

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

ELISEO ENRIQUEZ FUERTES

**PROMOCIÓN
2003- I**

**LIMA – PERÚ
2013**

DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

Agradezco en primer lugar a mis padres, así como también a mis hijas Andrea y Ariana y a mi esposa Graciela.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata del diseño y cálculo de un sistema de generación de energía eléctrica de tipo fotovoltaico aislado de la red. Específicamente se ha diseñado el sistema fotovoltaico para brindar energía a una posta médica ubicada en la localidad de Tocota capital del distrito de Huanuhuanu que pertenece a la provincia de Caravelí en el departamento de Arequipa. El terreno recibe una radiación que hace posible la instalación del sistema fotovoltaico. Se elabora esta propuesta por ser un lugar alejado del sistema eléctrico interconectado nacional aproximadamente a 38 KM.

La situación energética actual convierte a la tecnología solar fotovoltaica en un medio ecológico de obtener energía limpia, contribuyendo a un aspecto de vital importancia como es reducir el consumo de energías contaminantes sustituyéndola por una energía limpia y renovable.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
ANTECEDENTES	
1.1 Objetivo	2
1.1.1. Objetivo general	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.2 Alcances	2
1.3 Metodología	3
CAPITULO II	
GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	
2.1 Conversión de la luz solar en energía eléctrica	4
2.1.1. Radiación solar	4
2.1.2. Geometría solar	5
2.1.3. Radiación solar en superficies inclinadas	7
2.1.4. Horas solar pico (H.S.P.)	7
2.1.5. La celda solar	8
2.1.6. Fundamentos físicos de la celda solar fotovoltaicas	9
2.1.7. Tipos de celda solar fotovoltaica	12
2.1.8. Asociación de celdas solares en serie y paralelo	13
2.1.9. Paneles solares fotovoltaicos	13
2.1.10. Parámetros característicos de los paneles solares	15
2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado de la red	16
2.2.1. Generador fotovoltaico	17
2.2.2. Regulador de carga	18
2.2.3. Sistema de almacenamiento	25
2.2.4. Inversor	32

2.2.5.	Conductores	35
2.2.6.	Aparatos de maniobra y protección	37

CAPITULO III

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA POSTA MÉDICA

3.1	Estimación del nivel de radiación solar	39
3.2	Estimación de la carga	46
3.3	Dimensionado del generador fotovoltaico	50
3.3.1	Orientación del generador fotovoltaico	50
3.3.2	Voltaje de la instalación	54
3.3.3	Aspectos generales	55
3.3.4	Perdidas	55
3.3.5	Potencia del generador fotovoltaico	57
3.4	Dimensionado del inversor	62
3.5	Dimensionado del sistema de acumulación	62
3.6	Dimensionado del regulador de carga	67
3.7	Dimensionado de los conductores	68
3.8	Aparatos de maniobra y protección	74
3.9	Estructura del soporte	79
3.10	Cálculo del presupuesto inicial	80
	CONCLUSIONES	85
	ANEXO	86
	ANEXO A: Plano de Instalaciones Eléctricas Sistema Fotovoltaico	87
	ANEXO B: Plano de Instalaciones Eléctricas Posta Médica	89
	ANEXO C: Plano Instalaciones Eléctricas Posta Médica Detalles	91
	ANEXO D: Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico ATERSA A-280P	93
	ANEXO E: Especificaciones técnicas del regulador MPPT – 80C ATERSA	96
	ANEXO F: Especificaciones técnicas del inversor PHOENIX	100
	ANEXO G: Especificaciones técnicas del sistema de acumulación BAE	102
	BIBLIOGRAFIA	105

INDICE DE FIGURAS

Fig.2.1 Radiación solar	5
Fig.2.2 Salida y puesta del sol en los equinoccios y solsticios	6
Fig.2.3 Geometría solar	6
Fig.2.4 La celda solar	9
Fig.2.5 El efecto fotovoltaico	11
Fig.2.6 Célula de Si monocristalino	12
Fig.2.7 Célula de Si policristalino	12
Fig.2.8 Célula de Si amorfo	13
Fig.2.9 Asociación de células solares en serie y paralelo.	13
Fig.2.10 Curvas características de los paneles fotovoltaicos	15
Fig.2.11 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado de la red	16
Fig.2.12 Generador fotovoltaico	18
Fig. 2.13 Variación del voltaje en una batería con regulador de carga	21
Fig.2.14 Regulador de carga	24
Fig.2.15 Batería	32
Fig.2.16 Inversor	35
Fig.2.17 Cables eléctricos	37
Fig.2.18 Interruptores automáticos	38
Fig.3.1 Ubicación de la localidad de Tocota, departamento de Arequipa	40
Fig.3.2 Ubicación de la posta médica en la localidad de Tocota	41
Fig.3.3 Mapas de energía solar incidente diaria, del mes de más baja irradiación solar	42
Fig.3.4 Mapas de energía solar incidente diaria, del mes de más alta irradiación solar	43
Fig.3.5 Mapas de energía solar incidente diaria promedio anual	44
Fig.3.6 Ubicación de Tocota en el mapa de energía solar incidente	45
Fig.3.7 Leyenda de los valores de la energía solar incidente	45
Fig.3.8 Producción de la energía en cada mes del año	61
Fig.3.9 Estructura del soporte	80

INDICE DE TABLAS

TABLA N° 2.1	Análisis de la hoja características de los reguladores de carga Solener.	25
TABLA N° 3.1	Radiación en la localidad de Tocota en cada mes del año	46
TABLA N° 3.2	Cargas de la posta médica.	49
TABLA N° 3.3	Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación	51
TABLA N° 3.4	Inclinaciones óptimas	52
TABLA N° 3.5	Valores típicos de PR	58
TABLA N° 3.6	Producción de energía en los meses del año	61
TABLA N° 3.7	Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas	74
TABLA N° 3.8	Costo total de materiales	81
TABLA N° 3.9	Costo total de mano de obra	82
TABLA N° 3.10	Gastos adicionales y costo total	83

PROLOGO

El propósito de este informe es mejorar las condiciones de una posta médica, dotándola de energía eléctrica, con lo cual se podrá incorporar equipos que utilizan la energía eléctrica que son de vital importancia para mejorar las condiciones de atención a los pobladores del lugar. Esta posta médica podrá almacenar vacunas que solo es posible hacerlo con congeladoras verticales que utilizan energía eléctrica, así también se podrá utilizar equipos eléctricos que hacen posible el diagnóstico de enfermedades para ser atendidos de inmediato y no tener que ser derivados a un hospital para el análisis correspondiente, con ello se evitaría un costo mayor para los pacientes, que por ser una zona rural y alejada en la mayoría de los casos no cuentan con los recursos necesarios para un adecuado tratamiento y seguimiento de su salud.

La mejora en las condiciones de servicio de una posta médica es de vital importancia en una población, con ello se contribuye a mejorar el nivel de vida de las poblaciones rurales de nuestro país y también da un impulso al uso o empleo de la energía solar en los centros educativos y otras instituciones importantes en el desarrollo de nuestro país.

La utilización de la energía solar contribuye con el cuidado del medio ambiente pues es una energía limpia y no contaminante.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Elaborar una propuesta para el diseño, cálculo, dimensionamiento e implementación de un sistema fotovoltaico aislado de la red, cuya finalidad es generar energía eléctrica para abastecer la demanda de la posta médica ubicada en la localidad de Tocota que se encuentra alejada del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

1.1.2 Objetivos específicos

- Determinar los niveles de radiación solar que se registra en la localidad de Tocota.
- Estimar la demanda de la energía eléctrica de la posta médica ubicada en esta localidad y brindarle una alternativa con la implementación del sistema de generación de energía fotovoltaica.
- Diseñar el sistema fotovoltaico para brindar la energía eléctrica necesaria y garantizar su sostenibilidad en el tiempo.
- Determinar las principales características y costos de los equipos disponibles en el mercado para la implementación del sistema fotovoltaico.
- Estimar el presupuesto necesario para la implementación de este proyecto.
- Costo energético por kWh.

1.2 Alcances

En el presente informe se realiza el diseño, cálculo y dimensionamiento para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica aislada de la red, para brindar energía a una posta médica ubicada en la localidad de Tocota que se encuentra alejada del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). Se detallan también los componentes del sistema de generación fotovoltaica utilizados en el proyecto así como el presupuesto para su implementación.

2.1.1 Metodología

Para realizar el diseño del sistema fotovoltaico es necesario conocer las características y el funcionamiento de los diferentes componentes que conforman la instalación aislada, para esto se realizará una investigación de fuentes bibliográficas y páginas de internet especializadas en el tema, con la finalidad de comprender los aspectos básicos de la generación de electricidad a partir de las celdas solares y su principio de funcionamiento, de igual forma los paneles solares, reguladores, inversores, baterías y demás equipos que conforman el sistema fotovoltaico aislado. La investigación abarca también las técnicas de diseño que se emplean actualmente para la elaboración de proyectos de este tipo. Como un complemento en la etapa del diseño del sistema aislado, se realizará consultas a los profesionales con experiencia en este tipo de tecnologías y a las instituciones que desarrollan y comercializan los equipos que se utilizan en la implementación de los sistemas fotovoltaicos aislados de la red para tener una visión actualizada de la misma.

En el proceso de estimar el nivel de radiación solar en la zona de interés se realizó las consultas respectivas a la institución oficialmente encargada, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú SENAMHI.

CAPITULO II

GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1 Conversión de la luz solar en energía eléctrica

La conversión de la luz solar en energía eléctrica se consigue mediante las celdas solares, por un proceso llamado efecto fotoeléctrico o fotovoltaico que consiste en la conversión de la luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Cuando los electrones son capturados, se produce una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

2.1.1 Radiación solar

El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de $5\ 500\ ^\circ\text{C}$, en cuyo interior tiene lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se trasmite al exterior mediante la denominada radiación solar. [2]

La radiación solar recibida fuera de la atmosfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es $1367\ \text{W/m}^2$, que no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la tierra, etc. [1]

La atmosfera terrestre atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión (Fig. 2.1).

La difusión se produce debido a la presencia de polvo y a la contaminación del aire, dependiendo en gran medida del lugar donde se mida, siendo mayor en las zonas industriales y centros poblados. Los efectos meteorológicos locales como la nubosidad, lluvia o nieve afectan a la radiación que llega a un determinado lugar.

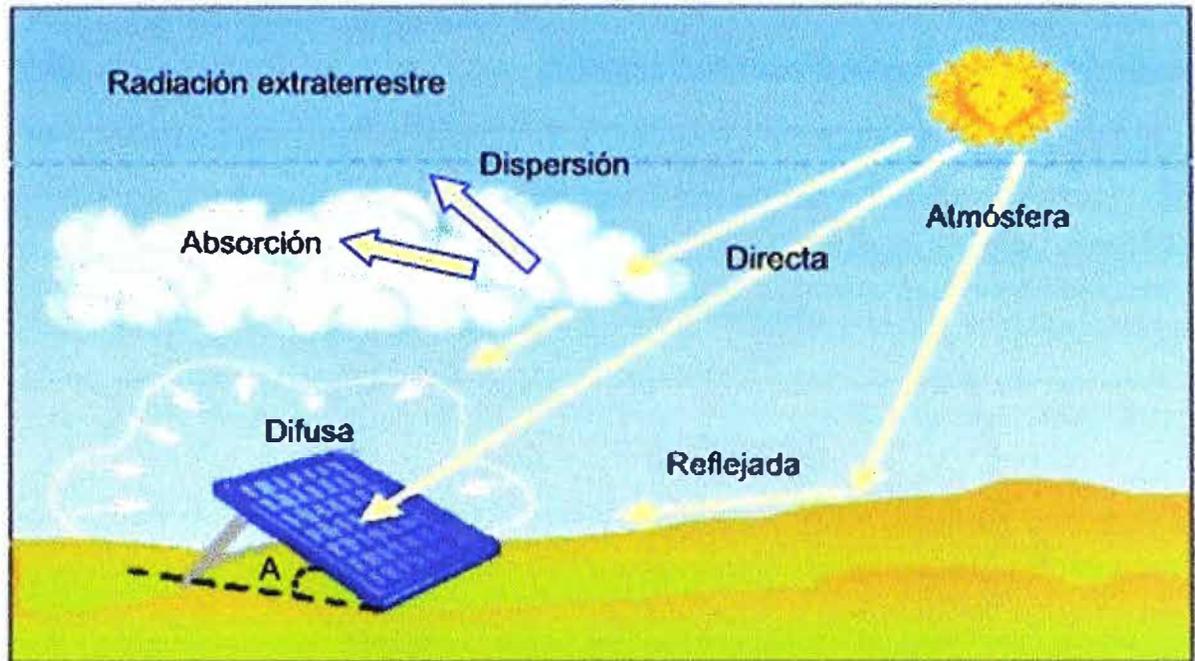


Fig.2.1 Radiación solar

Teniendo en cuenta todos estos parámetros la irradiancia o potencia solar que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre en un día claro al medio día alcanza un valor máximo de 1000 W/m^2 . Este valor depende sobre todo de la nubosidad y del lugar.

Si se suma toda la radiación solar que incide en un determinado lugar en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m^2 , este valor varía con el lugar de referencia.

2.1.2 Geometría solar

Para realizar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se dispone de la información que nos brinda el SENAMHI.

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiancia solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en las diferentes épocas del año. Para la ingeniería solar se considera que el Sol es el que se mueve alrededor de la Tierra definiéndose sus coordenadas respecto a un observador para definir la orientación del panel.

Tomamos como convención que la Tierra está estacionaria, que somos observadores, estamos parados en algún lugar de su superficie y vemos la Tierra a nuestro alrededor como un plano circular de radio infinito limitado por el horizonte. Si también consideramos al cielo como una semi-bóveda cubriendo totalmente el plano donde estamos

parados, entonces el sol, durante el curso del día describirá su trayectoria a lo largo del arco de círculo (Fig. 2.2).

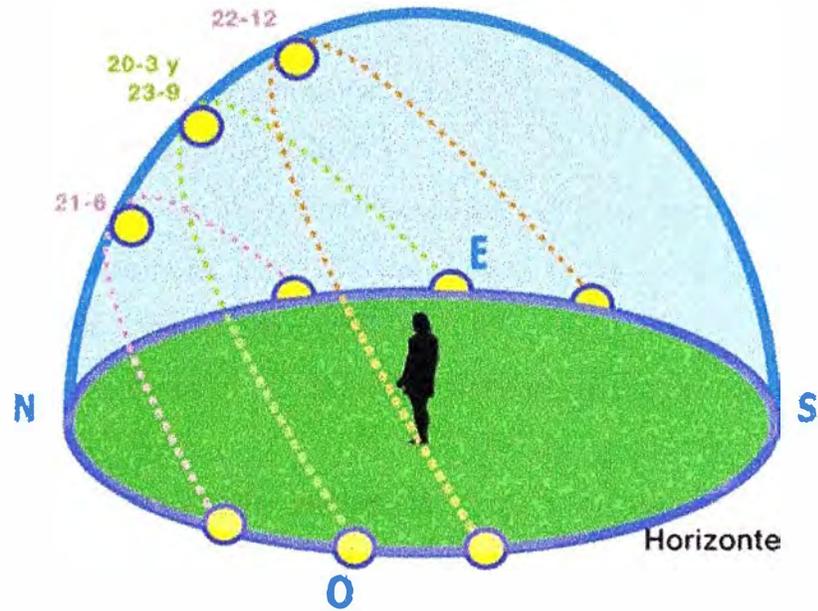


Fig.2.2 Salida y puesta del sol en los equinoccios y solsticios

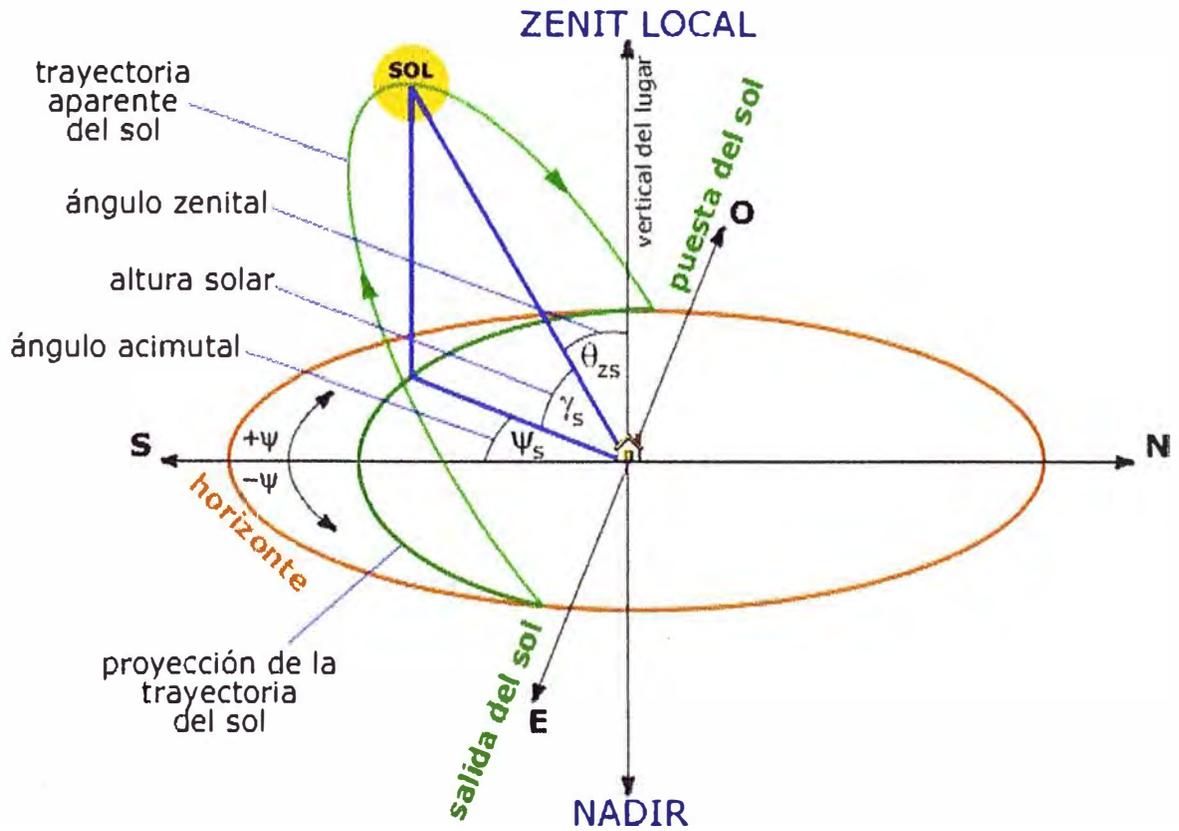


Fig.2.3 Geometría solar

Definición de los ángulos en la geometría solar (Fig. 2.3):

- Ángulo acimutal o azimut (Ψ_s): es el ángulo entre la proyección de la línea Tierra – Sol respecto a la recta Norte – Sur. Es positiva hacia el Oeste y negativa hacia el Este.
- Ángulo cenital (θ_{zs}): es el ángulo entre la línea Tierra-Sol con la vertical del lugar. Su complementario es la altura solar (α).
- Altura solar (γ_s): ángulo entre la línea Tierra-Sol y el plano horizontal al lugar.
- Ángulo de inclinación del panel (β): ángulo que forma el plano que contiene al panel con respecto al plano horizontal.
- Acimut del panel o captador (ϕ): ángulo de desviación entre el plano del panel con la línea Norte-Sur.

