de su diseño, y el interruptor se cierra, repitiéndose la secuencia de carga- descarga. Cuando la disminución de voltaje es despreciable (batería cargada) el control permanece abierto. El valor del voltaje varia , dependiendo del modelo del regulador, y de los detalles de la batería

8.3.El regulador de carga en una instalación aislada

Las características esenciales del regulador de carga serán:

El voltaje de desconexión de las cargas de consumos, el cual corresponde al valor de carga de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a los consumos.

El voltaje final de carga, es el valor de la tensión de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador FV y la batería o se reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador FV.

Las propiedades necesarias del regulador de carga en una instalación de conexión aislada son las siguientes:

Las baterías deberán estar protegidas frente a sobrecargas y descargas profundas. En general, estas protecciones se dispararán automáticamente en el regulador de carga, aunque estas funciones podrán incorporarse a otros equipos siempre y cuando se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia de control de regulación, deberán verificar los siguientes requisitos:

- i. La tensión de desconexión del consumo, deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad, se produzca cuando la batería haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida, sin superar en ningún caso este límite. Esta tensión de desconexión debe permanecer constante dentro de todo el margen de variación posible de la temperatura ambiente.
- ii. La tensión final de carga debe asegurar un factor de recarga de la batería superior al 90 %.
- iii. La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de 4 a 5 mV/°C vaso en el intervalo de más o menos 1 % del valor especificado.



iv. Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar carga de igualación.

Los reguladores de cargas estarán protegidos frente a cortocircuitos del acumulador.

La selección del regulador de carga, se hará para que pueda resistir sin daños una sobrecarga simultánea de:

i. Corriente en la línea de generador: un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador FV en CEM.

ii. Corriente en línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo. El regulador de carga debe estar protegido contra la posibilidad de operación sin acumulador, con el generador operando y con cualquier carga de alimentación DC. En estas condiciones, el regulador debe asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador, serán inferiores al 4 % de la tensión nominal, en las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente igual a la corriente máxima especificada para el regulador en la línea generador FV-acumulador. Si las caídas de tensión fueran superiores a este valor, por ejemplo, si el regulador incorporara un diodo de bloqueo, se justificaría el motivo en la memoria de la solicitud. Las pérdidas de energía diarias causadas por el auto consumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

El regulador de carga deberá estar etiquetado al menos con la siguiente información:

i. Tensión nominal, [V]

ii. Corriente máxima, [A]

iii. Fabricante y número de serie

iv. Polaridad de terminales y conexiones

8.4 Calculo del regulador de carga

Como ya se ha indicado anteriormente en el diseño de la instalación fotovoltaica, al carecer de baterías nuestro sistema, es innecesario completamente el cálculo y diseño de regulador.



9.BATERIAS

Es un sistema de acumulación formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionados de forma que garanticen la suficiente autonomía al sistema. Las características que identifican una batería solar respecto a las baterías comunes utilizadas en otros sistemas son su mayor profundidad de descarga PD y su alto valor para el ciclaje. A continuación se detallan los requisitos que deben cumplir las baterías para uso fotovoltaico:

Larga vida útil.

Bajo mantenimiento

Bajo valor de autodescarga. A diferencia de una batería de coche, la batería de un sistema solar debe estar preparada para sostener corrientes moderadas de una decena de amperios durante horas, además de poder permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente los periodos de reposo son nulos, ya que durante estos la batería está siendo cargada o descargada.

Dependiendo del tipo de instalación se recomienda el uso de un tipo de baterías u otro, actualmente el mercado ofrece un amplio abanico de prestaciones en cuanto a baterías se refiere, existen por ejemplo baterías de ácido plomo de larga duración con exigencias de mantenimiento casi nulas.

9.1 Tipos de baterías

Batería de Pb-ácido

Cuando se usan baterías de Pb-ácido es muy importante mantener la temperatura del electrolito cercana a los 25 C°, ya que a esta temperatura se alcanza el balance óptimo entre la eficiencia y la vida útil de la batería. Las baterías con aleaciones de calcio (baterías de mantenimiento nulo) tardan un año en perder el 50 % de su carga a 25°C

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio que permite adherir una mayor cantidad de material activo y controlar el envejecimiento de la batería, el cual se produce por la pérdida del antimonio cuando la batería está descargada, ya que las celdas con mayor cantidad de material activo tienen más larga duración y profundidad de descarga. Por contra parte, la presencia del antimonio incrementa las pérdidas por autodescarga. Si una batería solar permanece en almacenamiento, debe ser cargada con frecuencia y el incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería. Existe una batería de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso, pero su coste es tres veces mayor que la versión con electrolito líquido, y tiene características muy útiles en aplicaciones especializadas en donde no se requiera ventilación durante el proceso de carga, la caja exterior es hermética, evitando el derrame del electrolito, lo que



disminuye el riesgo en su manejo, tiene una válvula que brinda seguridad en caso de cortocircuito o sobrecarga. Convirtiéndola en idónea para instalaciones marina y en instalaciones donde la supervisión es infrecuente o nula como es el caso de sistemas fotovoltaicos de iluminación de carteles de publicidad en carreteras, repetidores de comunicación, o en sistemas fotovoltaicos portátiles.

Dentro del mundo de las baterías, los modelos con mayor aceptación son las baterías de 6V nominales con 200Ah y que pesa unos 30kg, normalmente utilizadas como apoyo en sistemas de pequeña capacidad de reserva, en donde éstas pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión en serie o serie paralelo al fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema al cual se conecta.

Así mismo el mercado ofrece baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes, como es el caso de las baterías de 24V nominales, (para abastecimiento de varias casas) que tienen una capacidad de 1493Ah y un peso de 1200kgs.

Para entender mejor a qué hace referencia el concepto de ciclo profundo PD en un batería solar, estudiemos el ciclo de arranque de la batería de un coche, la cual está diseñada para soportar una PD leve. Supongamos que la corriente de arranque de nuestro coche alcanza 350A, y el arranque de dura 3 segundos, con lo cual durante el arranque la batería habrá entregado 0.29Ah

Teniendo en cuenta que la capacidad típica de las baterías de coche es de 80Ah, los 0.29Ah representan una PD (profundidad de descarga) del 0.36 % del valor total, concluimos entonces que se necesitarían tres arranque consecutivos para que nuestra PD llegase al 1 %. Por el contrario una batería solar permite una PD máxima de 80 % de su nivel, a niveles moderados de corriente. Es por ello que se les denomina baterías de ciclo profundo BCP.

Se considera que una BCP ha completado todos sus ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80 % de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga dependen de la PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una determinada PD, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos.



Batería de Ni-Cd

En este tipo de baterías se usan placas de acero inoxidable que poseen depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito de estas baterías es una mezcla de agua e hidróxido de potasio con una capa de aceite protector, para evitar la oxidación debido al oxígeno del ambiente. En términos generales, una batería de Ni-Cd tolera más abusos que una batería de Pb-ácido. Dentro de sus características más sobresalientes se encuentran.:

Soportar cargas y descargas excesivas sin sufrir ningún daño.

Mayor profundidad de descarga, casi un 100 % de su capacidad.

Mayor eficiencia ante cambios de temperatura y humedad del ambiente

Ausencia de problemas relacionados con la sulfatación de las placas o el electrolito.

Sin embargo hay que remarcar que en una batería de Ni-Cd la autodescarga inicial es elevada, pero disminuye con el tiempo, permitiendo largos periodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. La vida útil de estas baterías es de más de dos veces la de una BCP de Pb-ácido, hay fabricante que las llegan a garantizar por un periodo de 20 años.