2.1.3 Radiación solar en superficies inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de la propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptima en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en un plano cuya inclinación y orientación variaría constantemente, no obstante generalmente la superficie es fija.

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar.

2.1.4 Horas solar pico (H.S.P.)

En energía solar fotovoltaica se define un concepto relacionado con la radiación solar de gran interés a la hora de calcular la producción del sistema fotovoltaico. Se trata de las horas solar pico que puede definirse como el número de horas al día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 que en conjunto suman la misma irradiancia total que la real de ese día.

La radiación (kWh/m^2), es igual al producto de la irradiancia de referencia y las horas pico solares, *HPS*. Como la irradiancia de referencia es 1 kW/m^2 , se tiene entonces que los valores numéricos de la radiación y las horas pico solares son iguales.

El hecho de referir las horas de sol pico a una irradiancia de 1000 W/m^2 es de gran interés ya que, como veremos más adelante, la potencia de los paneles está asociado a una irradiancia de 1000 W/m^2 por lo que si conocemos las horas de sol pico y por un factor de pérdidas podemos calcular el número de paneles necesarios para nuestro sistema fotovoltaico. [2]

2.1.5 La celda solar

La celda solar es un dispositivo electrónico capaz de convertir la energía de la radiación solar en energía eléctrica.

La celda solar está formada por un material semiconductor en el cual se ha realizado una unión p-n que da lugar a un campo eléctrico que posibilita el efecto fotoeléctrico (Fig. 2.4).

Historia de las células solares:

- Edmund Becquerel descubrió en 1839 que algunos materiales podían generar pequeñas corrientes cuando se los exponía a la luz.
- En 1839 Smith descubrió el mismo efecto fotovoltaico pero en un material como el Selenio.
- En 1904 Einstein formuló el efecto fotovoltaico de forma teórica, o consiguió el Nobel en 1921.
- Los estudios de Einstein ayudaron a Chaplin, Fuller y Pearson en 1954 a fabricar la primera célula de Silicio en los laboratorios Bell, consiguiendo alimentar una radio a transistores. La célula tenía una eficiencia de 6%.
- En la época de la exploración espacial se investigó mucho en las células solares. En 1955 se consigue fabricar comercialmente células solares para aplicaciones en satélites con una eficiencia de 8%. En 1958 se envía al espacio el primer satélite alimentado con energía solar, el Vanguard, con una potencia solar de 0,1W.
- En 1971 se lanza el primer satélite comercial de telecomunicaciones, Telstar, con una potencia fotovoltaica de 14W.
- Desde 1979 se consiguió enviar una sonda a Marte alimentada con energía solar, la Viking, y hoy en día se envían otras sondas.
- Las investigaciones de hoy en día han llevado a producir en Japón una célula con una eficiencia de 36,5% (siendo la eficiencia de las células comerciales alrededor de 15%) fabricada con los semiconductores Indio, Galio y Germanio.

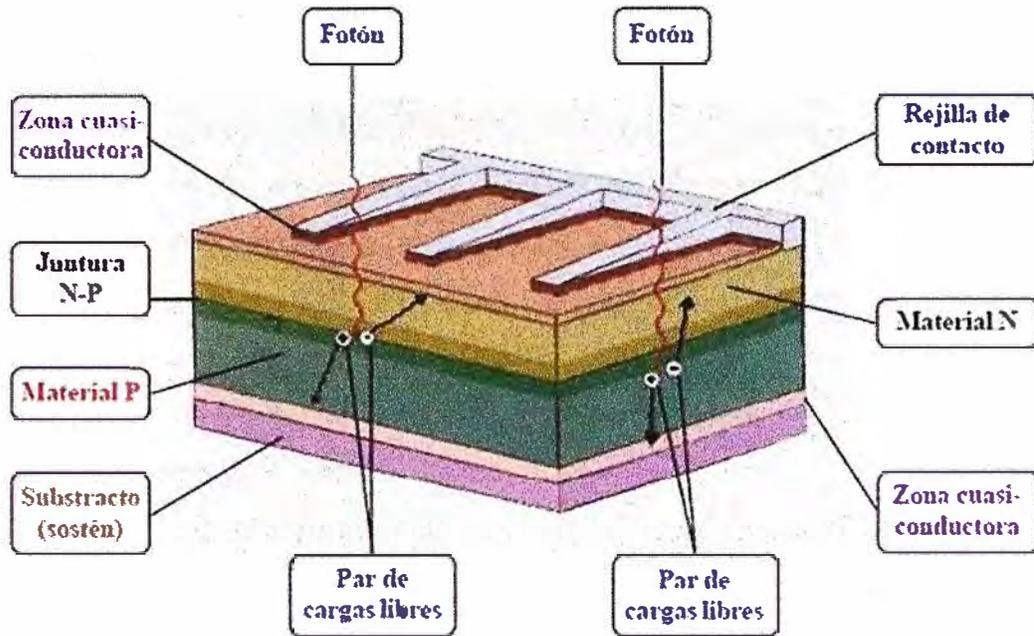


Fig.2.4 La celda solar

2.1.6 Fundamentos físicos de las celdas solares fotovoltaicas

La conversión fotovoltaica es un proceso físico que consiste en la transformación de la energía que proviene de la radiación electromagnética en energía eléctrica cuando es absorbida por un determinado material. Este proceso depende tanto de la intensidad de la radiación incidente como de las propiedades intrínsecas del material.

Existen ciertos materiales que al absorber un determinado tipo de radiación electromagnética generan en su interior pares de cargas positivas y negativas.

Si la radiación electromagnética es la solar y el material es un semiconductor tal como el silicio los pares de carga son electrones y huecos que una vez producidos se mueven aleatoriamente en el volumen del sólido. Si no hay ningún condicionamiento externo ni interno, la carga de signos opuestos se vuelve a combinar neutralizándose mutuamente.

Por el contrario, si por algún procedimiento se crea en el interior del material un campo eléctrico permanente, las cargas positivas y negativas serán separados por él (Fig. 2.5).

Esta separación conduce al establecimiento de una diferencia de potencial entre dos zonas del material que, si son conectados entre sí mediante un circuito externo al mismo tiempo que la radiación electromagnética incide sobre el material, darán origen a una corriente eléctrica que recorrerá el circuito externo. Este fenómeno se conoce como efecto fotovoltaico y es el fundamento en que se basan las celdas fotovoltaicas.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

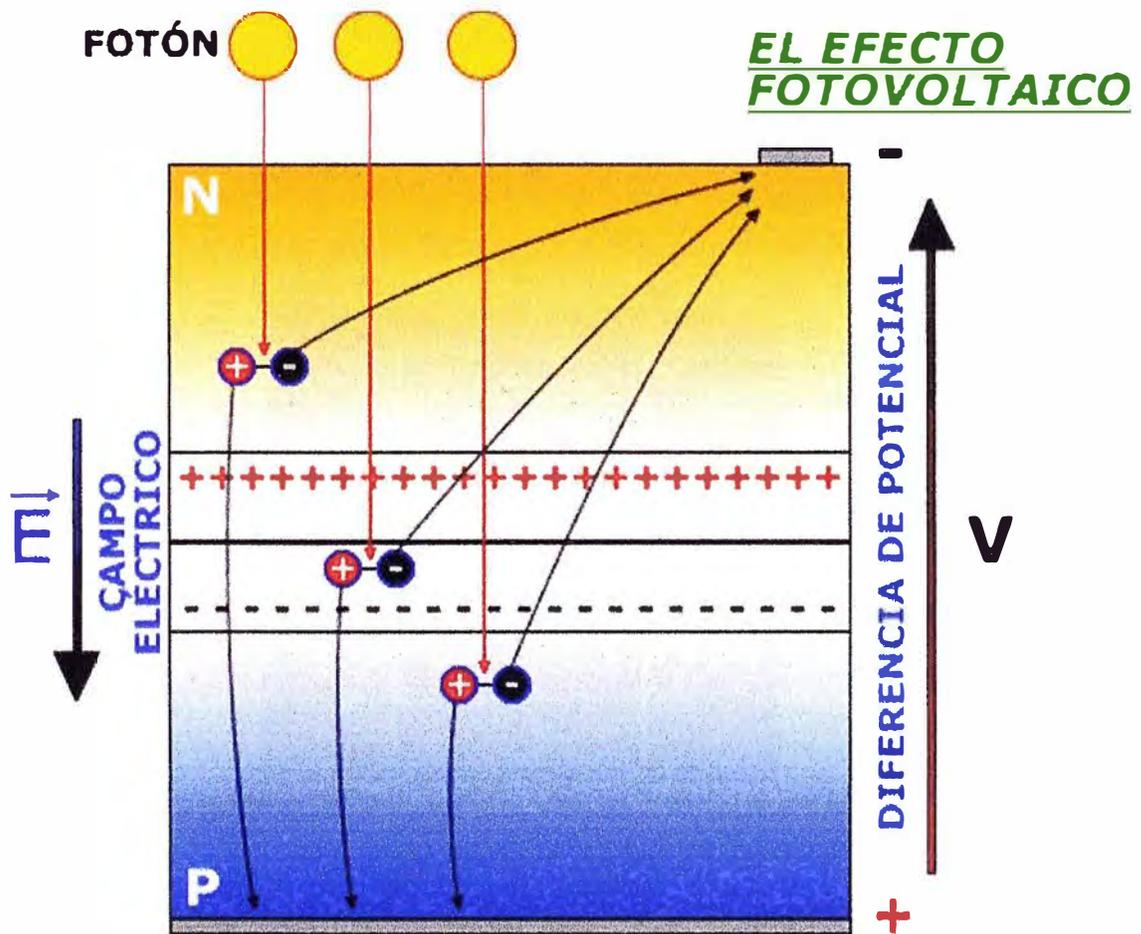
Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la temperatura. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones. Además de los semiconductores las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulante transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Las células fotovoltaicas convierten, la energía de la luz en energía eléctrica.

El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más competitiva con otras fuentes (por ejemplo la energía de origen fósil).

Estas células, conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente 12 ó 24 V). La corriente producida depende del nivel de insolación. La estructura del módulo protege a las células

del medioambiente y son muy durables y fiables. Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un generador FV. Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie y/o paralelo para producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador FV por sí mismo no bombea agua o ilumina una casa durante la noche. Para ello es necesario un sistema fotovoltaico completo que consiste en un generador FV junto a otros componentes, conjuntamente conocidos como "resto del sistema" o BOS (del inglés *balance of system*). Estos componentes varían y dependen del tipo de aplicación o servicio que se quiere proporcionar



2.1.7 Tipos de celdas solares fotovoltaicas

Los tipos de células actuales son:

- Células de Si monocristalino: son más gruesas (100-300 μm), tienen una eficiencia alta (18%), una duración alta pero son caras. El Si se purifica, se funde y se cristaliza en lingotes. Son las células más solicitadas en el mercado.

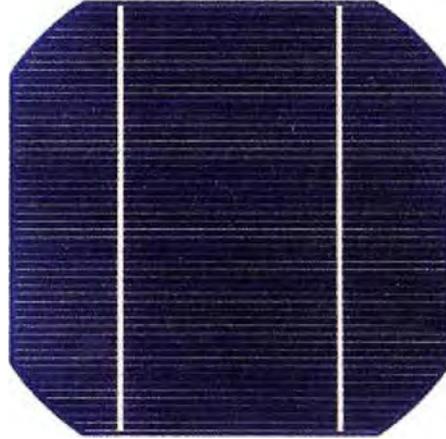


Fig.2.6 Célula de Si monocristalino

- Células de Si policristalino: tienen interiormente muchos cristales de Si, una eficiencia menor entre 13-15 %, vida útil de 20 años y son más baratas que las monocristalinas.

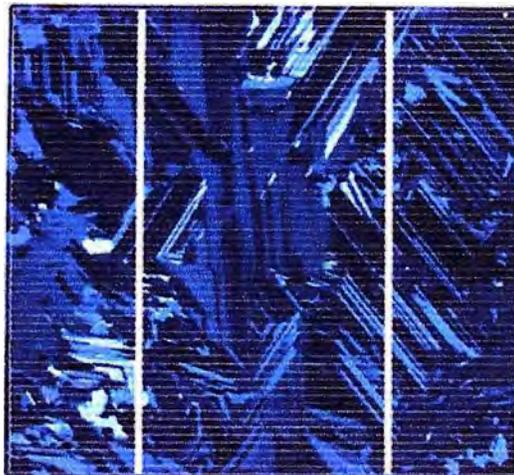


Fig.2.7 Célula de Si policristalino

- Células de Si amorfo: es tipo de células más común de las llamadas Capa Delgada (Thin Film, 5 μm). Se fabrican evaporando varias capas de Si en un sustrato. Son las más económicas pero su eficiencia está entre 11-13 % y, además, decrece bastante después de 10 años. [3]

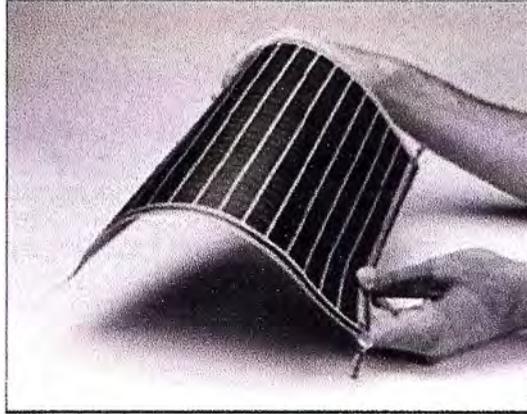


Fig.2.8 Célula de Si amorfo

2.1.8 Asociación de celdas solares en serie y paralelo

La potencia que proporciona una celda solar estándar de 10cmx10cm está en torno a 1W o 2W, por lo que generalmente será necesario asociarlo con el fin de obtener la potencia necesaria al sistema fotovoltaico de la instalación. Es así como surge el concepto de panel solar o módulo fotovoltaico. Según las conexiones eléctricas, que hagamos en las células nos podemos encontrar con las siguientes asociaciones:

La conexión serie de las células permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.

La conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto.

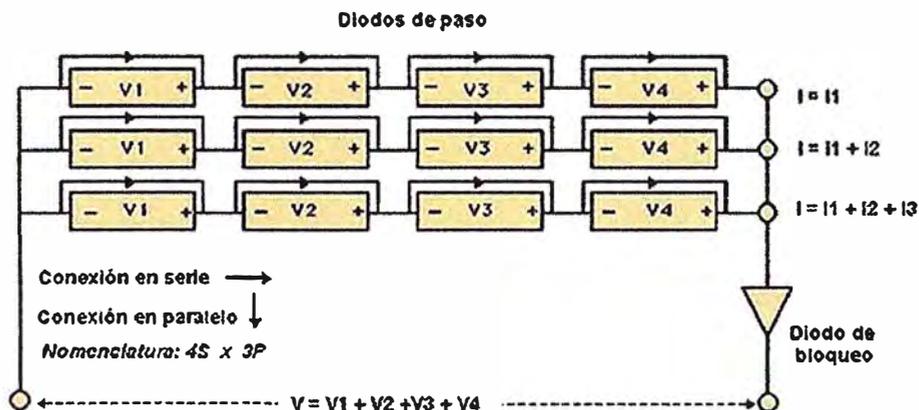


Fig.2.9 Asociación de células solares en serie y paralelo

2.1.9 Paneles solares fotovoltaicos

Las características eléctricas de una célula no son suficientes para alimentar las cargas convencionales. Es necesario realizar agrupaciones en serie y paralelo para entregar tensión y corriente adecuadas.

Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto.

Existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte. El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento anti reflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad o dificulten la limpieza de ésta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento anti reflexivo.

El encapsulante a base de EVA, combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior, evita la entrada de humedad en el módulo, señalada como la causa principal de la degradación a largo plazo de módulos fotovoltaicos. Además, esta combinación permite obtener altos niveles de aislamiento eléctrico.

Una configuración eléctrica muy común hasta hace unos años empleaba 36 células en serie para obtener módulos con potencias comprendidas en el rango 50Wp hasta 100Wp con tensiones cercanas a los 15V en funcionamiento. Estos módulos eran particularmente adecuados para su acoplamiento con baterías de tensión nominal 12V en los sistemas de electrificación rural. Con el protagonismo abrumador de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, esta configuración ha perdido importancia. Ahora son frecuentes los módulos de potencia superior a los 200Wp y tensiones en el rango 30V hasta 50 V.

Para los módulos compuestos por células de silicio cristalino es de aplicación la norma internacional IEC 61215 "Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval". Esta norma internacional recoge los requisitos de diseño y construcción de módulos fotovoltaicos terrestres apropiados para su operación en períodos prolongados de tiempo bajo los efectos climáticos. Asimismo, esta norma detalla un procedimiento de pruebas a los que se debe someter el módulo que desee contar con la certificación asociada a esta normativa.

2.1.10 Parámetros característicos de los paneles solares

Para el empleo de los paneles fotovoltaicos interesa saber que datos proporciona el fabricante, para su uso correcto (Fig. 2.10).

Entre toda la información que proporciona el fabricante se escogerán los de mayor importancia, desde el punto de vista práctico para la elección del panel solar.

- Potencia máxima (P_{mpp}): es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. El panel funcionará correctamente en la instalación en la que va a ser colocada si este valor es superior al del consumo máximo (en vatios) para el que se ha diseñado al sistema fotovoltaico.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia P_{mpp} .
- Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): es la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Intensidad que circula por el panel cuando la salida esta cortocircuitada.
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): tensión en los terminales de conexión del panel cuando no hay conectada ninguna carga.

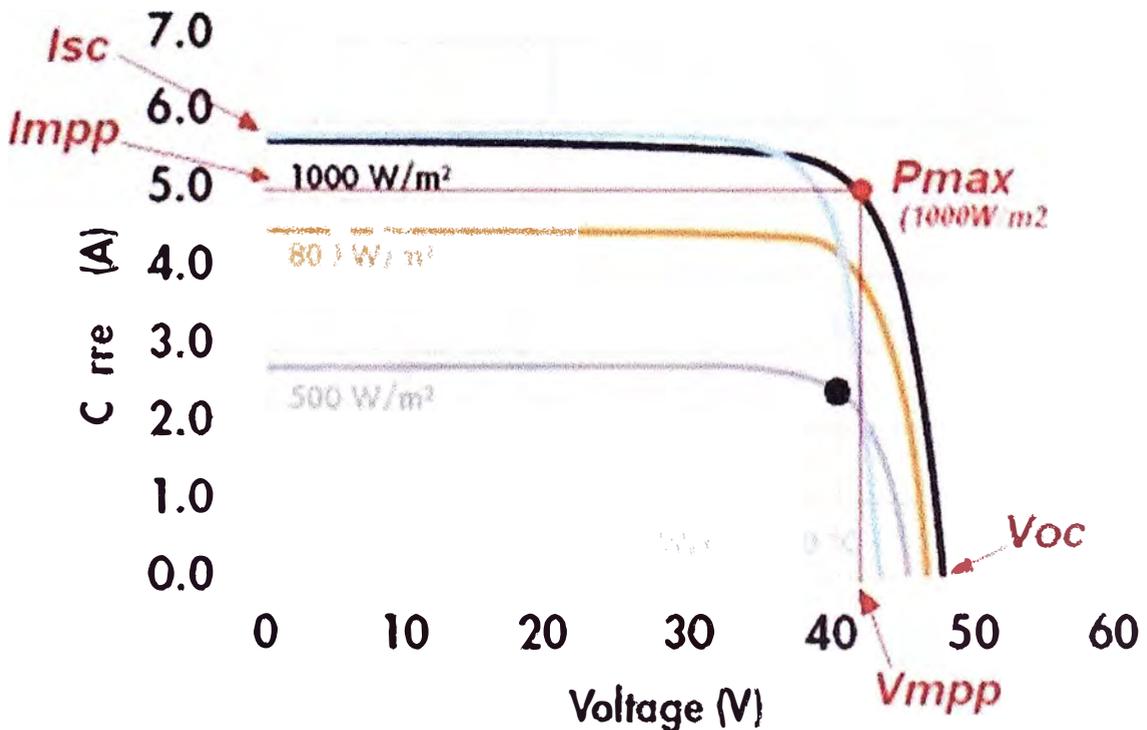


Fig.2.10 Curvas características de los paneles fotovoltaicos

Características físicas:

- El fabricante da una descripción del aspecto físico del panel: medidas, peso, materiales con la cual está construida, etc. Estos parámetros serán importantes para elegir los soportes para la sujeción del mismo.
- Variación de los parámetros con la temperatura: El fabricante proporcionara los coeficientes de temperatura sobre los parámetros que debemos tener en cuenta para la colocación del panel. Esto da una idea de la variación que sufren los parámetros al variar la temperatura.

2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado de la red

En la figura 2.11 se muestran los principales componentes de un sistema fotovoltaico aislado de la red.

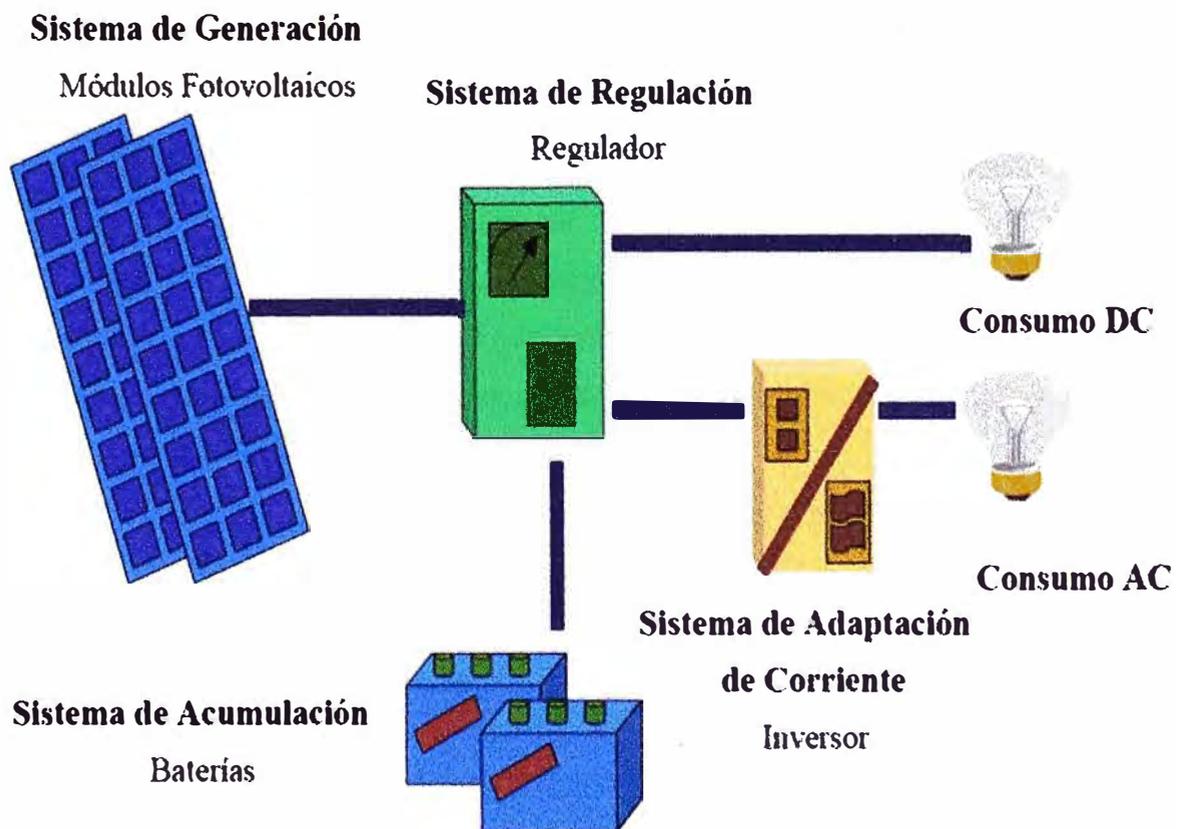


Fig.2.11 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado de la red

2.2.1 Generador fotovoltaico

Está formado por un conjunto de módulos conectados en serie y en paralelo entre sí, que captan la energía luminosa y la transforman en corriente continua a baja tensión tal como se muestra en la figura. 2.12.

Conectando en serie los módulos: La corriente total del módulo se "adecua" a la del módulo que genera menos corriente, mientras que la tensión global es el resultado de la suma de la tensión de cada módulo. Un conjunto de módulos conectados en serie constituye la así llamada "cadena".

Conectando en paralelo varias cadenas de módulos: La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena.

En cambio, la tensión global del sistema es equivalente a la tensión generada por una sola cadena.

La potencia nominal total del sistema es equivalente a la suma de la potencia nominal de cada módulo.

Efectos de las sombras: La reducción de la potencia producida a causa de un ensombrecimiento parcial del campo fotovoltaico puede no ser proporcional a la porción de superficie sombreada, sino mucho mayor.

Es necesario tener en cuenta los enlaces entre los módulos: si, por ejemplo, frente al campo fotovoltaico se halla un objeto, habrá que controlar que el efecto de la sombra se perciba en una sola cadena y no cruce diferentes series de módulos, comprometiendo así el correcto funcionamiento de la instalación.

Es como si se apretara con la mano una manguera dentro de la cual corre el agua, impidiendo el flujo. Lo mismo ocurre con las cargas generadas por las células fotovoltaicas de los diferentes módulos: si aparece una sombra sobre un módulo, los electrones que proceden de los módulos expuestos al sol "encuentran el camino bloqueado" y no pueden llegar "a destino".



Fig.2.12 Generador fotovoltaico

2.2.2 Regulador de carga

Para un correcto funcionamiento de la instalación, se debe instalar un sistema de regulación de carga entre los paneles y la batería. Este dispositivo recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar sobre carga y descargas profundas de la batería con la finalidad de alargar su vida útil.

El regulador por lo tanto trabaja en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará del suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

En la mayoría de los casos, el precio del regulador representa solamente el 5% de la inversión inicial en el sistema fotovoltaico. Pero el costo que puede representar a largo plazo es mucho mayor, debido a que las baterías pueden ser el componente de mayor costo a lo largo de la vida útil del sistema, y la duración de estas dependen directamente de la calidad del regulador de carga. Por esa razón deben emplearse reguladores de carga de buena calidad y con una vida útil superior a los 10 años.

Límites de carga en las que actúa el regulador

Para evitar descargas profundas en las baterías, el suministro de energía a las cargas se interrumpe cuando el voltaje de la batería cae por debajo de un cierto límite, llamado “voltaje de desconexión de carga”. El suministro no debe reanudarse hasta que la batería alcance otro límite más alto, conocido como “voltaje de reconexión de carga”. Las normas existentes son bastante inconsistentes en lo referente a los valores recomendables de dichos voltajes de umbral. Esto se debe a que el comportamiento eléctrico de la batería depende del diseño particular, del proceso de fabricación y además de la edad de la misma.

La selección del voltaje de desconexión representa un compromiso entre la satisfacción de los usuarios por la disponibilidad de energía, y la protección de las cargas, baterías y otros componentes. La experiencia de campo revela que criterios sobre protectores conducen a prácticas indeseables, como el puenteo de los terminales del regulador. Por estas razones, resulta conveniente considerar el uso de algún indicador (luces, alarma) que prevenga al usuario sobre el riesgo de desconexión, para que este pueda regular su consumo y evitar la interrupción del suministro eléctrico. Los voltajes de conexión y reconexión de carga deben adaptarse a cada tipo de batería. No es posible establecer una relación universal entre voltaje y estado de la carga en la batería, porque estos varían dependiendo de las características de la misma. Aunque esta idea de voltajes universales se ha empleado en numerosos programas de electrificación fotovoltaica, su uso no es recomendado. Teniendo en cuenta este factor de incertidumbre, se tienen las siguientes especificaciones para la regulación de carga:

- Debe existir protección contra descargas profundas.
- El valor del “voltaje de desconexión de carga”, debe corresponder al valor máximo de la profundidad de descarga de la batería. Para una corriente, en amperes, igual al consumo diario, en amperes-hora, dividido entre 5.
- El “voltaje de reconexión de carga” debe ser 0,08 V/vaso (ó 0,5 V para 12 V) superior al voltaje de “desconexión de carga”.
- La inhibición manual de la protección contra descargas profundas no está permitida.
- Deben incluirse elementos de señalización y alarma previos a la desconexión.
- El “voltaje de alarma” (estado de carga bajo) debe ser 0.2V (para sistemas de 12V) superior a la tensión de desconexión del consumo.

- Los voltajes de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 1\%$ (± 20 mV/vaso, o ± 120 mV/batería de 12 V) y permanecer constantes en todo el rango de posible variación de la temperatura ambiente.

Es necesario también proteger las baterías contra sobrecargas, por lo que debe limitarse la corriente de carga cuando el voltaje alcanza un cierto límite, llamado “voltaje de fin de carga”. Dicha corriente no debe restablecerse hasta que el voltaje caiga por debajo de otro límite, denominado “voltaje de reposición”.

Existen básicamente dos clases de reguladores de carga, la diferencia principal entre ellos es la posición del dispositivo de corte empleado para limitar la sobrecarga en la batería. Los reguladores "serie" interrumpen la conexión entre el generador solar y la batería, mientras que los reguladores "paralelo" (o "shunt") cortocircuitan al generador solar.

Hay además, dos tipos básicos de estrategias de control. En los controladores “on-off” se interrumpe totalmente la corriente de carga cuando se alcanza el “voltaje de fin de carga”.

En los controladores con "modulación del ancho de pulso" (o PWM), se recurre a reducir gradualmente la corriente de carga cuando se alcanza el “voltaje de fin de carga”, manteniendo así el voltaje constante, y precisamente igual a este valor.

Ambos tipos de reguladores y de estrategias de control son adecuadas para sistemas fotovoltaicos, y no se producen diferencias significativas en la vida útil de la batería por el empleo de uno u otro de estos métodos.

La selección de los voltajes de fin de carga y reposición representa un compromiso entre asegurar la carga completa de la batería y evitar la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua.

Idealmente debería realizarse un ensayo de recarga en la batería, para determinar concretamente la relación entre el voltaje y la corriente de gaseo. Si dicho ensayo se realiza, el voltaje de fin de carga deberá corresponder a un factor de recarga entre 0.95 y 1, cuando la carga se produce con una corriente de carga que corresponde a la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico en condiciones estándar.

El valor del voltaje de fin de carga no es tan sensible al tipo de batería, como el voltaje de desconexión de carga por lo que si no se dispone del ensayo de recarga, pueden seguirse las siguientes recomendaciones generales:

- El “voltaje de fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 a 2,4 V/vaso, a 25°C.

- En los controladores “on-off”, el voltaje de reposición debe estar en el rango de 2,15 a 2,2 V/vaso, a 25°C.
- En el caso de reguladores PWM, el voltaje de “fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 a 2,35V/vaso, a 25°.
- Si se espera que las temperaturas ambientales en las cercanías del regulador varíen más que $\pm 10^{\circ}\text{C}$ a lo largo del año, se requiere un circuito de compensación de temperatura que realice una corrección de -4 a -5 mV/°C/vaso.
- El “voltaje de fin de carga” y el “voltaje de reposición” deben tener una precisión del 1% ($\pm 20\text{mV/vaso}$, o $\pm 120\text{mV}$ para 12 V batería).
- Si se utilizan relés electromecánicos, la reposición de la carga debe retardarse entre 1 y 5 minutos.

En la figura 2.13 se observa un ejemplo de la evolución del voltaje de operación de una batería con un regulador de carga asociado.

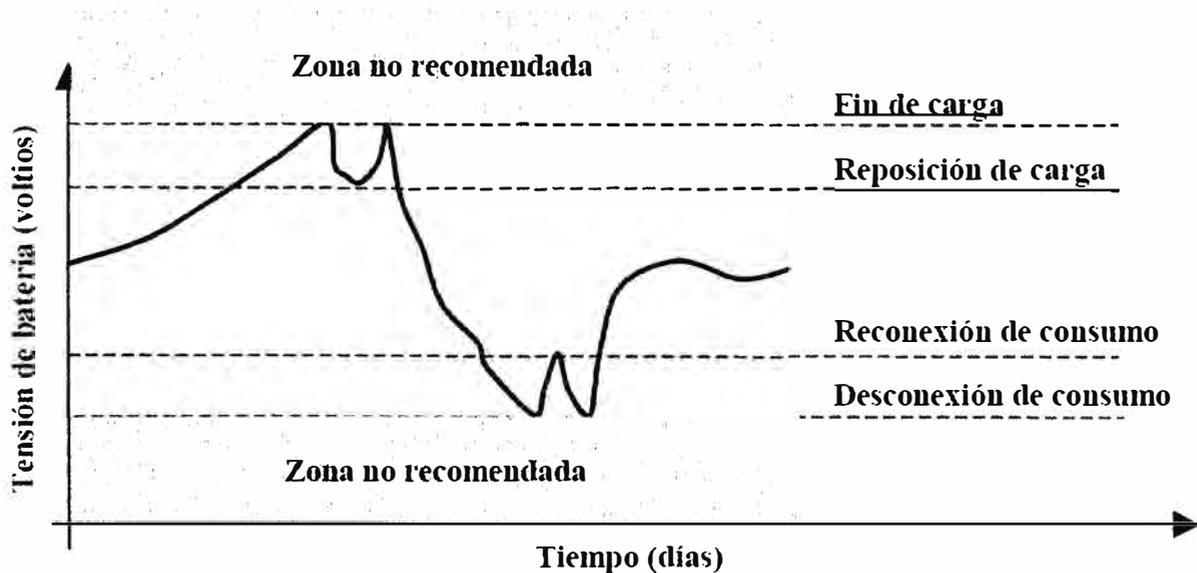


Fig. 2.13 Variación del voltaje en una batería con regulador de carga

Para evitar la descarga de la batería a través del generador fotovoltaico durante la noche, se emplea una protección contra el paso de corriente inversa. Esta descarga normalmente no es severa, pero evitarla ayuda a mejorar el comportamiento energético del sistema. La protección contra corriente inversa es muy fácil de implementar tanto en reguladores “paralelo” como en reguladores “serie”.

Caídas de tensión:

Las caídas excesivas de voltaje (en el regulador de carga, cables, interruptores, fusibles, etc.) tienen consecuencias negativas en el comportamiento de muchos sistemas causando con frecuencia una disminución de la capacidad efectiva de carga del generador fotovoltaico.

Debido a que los reguladores de carga miden el voltaje de la batería en los correspondientes terminales del propio regulador, tales caídas de tensión pueden reducir el voltaje de carga de la batería, y afectar con ello a su correcto funcionamiento. Caídas de tensión tan pequeñas como 30 mV/vaso pueden tener efectos significativos sobre la estimación del estado de carga de la batería y, en último extremo, sobre su tiempo de vida.

De forma análoga, cualquier caída excesiva de tensión en el circuito de consumo reduce el voltaje disponible en las cargas y puede afectar negativamente a su funcionamiento. Por estas razones, es necesario limitar las caídas de voltaje tanto en el cableado como en el propio regulador.

Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal ($\cong 0,5$ V para 12 V), en las peores condiciones de operación (todas las cargas apagadas y máxima corriente procedente del generador fotovoltaico). Entre los terminales de la batería y los del consumo, deben ser inferiores al 4 % del voltaje nominal en las peores condiciones de operación (todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente del generador fotovoltaico).

Condiciones de operación de los reguladores:

La situación potencialmente más peligrosa, tanto para el regulador de carga como para las cargas, es la operación sin baterías. Por lo que el regulador debe ser capaz de operar sin batería, con el generador en condiciones estándar y bajo cualquier nivel de carga permitida. Para proteger las cargas, el voltaje de salida del regulador en estas condiciones no deberá ser mayor que 1.3 veces el voltaje nominal.

Algunos reguladores no pueden operar con niveles bajos de tensión, por lo que interrumpen el suministro de corriente a la batería. Para evitar esta situación, el regulador deberá permitir la carga de la batería desde el generador para cualquier voltaje mayor que 1,5 V/vaso.

El regulador también debe ser capaz de manejar sobrecargas con una corriente equivalente a 1.25 veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, y una corriente de descarga de 1.25 veces la correspondiente a todas las cargas encendidas a voltaje nominal.

El regulador requiere además protección contra posibles daños provocados por impactos mecánicos y por condiciones ambientales adversas. El grado de protección debe guardar relación con el tipo de instalación de que se trate. IP 32 puede ser aceptable para instalaciones interiores mientras que IP 54 debe ser siempre obligatoria para instalaciones exteriores (normas IEC 529 o DIN 40050).

Algunos requisitos adicionales sugeridos para el regulador de carga son:

- Debe estar protegido contra polaridad inversa tanto en la línea del generador como en la de la batería.
- Se debe proteger contra sobretensiones por medio de un supresor de sobre voltajes de 1000 W o mayor, instalado entre ambos polos de la entrada correspondiente al generador fotovoltaico y de la salida correspondiente a las cargas.
- No debe producir interferencias en las radiofrecuencias en ninguna condición de operación.

El consumo energético parásito diario del regulador en condiciones normales de operación no debe exceder el 3% del consumo diario considerado en el diseño.

Información y señalización en los reguladores:

Los reguladores que muestran información sobre parámetros eléctricos como corriente de carga y tensión de la batería, se han empleado ampliamente en el pasado, pero en la actualidad se considera que esto no es muy útil. Preferiblemente deben emplearse señalizaciones en los reguladores que permitan determinar el riesgo de desconexión por baja disponibilidad de energía. Los principales estados que deben reconocerse y señalarse son: la disponibilidad de energía debida una carga suficientemente elevada en la batería, situación de riesgo de desconexión por bajo nivel de carga, y desconexión de cargas debida a un nivel de carga de la batería excesivamente bajo.

Todas estas señales pueden permanecer activas, siempre que se empleen LEDs de muy bajo consumo. Aunque una mejor opción es que las señales se activen con un pulsador, esto ahorra energía y fomenta la participación del usuario en el funcionamiento del sistema.