Dado que ningún componente es perfecto, a continuación enumeraremos características de la batería de Ni-Cd que pueden considerarse como inconvenientes en un sistema fotovoltaico.:

La resistencia interna de una batería de Ni-Cb es 10 veces mayor que en el caso de una batería de Pb-ácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta el momento en que su capacidad de almacenaje de energía se ve agotada, es entonces cuando el voltaje cae considerablemente sin permitir al usuario prever esta condición, por lo cual se hace indispensable el uso de un voltímetro con suficiente resolución y precisión para que en su lectura se reflejen los decimales significativos, ya que los cambios que sufre la batería durante su descarga son muy pequeños. El voltaje de una celda o vaso es de 2V cuando la batería está cargada, disminuyendo a 1.2V cuando está descargada. Para obtener voltajes cercanos a los 12V, se necesitan más celdas por batería, si hacemos uso de las baterías de Ni-Cd en un sistema fotovoltaico, deberemos elegir un controlador de carga compatible a nuestra configuración de batería, ya que un medidor de carga diseñado para baterías Pb-ácido no puede ser utilizado para monitorear este tipo de acumuladores.



9.2. Las baterías en una Instalación de conexión aislada

En el diseño de una instalación aislada, será necesario tener en cuenta respecto a las baterías acumuladores:

La tensión de operación.

La autodescarga, es decir la pérdida de carga de la batería cuando está en circuito abierto, se expresa como el porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes a temperatura ambiente de 25°C

La capacidad nominal: C 20 (Ah), que es posible extraer de una batería en 20 horas y a temperatura ambiente, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1.8V=vaso.

Para todos los regímenes de carga, se pueden usar las relaciones empíricas siguientes

$$C_{100}/C_{20} = 1;25$$

$$C_{40}/C_{20} = 1;14.$$

La capacidad útil definida como la capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max}. El estado de carga, definido como el cociente entre la capacidad de una batería parcialmente cargada y su capacidad nominal.

La profundidad de descarga P D , se define como el cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente como porcentaje (%).

El régimen de carga o descarga, es el parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se carga o descarga la batería. Normalmente lo expresamos en horas, y se utiliza un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente.

Por ejemplo, si una batería de 100Ah se descarga a 20 horas a una corriente de 5A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas

$$C_{20} = 100Ah, \text{ y la corriente se expresa como } I_{20} = 5A.$$

Las baterías serán de Pb-ácido. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador no excederá 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a dicho valor, por ejemplo para ampliar la autonomía sistema, se justificará en la memoria de la solicitud.



La máxima capacidad de descarga respecto a la capacidad nominal del acumulador, no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes.

En las instalaciones donde la sobredescarga sea habitual, como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 % de su capacidad nominal.

Las baterías se protegerán especialmente frente a sobredescargas, mediante el uso de un electrolito gelificado de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso deberemos seguir las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran cierta carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 25°C, no excederá el 6 % de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 %.

El acumulador se instalará siguiendo las instrucciones del fabricante. En cualquier caso ha tenerse en cuenta lo siguiente:

- i. El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- ii. Se adoptaran las medidas de protección necesarias para evitar los cortos circuitos accidentales los terminales del acumulador

Cada batería o vaso, deberá estar etiquetado, al menos con la siguiente información:

- i. Tensión nominal [V]
- ii. Polaridad de los terminales
- iii. Capacidad nominal [Ah]
- iv. Fabricante y número de serie





9.3 Calculo de baterías

Ya que como he indicado anteriormente , en el punto 6 , la configuración esta exenta de baterías , para que toda la energía que se obtenga pase directamente a las cargas, he desestimado el diseño y cálculo del numero de baterías

10.INVERSOR

El inversor es un dispositivo de potencia encargado de la transformación de la energía continua producida por los módulos solares en energía alterna para consumo, éste debe poseer ciertas características técnicas que eviten inconvenientes de funcionamiento e incompatibilidad con el sistema, debe estar dimensionado y ser capaz de alimentar directamente los consumos que pretendan conectarse al sistema.

Un inversor simple consta de transistor controlado por oscilación, el cual es utilizado para interrumpir la corriente entrante y generar una onda cuadrada, esta onda cuadrada alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola un poco más una onda sinusoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. La forma de onda de salida de un inversor ideal debería ser sinusoidal.

Un oscilador es un circuito que es capaz de convertir la corriente continua en una corriente que varía de forma periódica en el tiempo (corriente periódica); estas oscilaciones pueden ser sinusoidales, cuadradas, triangulares, etc, dependiendo de la forma de onda producida. Un oscilador de onda cuadrada suele denominarse multivibrador y por lo tanto, se les llama osciladores sólo a los que funcionan en base al principio de oscilación natural que constituyen una bobina L y un condensador C, mientras que a los demás se les asignan nombres especiales. Un oscilador electrónico es fundamentalmente un amplificador cuya señal de entrada se toma de su propia salida a través de un circuito de realimentación. Lo que se pretende es obtener un sistema de oscilación que sea estable y periódico, manteniendo una frecuencia y forma de onda constante; esta señal se va amortiguando en el tiempo, hasta que acaba extinguiéndose transcurrido un periodo de tiempo bastante corto. El circuito electrónico será capaz de volver a cargar eléctricamente uno de los componentes y permitirá hacer un proceso de oscilación constante



10.1. El inversor en una instalación de conexión aislada

Las características que definen el inversor en una instalación aislada son las siguientes:

V_{RMS} es el valor eficaz de la tensión alterna de salida.

La potencia Nominal, es la potencia máxima especificada por el fabricante, que el inversor es capaz de entregar de manera continua.

La capacidad de sobrecarga, es la habilidad del inversor para entregar mayor potencia que su potencia nominal, durante ciertos intervalos de tiempo.

El rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia de operación.

Factor de potencia, es el cociente entre la potencia activa [W], y la potencia aparente [V], a la salida del inversor.

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

$$THD= 100 * \frac{\sqrt{E V_n}}{V_1}$$

Donde V_1 , corresponde al armónico fundamental y V_n al armónico n-esimo.

Los requisitos técnicos que debe cumplir un inversor en una instalación aislada, entendiéndose por inversores para aplicación monofásica y trifásica que funcionan como fuente de tensión fijas.

Se recomienda el uso de onda senoidal, aunque se permitirá en algunos casos el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1kVA, ya que no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Como norma general, los inversores se conectaran a la salida de consumo del regulador de carga. Si por incompatibilidad de operación no es posible se permitirá la conexión directa del inversor al acumulador y se asegurará la protección del mismo frente a sobre cargas.

El inversor debe asegurar su correcto funcionamiento dentro de los márgenes de tensión de entrada permitida para el sistema al cual está conectado.

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar cualquier carga, especialmente aquellas que requieren elevada corriente de arranque (Televisores, motores, etc), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.



Los inversores deben estar protegidos contra:

- i. Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- ii. Operación sin batería.
- iii. Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- iv. Sobrecargas que excedan la duración y límites establecidos.

El auto consumo del inversor, en condiciones normales de operación, será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía ocasionadas por el auto consumo del inversor serán inferiores al 5 % del diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de "Stand by" para reducir perdidas cuando el inversor trabaje en vacío. El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla.