Las señales del regulador se pueden consultar fácilmente solo si este se ubica en un lugar accesible en una habitación de uso frecuente. Aunque otras recomendaciones indican que el regulador debe estar lo más cerca posible de la batería (para evitar pérdidas), y esta debe colocarse en un lugar ventilado y de acceso restringido.

Este inconveniente puede resolverse construyendo el alojamiento exterior de la batería contra una pared de la casa. Esta disposición permite instalar el regulador de carga en el interior de la casa manteniéndolo muy cerca de la batería, con el simple recurso de hacer que los cables atraviesen la pared.

Otro método consiste en hacer que el regulador desconecte las cargas cuando la carga en la batería alcanza un nivel de riesgo, y que la reconexión pueda realizarse de forma manual. Esto permite alertar a los usuarios sobre el riesgo de desconexión sin que tengan que estar mirando el indicador de estado de la carga.

En la figura 2.14 se muestra un regulador de carga utilizado en un sistema de generación eléctrica fotovoltaica autónoma.



Fig.2.14 Regulador de carga

Los fabricantes proporcionan los valores de trabajo del regulador sobre una hoja de características. En estas hojas aparecerán:

- Características físicas del regulador: peso, dimensiones, material empleado en su construcción, etc.
- Características eléctricas
- Normas de seguridad

TABLA N° 2.1 Análisis de la hoja características de los reguladores de carga Solener.

Análisis de la hoja característica de un regulador (Ecoesfera-Solener)				Definición
MODELO	DSS30	DSD30	DSD50	Modelos de regulador
Dimensiones	172x105x24 mm	172x105x24 mm	172x105x24 mm	Algunas características físicas del modelo elegido y normas de seguridad que cumple
Peso	0.6 Kg	0.7 Kg	0.7 Kg	
Caja	Chapa de acero galvanizada	Chapa de acero galvanizada	Chapa de acero galvanizada	
Pintura	Epoxi al horno	Epoxi al horno	Epoxi al horno	
Hermeticidad	IP 32	IP 32	IP 32	
Tensión nominal	Bitensión selección automática 12-24 V	Bitensión selección automática 12-24 V	Bitensión selección automática 12-24 V	Tensión nominal: es la tensión de trabajo de la instalación
Intensidad máxima de generación	30 A	30 A	50 A	Es la intensidad que recibe desde los módulos
Intensidad máxima de consumo	30 A	30 A	30 A	Es la intensidad que se proporciona a la parte de la instalación
Sobrecarga admisible	25%	25%	25%	Porcentaje sobre el valor nominal que aguanta el regulador sin quemarse
Autoconsumo	< 30 mA	< 30 mA	< 30 mA	Cantidad de energía que necesita el regulador para su propio funcionamiento

2.2.3 Sistema de almacenamiento

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como las horas nocturnas y las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir el aumento de nubosidad en un determinado instante. Este hecho hace necesario utilizar un sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores.

Las baterías son dispositivos encargadas de transformar la energía química en eléctrica. El funcionamiento en un sistema fotovoltaico será la siguiente:

Energía eléctrica ⇒ Energía química ⇒ Energía eléctrica
 (generación) (almacenamiento) (consumo)

Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles, a través de un regulador de carga y pueden entregar su energía a la salida de la instalación donde será consumida.

Tres son las misiones que tienen la batería en las instalaciones fotovoltaicas.

- Almacenar energía durante un determinado número de días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Uno de los parámetros más importantes a la hora de elegir el acumulador es la capacidad. Se define como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo que está actuando.

Además de la capacidad, debemos considerar otros parámetros en los acumuladores que vamos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas.

Eficiencia de carga: relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga sea factible de ser utilizada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.

Autodescarga: procedimiento mediante el cual el acumulador, sin estar en uso tiende a descargarse.

Profundidad de descarga: cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración y vida útil del acumulador si los ciclos son cortos (en torno al 20% por ejemplo), la duración del acumulador será mayor si se les somete a descargas profundas (por ejemplo del 80 %).

Una de las características más importante de una batería en una instalación fotovoltaica es el ciclado. El ciclado diario se refiere a que la batería se carga en el día y se descarga en la noche. Superpuesto a este ciclo diario está el ciclo estacional que se asocia a periodos de

reducida incidencia de radiación. Estos ciclos conjuntamente con otros parámetros de operación como temperatura ambiente, corriente, etc.; inciden sobre la vida útil de la batería y sus requisitos mantenimiento.

Para alargar la vida de las baterías deben evitarse las siguientes situaciones:

- Elevados voltajes de carga, que elevan la corrosión y pérdida de agua.
- Bajos voltajes en descarga.
- Descargas profundas.
- Largos periodos sin recarga total.
- Elevadas temperaturas, que aceleran los procesos de envejecimiento.
- Estratificación del electrolito.
- Bajas corrientes de carga.

Estas recomendaciones conducen a especificaciones para el dimensionamiento tanto de las baterías como del generador fotovoltaico y el regulador de carga. Algunas de estas recomendaciones son contradictorias, por lo que deben buscarse soluciones de compromiso que tomen en consideración las condiciones locales, como los niveles de radiación solar, precios e impuestos de las baterías y paneles fotovoltaicos, equipos de fabricación local, etc.

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de una batería en un sistema fotovoltaico son:

- El máximo valor de corriente que puede entregar a una carga fija, en forma continua, durante un número específico de horas de descarga.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Profundidad de descarga máxima.
- La vida útil.

Con la finalidad de poder comparar distintos tipos de baterías, la prueba que determina la corriente de descarga máxima se ha estandarizado en la industria.

La corriente máxima corresponde al valor de corriente que permite una descarga continua de 20 horas, al cabo de la cual la energía remanente representa el 20% de la potencia máxima inicial.

Debido a que los parámetros utilizados en la prueba son corriente y tiempo, la capacidad de la batería se define en Ampere-horas (Ah). A partir de este valor puede determinarse la corriente máxima para un determinado régimen de descarga.

Debido a la necesidad de evitar descargas excesivas, debe limitarse la máxima profundidad de descarga a un valor específico, generalmente está entre 0,3 y 0,6 de la capacidad nominal. Al alcanzar este límite debe interrumpirse el suministro de energía a las cargas. La capacidad disponible, es menor que la capacidad nominal (carga total que podría extraerse de la batería).

Existen diferentes tecnologías en la fabricación de baterías, si bien unas son más adecuadas que otras para utilizarlas en instalaciones solares.

Tipos de baterías:

SLI:

Las baterías para automóviles, referidas como SLI (Starting, Lighting, Ignition), presentan algunas otras ventajas. Son las baterías más baratas cuando se las compara en términos de capacidad nominal, generalmente se producen localmente y están ampliamente disponibles en todos los mercados. La producción local presenta ventajas por razones económicas y sociales, y además porque representa la posibilidad para el reciclado de las baterías usadas, lo que evita problemas ambientales. El principal inconveniente de esta batería es su relativamente corta vida. Debido a que el diseño de los vasos se optimiza para entregar altas corrientes durante períodos cortos de tiempo, ya que necesita asegurar el arranque del vehículo cuando la temperatura ambiente es baja (disminuye la actividad química), tienen grandes áreas y placas delgadas, y están poco adaptados para suministrar corrientes bajas durante largos períodos de tiempo antes de recargarlos de nuevo, como se requiere en los sistemas de generación FV. Este tipo de baterías debe entregar una corriente pico cercana a los 1000 A durante un periodo de alrededor de tres segundos, pero tiene asegurada una recarga inmediata que continúa mientras el automóvil permanezca encendido, por lo que los regímenes de carga son totalmente distintos.

Por lo tanto, es necesario utilizar baterías de capacidad más grande, de profundidad de descarga de 80%, y densidad del electrolito menor a la que se utilizaría normalmente (por ejemplo, 1,24 g/ml en lugar de 1,28 g/ml). Esto es necesario para reducir la corrosión y prolongar así la vida de las baterías. El aumento de resistencia interna de la batería, que se genera mediante estas prácticas, no representa ningún problema en el funcionamiento del sistema fotovoltaico, porque los regímenes de carga y descarga son relativamente bajos en comparación con los regímenes a que se somete la batería generalmente. Las baterías SLI clásicas utilizan aleaciones de plomo y antimonio en las rejillas, y requieren ser frecuentemente rellenadas con agua destilada. Las celdas de las baterías solares tienen una

mayor cantidad de material activo por unidad de volumen para alargar la vida útil de las mismas. Este incremento en la cantidad de material activo explica el aumento en el costo de las baterías diseñadas para uso solar.

SLI modificada:

Existe un procedimiento mediante el cual se varían algunas características del diseño de la batería SLI, permitiendo alargar la vida útil de la misma sin alterar su funcionamiento.

Las modificaciones más comunes son: introducir placas más gruesas y una mayor cantidad de electrolito en el espacio sobre las placas. Este tipo de baterías se conoce como SLI modificada y se encuentran en los mercados a veces con el nombre de baterías solares.

Este tipo de batería representa una alternativa importante en el diseño de sistemas fotovoltaico y su empleo, siempre que sea posible, debe preferirse en lugar de baterías SLI convencionales.

SLI bajo mantenimiento:

Otro tipo de baterías SLI son las llamadas de bajo mantenimiento, comercializadas a veces como baterías libres de mantenimiento, que emplean aleaciones de plomo y calcio en las rejillas. El calcio aumenta el voltaje a que se inicia el gaseo, reduciendo la cantidad de agua que consume la batería, pero reduce la cohesión del material activo de las placas y la resistencia al ciclado de la batería. Este tipo de baterías son muy vulnerables a los daños por descargas profundas, y están sujetas a deterioro por variaciones en la temperatura. Por estas razones muchos diseñadores de sistemas fotovoltaicos recomiendan no utilizarlas en aplicaciones fotovoltaicas en países cálidos.

VRLA:

Otra clase de baterías del tipo “libres de mantenimiento”, son las referidas como VRLA (Valve Regulated Lead Acid) para aplicaciones profesionales utilizando electrolito gelatinoso. En estas baterías los gases generados durante el ciclado pueden ser parcial o totalmente recombinados, lo que permite que la caja de la batería sea hermética lo que las hace más resistentes a las descargas profundas. El grado de recombinación depende de la actividad química en el electrolito (valor de corriente). Este tipo de baterías posee una válvula de seguridad que funciona como un cortocircuito externo en condiciones de emergencia, de ahí su nombre. El precio de este tipo de baterías es elevado en comparación con las SLI, pero en los últimos años ha aumentado su uso debido a las numerosas ventajas que ofrece en sistemas fotovoltaico, por lo que su disponibilidad en el mercado ha aumentado notablemente.

AGM

La sigla inglesa AGM denota un tipo de construcción de baterías herméticas: Aggregate Glass Mat, que significa conglomerado con alfombrilla “vitrosa” y electrolito.

La alfombrilla es un separador de placas hecho de una estructura fibrosa de silicio y boro de apariencia vitrosa. El electrolito, reducido a una masa gelatinosa, forma parte del conglomerado.

Este tipo de baterías usan electrolito de ácido y agua, pero con un grado de saturación menor que el electrolito líquido. Algunas de sus características ventajosas son: toleran más abuso que las demás baterías herméticas, debido a que tienen un grado de recombinación de los gases de carga algo superior al 99%; tienen una autodescarga menor al 3% mensual; pueden recargarse al 100% aún después de ser descargada completamente; dejan escapar solamente el 4% o menos del total de los gases de carga; no requieren ningún mantenimiento; poseen mejor resistencia a temperaturas ambientales bajas; y abaratan costos de envíos, ya que se clasifican como sustancia no peligrosa.

Tubulares:

Son las baterías de mejor calidad para uso fotovoltaico, están hechas con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de Sb-Se. Con este tipo de baterías pueden alcanzarse vidas útiles de más de ocho años, con y profundidades de descarga hasta el 80 % y frecuencias de mantenimiento entre 1 y 2 veces al año. Una desventaja particular de las baterías tubulares en sistemas fotovoltaicos, es que no aceptan fácilmente regímenes de carga muy bajos, además, son caras y no se asegura su disponibilidad en los mercados actuales de los países en desarrollo.

El aumento en el uso de este tipo de baterías, al igual que en el caso de las VRLA, ha resultado beneficioso para los programas de electrificación rural a gran escala, ya que se ha incentivado a los fabricantes para que expandan y diversifiquen el mercado de estos productos.

Debido a estas numerosas ventajas, el costo de estas baterías es obviamente más elevado (dos o tres veces superior) que el de las baterías con electrolito líquido. Este tipo de batería también requiere un mayor tiempo de carga.

NiCd

Las baterías de Níquel Cadmio de ciclo profundo tienen un costo de 6 a 8 veces superior a las baterías de plomo ácido con electrolito líquido, aunque su costo operacional a largo plazo es hasta 5 veces menor al de una batería de plomo ácido con la misma capacidad.

Este tipo de baterías usan un diseño conocido como “placas con bolsillos”. Las placas son de acero inoxidable con depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito que se usa en este caso es una solución de agua con hidróxido de potasio con una fina capa de aceite en la superficie superior, que evita la oxidación por el oxígeno del ambiente.

Entre las principales ventajas que ofrece esta clase de baterías están: soportan sin dañarse cargas y descargas excesivas, y operación con bajo estado de carga; mayor eficiencia a altas y bajas temperaturas, y pueden operar con temperaturas variables y una alta humedad en el ambiente, lo que las hace óptimas para climas tropicales; no presentan sulfatación de placas o congelación del electrolito; la autodescarga, que inicialmente es elevada, disminuye con el tiempo permitiendo prolongados periodos de almacenamiento; su vida útil puede ser hasta más de dos veces mayor que la de una batería solar de plomo ácido de la misma capacidad.

Entre sus principales desventajas está la característica de descarga, debido a que el voltaje de la batería permanece prácticamente constante durante la descarga, hasta que cae súbitamente cuando se agota su capacidad de almacenaje, por lo que no permite tener un aviso previo. Para delimitar los límites de carga de la batería se requiere un voltímetro de gran exactitud, debido a que la diferencia de voltaje entre una batería cargada y descargada es muy pequeña. El bajo voltaje por celda requiere de la colocación de un número mayor de estas para lograr voltajes cercanos a los 12 V.

En aquellas instalaciones en las que vamos obtener descargas profundas, elegiremos baterías tubulares estacionarias así como en las instalaciones que necesitamos una capacidad elevada. Es el caso que se da en las instalaciones autónomas de viviendas.

Si la instalación solar es de pequeña dimensión, o de muy difícil mantenimiento, se debe elegir de gel, vigilando que no se produzca ciclos de descarga profunda. Un ejemplo de esto sería una instalación solar que alimenta un pequeño repetidor en lo alto de un monte.

Al momento de elegir los acumuladores es importante considerar el efecto de la temperatura sobre los mismos. La capacidad aumenta a medida que aumenta la temperatura, y al revés disminuye al bajar la temperatura del lugar donde se encuentra el acumulador. Si prevemos la posibilidad que existan temperaturas por debajo de 0 °C en el lugar de la instalación, deberemos elegir un acumulador de capacidad mayor que la calculada en el dimensionamiento de la instalación, con el fin que no haya problemas en su funcionamiento.

La construcción del acumulador se realiza conectando vasos individuales hasta obtener la condición de tensión y capacidad requeridas en la instalación que estamos realizando, en el caso de la utilización de baterías tubulares estacionarias. En las baterías monoblock, debemos elegir aquellas que sean acorde con la tensión de trabajo de la instalación y la potencia con que se va a consumir en la misma.

En la figura 2.15 se muestra un batería de 12 V utilizado en instalaciones fotovoltaicas.



Fig.2.15 Batería

2.2.4 Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica 220 V de valor eficaz y a una frecuencia de 60 Hz.

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a la red y estará presente en la mayoría de las instalaciones autónomas, sobre todos aquellas destinadas a electrificación de viviendas.

Las características deseables para un inversor DC-AC la podemos resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de tensión y frecuencia de salida.
- Otras características que debemos tener en cuenta para su elección:
- Tensión de entrada: debe coincidir con la tensión nominal de las baterías.
- Potencia nominal: es la potencia que es capaz de entregar el inversor a la instalación. Siempre será mayor que la que hayamos calculado como consumo de los equipos en alterna.
- Rendimiento máximo: importante porque nos indicará la potencia real entregada por el inversor, que siempre es menor que la nominal del mismo. es un factor a tener en cuenta cuando realicemos el dimensionamiento de la instalación.
- Forma de onda: debe ser una onda senoidal de 220 V de valor eficaz y puede tener una variación del 3%.
- Distorsión: Indica la posible degradación de la onda. Es menor de un 2 % trabajando a la potencia nominal.
- Fuente de la señal: debe coincidir con la de la red eléctrica y debe ser muy estable debe tener variaciones del orden del 0,0 1%.

Los inversores modernos generan una onda de salida sinusoidal pura o casi pura con bajo contenido de armónicos y con un mínimo error en la frecuencia, mediante una técnica llamada modulación por anchura de pulsos (PWM). Con los PWM pueden obtenerse rendimientos de hasta 90% inclusive con bajos niveles de carga.

En el mercado se encuentran también los llamados inversores/cargadores, un equipo que combina la función de inversor para transformar la energía de una fuente renovable de energía con un cargador de baterías que funciona a partir de una fuente de CA, ya sea un grupo electrógeno de respaldo o conexión a red.

Las hojas de datos de inversores generalmente brindan dos valores de potencia, uno que corresponde a la potencia que el inversor puede suministrar en forma continua, y otro valor

que indica la máxima potencia que el dispositivo puede tolerar durante un lapso de tiempo específico.

El valor de potencia continua que puede suministrar el inversor puede tomarse como válido si no se sobrepasa la máxima temperatura ambiente especificada, se tiene el voltaje requerido mínimo en la entrada de CC, y la carga que se conecta es resistiva o casi resistiva. Si se conectan motores, balastos u otras cargas inductivas la onda de tensión y corriente se desfasan y cambia el factor de potencia, por lo que la potencia real que el inversor puede manejar disminuye.

La eficiencia del inversor varía en función del nivel de carga. Dicha eficiencia es mayor si el nivel de carga que se conecta se encuentra cerca del valor nominal para el que fue diseñado, y disminuye cuando opera con poca carga o sobrecarga.

Los inversores que suministran potencias elevadas poseen dispositivos de seguridad que tienen un consumo propio, por lo que existe un consumo de energía del inversor cuando no se transfiere potencia a las cargas.

Algunos inversores implementan una función adicional que permite que se desconecte la salida del mismo para dar paso a la de un generador CA de respaldo (de gasolina o diesel), lo que permite utilizar los mismos terminales de CA sin tener que realizar transferencia manual de los cables de un dispositivo a otro.

Para los equipos que generan onda sinusoidal modificada generalmente no se especifica el contenido armónico y el error es de ± 4 ciclos a 60 Hz. En el caso de onda sinusoidal pura el error en la frecuencia es generalmente ± 0.05 ciclos, alrededor de 60 veces menor. En este caso el contenido armónico se especifica como menor a 3%.

El dimensionamiento del inversor se realiza en base al pico máximo de potencia que se estima en el consumo, pero esto depende de que los usuarios planeen el uso de la energía para reducir lo más posible el pico de energía. En general las personas que utilizan el sistema no tienen idea alguna del consumo eléctrico que utilizan o que van a necesitar, y es probable que el consumo inicialmente moderado aumente con el tiempo. Es necesario realizar un cálculo adecuado de la distribución del consumo de energía, ya que la potencia pico que se toma como referencia en el diseño tiene mucha influencia sobre el costo inicial del proyecto.

En el caso de un inversor/cargador, en sistemas con fuentes de respaldo (motores diesel, grupos electrógenos), la única restricción importante que se impone sobre la corriente de

carga de las baterías es que esta deberá ser inferior al 10% de la capacidad total del banco de baterías.

En la figura 2.16 se muestra un inversor utilizado en un sistema fotovoltaico autónomo.

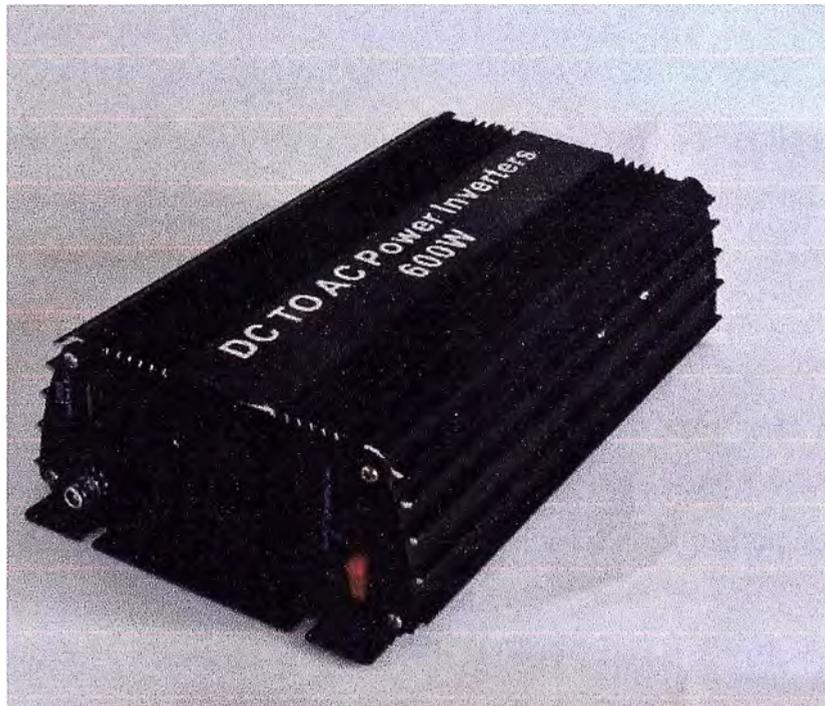


Fig.2.16 Inversor

2.2.5 Conductor

Bajas tensiones y corrientes elevadas son característicos en sistemas fotovoltaico, por lo incluso caídas pequeñas de tensión tienden a ser significativas y generan efectos negativos sobre la corriente entregada por el generador fotovoltaico, la regulación de carga de la batería y la vida útil de las lámparas fluorescentes.

Por estas razones, debe evitarse las caídas de tensión dimensionando adecuadamente el cableado. Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean menores al 5% entre el generador y el regulador, menores de 1% entre el regulador y las baterías, e inferiores a 5% entre el regulador de carga y las cargas. Esto en condiciones de máxima corriente. Estas caídas en los conductores, son independientes de las caídas en regulador, mencionadas en el apartado anterior.

Los cables deberán ser aptos para funcionar a la intemperie según la norma IEC 60811, o la norma para cables relevante para nuestro país.

Las terminales de los cables deberán permitir una conexión mecánicamente fuerte, segura y con baja caída de tensión.

Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte o a las paredes, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica (cajas de conexión, balastos, interruptores, etc.).

De acuerdo al CNE utilización sección 30:

Todos los conductores deben ser de cobre y no pueden tener una sección menor que $2,5 \text{ mm}^2$ para los circuitos derivados de fuerza y alumbrado y $1,5 \text{ mm}^2$ para los circuitos de control de alumbrado; con excepción de cordones flexibles, alambres para equipos; y alambres o cables para circuitos de control.

La máxima corriente que un conductor de una determinada dimensión y un tipo de aislamiento específico puede conducir, está definida de acuerdo a la Norma Técnica Peruana NTP 370.301 que hace referencia a la norma IEC 60364-5-523 “Electrical installations of building. Part 5: Selection and erection of electrical equipment – Section 523: Currentcarrying capacities in wiring systems”:

En la sección 140 del CNE utilización se norma las instalaciones eléctricas para hospitales, clínicas o similares:

- (1) Los circuitos derivados que alimenten tomacorrientes y equipos permanentemente conectados en un área de cuidados básicos, deben ser a su vez, alimentados desde un sistema conectado a tierra.
- (2) Los conductores de los circuitos derivados deben ser de cobre y deben tener una sección mínima de 4 mm^2 .
- (3) Los circuitos derivados que alimenten tomacorrientes o equipos médicos eléctricos permanentemente conectados, en un puesto de atención de pacientes, deben alimentar solamente a las cargas ubicadas dentro de tal puesto.
- (4) Todos los circuitos derivados de un puesto de atención de pacientes, deben ser alimentados desde:
 - (a) Un solo tablero o panel; o
 - (b) Dos tableros, siempre que uno de éstos sea parte de un sistema eléctrico esencial.
- (5) Los circuitos derivados deben ser alimentados a no más de 250 V contra tierra, a menos que estén destinados a propósitos especiales (como alimentación de equipo móvil de rayos X, láser y equipo similar) o equipo conectado permanentemente.
 - (a) 300 V en tomacorrientes de uso especial y para equipo permanentemente conectado; y

(b) 250 V en otros tomacorrientes.

En la figura 2.17 se muestra los conductores de cobre y de sección $2,5 \text{ mm}^2$.



Fig.2.17 Cables eléctricos

2.2.6 Aparatos de maniobra y protección

Según el código nacional se debe tener en cuenta que:

- (1) Se debe proveer protección contra sobrecorrientes para todos los conductores o aparatos de conformidad con los requerimientos de la Sección 080 CNE utilización, excepto que no se requerirán dispositivos individuales de protección contra sobrecorrientes cuando la corriente de cortocircuito disponible, no sea mayor que la capacidad nominal del aparato o conductor.
- (2) Los dispositivos de sobrecorriente para circuitos de la fuente fotovoltaica deben ser accesibles y deben estar agrupados, en tanto sea posible.

Los fusibles o interruptores automáticos para la protección de los cables se eligen de forma que la máxima corriente de operación esté entre el 50 y 80% de la capacidad nominal del mismo. Los fusibles se instalan preferiblemente en las líneas de polaridad positiva. [6]

En la figura 2.18 se muestra dos interruptores automáticos que protegen a las cargas contra sobrecargas y cortocircuitos.



Fig.2.18 Interruptores automáticos

CAPITULO III

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA POSTA MÉDICA

La misión de una instalación fotovoltaica aislada es el abastecimiento de energía eléctrica a cargas donde no llega la red de distribución eléctrica en el caso de nuestro país el SEIN.

Para realizar el diseño de una instalación fotovoltaica hay que seguir un procedimiento que, en algunas etapas, requiere de cálculos y estimaciones. Para realizar estos cálculos se puede contar con la ayuda de programas informáticos especializados. Igualmente, se puede usar el apoyo de algún programa de propósito general, como una hoja de cálculo, para facilitar el cálculo de ciertas etapas del dimensionamiento.

Los pasos a seguir para el dimensionamiento de una instalación aislada son los siguientes:

3.1 Estimación del nivel de irradiación solar

Para la estimación de la radiación solar en la zona señalada en la localidad de Tocota, se consideraron los datos en el mapa de radiación solar del Perú. [7]

Los mapas indican el promedio diario de la radiación en kWh/m² que les permite, entre otros, evaluar el rendimiento de sistemas solares.

Los mapas forman parte del Atlas de la Energía Solar, que fue elaborado durante un tiempo prolongado y publicado en el año 2003 por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) y la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM) del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

La estación más cercana a la localidad de Tocota es la estación Caravelí cuya latitud es 15° y está a 1779 metros sobre el nivel del mar.

El acceso a Tocota desde la ciudad de Lima es por la carretera Panamericana Sur, hasta el Km. 607 (antes del pueblo de Chala), de donde se desvía hacia el N-E por una carretera afirmada de 38 km. para llegar a la localidad Tocota.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de la localidad de Tocota encontrándose muy cerca al límite de los departamentos de Arequipa con Ayacucho. Esta ubicación es muy importante porque nos permite calcular la radiación en este lugar según el mapa de radiación solar.

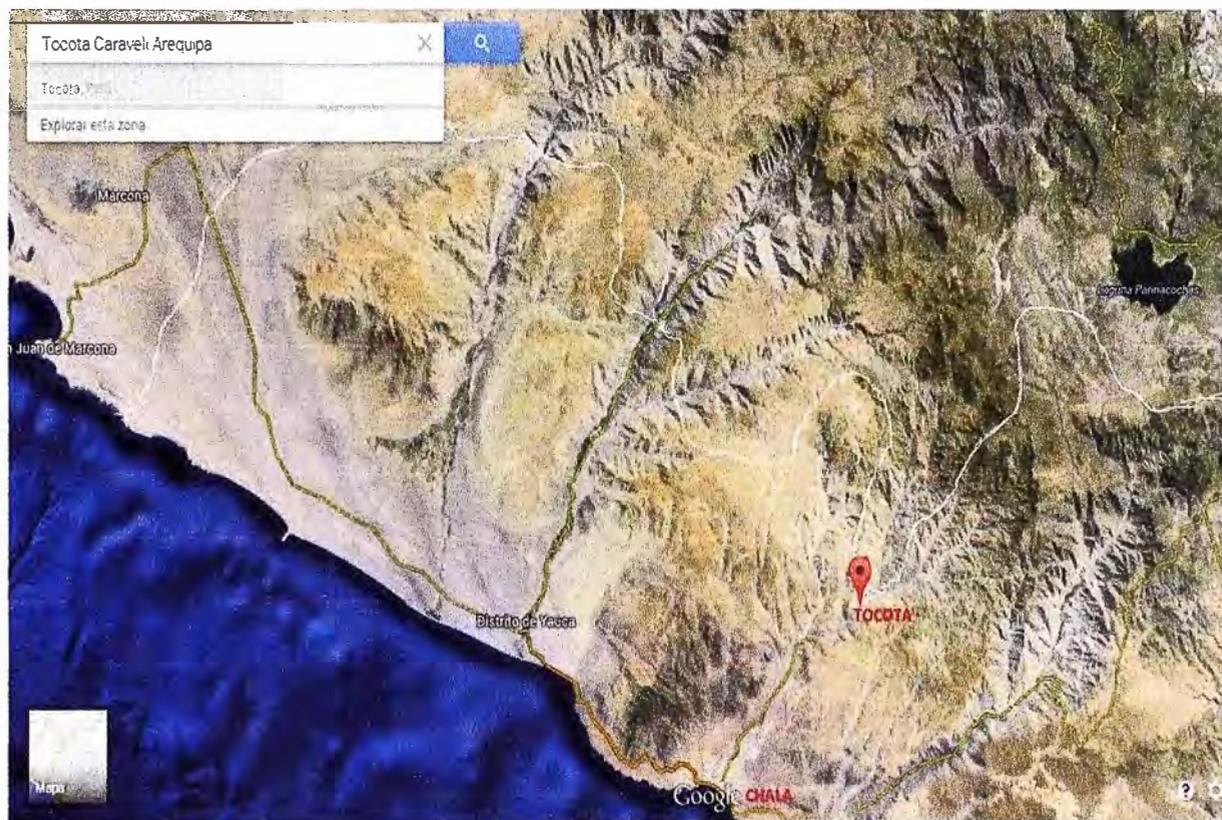


Fig.3.1 Ubicación de la localidad de Tocota, departamento de Arequipa

En la siguiente figura tenemos la localidad de Tocota y en ella la ubicación posible de la posta médica. De donde se aprecia que existe espacio suficiente para ubicar los paneles solares.

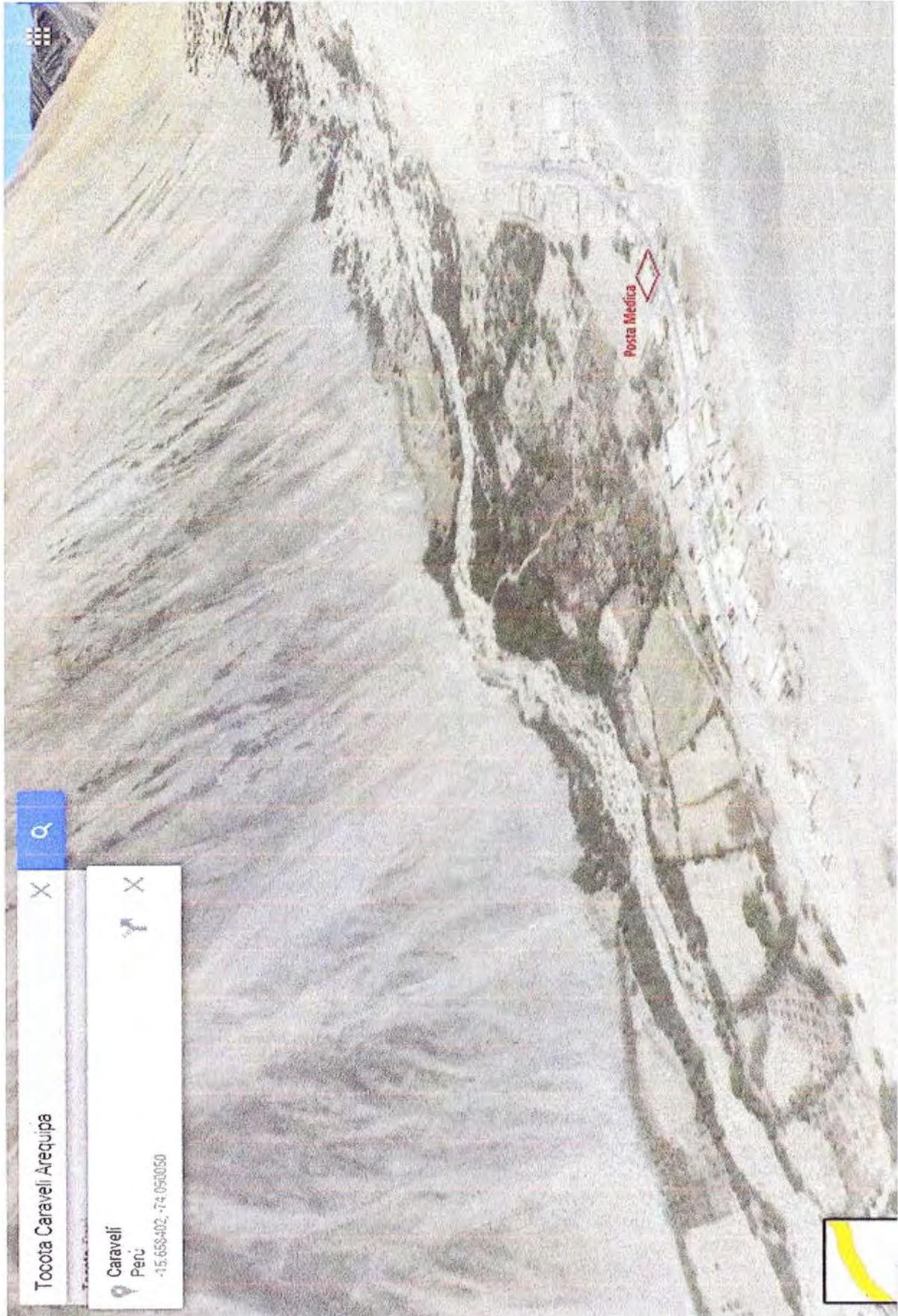


Fig.3.2 Ubicación de la posta médica en la localidad de Tocota

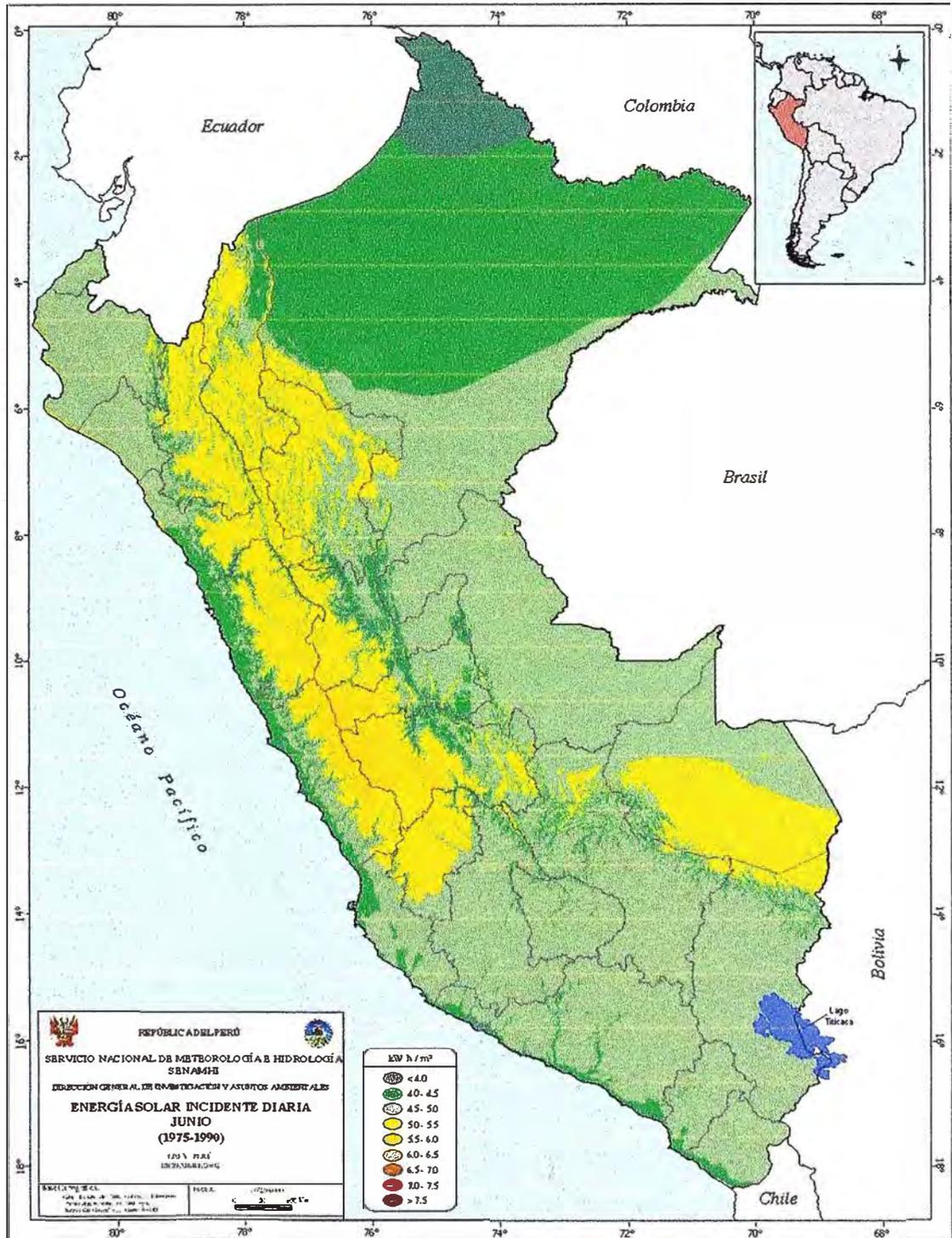


Fig.3.3 Mapas de energía solar incidente diaria, del mes de más baja irradiación solar