Tipo de inversor	Rendimiento al 20% de la pot nominal	Rendimineto a la pot nominal
Onda senoidal	>80%	>70%
Onda no senoidal	>85%	>80%

Los inversores deberán estar etiquetados con al menos la siguiente información:

- i. Potencia nominal [V A]
- ii Tensión nominal de entrada [V]
- iii. Tensión y frecuencia nominales de salida.
- iv. Fabricante y número de serie.
- v. Polaridad y terminales.



10.3 Dimensionado de inversor

Debido a que el sistema debe de dar a las cargas dos diferentes tipos de tensiones Se usaran 2 inversores , uno que sea capaz de transformar la tensión monofásica , de 48 v en 230 v

Y otro que sea capaz de convertir los 48v en 400v en trifásica

Los inversores cumple con las Especificaciones Técnicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos publicados por la Junta de Andalucía.

Las características de funcionamiento que definen un inversor DC-AC son:

Pot Nominal Kw

Tension nominal de Entrada V

Tension nominal de salida V

Frecuencia de operación Hz

Rendimiento %

La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no sera siempre constante , por lo que el inversor debe ser capaz e transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango .El rango suele ser de 15 %

A la hora de dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga AC , de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demandada por la carga .

La Potencia del inversor

P_{inv} se determina como 1,2 veces la potencia demandada en corriente alterna AC

Este factor se aplica debido a que se obtiene una potencia real menor que la potencia en VA debido al las cargas inductivas. Para facilitar los cálculos , y para previsión de fallos colocaremos mas de un inversor en el sistema

$$P_{inv} = 1.2 * P_{AC} = 1.2 * 3575 = 3890 \text{ W}$$

$$P_{inv} = 1.2 * P_{AC} = 1.2 * 4180 = 7360 \text{ W}$$

Para que el rendimiento no sea muy bajo, se selecciona un inversor que no trabaje mucho tiempo por debajo de su potencia nominal.



Tipos de inversores que usaremos

1. Inversor Dc/Ac 230 v STECA XTNDER XHT 8000-48

2 Inversor Dc/Ac 400 v SOLENER Inversor Senoidal Trifasico 380V + ISC 4000 48V

La instalación solar resultante, dimensionada para satisfacer la demanda de inversores trifasico de forma que instalación sea trifásica alterna de 400 V, al igual que la salida del grupo electrógeno, Tanto el generador fotovoltaico como el grupo se electrógeno se conectan al Cuadro General de Distribución en Baja Tensión (CGBT) en el que se debe instalar un conmutador que permita bascular de una fuente de energía a otra. Por tanto, la red de distribución será también alterna trifásica de 400 V y 50 Hz

11. GRUPO ELECTRÓGENO AUXILIAR

Se utilizará como energía auxiliar un electrógeno, para cuando la instalación fotovoltaica, por avería o por falta de luz, no puedan funcionar y siga existiendo un suministro de energía constante en la instalación. La potencia del electrógeno será la necesaria para abastecer las necesidades básicas

Se necesita saber el consumo eléctrico que tenemos para encenderlo con dicho generador eléctrico. Además se ha tenido en cuenta para la elección del grupo uno que cumpla las características adecuadas en cuanto a su dimensionamiento, dado que el espacio de que disponemos es reducido.

Potencia del grupo electrógeno elegido: $P = 13255 \text{ W}$

Los VA necesarios

$S = 13255 / 0.8 = 15658.12 \text{ VA}$

Utilizando un factor de seguridad $S = 1.2 * S = 16289.5 \text{ VA}$

Características:

Grupo monoblock montado sobre chasis tubular pintado al horno con amortiguadores antivibratorios, trifásico con dos tomas Shoko y disyuntor. El resto de características se detallan en la ficha técnica pertinente.



12 CABLEADO DE CONEXIONADO

Es el componente indispensable para el transporte de energía eléctrica entre los diferentes bloques del sistema fotovoltaico.

Es inevitable que ocurra la pérdida de energía en forma de calor, debido a que la resistencia eléctrica del conductor nunca es nula. La elección de un cable conductor representa un compromiso entre un valor bajo de resistencia y el coste del mismo. Dentro de la gama de materiales existentes, el cobre presenta una buena solución, al ser un material ligero, lo que favorece su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica.

La resistencia de un material conductor viene dada por la expresión

$$r = \frac{(\rho * L)}{A}$$

Donde:

r representa el valor de la resistencia lineal en W m, y depende del material conductor y de la temperatura de trabajo que alcanza el conductor,

L la longitud del conductor en m,

A es el área de la sección del conductor en m²

ρ , es resistencia del material

La expresión anterior indica que para una longitud determinada, un aumento del diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menor pérdida de energía). Esto implica que en el diseño del cableado se deberán tener en cuenta las caídas de tensión producidas en los conductores debido a la resistencia de los mismos. Para ello las secciones de los cables utilizados en nuestra instalación, deben calcularse en función de la máxima potencia de pérdidas admisibles para la instalación.

Concretamente, en el caso de instalaciones fotovoltaicas, los conductores de la parte de corriente continua, deberán tener sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5 % y los conductores de corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior del 0,5 %. En términos generales debe respetarse lo establecido por el REBT 2002 (reglamento electrónico de baja tensión), que en líneas generales establece tres criterios para determinar la sección de los conductores en una instalación eléctrica.



La expresión anterior indica que para una longitud determinada, un aumento del diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menor pérdida de energía). Esto implica que en el diseño del cableado se deberán tener en cuenta las caídas de tensión producidas en los conductores debido a la resistencia de los mismos. Para ello las secciones de los cables utilizados en nuestra instalación, deben calcularse en función de la máxima potencia de pérdidas admisibles para la instalación.

Concretamente, en el caso de instalaciones fotovoltaicas, los conductores de la parte de corriente continua, deberán tener sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5 % y los conductores de corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior del 0,5 %. En términos generales debe respetarse lo establecido por el REBT 2002 (reglamento electrónico de baja tensión), que en líneas generales establece tres criterios para determinar la sección de los conductores en una instalación eléctrica.

Criterio térmico

El conductor debe ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad circundante durante régimen permanente.

Criterio de caída de tensión

La caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño.

Criterio de la intensidad de cortocircuito

La temperatura que alcanza el conductor no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración para el aislante del conductor.

En la instalación, los positivos y los negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente, y todo el cableado de continua tendrá el doble de aislamiento y será el adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado

12.1 Cálculo de cableado y protecciones

Las características que deben cumplir los cables, depende de la instalación, de donde irán colocadas. Las condiciones de trabajo (niveles de tensión, intensidad, temperatura, etc.) son diferentes según el cometido del cable en cuestión.

Cables para circuitos de corriente continua

Para elegir el correcto tipos de cables han de considerarse las siguientes situaciones:

-Cables colocados al aire en esta situaciones habrá que elegir un tipo de cable que soporte una alta radiación, cambios extremos de temperatura, etc.



-Cables colocados en el interior de las canalizaciones :El uso de una canalización podía pensarse una solución para la protección mecánica adicional ante los agentes expuestos , sin embargo , las canalizaciones instaladas así tendrían que soportar unas altísimas temperaturas , y al estar canalizadas se aumentarían los niveles de condensación de humedad , que harían difícil garantizar una vida útil optima.

Una solución posible, podría ser la utilización de cables armados instalados directamente al aire .De este modo, la armadura daría protección mecánica adicional necesaria, y se evita el uso de canalización y sus problemas asociados

Se especifica a continuación la sección y longitud de los cables que transportan la corriente eléctrica según el Reglamento Electrónico para Baja Tensión, y bajo las especificaciones citadas de AENOR , los cables que se utilicen deben ser de cobre y poseer algunas características .