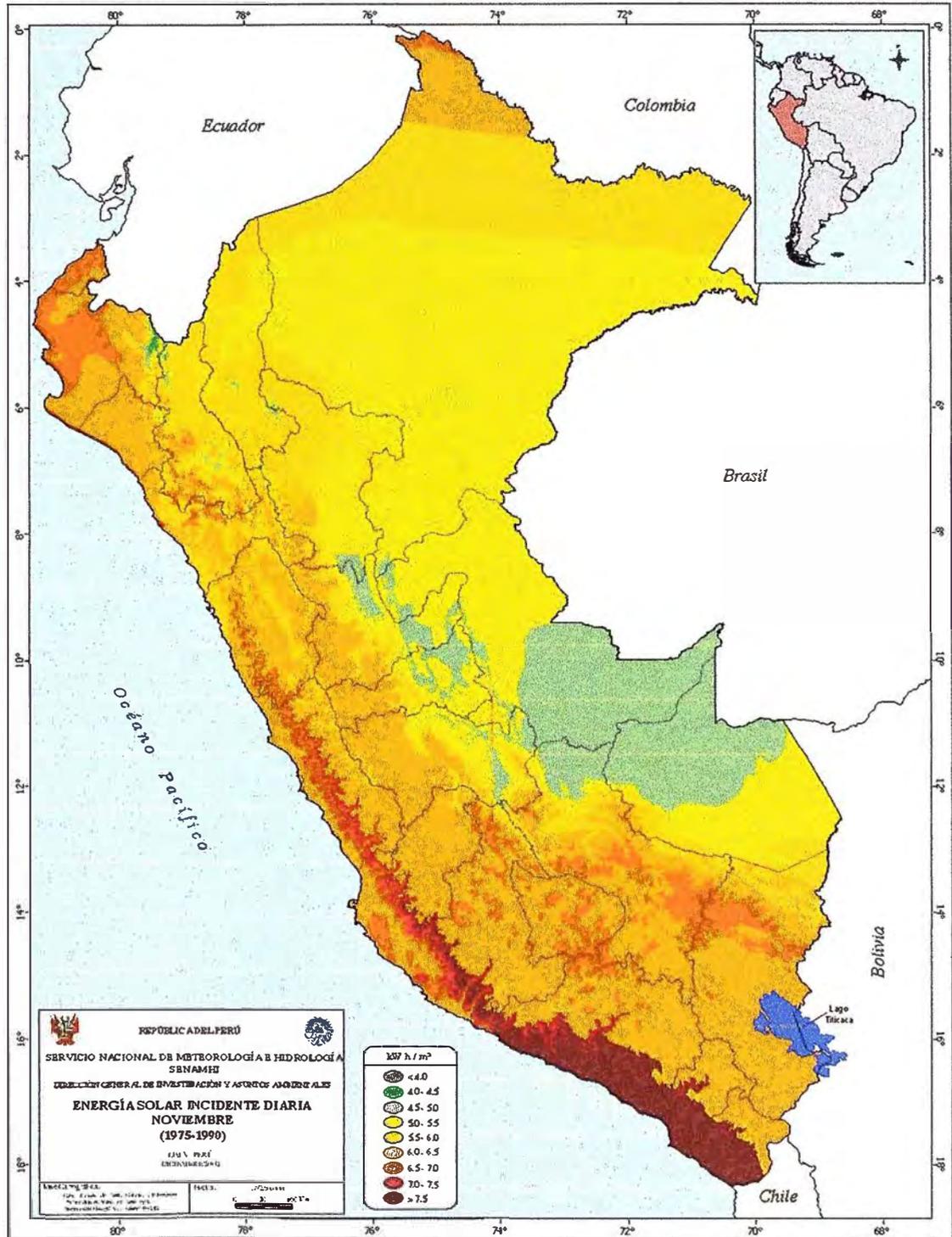


Fig.3.4 Mapas de energía solar incidente diaria, del mes de más alta irradiación solar

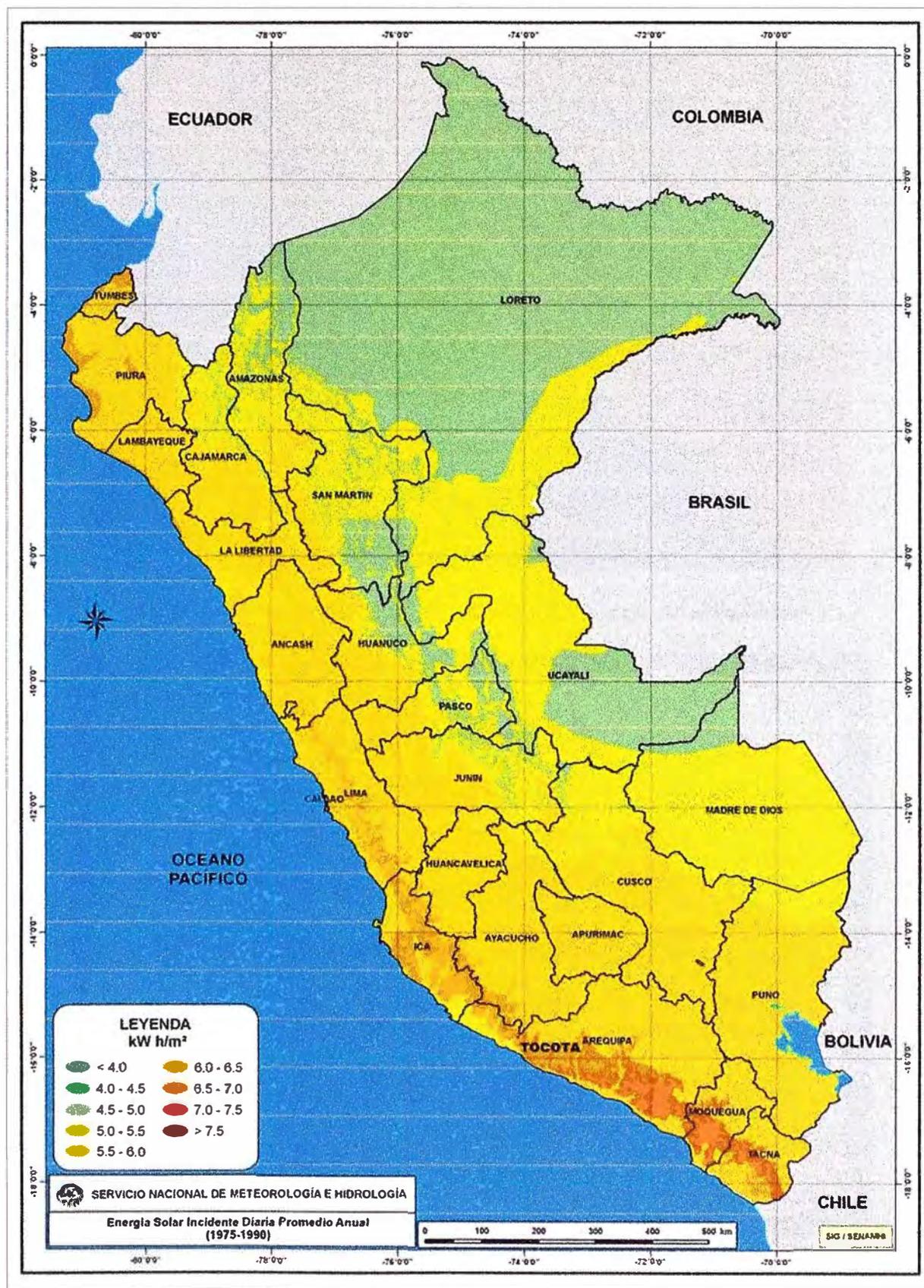


Fig.3.5 Mapas de energía solar incidente diaria promedio anual

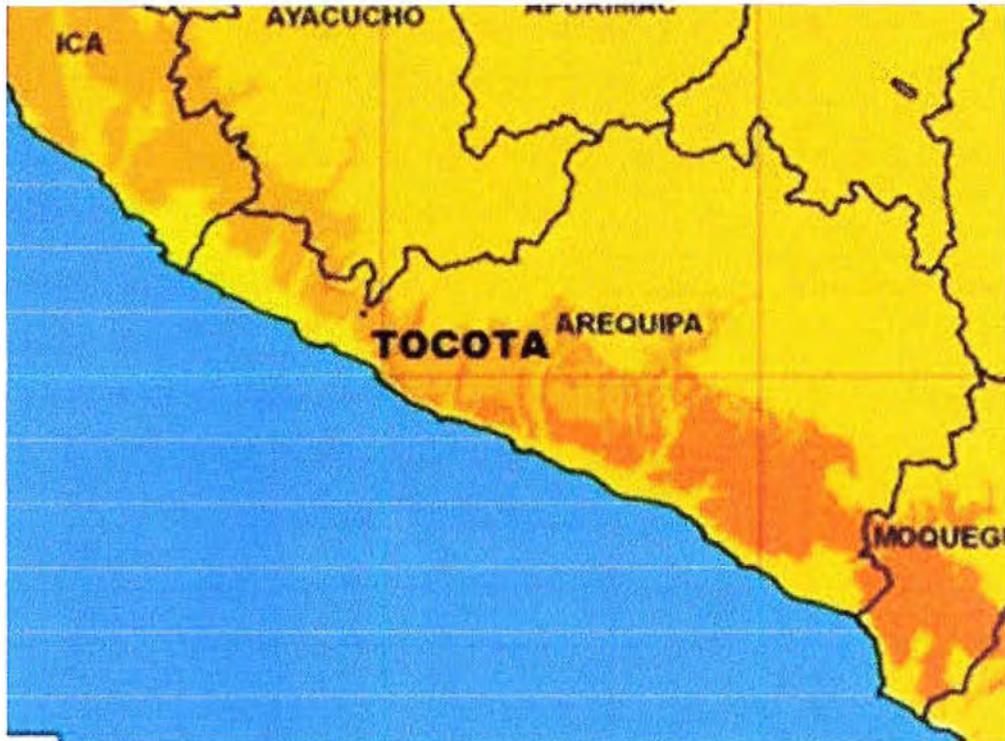


Fig.3.6 Ubicación de Tucotota en el mapa de energía solar incidente

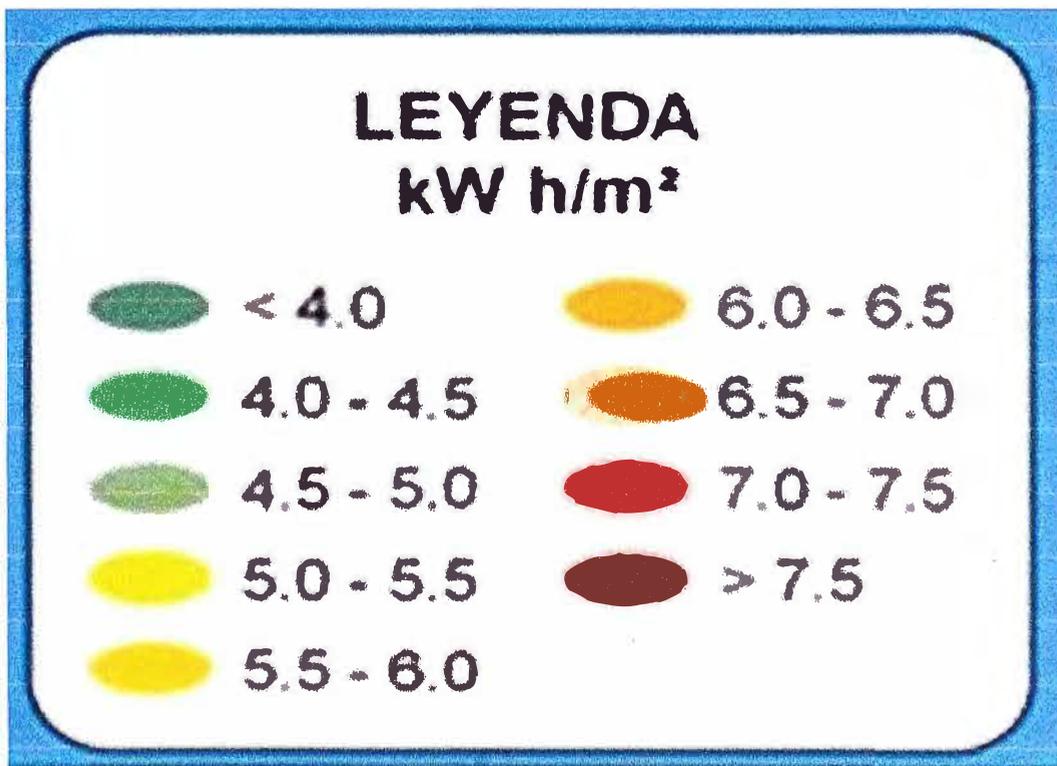


Fig.3.7 Leyenda de los valores de la energía solar incidente

De la figuras 3.6 y 3.7 tenemos que la radiación diaria media anual en la localidad de Tocota está entre $6 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ y $6,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$.

De la figura 3.2 se observa que su latitud y longitud respectivamente para la localidad de Tocota es de $-15,66^\circ$ y $-74,09^\circ$ aproximadamente.

Datos obtenidos en el SENAMHI de la radiación solar máxima y mínima en Tocota de los doce meses del año:

TABLA N° 3.1 Radiación en la localidad de Tocota en cada mes del año

MES	MÍNIMA RADIACIÓN (kWh/m ² .día)	MÁXIMA RADIACIÓN (kWh/m ² .día)
Enero	7	7.5
Febrero	6,5	7
Marzo	6,5	7
Abril	5,5	6
Mayo	5	5,5
Junio	4,5	5
Julio	5	5,5
Agosto	5	5,5
Septiembre	6,5	7
Octubre	6,5	7
Noviembre	7,5	8
Diciembre	7	7,5

En nuestra instalación el consumo es constante y anual, luego el periodo de diseño se establece para el mes de menor radiación solar es decir que será cuando la relación generación/consumo sea más desfavorable. Luego el mes de menor radiación en Tocota es el mes de junio. De esta manera establecemos este mes como periodo de diseño es decir $4,5 \text{ kWh}/\text{m}^2 \text{ día}$. Hay que tener presente que esta radiación es sobre una superficie horizontal y hay que hacer las correcciones para la superficie inclinada de nuestro panel solar.

3.2 Estimación del consumo de energía de la instalación.

En este apartado se debe determinar las cargas energéticas previstas, que la instalación fotovoltaica debe suministrar. Se debe tener en cuenta dos aspectos. La potencia de cada

carga y las horas de utilización de cada una al día. Multiplicando la potencia de cada carga por las horas de utilización se obtendrá la energía consumida diaria, en Wh. Las cargas pueden ser de dos tipos. [4]

- De Corriente Continua: en diferentes valores de tensiones.

Los valores de 12 o 24 V se utilizan normalmente en sistemas como:

- Pequeñas chozas que solo necesitan alumbrado.
- Instalaciones pequeñas de transmisión de señales de control
- Instalaciones de agua, como potabilización o mando de bombas.

Los valores más elevados de tensión, 48V o 96V se usan para necesidad energética mayor:

- Electrificación de edificaciones aisladas con consumos elevados.
 - Sistemas de telecomunicaciones y repetidores de radio y TV.
- De Corriente Alterna: son la mayor parte de las cargas de un vivienda o edificio: lámparas, refrigerador, TV y radio, lavadora, tomacorrientes. Se deben usar focos de ahorro como los tubos fluorescentes y las lámparas fluorescentes compactas, y no deben usarse focos incandescentes.

Se debe considerar los autoconsumos de los equipos (regulador, inversor, etc.) en la energía diaria consumida.

La posta médica tiene las siguientes dimensiones:

Largo	20.15 m
Ancho	15 m

La posta médica tiene una proyección con los siguientes ambientes:

Consultorio Medicina General	Farmacia
Obstetricia	Admisión
Odontología	Tópico
Observación	Enfermería
Sala de Espera	Servicios Higiénicos
Sala de Baterías	Estacionamiento

Alcances:

El trabajo que se desarrolla tiene por finalidad la aplicación de los diferentes criterios técnicos, económicos y normas establecidas en este campo orientado a los proyectos de Electrificación Rural que se desarrollen en el marco de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, y de la Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos

Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País.

La instalación comprende:

- a) El tablero General con sus respectivos interruptores de protección que serán diferenciales y termomagnéticos.
- b) Los diferentes circuitos derivados de iluminación a todos los ambientes.
- c) Los diferentes circuitos derivados de tomacorrientes individuales por tratarse de una posta médica, según manda el código nacional de electricidad utilización.
- d) Instalación de tuberías y canaletas con sus respectivos accesorios, para protección de los conductores.
- e) El sistema de puesta a tierra para el Tablero General, donde converge la línea de tierra de todos los equipos.

Estudio de cargas:

Para realizar el estudio de cargas, en este proyecto se empleara el método por ambiente, en donde se consideran las potencias en los circuitos de tomacorriente según la carga conectada. [6]

Para este objetivo se construirá un cuadro detallado de las salidas de tomacorrientes, todo esto clasificado por ambientes.

El consumo de energía diaria (W_d), medido en Wh/día, para cada tipo de carga se calcula mediante la siguiente ecuación: [3]

$$W_d = P_n \times n \times t \quad \dots\dots (3.1)$$

Donde:

P_n : Potencia nominal de la carga.

n : Número de aparatos de determinado tipo.

t : horas diarias de funcionamiento.

La suma de los consumos diarios de todas las cargas, calculados a partir de la ecuación (3.1), constituye el consumo energético teórico. A partir de este valor debe calcularse el consumo energético real, que considera los diversos factores de pérdida en la instalación fotovoltaica.

El primer paso en el diseño de los componentes consiste en estimar la cantidad total de energía que el sistema de generación deberá poder suministrar a las cargas conectadas en la posta médica. [8]

De la ecuación (3.1) elaboramos el siguiente cuadro:

TABLA N° 3.2 Cargas de la posta médica.

CÁLCULO DEL CONSUMO ELÉCTRICO DE LA POSTA MÉDICA TOCOTA						
AMBIENTE	CARGA	CANTIDAD	POTENCIA PROMEDIO (W)	POTENCIA TOTAL (W)	HORAS DIARIAS DE USO	CONSUMO DIARIO PROMEDIO (Wh/día)
FARMACIA	Refrigeradora	1	150	150	-	1050
	Congeladora	2	150	300	-	2100
	Impresora	1	120	120	2.5	300
	Laptop	1	80	80	6	480
	Lámpara	1	10	10	1	10
MEDICINA GENERAL	Laptop	1	80	80	6	480
	Impresora	1	120	120	2.5	300
	Lámpara	1	10	10	1	10
OBSTETRICIA	Incubadora	1	400	400	2	800
	Lámpara	1	10	10	1	10
ADMISIÓN	Laptop	1	80	80	6	480
	Impresora	1	120	120	2.5	300
	Lámpara	1	10	10	1	10
ODONTLOGÍA	Equipo dental	1	300	300	4	1,200
	Lámpara	1	10	10	1	10
TÓPICO TRIAJE	Nebulizador	1	150	150	2	300
	Esterilizador	1	550	550	1	550
	Lámpara	1	10	10	1	10
OBSERVACIÓN	Televisor de LCD 32"	1	60	60	8	480
	Lámpara	1	10	10	1	10
ENFERMERIA	Horno	1	500	500	0.5	250
	Lámpara	1	10	10	1	10
SALA DE ESPERA	Televisor LCD 32"	1	60	60	8	480
	Lámpara	3	10	30	1	30
S.H.	Lámpara	2	10	20	1	20
SALA DE BATERIAS	Alarma y equipos	1	250	300	-	125
	Equipos comunicación	1	250	230	-	115
	Lámpara	1	10	10	0.5	5
PATIO Y VEREDA	Lámpara	4	10	40	1	40
	Reflector	7	30	210	1	210
POTENCIA INSTALADA				3740	ENERGÍA/DIA	10175

Estos datos de potencia absorbida se pueden recoger de las placas de características de los aparatos teniendo en cuenta que en aparatos que funcionan con control automático, como los frigoríficos, para obtener la energía diaria es preferible utilizar datos del fabricante que proporcionan el consumo de energía anual.

De la tabla 3.1 tenemos que la potencia instalada es de 3740 W y la energía diaria consumida es de 10175 Wh/día ($W_d = 10175$ Wh/día) estos datos son de vital importancia para el dimensionamiento de los otros componentes del sistema fotovoltaico.

3.3 Dimensionado del generador fotovoltaico

Se describen a continuación los principales componentes de un sistema fotovoltaico autónomo, sus funciones, así como las principales especificaciones que se deben tener en cuenta para realizar la elección de componentes que permitan un funcionamiento eficiente y confiable de dicho sistema.

3.3.1 Orientación del generador fotovoltaico

Para situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad de energía solar posible se tendrá en cuenta lo siguiente:

- La orientación del generador fotovoltaico.
- El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual estacional, etc.
- La aplicación que se va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante dos coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del sol:

- Ángulo de acimut (α): ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte. Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es de -90° y si coincide con el Oeste es de $+90^\circ$.
- Ángulo de inclinación (β): ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable.

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar. Lo habitual es que la superficie del generador sea de orientación fija. En este caso la

orientación óptima será un valor constante, con una inclinación (β) que va a depender de la latitud ϕ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador.

El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha=0^\circ$). La superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si está situada en el hemisferio sur.

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en el análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar: [4]

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times |\phi| \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima (grados sexagesimales)

$|\phi|$: Latitud del lugar, sin signo (grados sexagesimales)

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

En la práctica también se utilizan expresiones, basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso que se le va a dar al generador fotovoltaico (tabla 3.3) y (tabla 3.4). [4]

TABLA N° 3.3 Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónoma de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

En la tabla siguiente se muestra los valores de la inclinación óptima y valor de K , para cada periodo.

K : Es el factor de corrección para superficies inclinadas.

TABLA N° 3.4 Inclinaciones óptimas

Periodo de diseño	β_{opt}	K
Julio-agosto	$\phi + 10$	1,3
Diciembre-enero	$\phi - 20$	1
Anual	ϕ	1

Donde el valor de K está dado por la siguiente ecuación: [3]

$$K = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} \dots \dots (3.6)$$

Dónde:

$G_{dm}(0)$: Valor medio (mensual) de la radiación diaria sobre una superficie horizontal.

$G_{dm}(0, \beta_{opt})$: Valor medio (mensual) de la radiación diaria sobre el generador orientado óptimamente.

Hay aplicaciones en las que no se usa el criterio de máxima captación de energía para determinar la inclinación. En lugares con nevadas frecuentes se requieren inclinaciones próximas a 90° para evitar acumulaciones sobre la superficie del generador. En zonas desérticas, para evitar acumulación de arena es necesaria una inclinación mínima de 45° .

En regiones lluviosas tropicales hace falta una inclinación mínima de 30° .

Los módulos fotovoltaicos se colocan generalmente sobre los tejados o en patios.

Un aspecto fundamental, verificarse de que ningún objeto proyecte sombra sobre los módulos, al menos en las horas centrales del día.

Para especificar la radiación global mediante sus correspondientes magnitudes, irradiancia global e irradiación global, se utiliza la letra G , sin subíndice para la irradiancia global y con uno o dos subíndices para la radiación global.

En las especificaciones de la irradiación global, el primer subíndice indica el periodo de tiempo de integración de la irradiación: horaria (h), diaria (d), mensual (m) o anual (a). El

segundo subíndice indica un valor medio de la irradiación: valor medio mensual (m) o valor medio anual (n).

Entre paréntesis, después de la letra G, se especifica la orientación e inclinación de la superficie donde se recibe la radiación solar, $G(\alpha;\beta)$, donde α es el acimut de la superficie y β la inclinación. Si el acimut es de la superficie es cero, solo se indica la inclinación.

Si no es posible orientar e inclinar el generador de forma óptima hay que aplicar un coeficiente corrector denominado factor de irradiación (Fi), para la orientación e inclinación elegidas este factor de irradiación tiene los siguientes valores: [3]

- Para ángulos de inclinación: $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$

$$Fi = 1 - \left[1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2 \right] \dots \dots (3.7)$$

- Para ángulos de inclinación: $\beta \leq 15^\circ$:

$$Fi = 1 - \left[1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \dots \dots (3.8)$$

Donde:

β : inclinación real de la superficie ($^\circ$)

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

α : acimut de la superficie ($^\circ$)

Finalmente se prevé que alguna sombra pueda afectar al funcionamiento del generador se aplica un factor de sombreado (F_s) que indica el porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras.

Con los factores y constantes descritos se calcula el valor medio mensual de radiación diaria sobre la superficie del generador, inclinada un ángulo β y orientada un ángulo de acimut α , partiendo del valor medio mensual de radiación diaria sobre una superficie horizontal.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \times K \times Fi \times F_s \dots \dots (3.9)$$

Donde:

$G_{dm}(0)$: Valor medio (mensual) de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal.

K : Es el factor de corrección para superficies inclinadas.

F_i : Factor de irradiación.

F_s : Factor de sombreado.

Para el diseño del generador se elige el acimut óptimo y la inclinación óptima puesto que el generador fotovoltaico se ubicara en un terreno horizontal y también definido de las figuras 3.1 y 3.2 de la unidad 3.1 donde queda definida la latitud de la localidad donde se va instalar nuestro sistema, $\phi = 15,66^\circ$, y el valor medio mensual global diaria sobre una superficie horizontal es $G_{dm}(0) = 4,5kWh/(m^2 \times dia)$ para el periodo de diseño junio.

La orientación del generador, al estar en el hemisferio sur, debe ser $\alpha = 0^\circ$ y orientado hacia el Norte.

En la tabla 3.2 y 3.3, para periodo de diseño de menor radiación, obtenemos:

Inclinación óptima:

$$\beta_{opt} = \phi + 10^\circ = 15,66^\circ + 10^\circ = 25,66^\circ$$

Constante para el periodo de diseño: $K = 1,282$ en el mes de junio.

Como en la zona hay ausencia de sombras, el factor de sombreado es igual a la unidad.

Reemplazando estos valores en la ecuación 3.6, el valor de la irradiación global diaria sobre la superficie del generador es:

$$G_{dm}(0, \beta_{opt}) = G_{dm}(0^\circ; 25,66^\circ) = G_{dm}(0) \times K = 4,5kWh/(m^2 \cdot dia) \times 1,282 = 5,769kWh/m^2$$

Una vez determinada la radiación solar sobre el generador se debe calcular la potencia del mismo, teniendo en cuenta que una parte de la energía eléctrica que va a generar se queda en el camino antes de llegar a los receptores.

3.3.2 Voltaje de la instalación

Los niveles de voltaje DC utilizados generalmente en sistemas fotovoltaicos son 12, 24 o 48V. En este caso, debido a que el sistema deberá producir una cantidad considerable de energía (10175 Wh/día), se escoge trabajar con un voltaje DC de 48 V. La principal ventaja que representa este nivel de voltaje es que al aumentar la tensión disminuye la corriente en los conductores que conectan el generador, el regulador y la batería, por lo que pueden emplearse cables de sección más pequeña manteniendo la regulación de voltaje dentro de límites aceptables.

Una ventaja adicional consiste en que al trabajar a 48 V se colocan más paneles en serie, lo que disminuye la corriente de cortocircuito del generador y por consiguiente se reduce la corriente máxima que deberá manejar el regulador, con lo que se reducen los costos asociados a la compra de este tipo de equipos.

3.3.3 Aspectos generales

El generador fotovoltaico se compone de uno o más módulos fotovoltaicos interconectados para conformar una unidad generadora de corriente continua.

Los módulos fotovoltaicos deberán, preferiblemente estar certificados de acuerdo con la norma internacional *IEC-61215*, o con la norma nacional utilizada en el país de interés.

Las fallas que se presentan generalmente en sistemas fotovoltaicos no se asocian al generador, sino a los otros componentes del sistema (baterías, regulador, etc.). Por lo que se considera que este es uno de los componentes de más alta fiabilidad.

En algunos módulos, los fabricantes incluyen diodos de paso para protegerlos contra el fenómeno de “punto caliente”. La probabilidad de que un módulo fotovoltaico sea dañado por este fenómeno es despreciable en sistemas de corriente continua de menos de 24V, por lo que el uso de tales diodos es irrelevante en esos casos.

Es preferible la instalación de los módulos fotovoltaicos sobre pedestales o paredes, que hacerlo sobre los tejados. Los montajes sobre pedestal o sobre pared generalmente permiten más fácil acceso a los módulos, sin poner en riesgo la hermeticidad del techo, y este tipo de instalación puede representar un grado de libertad adicional cuando se buscan localizaciones sin sombras para el generador fotovoltaico. Los montajes sobre tejados a veces permiten reducir costos y, por lo tanto, también pueden ser aceptados, a condición de dejar un espacio entre el techo y los módulos para que circule aire.

Los módulos fotovoltaicos con el mismo voltaje nominal pueden conectarse en paralelo sin ninguna restricción, por lo tanto cuando se agranda un generador fotovoltaico sólo es necesario verificar la sección de los cables y la capacidad del regulador para manejar el nuevo valor de la corriente máxima.

3.3.4 Pérdidas

Las pérdidas se deben a diferentes factores, siendo las más importantes los que se enumeran a continuación:

- La temperatura de las células de los módulos suele ser muy superior a los 25 °C de las condiciones normales de operación, para las que se dan los parámetros de los módulos

fotovoltaicos. Estas pérdidas se estiman a un 4% por cada 10 °C dependiendo de la tecnología de fabricación de los módulos.

- La dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos. Por un lado, las tolerancias de producción hacen que la potencia nominal de un módulo sea inferior, dentro de las tolerancias, a la nominal declarada. Por otro lado, las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre módulos de un mismo tipo que forman un generador, hace que la potencia del generador sea inferior a la suma de las potencias de los módulos.
- No trabajar en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. Si el regulador de carga dispone de seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) estas pérdidas son muy reducidas, pero si no dispone de dicho seguidor, los módulos fotovoltaicos trabajan fuera del punto de generación de máxima potencia con la consiguiente reducción de la potencia.
- La circulación de corriente por los conductores produce pérdidas de potencia por efecto Joule. Estas pérdidas coinciden con el porcentaje de caída de tensión utilizado en el cálculo de la sección de conductores.
- El rendimiento de regulador de carga y la batería de acumuladores. Este rendimiento tiene en cuenta las pérdidas que se produce en la batería de acumuladores en el proceso de conversión de energía eléctrica en energía química durante la carga y viceversa durante la descarga, que hacen que la energía que entra en la batería durante la carga sea siempre superior a la que devuelve en la descarga. También se agrupan en este rendimiento las pérdidas en el regulador de carga debidas al autoconsumo para poder funcionar y a las caídas de tensión y calentamiento en los componentes de su circuito de potencia.
- El rendimiento del inversor. Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caída de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. En los sistemas aislados se debe elegir un inversor que tenga un rendimiento lo más constante posible para todas las potencias de salida del inversor, puesto que van a funcionar con diferentes regímenes de carga, en función de los receptores que estén funcionando.

Para facilitar el cálculo de la potencia del generador, estas pérdidas se agrupan en un coeficiente que recoge el rendimiento energético de la instalación denominado PR (Performance Ratio).

Los valores típicos de PR se recomienda utilizar son: [4]

TABLA N° 3.5 Valores típicos de PR

VALORES TÍPICOS DE PR	
Sistemas con inversor	PR = 0,7
Sistemas con inversor, batería y regulador de carga	PR = 0,6
Sistemas con baterías y regulador de carga (sin inversor)	PR = 0,7

3.3.5 Potencia del generador fotovoltaico

El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes pueda, como mínimo, igualar a la demandada por la carga.

El valor mínimo de potencia del generador fotovoltaico P_{Gmin} , se calcula con la expresión siguiente: [3]

$$P_{Gmin} = \frac{W_d \times G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \times PR} \dots\dots (3.10)$$

Dónde:

P_{Gmin} : Potencia del generador en (W)

G_{CEM} : Irradiancia en condición estándar de medida (constante de valor 1000W/m²)

W_d : Consumo de energía diario (Wh)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de la radiación diaria sobre la superficie del generador inclinada un ángulo β y orientada un acimut α (Wh/m²).

PR: Rendimiento energético de la instalación. Expresado en tanto por uno.

Una vez calculada la potencia mínima que tiene que tener el generador fotovoltaico hay que seleccionar los módulos fotovoltaicos que lo forman y como tienen que ir conectados para cumplir con las necesidades de tensión del sistema de acumulación.

La elección de un módulo fotovoltaico adecuado implica elegir estos con la tensión nominal adecuada, para un sistema aislado con acumulación y una potencia que conectado

a un número adecuado de módulos proporcione como mínimo la potencia mínima calculada $P_{G\min}$. Con el fin de no sobredimensionar el generador se comprobará que con la potencia máxima del módulo elegido no se sobrepase el 20 % del valor de $P_{G\min}$, es decir, la potencia nominal del generador debe cumplir:

$$P_{G\min} \leq P_G \leq 1,2 \times P_{G\min} \dots \dots \dots (3.11)$$

Si todos los módulos son iguales y trabajan a las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un generador fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

$$P_{G\max} = N_s \times N_p \times P_{\max} \dots \dots \dots (3.12)$$

$$U_{Goc} = N_s \times U_{oc} \dots \dots \dots (3.13)$$

$$I_{Gsc} = N_p \times I_{sc} \dots \dots \dots (3.14)$$

$$U_{Gmpp} = N_s \times U_{mpp} \dots \dots \dots (3.15)$$

$$I_{Gmpp} = N_p \times I_{mpp} \dots \dots \dots (3.16)$$

$$\alpha_G = N_p \times \alpha_m \dots \dots \dots (3.17)$$

$$\beta_G = N_s \times \beta_m \dots \dots \dots (3.18)$$

Dónde:

$P_{G\max}$: Potencia máxima del generador en (W)

P_{\max} : Potencia máxima del módulo (W)

N_s : Número de módulos conectadas en serie

N_p : Número de ramas conectadas en paralelo

U_{Goc} : Tensión de circuito abierto del generador (V)

U_{oc} : Tensión de circuito abierto del módulo (V)

I_{Gsc} : Intensidad de cortocircuito del generador (A)

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo(A)

U_{Gmpp} : Tensión máxima del generador (A)

U_{mpp} : Tensión máxima del módulo (V)

I_{Gmpp} : Intensidad máxima del generador (A)

I_{mpp} : Intensidad máxima del módulo (A)

α_G : Coeficiente intensidad-temperatura del generador (mA/°C o %/°C)

α_m : Coeficiente intensidad-temperatura del módulo (mA/°C o %/°C)

β_G : Coeficiente tensión-temperatura del generador (mV/°C o %/°C)

β_m : Coeficiente tensión-temperatura del módulo (mV/°C o %/°C)

La tensión del generador debe adaptarse a la tensión nominal del sistema de acumulación de manera que sea suficientemente alta como para permitir la carga de la batería. Los módulos fotovoltaicos preparados para trabajar en instalaciones aisladas de la red, especifican en sus características la tensión nominal del sistema de acumulación con el que pueden trabajar, fabricándose para tensiones nominales de 12 V y 24 V.

En general, un módulo fotovoltaico preparado para trabajar con un sistema de acumulación de 12 V, es un módulo de 36 células que tiene una tensión U_{mpp} en el rango de 17...18 V y una tensión U_{oc} en el rango 21...22 V. Estas tensiones son necesarias para poder cargar adecuadamente una batería de acumuladores de 12 V. Si el módulo fotovoltaico está preparado para trabajar con un sistema de acumulación de 24 V, tendrá 72 células, una tensión U_{mpp} en el rango de 34...36 V y una tensión U_{oc} en el rango 43...45 V. Si el sistema de acumulación es de 48 V o 120 V, habrá que conectar en serie los módulos necesarios, por ejemplo, para un sistema de 48 V habrá que conectar en serie 4 módulos de 12 V de tensión nominal o 2 de 24 voltios de tensión nominal. Si el sistema es de 120 V habrá que conectar en serie 10 módulos de 12 V de tensión nominal o 5 de 24 V de tensión nominal.

Si se utiliza un regulador de carga con seguidor de MPPT se puede utilizar módulos fotovoltaicos con tensiones no adaptadas para la carga de baterías siendo el seguidor MPP el encargado de adaptar el nivel de tensión del generador al nivel de tensión necesario en la regulación de carga de la batería, por ejemplo, tensión del generador fotovoltaico 100V, tensión de la batería de acumuladores 24 o 48 V.

Calculemos los parámetros eléctricos del generador:

Como la instalación es un sistema con inversor y batería de acumuladores, se estima el rendimiento energético de la instalación según la tabla 3.4 de donde $PR = 0,6$ la energía diaria consumida se obtiene de la tabla 3.1 de donde $W_d = 10175$ Wh/día. Con estos datos y de la ecuación 3.10 la potencia mínima del generador fotovoltaico será:

$$P_{G_{\min}} = \frac{W_d \times G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \times PR} = \frac{10175Wh \times 1000W / m^2}{5769Wh / m^2 \times 0,6} = 2939,56W$$

La potencia máxima del generador no sobrepasará el 20% del valor de $P_{G \min}$ calculado. En este caso reemplazando en la ecuación 3.11 tenemos:

$$2939,56 \leq P_G \leq 1,2 \times 3426W = 3527,472W$$

Como la tensión del sistema de acumulación se ha fijado en 48 V habrá que elegir un módulo fotovoltaico con una tensión nominal de 24 V y habrá que conectar dos módulos en serie para obtener los 48 V. de la tabla 2.1 (Recopilación de características técnicas de módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes), se selecciona un módulo de 72 células (24 V tensión nominal), en este caso el módulo A-280P que tiene las siguientes características: $P_{\max} = 280 \text{ W}$; $U_{oc} = 44,37 \text{ V}$; $I_{sc} = 8,45 \text{ A}$; $U_{mpp} = 35,33 \text{ V}$; $I_{mpp} = 7,93 \text{ A}$; coeficiente intensidad-temperatura $\alpha_m = 0,04 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ y finalmente el coeficiente tensión-temperatura $\beta_m = -0,32 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.