Características generales :

-Conductores unipolares flexibles

-Tª Ambiente -40/90°C

- Puede ocurrir que haya Comunidades Autónomas que fijen condiciones técnicas específicas para los cables a emplear. Por ejemplo en Andalucía se dispone de la Orden 26marzo de 2007, por las que se aprueba las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas .En la instrucción ITC-FV-04 de la citada normativa se establecen los correspondientes requisitos técnicos

Habría que conseguir longitudes lo más cortas posibles, para que la resistencia de los conductores sea la menor y podamos mejorar la caída de tensión.

Los valores de caída de tensión máxima admisible son orientativos, ya que a menudo nos encontraremos con resultados sorprendentes e incluso imposibles de adoptar. En esos casos será necesario volver a calcular la sección, aumentando el valor de la caída de tensión.



Diseño de la instalación:

La instalación fotovoltaica esta situada a la intemperie, por lo que la clasificación del local será de "Local mojado"

De acuerdo con la ITC-BT-30, cumplirá los siguientes requisitos:

Las canalizaciones serán estancas, utilizándose para terminales, empalmes o conexiones de las mismas, sistemas y dispositivos que ofrezcan un grado de estanqueidad mínima de IP-54.

Consecuentemente, todas las cajas de conexiones y cuadros eléctricos, situados en el exterior presentarán un grado de estanqueidad, de como mínimo IP-54.

El acceso a las cajas o cuadros se realizará mediante prensaestopas cuyo grado de estanqueidad no comprometerá el grado de estanqueidad del conjunto. En general serán como mínimo del mismo grado de estanqueidad de la envolvente.

Los conductores tendrán una tensión asignada de 450/750 V.

Todos los circuitos dispondrán de los adecuados elementos de protección en origen.

Se dispondrá de un único cuadro de distribución, denominado Cuadro de distribución general (CDG) del que partirán los diferentes circuitos que se han considerados necesarios para la instalación. Estos son:

Circuito	Descripción
A1	Circuito de alumbrado de la zona 1.
A2	Circuito de alumbrado de la zona 2
F1	Circuito de tomas de uso general de la zona 1
F2	Circuito de tomas de uso general de la zona 2
BBP	Circuito para la bomba de baja presión
BAP	Circuito para la bomba de alta presión
BBD1	Bomba dosificadora 1
BBD2	Bomba dosificadora 2
BBD3	Bomba dosificadora 3
E	Circuito para alumbrado de emergencia



CIRCUITO DE ALUMBRADO A1:

Este circuito (A1) alimenta a dos lámparas fluorescentes. Los datos necesarios para el cálculo son:

Potencia	$P = 80 \text{ W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,9$
Tensión de alimentación	230 V, monofásica
Potencia de cálculo	$P = 80 \text{ W}$
Caída de tensión	$e = 3\%$
Longitud	$L = 10 \text{ m}$
Sistema de instalación	Cable flexible de cobre de aislamiento 0.6/1KV con polietileno reticulado – RV-K cumpliendo con norma UNE 21.123-2
Conductividad	$s = 48 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

La conductividad del cable teniendo en cuenta que puede alcanzar altas temperaturas, alrededor de 90°C será :

MATERIAL	$\gamma(25^\circ\text{C})$	$\gamma(70^\circ\text{C})$	$\gamma(90^\circ)$
COBRE	56	48	44
ALUMINIO	35	30	28

Sección por Intensidad Admisible:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot fdp}$$

P_c = Potencia de cálculo

V = Tensión

fdp = factor de potencia

$$I = \frac{80}{230 \cdot 0.9} = 0.387 \text{ A}$$

La sección escogida se calcula según ITC-BT-19

Sección por Caída de tensión:



$$s = \frac{2 \cdot P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V}$$

El valor de la resistividad escogemos el estandarizado para el Cu expuesto a altas Tª para elevado para tener mejor margen de conductividad

L = Longitud

C = Conductividad (56 Cu, 35 Al)

P_c = Potencia de cálculo

$$s = \frac{2 \cdot P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{2 \cdot 80 \cdot 10}{48 \cdot (230 \cdot 0.03) \cdot 230} = 0.02 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... S_i = 1,5 mm²

Intensidad admisible..... I_{adm} = 22 A

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: I_c < I_N < I_{adm}

En este caso: 0,38 A < I_N < 22 A

I_N = 10 A

Circuito	A1
Cables	2 conductores H07RN8-F 1,5 1 conductor H07RN8-F 1,5 vdam
Protección	2 x 10, curva C Pdc: 3.000 A



CIRCUITO DE ALUMBRADO A2:

Este circuito (A2) alimenta a dos lámparas fluorescentes. Los datos necesarios para el cálculo son:

Potencia	$P = 80 \text{ W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,9$
Tensión de alimentación	230 V, monofásica
Potencia de cálculo	$P = 80 \text{ W}$
Caída de tensión	$e = 3\%$
Longitud	$L = 10 \text{ m}$
Sistema de instalación	Cable flexible de cobre de aislamiento 0.6/1KV con polietileno reticulado – RV-K cumpliendo con norma UNE 21.123-2.
Conductividad	$s = 48 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sección por Intensidad Admisible:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot fdp}$$

P_c = Potencia de cálculo

V = Tensión

fdp = factor de potencia

$$I = \frac{80}{230 \cdot 0.9} = 0.387 \text{ A}$$

Sección por Caída de tensión:

$$s = \frac{2 \cdot P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V}$$

L = Longitud

P_c = Potencia de cálculo

C = Conductividad (56 Cu, 35 Al)



$$s = \frac{2 \cdot P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{2 \cdot 80 \cdot 10}{48 \cdot (230 \cdot 0.03) \cdot 230} = 0.02 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... $S_i = 1,5 \text{ mm}^2$

Intensidad admisible..... $I_{adm} = 22 \text{ A}$

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: $I_c < I_N < I_{adm}$

En este caso: $0,38 \text{ A} < I_N < 22 \text{ A}$

$I_N = 10 \text{ A}$

Circuito	A2
Cables	2 conductores H07RN8-F 1,5 1 conductor H07RN8-F 1,5 vdam
Protección	2 x 10, curva C Pdc: 3.000 A

Interruptor diferencial para los circuitos de alumbrado A1 y A2.

Valor de corriente asignada	$I_N = 16 \text{ A}$
Sensibilidad nominal	$I_N = 30 \text{ mA}$
Poder de corte	$P_{dc} = 4.500 \text{ A}$
Interruptor diferencial	2 x 16 A 30 mA



CIRCUITO TOMAS DE USO GENERAL F1:

Potencia	$P = 2.000 \text{ W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,8$
Tensión de alimentación	230 V, monofásica
Potencia de cálculo	$P = 2000 \text{ W}$
Caída de tensión	$e = 5\%$
Longitud	$L = 10 \text{ m}$
Sistema de instalación	Cable flexible de cobre de aislamiento 0.6/1KV con polietileno reticulado – RV-K cumpliendo con norma UNE 21.123-2.
Conductividad	$s = 48 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sección por Intensidad Admisible:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot fdp}$$

$$I = \frac{2000}{230 \cdot 0.8} = 10.1 \text{ A}$$



Sección por Caída de tensión:

P_C = Potencia de cálculo

$$s = \frac{2 \cdot P_C \cdot L}{C \cdot e \cdot V}$$

L = Longitud

C = Conductividad (56 Cu, 35 Al)

$$s = \frac{2 \cdot P_C \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{2 \cdot 2000 \cdot 10}{56 \cdot (230 \cdot 0.03) \cdot 230} = 0.45 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... S i = 2,5 mm²

Intensidad admisible..... I adm = 30 A

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: $I_c < I_N < I_{adm}$

En este caso: $10,1 \text{ A} < I_N < 30 \text{ A}$

$I_N = 20 \text{ A}$

Circuito	F1
Cables	2 conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam
Protección	2 x 20, curva C Pdc: 3.000 A



CIRCUITO TOMAS DE USO GENERAL F2:

Potencia	$P = 2.000 \text{ W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,8$
Tensión de alimentación	230 V, monofásica
Potencia de cálculo	$P = 2000 \text{ W}$
Caída de tensión	$e = 5\%$
Longitud	$L = 10 \text{ m}$
Sistema de instalación	Cable flexible de cobre de aislamiento 0.6/1KV con polietileno reticulado – RV-K cumpliendo con norma UNE 21.123-2.
Conductividad	$s = 48 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sección por Intensidad Admisible:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot fdp}$$

$$I = \frac{2000}{230 \cdot 0.8} = 10.1 \text{ A}$$

Sección por Caída de tensión:

$$s = \frac{2 \cdot P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V}$$

L = Longitud

C = Conductividad (56 Cu, 35 Al)

P_c = Potencia de cálculo



$$s = \frac{2 \cdot P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{2 \cdot 2000 \cdot 10}{56 \cdot (230 \cdot 0.03) \cdot 230} = 0.45 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... S i = 2,5 mm²

Intensidad admisible..... I adm = 30 A

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: I_c < I_N < I_{adm}

En este caso: 10,1 A < I_N < 30 A

I_N = 20 A

Circuito	F2
Cables	2 conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam
Protección	2 x 20, curva C Pdc: 3.000 A

Interruptor diferencial para los circuitos de tomas de uso general F1 y F2.

Valor de corriente asignada	I _N = 25 A
Sensibilidad nominal	I _N = 30 mA
Poder de corte	Pdc = 4.500 A
Interruptor diferencial	2 x 25 A 30 mA



CIRCUITO PARA LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN BBP:

Este circuito (BBP) alimenta a la bomba de captación que se encontrará sumergida en el agua.

Potencia	$P = 1.000 \text{ W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,8$
Tensión de alimentación	400 V, trifásica
Potencia de cálculo+25% de factor de arranque	$P = 1000+250=1250 \text{ W}$
Caída de tensión	$e = 5\%$
Longitud	$L = 120 \text{ m}$
Sistema de instalación	Cable multiconductor con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta con mezcla de goma tipo SE1 (según UNE 21-123) y tensión asignada 0,6/1 kV. Flexibilidad clase 5.
Conductividad	$s = 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sección por Intensidad Admisible:

$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \text{fdp}} = \frac{1250}{0,8 \cdot 400 \cdot \sqrt{3}} = 2,25 \text{ A}$$

Sección por Caída de tensión

$$s = \frac{P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{1250 \cdot 120}{400 \cdot (0,05 \cdot 400) \cdot 56} = 0,39 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... $S_i = 2,5 \text{ mm}^2$

Intensidad admisible..... $I_{\text{adm}} = 30 \text{ A}$

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: $I_c < I_N < I_{\text{adm}}$

En este caso: $2,25 \text{ A} < I_N < 30 \text{ A}$

$I_N = 10 \text{ A}$



Circuito	BBP
Cables	4 conductores HDN-F 0,6/1kV Bombas sumergidas 2,5 mm ² 1 conductor HDN-F 0,6/1kV Bombas sumergidas 2,5 mm ² Vdam
Protección	4 x 100, curva C Pdc: 3.000 A

Interruptor diferencial para el circuito BBP.

Valor de corriente asignada	I N = 10 A
Sensibilidad nominal	I N = 30 mA
Poder de corte	Pdc = 4.500 A
Interruptor diferencial	4 x 10 A 30 mA

CIRCUITO PARA LA BOMBA DE ALTA PRESIÓN BAP:

Este circuito (BAP) alimenta a la bomba de alta presión que se encontrará dentro de la planta de tratamiento.

Potencia	P = 2500 W
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,8$
Tensión de alimentación	400 V, trifásica
Potencia de cálculo+25% de factor de arranque	P = 2500+625=3125 W
Caída de tensión	e = 5%
Longitud	L = 15 m
Sistema de instalación	Cable multiconductor con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta con mezcla de goma tipo SE1 (según UNE 21-123) y tensión asignada 0,6/1 kV. Flexibilidad clase 5.

Sección por Intensidad Admisible:

AUTOR: Manuel Cobos Ruiz

TUTOR: D. Eduardo Yaglián Steiner



$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \text{fdp}} = \frac{3125}{0.8 \cdot 400 \cdot \sqrt{3}} = 5.64 \text{ A}$$

Sección por Caída de tensión

$$s = \frac{P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{3125 \cdot 15}{400 \cdot (0.05 \cdot 400) \cdot 56} = 0.12 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... S i = 2,5 mm²

Intensidad admisible..... I adm = 30 A

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: I_c < I_N < I_{adm}

En este caso: 5,64 A < I_N < 30A

I_N = 10 A

Circuito	BaP
Cables	4 conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam.
Protección	4 x 10, curva C Pdc: 3.000 A

Interruptor diferencial para el circuito BAP.

Valor de corriente asignada	I _N = 10 A
Sensibilidad nominal	I _N = 30 mA
Poder de corte	Pdc = 4.500 A
Interruptor diferencial	4 x 10 A 30 mA



CIRCUITO PARA LA BOMBA DE DOSIFICACIÓN BD1:

Este circuito (BD1) alimenta a la bomba de dosificación 1 que se encontrará dentro de la planta de tratamiento.

Potencia	$P = 25 \text{ W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,8$
Tensión de alimentación	400 V, trifásica
Potencia de cálculo+25% de factor de arranque	$P = 25+6.25=31.25 \text{ W}$
Caída de tensión	$e = 5\%$
Longitud	$L = 8\text{m}$
Sistema de instalación	Cable multiconductor con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta con mezcla de goma tipo SE1 (según UNE 21-123) y tensión asignada 0,6/1 kV. Flexibilidad clase 5.
Conductividad	$s = 48 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sección por Intensidad Admisible:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot fdp}$$

$$I = \frac{25}{230 \cdot 0.8} = 0.13\text{A}$$



Sección por Caída de tensión:

$$s = \frac{P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V}$$

P_c = Potencia de cálculo

L = Longitud

C = Conductividad (56 Cu, 35 Al)

$$s = \frac{P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{25 \cdot 8}{56 \cdot (400 \cdot 0.05) \cdot 400} = 0.51 \text{ mm}^2$$

Sección instalada..... $S_i = 2,5 \text{ mm}^2$

Intensidad admisible..... $I_{adm} = 30 \text{ A}$

Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: $I_c < I_N < I_{adm}$

En este caso: $0,13 \text{ A} < I_N < 30 \text{ A}$

$I_N = 16 \text{ A}$

Circuito	BD1
Cables	4 conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam.
Protección	4 x 16, curva C Pdc: 3.000 A

Interruptor diferencial para el circuito BD1.

Valor de corriente asignada	$I_N = 16 \text{ A}$
Sensibilidad nominal	$I_N = 30 \text{ mA}$
Poder de corte	$P_{dc} = 4.500 \text{ A}$
Interruptor diferencial	4 x 16 A 30 mA



El cálculo para los circuitos BD2 y BD3 son iguales al de BD1, por lo tanto:

CIRCUITO PARA LA BOMBA DE DOSIFICACIÓN BD2:

Circuito	BD2
Cables	4 conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam.
Protección	4 x 16, curva C Pdc: 3.000 A

Interruptor diferencial para el circuito BD2.

Valor de corriente asignada	I N = 16 A
Sensibilidad nominal	I N = 30 mA
Poder de corte	Pdc = 4.500 A
Interruptor diferencial	4 x 16 A 30 mA

CIRCUITO PARA LA BOMBA DE DOSIFICACIÓN BD3:

Circuito	BD3
Cables	4 conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam.
Protección	4 x 16, curva C Pdc: 3.000 A

Valor de corriente asignada	I N = 16 A
Sensibilidad nominal	I N = 30 mA
Poder de corte	Pdc = 4.500 A
Interruptor diferencial	4 x 16 A 30 mA



CÁLCULO DEL INTERRUPTOR GENERAL DE GRUPO ELECTRÓGENO

Para dicho cálculo se va suponer la potencia máxima que es capaz de aportar el grupo fotovoltaico.

Potencia	$P = 13225\text{W}$
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0,8$
Tensión de alimentación	400V, trifásica
Potencia de cálculo	$P = 13225\text{ W}$
Caída de tensión	$e = 1.5\%$
Longitud	$L = 10\text{m}$
Sistema de instalación	Cable multiconductor con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta con mezcla de goma tipo SE1 (según UNE 21-123) y tensión asignada 0,6/1 kV. Flexibilidad clase 5.
Conductividad	$s = 48\text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sección por Intensidad Admisibile:

$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{13225}{0.8 \cdot 400 \cdot \sqrt{3}} = 23.68\text{ A}$$

Sección por Caída de tensión

$$s = \frac{P_c \cdot L}{C \cdot e \cdot V} = \frac{13225 \cdot 15}{400 \cdot (0.05 \cdot 400) \cdot 48} = 0.51\text{mm}^2$$

Sección instalada..... $S_i = 2,5\text{ mm}^2$

Intensidad admisible..... $I_{\text{adm}} = 32\text{ A}$



Sección adoptada y protecciones:

El calibre de la protección debe cumplir: $I_c < I_N < I_{adm}$

En este caso: $24 A < I_N < 32 A$

$I_N = 30 A$

DERIVACIÓN INDIVIDUAL

Circuito	Derivacion Individual
Cables	4conductores H07RN8-F 2,5 1 conductor H07RN8-F 2,5 vdam.
Protección	4 x 30 curva C Pdc:6.000 A

Conexión entre módulos fotovoltaicos

Por tratarse de conexiones a la intemperie se han escogido cables formados por conductores flexibles de Cu, aislados con polietileno reticulado (XLPE), y cubiertos de policloruro de vinilo (PVC), fabricados de conformidad con la Norma UNE 21123 (IECI 502). De acuerdo con lo especificado en dicha norma, la temperatura máxima admisible en los conductores de estos cables, en servicio permanente es de 90°C, y en cortocircuito puede llegar hasta 250°C.

La I_{mc} se ha considerado un 25% superior a la intensidad de cortocircuito de los módulos (I_{sc}).

La sección de los cables se calcula teniendo en cuenta que la distancia máxima entre los módulos será de 2 m, y con una caída de tensión máxima en el cable de 0,5%.

$$S(mm^2) = r(\Omega \cdot mm^2 / m) * L(m) * \frac{I_{max}(A)}{\Delta V(V)} = 0.21 mm^2$$

$$r = 0.01286 \Omega \cdot mm^2 / m$$

$$L = 2m$$

$$I_{max} = 145 A$$

$$\Delta V = (48) * 0.05$$

Se ha de seleccionar, dentro de las secciones de conductor que ofrece el mercado, la inmediatamente superior a la que se obtenga de la expresión anterior. En cualquier caso, la sección nunca debe ser inferior a unos límites que se imponen por razones de seguridad. Para el cable que conecta paneles y acumulador, este mínimo es de 6 mm². Para los demás tramos, ese mínimo es de 4 mm².

$$S = 4 mm^2$$



Conexión entre módulos fotovoltaicos e inversores

Por tratarse de conexiones a la intemperie se han escogido cables formados por conductores flexibles de Cu, aislados con polietileno reticulado (XLPE), y cubiertos de policloruro de vinilo (PVC), fabricados de conformidad con la Norma UNE 21123 (IECI 502). De acuerdo con lo especificado en dicha norma, la temperatura máxima admisible en los conductores de estos cables, en servicio permanente es de 90°C, y en cortocircuito puede llegar hasta 250°C.

La I_{mc} se ha considerado un 25% superior a la intensidad de cortocircuito de los módulos (I_{sc}).

La sección de los cables se calcula teniendo en cuenta que la distancia máxima entre los módulos será de 2 m, y con una caída de tensión máxima en el cable de 0,5%.

$$S(mm^2) = r(\Omega \cdot mm^2 / m) * L(m) * \frac{I_{max}(A)}{\Delta V(V)} = 8.2 mm^2$$

$$r = 0.01286 \Omega \cdot mm^2 / m$$

$$L = 100 m$$

$$I_{max} = 145 A$$

$$\Delta V = (48) * 0.05$$

Se ha de seleccionar, dentro de las secciones de conductor que ofrece el mercado, la inmediatamente superior a la que se obtenga de la expresión anterior.

$$S = 10 mm^2$$

Protecciones

Para proteger y poder controlar el sistema fotovoltaico se colocará ICPM (Interruptores de Control, Potencia y Mando) a la salida del campo de paneles fotovoltaicos.

Este interruptor protegerá el sistema de cortocircuitos y sobrecargas. Será de 2 polos y se instalará en el armario envolvente. Con este interruptor automático el usuario puede conectar y desconectar el sistema fotovoltaico.

Funcionará con una tensión de 48 V, que es la tensión de trabajo del campo de paneles fotovoltaicos y soportará una intensidad nominal máxima de 200 A. Es especial para corriente continua. Cuando tiene el circuito cerrado se le enciende un LED para indicar que está trabajando.

Los ICPM son de la marca CHINT. El ICPM del electrógeno es de la misma marca modelo que el anterior y está colocado en la caja de protecciones

Los dos ICPM no pueden trabajar simultáneamente, uno de ellos ha de mantener su circuito abierto



La protección de las cargas y la planta consiste en unos interruptores magnetotérmicos con un diferencial. Los interruptores magnetotérmicos protegerán el circuito de cortocircuitos y sobrecargas, y el diferencial protegerá a cualquier persona de contactos directos o indirectos del sistema eléctrico de Los interruptores magnetotérmicos son de 16 A y de In 10 A (chint) para corriente alterna. Los de corriente continua son de 20 A y de 10 A

Los interruptores diferenciales son de la marca CHINT. Son de calibre In = 16 A y de una sensibilidad de 30 mA. Irán colocados al lado de los interruptores magnetotérmicos.

Fusibles

Se utilizará 1 fusible que soporte una intensidad máxima de 150 A a la entrada de cada inversor de C.C – C.A.(Vigicompact).

Diferenciales

Los diferenciales se colocarán acoplado con los interruptores magnetotérmicos. Los dispositivos de protección diferencial sirven para evitar el riesgo de electrocución del cuerpo humano por contacto directo o indirecto con el sistema eléctrico.

Armario envolvente

En el armario envolvente se guarda los interruptores magnetotermicos, diferenciales, contactores y los conectores de los cables de conexión, se instalarán Tienen las siguientes características:

- Sistema VP
- Grado de protección :
 - * Grado de protección con puerta cerrada: IP 54-9.
 - * Grado de protección con puerta abierta: IP 30-9.
 - * Aislamiento total con cubiertas de cierre aislantes.
 - * Resistencia al choque: 20 Julios.
- Características eléctricas:
 - * Tensión nominal: 660 V.- 40/60 Hz.
 - * Intensidad nominal máxima: 400 A.
 - * Resistencia dinámica al cortocircuito: hasta 50 kA. cresta.
 - * Resistencia térmica al cortocircuito: hasta 25 kA. ef. 0.3 seg.



12.2 Toma de tierra

El objeto de la puesta a tierra de las masas de los receptores es asegurar la seguridad, de las personas ante contactos indirectos. En el esquema TT la utilización del interruptor diferencial (ID) es generalizada, con lo que la máxima tensión que puede aparecer en las masas de los receptores (tensión de defecto), cuando ha habido un defecto a tierra, será el producto de la máxima intensidad de defecto sin que actúe el diferencial por la resistencia de tierra.

Disponemos de un terreno en la instalación, que podemos clasificar como arena silicea según ITC-BT-18, por lo que su resistividad es de 200 a 3000 Ohm x m, tomamos valor medio de 500 Ohm x m.

Según REBT el electrodo de puesta a tierra se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella en cada caso.

El valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en el peor de los casos para nuestra instalación.

El esquema de la instalación es TT, con puesta a tierra de todas las masas metálicas y protección por interruptores diferenciales.

El interruptor diferencial con menor sensibilidad utilizado será de 30 mA, por lo que la resistencia de puesta a tierra deberá ser como mucho teóricamente de:

$$R_{pt} = \frac{V}{I_d} = \frac{24}{0.03} = 800 \text{ Ohm.}$$

Siendo:

R_{pt} = Resistencia puesta a tierra máxima (Ohmios).

V = Tensión máxima a soportar en caso de defecto a tierra (V).

I_d = Corriente máxima a la que actúa el interruptor diferencial (A).

Por seguridad de cálculo adoptamos una R_{pt} máxima nunca mayor a 200 Ohmios.

De esta forma calculamos el nº de picas del sistema de tierras, utilizamos picas de 2 m de acero cobreado.

$$\frac{1}{R_{pt}} = \frac{1}{R_p} + \frac{1}{R_{ce}}$$

Siendo:

R_p = Resistencia total de N_p - Número de picas a calcular en paralelo (Ohmios).

R_{ce} = Resistencia total del cable enterrado o flagelo (Ohmios).

Los valores de R_p y R_{ce} son; si adoptamos N_p (numero de picas)= 1



$$R_p = \frac{P}{L_p \times N_p} = \frac{500}{2 \times 1} = 250 \text{ Ohm.}$$

$$R_{ce} = \frac{2 \times p}{L_c} = \frac{2 \times 500}{1.5} = 666 \text{ Ohm.}$$

Siendo:

P = Resistividad media del terreno = 500 Ohmios x m

L_p = Longitud de cada pica = 2 m.

L_c = Longitud del conductor enterrado = 1.5 m

Se instalará como mínimo a 15 m. de las puertas a tierra de cualquier centro de transformación según MIBT-039 9.b.

$$R_{pt} = \frac{R_p \times R_{ce}}{R_p + R_{ce}} = 181.76 \text{ Ohm.}$$

Por tanto, con **N_p = 1 pica**, se considera suficiente para proteger la instalación.

13 MANTENIMIENTO DE LA INSTALACION

Es necesario que algunos miembros de la comunidad se hagan responsables del mantenimiento de la instalación para garantizar su sostenibilidad.

Así, la intención de este proyecto es que, en la medida de lo posible, los miembros de la comunidad participen en todas las fases del proyecto, especialmente a partir de la fase de montaje.

Tras el montaje y puesta en marcha del proyecto, es primordial seguir unas pautas de mantenimiento que contribuyan a mejorar el rendimiento de la instalación y a prolongar la vida útil de la misma. Medidas sencillas, como mantener los paneles limpios o reponer el agua de la batería, pueden mejorar considerablemente el funcionamiento y prevenir averías.

La persona o personas que sean nombradas encargadas de mantenimiento llevarán a cabo las tareas normales de mantenimiento y deberán solucionar las averías más habituales. La revisión y mantenimiento completo de la instalación debería realizarse por lo menos dos veces al año.

A continuación, se recoge las operaciones de mantenimiento preventivo más usuales de la instalación solar. No se han considerado otras labores de mantenimiento que requerirían mayor capacitación y que correrían a cargo del suministrador o de un técnico especializado, como pueden ser las relacionadas con la red de distribución en baja tensión. Cada una de las acciones enumeradas en la tabla está explicada seguidamente.



Además, también se refieren las actividades principales de mantenimiento del grupo electrógeno.

Paneles solares

La acciones frecuentes son:

a) Inspección visual: su objetivo es detectar fracturas en el panel o puntos de oxidación en los circuitos o en las soldaduras de los paneles. Dado que los paneles son muy resistentes, las fracturas suelen ser producidas por golpes, tanto por acciones externas como en el transporte a obra. Las fracturas debidas a fatiga térmica por errores de montaje son poco comunes, pero en caso de que se produzcan están cubiertas por la garantía. Las oxidaciones suelen deberse a la entrada de humedad en el panel por fallo o rotura del encapsulado. Si se detectan defectos en el encapsulado pero no se han producido todavía oxidaciones, se debe limpiar el interior del panel (avisperos, telas de araña...) y sellarse (con silicona, cinta aislante, u otros materiales impermeables), teniendo cuidado de no cubrir la superficie del panel con algún material opaco que pueda reducir la exposición al sol. En caso de que las filtraciones hayan oxidado los circuitos y las soldaduras de los paneles, es recomendable su sustitución.

b) Limpieza: para optimizar el rendimiento de los paneles y evitar averías, es importante mantener la cubierta transparente de los mismos. Las capas de polvo uniformes reducen la intensidad de la radiación, con lo que disminuye ligeramente la energía generada (en torno a un 5% anual). Las acumulaciones puntuales de suciedad o las manchas por excrementos de ave y similares son más perjudiciales. La limpieza de los paneles se realizará con agua (nunca a presión) y, si fuese necesario, con jabón no abrasivo. Se evitará que el agua quede acumulada sobre el panel

c) Eliminación de sombras: debe comprobarse que en la vecindad de los paneles no hayan crecido árboles o se hayan colocado objetos o construcciones que generen sombras sobre el campo fotovoltaico.

Por otro lado, las acciones semestrales:

d) Comprobación de conexiones eléctricas y del tendido de los cables: hay que comprobar que todos los terminales de los cables están bien apretados y no se han oxidado. También hay que verificar que no se han producido filtraciones de agua a la caja de terminales o al los capuchones de protección de los terminales, ya que la humedad produce pérdidas de la energía generada. Si fuese necesario, se deben limpiar los bornes de conexión y sellar la caja de terminales.

e) Medida de las características de los paneles: es recomendable que en alguna visita de mantenimiento se compruebe el funcionamiento de cada panel midiendo la intensidad en las horas centrales de un día soleado y comprobando que la intensidad medida se aproxima a la nominal del panel. Esta acción debe realizarse cuando sea posible, no es necesaria una frecuencia semestral.



Grupo electrógeno

Por un lado, se destacarán los aspectos principales para el buen mantenimiento del motor y por otro lado, los principales para el mantenimiento del alternador.

Mantenimiento del motor

a) Controlar el nivel de aceite: debe estar entre las marcas MIN y MAX de la varilla. Si el motor está caliente se habrá de esperar entre 3 y 5 minutos para el control.

b) Aceite y filtros de aceite: se ha de respetar siempre el intervalo de cambio de aceite recomendado y sustituir el filtro de aceite al mismo tiempo.

c) Filtro del aire: el filtro del aire debe sustituirse cuando el indicador del filtro así lo indique. El grado de suciedad del filtro del aire de admisión depende de la concentración del polvo en el aire y del tamaño elegido del filtro por lo que los intervalos de limpieza no se pueden generalizar, sino que es preciso definirlos para cada caso individual.

d) Sistema de refrigeración: el sistema de refrigeración debe llenarse con un refrigerante que proteja el motor contra la corrosión interna y contra la congelación si el clima lo exige. Nunca se puede usar agua sola. Puesto que los aditivos anticorrosión se hacen menos eficaces con el tiempo, el refrigerante debe sustituirse.

Mantenimiento del alternador

a) Estado de los devanados: se puede determinar midiendo la resistencia de aislamiento a tierra, es decir, la resistencia óhmica que ofrece la carcasa de la máquina respecto a tierra. Esta resistencia se altera cuando hay humedad ó suciedad en los devanados por lo cual, la medición de aislamiento del generador indicará el estado actual del devanado. El aparato utilizado para medir aislamientos es el megóhmetro o Megger. Para que las medidas tengan su valor exacto la máquina debe estar parada. Si la resistencia de aislamiento resulta menor que la propia resistencia del devanado, sería imprescindible secarlos.

b) Cojinetes: en general, todos los cojinetes son de engrase permanente para un funcionamiento libre de mantenimiento. Durante una revisión general, se recomienda, sin embargo, comprobarlos por desgaste o pérdida de aceite y reemplazarlos es necesario. También se recomienda comprobar periódicamente si se recalientan los cojinetes o si producen excesivo ruido durante su funcionamiento útil. En caso de producirse vibraciones excesivas sería debido al desgaste del cojinete. En todo caso se deben reemplazar los cojinetes después de 40.000 horas en servicio.



c) Anillos rozantes y escobillas: hay que examinar la posición de las escobillas ya que han de tocar los anillos rozantes en toda su superficie. Deben reemplazarse cuando se haya gastado una cuarta parte de su longitud. Por otro lado, es imprescindible limpiar a fondo los anillos rozantes periódicamente para retirarles el polvo o la suciedad que los cubra.

14 NORMATIVA APLICABLE

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE núm. 74, 28/03/2006)
- REAL DECRETO 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE) y se crea la Comisión Asesora para las Instalaciones Térmicas en los Edificios. CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 1027/2007
- Ley 7/2007, de 9 de Julio, Gestión Integral de la Calidad Ambiental.
- Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada.
- R.D. 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.
- Normas Técnicas de Construcción y Montaje de las instalaciones Eléctricas de Distribución de la Compañía Sevillana de Electricidad.
- Reglamento de instalaciones de protección contra incendios. Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, del Ministerio de Industria y Energía (BOE núm. 298, 14/12/1993) (C.E. - BOE núm. 109, 07/05/1994)
- Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales. Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre (B.O.E. núm. 303, 17/12/2004) (C.E. -BOE núm. 55, 05/03/2005).
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.



- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto Legislativo 1/2008 de 11 de enero, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos.
- Decreto 196/2000 por el que se modifica el Decreto 26/1996 de 9 Febrero , por el que se modifica los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas
- Ley 82/1990 de 30 Diciembre sobre Conservación de Energía
- R.D. 1699/2011 de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- R.D.2818/1998 de 23 Diciembre , sobre producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables .B.O.E nº312.30/12/1998
- Orden 26 Marzo 2007 , por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas BOJA nº 80 24/11/2007
- Corrección de errores de la Orden de 26 marzo de 2007 , por las que se aprueba las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas BOJA Nº98. 18/05/2007
- Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada, se establece el régimen de organización y funcionamiento del registro de autorizaciones de actuaciones sometidas a los instrumentos de prevención y control ambiental, de las actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y de las instalaciones que emiten compuestos orgánicos volátiles, y se modifica el contenido del Anexo I de la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (RCD).



15. CONCLUSION

El presente proyecto cumple con las especificaciones del encargo hecho en un primer momento, el cual es realizar un estudio sobre los diferentes tipos de energía, renovables y no renovables, que podrían abastecer a una planta desaladora portátil y fácilmente transportable.

Los motivos de la elección de la energía fotovoltaica como medio más recomendable, incluyendo el cálculo de la instalación para la obtención de electricidad para una producción diaria de 70 m³ de agua que abasteciera a poblaciones del mundo en el que la necesidad de agua potable y la emergencia sanitaria sea elevada.

En todo momento se ha buscado la máxima portabilidad y el diseño mas sencillo, así como el montaje, para abaratar los costes al máximo, ya que el destino serán comunidades con bajo o nulo poder adquisitivo.

Aunque como he comentado al principio del proyecto un gran inconveniente de los proyectos fotovoltaicos es su alto coste de inversión, pienso que este tipo de proyectos podrían ser factibles con la colaboración de diferentes organismos gubernamentales y no gubernamentales.

Por último, añadir que si bien es cierto que el proyecto puede ser mejorado, el objetivo principal para el que fue creado que no es otro que suministrar electricidad para conseguir dar agua potable lo cumple.

15. BIOGRAFIA

En la confección del proyecto se han utilizado diversas fuentes bibliográficas, entre las que destacamos:

LIBROS

Bases de radiación solar de CENSOLAR, IES ISPRA

“La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a red”
Eduardo Lorenzo. Instituto Energía Solar. ERA SOLAR nº 107

“Instalaciones fotovoltaicas”, SODEAN

“El ABC de la Energía Solar Fotovoltaica en España” .Manuel Torres Portero

“Instalaciones solares fotovoltaicas”. Miguel Moro Vallina

“Instalaciones de Energía Fotovoltaica” .Narciso Moreno Alfonso.Lorena Garcia

“Energia Solar Fotovoltaica”. Rafael Cuervo

“Energia Solar Fotovoltaica Manual Práctico “ M. Villaz

Fundamentos de Dimensionamiento y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica “ Volumen I

“Guia completa de la Energía Solar Fotovoltaica” .José M^a Fernández Salgado

“Código Técnico de la Edificación “(CTE)



Fundamentos de Dimensionamiento y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica “ Volumen II

“Proyecto Fin de Carrera <Planta Desaladora por Osmosis Inversa > Joaquín Galocha

FUENTES EN LINEA

IDAE Instituto para diversificación y ahorro de Energía <http://www.idae.es>

Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa
<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>

Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red <http://idae.es>

Ministerio de Industria y turismo <http://www.solarizate.org>

Comisión Nacional de Energía <http://www.cne.es/cne/home>

PVGIS. Datos de Radiación Solar <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Voltium es <http://www.voltium.es>

ASIF(Asociación de la Industria Fotovoltaica) <http://asif.org>

Código Técnico de la Edificación (CTE) <https://www.codigotecnico.org>

Sevilla Junio de 2013

Manuel Cobos Ruiz