Número de módulos a conectar para conseguir la potencia mínima prevista de la ecuación 3.12 tenemos:

$$N_s \times N_p \geq \frac{P_{G \min}}{P_{\max}} = \frac{2939,56W}{280W} = 10,5 \approx 11$$

El generador tendrá seis ramas conectadas en paralelo ($N_p = 6$) con dos módulos por rama ($N_s = 2$) puesto que la tensión del generador es 48 V y la de los módulos 24 V. con estos datos, los parámetros del generador son:

Potencia resultante del generador:

$$P_{G \max} = N_p \times N_s \times P_{\max} = 6 \times 2 \times 280W = 3360W$$

Se comprueba que no sobrepase el 20 % del valor de $P_{G \min}$:

$$3360W < 3527,472W$$

De la ecuación 3.13 calculamos la tensión de circuito abierto del generador:

$$U_{Goc} = N_s \times U_{oc} = 2 \times 44,37V = 88,74V$$

De la ecuación 3.14 calculamos la intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{Gsc} = N_p \times I_{sc} = 6 \times 8,45A = 50,7A$$

De la ecuación 3.15 calculamos la tensión máxima del generador:

$$U_{Gmpp} = N_s \times U_{mpp} = 2 \times 35,33V = 70,66V$$

De la ecuación 3.16 calculamos la intensidad máxima del generador:

$$I_{Gmpp} = N_p \times I_{mpp} = 6 \times 7,93A = 47,58A$$

En la siguiente tabla realizamos el cálculo de la producción de energía para los meses del año.

TABLA N° 3.6 Producción de energía en los meses del año

MES	FACTORES DE CORRECIÓN K	MÍNIMA RADIACIÓN (KWh/m2.dia)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (KWh)
Enero	0.87	7	14.32368
Febrero	0.921	6.5	14.080248
Marzo	0.971	6.5	14.844648
Abril	1.109	5.5	14.346024
Mayo	1.215	5	14.2884
Junio	1.282	4.5	13.568688
Julio	1.263	5	14.85288
Agosto	1.157	5	13.60632
Septiembre	1.027	6.5	15.700776
Octubre	0.963	6.5	14.722344
Noviembre	0.986	7.5	17.39304
Diciembre	0.842	7	13.862688

En el siguiente gráfico se muestra la variación de la producción de energía para cada mes del año.

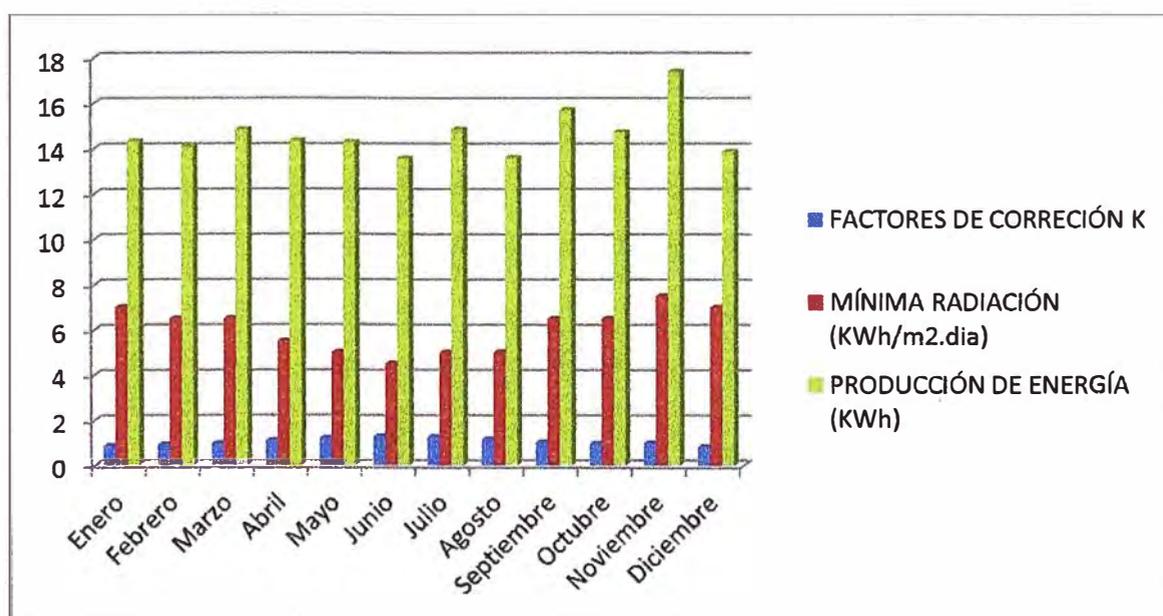


Fig.3.8 Producción de la energía en cada mes del año

3.4 Dimensionado del inversor

Para seleccionar el inversor más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal de entrada y su potencia nominal:

- La tensión nominal de entrada tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n .
- La potencia nominal del inversor se calcula con la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea. Para determinar esta potencia se debe trabajar con los valores de potencia aparente de las cargas o receptores. Si hay algún receptor que necesite una corriente de arranque se debe comprobar que la potencia máxima durante el tiempo necesario para el arranque la admite el inversor. Esta información se debe recoger cuando se realiza el inventario de consumos.

Normalmente las características de salida del inversor en los sistemas fotovoltaicos autónomos corresponden con un suministro normal de corriente alterna de 220 V y 60 Hz. Solo en sistemas de potencia elevada o de alimentación de motores eléctricos, se utilizan inversores con salida trifásica de 440 V y 60 Hz.

Dimensionemos el inversor para el proyecto:

La tensión nominal de entrada del inversores igual a la tensión nominal del sistema de acumulación $U_n = 48V$.

La potencia nominal del inversor se obtiene de la potencia máxima simultánea de la tabla 3.1 denominada potencia instalada $P_i = 3741$ W. En los frigoríficos se duplica la potencia durante el arranque del compresor y que el tiempo de arranque puede estimarse en 0,5 segundos. La potencia pico durante 0,5 segundos es: $P_{max} = 3741W + 3(150) W = 4191$ W. Con estos datos elegimos el inversor Victron Phoenix solar 48V 5000W que tiene una potencia pico de 10000 W y un rendimiento de 94% según su ficha técnica en el anexo.

3.5 Dimensionado del sistema de acumulación

La función de la batería de acumuladores en un sistema aislado de la red es proporcionar energía eléctrica durante la noche y durante aquellos días de nula o muy baja insolación. Por lo tanto, el criterio básico para calcular la capacidad de este sistema de acumulación es que tiene que garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número de días de autonomía fijadas de antemano.

El número de días de autonomía depende del lugar y tipo de la instalación. En lugares con largos periodos de baja insolación, con predominios de días nublados, hay que fijar más días de autonomía que en los lugares donde predominan los días soleados. Por otro lado, si la instalación es una aplicación profesional (sistemas de comunicación, balizas y señales de seguridad, etc.) hay que garantizar más días de autonomía que si es una aplicación doméstica (suministro eléctrico de viviendas). De manera general, aquellos sistemas que requieran mayor fiabilidad tendrán que estar proyectados para más días de autonomía.

Para alargar la vida útil de la batería de acumuladores es preciso fijar también una profundidad de descarga máxima al final del periodo de autonomía fijado, profundidad que depende del tipo de batería de acumuladores utilizada y suele estar en el rango de 30% a 90%. Si la batería se descarga por debajo de cierto valor, se puede dañar. El valor de profundidad de descarga que se toma suele ser el siguiente, según cada caso: [4]

- Aplicaciones sin problemas de baja temperatura y 2 días de autonomía menos:
 - Instalaciones con muy pequeño ciclo de carga (por ejemplo, instalaciones de alumbrado público): PD = 0,6
- Aplicaciones sin problemas de baja temperatura y 4 días de autonomía:
 - Batería con pequeño ciclo de carga (batería de placas): PD = 0,7
 - Baterías de ciclo de carga elevado (tubulares, de gel): PD = 0,8
- Aplicaciones sin problemas de baja temperatura y pocas probabilidades de descargarse:
 - Baterías con autonomías de unos 8 días sin aporte solar: PD = 0,9

Fijados los días de autonomía y la profundidad de descarga, se calcula la capacidad del sistema de acumulación a partir del consumo diario. Como la capacidad de una batería se expresa en Ah, hay que calcular el consumo medio diario de la instalación en Ah, dividiendo el valor de la energía diaria calculado en la tabla 3.1, entre la tensión nominal:

$$Q_d = \frac{W_d}{U_n} \dots\dots\dots (3.19)$$

Donde:

Q_d : Consumo medio diario (Ah/día).

W_d : Energía media diaria (Wh/día).

U_n : Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

$$C_n = \frac{Q_d \times A}{PD_{\max} \times \eta_{inv} \times \eta_{rb}} \dots \dots \dots (3.20)$$

Donde:

C_n : Capacidad de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas (Ah).

Q_d : Consumo medio diario (Ah/día).

A : Días de autonomía del sistema (días).

PD_{\max} : Profundidad de descarga máxima. En tanto por uno.

η_{inv} : Rendimiento del inversor. En tanto por uno.

η_{rb} : Rendimiento del conjunto batería y regulador de carga. En tanto por uno.

En ausencia de datos, se puede tomar como rendimiento típico del inversor un 85% y como rendimiento típico del conjunto batería y regulador de carga un 80%.

Si se sobredimensiona en exceso el sistema de acumulación, el generador fotovoltaico nunca podrá cargarlo completamente y la batería tenderá a sulfatarse. Para evitar esto, el valor de la capacidad del sistema de acumulación no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en condiciones estándares de medida del generador fotovoltaico. [3]

$$C_n < 25 \times I_{Gsc} \dots \dots \dots (3.21)$$

Dónde:

C_n : Capacidad total de la batería de acumuladores (Ah).

I_{Gsc} : Intensidad de cortocircuito del generador en condiciones estándares de medida (A)

En aplicaciones profesionales hay casos en los que se necesita una capacidad de acumulación que no cumple la relación anterior. Para que la probabilidad de pérdida de carga sea más pequeña se puede justificar un aumento del tamaño del generador fotovoltaico que se aproxime a la relación anterior con el fin de que la batería de acumuladores se cargue adecuadamente.

Las bajas temperaturas influyen negativamente sobre la capacidad nominal de una batería de acumuladores, que el fabricante da para una temperatura ambiente de 20 °C. Se estima que dicha capacidad disminuye aproximadamente un 1% que disminuye la temperatura sobre 20 °C. El valor real de la capacidad de una batería de acumuladores para una temperatura inferior a 20 °C se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$C_n^T = \frac{C_n}{1 - \frac{\Delta T}{160}} \dots\dots\dots (3.22)$$

Donde:

C_n^T : Capacidad nominal para la temperatura inferior T inferior a 20 °C (Ah).

C_n : Capacidad nominal del sistema de acumulación a 20°C (Ah).

ΔT : Diferencia de temperatura respecto de 20 °C. Se calcula con $\Delta T = |T - 20|$

Si el sistema de acumulación va hacer sometido a temperaturas ambiente inferiores a 20 °C se debe corregir el valor de la capacidad total para tener en cuenta su disminución.

Finalmente, con el dato de capacidad total del sistema de acumulación y la tensión nominal del sistema, se elige un elemento acumulador con una capacidad nominal y tensión nominal calculados.

La tensión nominal se consigue conectando en serie los acumuladores monobloque de 6 V o 12 V o elementos acumuladores de 2 V de tensión nominal. Si la capacidad del sistema de acumulación es pequeña, inferior a 300 Ah se utilizan elementos monobloque, para capacidades mayores se utilizan elementos de 2 V. El número de elementos acumuladores a conectar en serie se calcula dividiendo la tensión nominal del sistema entre la tensión del elemento elegido. [3]

$$N_{bs} = \frac{U_n}{U_b} \dots\dots\dots (3.23)$$

Donde:

N_{bs} : Número de elementos en serie.

U_n : Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

U_b : Tensión de un elemento acumulador (V).

Aunque se deben evitar, dentro de lo posible, los agrupamientos en paralelo, en sistemas con necesidad de mucha capacidad es inevitable realizar este tipo de conexionado. El número necesario de ramas de acumuladores en paralelo se calcula dividiendo la capacidad total del sistema entre la capacidad del elemento acumulador elegido.

$$N_{bp} = \frac{C_n}{C_p} \dots\dots\dots (3.23)$$

Donde:

N_{bp} : Número de elementos en serie.

C_n : Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

C_b : Tensión de un elemento acumulador (V).

Dimensionemos el sistema de acumulación para el proyecto:

Para la localidad donde está ubicada la instalación elegimos una autonomía de 4 días pues un lugar donde predominan los días soleados y muy poca nubosidad además esta localidad cuenta con un grupo electrógeno entre las 18 y 22 horas del día.

Se toma como rendimiento del inversor elegido Victron Phoenix según ficha técnica (ver anexo), $\eta_{inv} = 94\%$, y como rendimiento del conjunto regulador y batería el valor típico, $\eta_{rb} = 80\%$.

La profundidad de descarga para las baterías solares para 4 días de autonomía y baterías de ciclo de carga elevada se ajusta con el regulador $PD_{max} = 80\%$ teniendo en cuenta que en lugar no se dan condiciones de baja temperatura.

Se calcula primero el consumo medio diario en Ah de la ecuación 3.19:

$$Q_d = \frac{W_d}{U_n} = \frac{10175Wh/día}{48V} = 21198Ah/día$$

La capacidad de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas es:

$$C_n = \frac{Q_d \times A}{PD_{max} \times \eta_{inv} \times \eta_{rb}} = \frac{211,98Ah \times 4}{0,8 \times 0,94 \times 0,80} = 1409,44Ah$$

Comprobamos la condición: $C_n < 25 \times I_{Gsc}$ sabiendo que: $I_{Gsc} = 50,7A$

$$1409,44 < 25 \times 50,7A = 1267,5A$$

Como esta condición no se cumple se tiene que sobre dimensionar el generador aumentando el número de módulos en serie, el nuevo $I_{Gsc} = 7 \times 8,45A = 59,15A$

Comprobamos la condición $C_n < 25 \times I_{Gsc}$

$$1409,44 < 25 \times 59,15A = 1478,75A$$

Se cumple esta relación que nos permite garantizar que el banco de baterías se cargue adecuadamente.

Dado el valor de capacidad total, la batería de acumuladores se tiene que formar conectando en serie elementos de 2V para conseguir la tensión nominal de 48 V. Por lo tanto, el número de elementos a conectar en serie es:

$$N_{bs} = \frac{U_n}{U_b} = \frac{48V}{2V} = 24$$

Se seleccionamos un tipo de elementos con una capacidad nominal igual o mayor a la calculada, elegimos la batería estacionaria BAE 48 V 1450 Ah capacidad de medida de la batería C100 compuesto por 24 vasos estacionarios de 215mmx277mmx710mm con un peso de 79 kg. Con un tiempo de vida útil de 10 años.

3.6 Dimensionado del regulador de carga

Para seleccionar el regulador de carga más apropiado, para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal, su intensidad nominal y la tensión máxima de entrada que tiene que soportar.

- Tensión nominal U_R , tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n .
- La intensidad nominal I_R , es el valor de la intensidad de cortocircuito, I_{Gsc} , del generador fotovoltaico en condición estándar de medida con un factor de seguridad 1,25.
- La tensión máxima de entrada no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico, U_{Goc} , a la temperatura más desfavorable (-10 °C) de las células del módulo.

Con estos datos se obtienen los catálogos de los fabricantes para seleccionar el regulador de carga que mejor se adapta a dichos parámetros.

Dimensionemos el regulador de carga para proyecto:

La tensión nominal del regulador es igual a la tensión nominal del sistema de acumulación $U_n = 48 \text{ V}$.

La intensidad nominal del regulador I_R , sabiendo que, en condiciones estándares de medida la intensidad de cortocircuito del generador $I_{Gsc} = 59,15 \text{ A}$.

$$I_R = 1,25 \times 59,15 \text{ A} = 73,94 \text{ A}$$

Tensión máxima de entrada U_R que tiene que soportar el regulador, sabiendo que el coeficiente tensión-temperatura de los módulos elegidos es $\beta_m = -320 \text{ mV/}^\circ\text{C}$ y que la tensión en circuito abierto del generador en condiciones estándar de medida es

$$U_{Goc} = N_s \times U_{oc} = 2 \times 44,37V = 88,74V$$

$$U_R \geq U_{Goc(-10^\circ\text{C})} = U_{Goc} + \beta_m \times (T - 25) = 88,74 + (-0,320) \times (-10 - 25) = 99,94V$$

Con estos datos se elige el regulador MPPT-80C Atersa que tiene una tensión $U_R = 140 \text{ V}$ y soporta una potencia del generador fotovoltaico de 5200 vatios y una corriente de 80A.

3.7 Dimensionado de los conductores

En general, la sección mínima normalizada del conductor necesario para una línea eléctrica de baja tensión viene determinada por las limitaciones de calentamiento y caída de tensión que se pueden dar en el conductor y su cálculo se hace para que cumpla tres condiciones:

- Primera condición: máxima caída de tensión permitida. La circulación de corriente por los conductores de una línea eléctrica ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites permitidos por el código nacional de electricidad para garantizar el funcionamiento correcto de los receptores alimentados por la línea
- Segunda condición: calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible. Al circular la corriente, se produce un calentamiento debido a la transformación de calor de la energía pedida a causa de la resistencia eléctrica de los conductores. La temperatura que alcanzan los conductores por este motivo, en régimen permanente, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible por los materiales que los aíslan. Esta temperatura es de $70 \text{ }^\circ\text{C}$ para aislamiento termoplástico y de $90 \text{ }^\circ\text{C}$ para aislamiento termoestable.
- Tercera condición: intensidad de cortocircuito. La temperatura que pueden alcanzar los conductores de la línea eléctrica, como consecuencia de un cortocircuito o de una sobre intensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible especificada en las normas particulares de los cables.

En un caso general, la sección de conductor que cumpla simultáneamente las tres condiciones anteriores es la que se tiene que instalar en la línea calculada, sin embargo, la tercera condición no es aplicable en los sistemas alimentados con un generador fotovoltaico que auto limitan su intensidad máxima al valor de la intensidad de cortocircuito del generador I_{Gsc} que, además, es la corriente que se utiliza como dato de

intensidad máxima admisible para el cálculo por calentamiento corregido en la segunda condición. Luego en un sistema alimentado por un generador fotovoltaico, la sección del conductor sólo tiene que cumplir las condiciones de máxima caída de tensión y de calentamiento del conductor.

Se necesitan datos de potencia o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación. Los tramos de línea característicos de una instalación de este tipo son:

- Tramo 1: Conexión de los módulos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico.
- Tramo 2: Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador de carga.
- Tramo 3: Conexión del regulador de carga con la batería de acumuladores.
- Tramo 4: Conexión del regulador de carga con el inversor.
- Tramo 5: Conexión del inversor con la caja general de mando y protección de la instalación de utilización.
- Tramo 6: circuitos de utilización, que no está comprendido en el estudio del proyecto.

Las corrientes a considerar en cada tramo de línea son:

- Tramo 1, la intensidad de corto circuito de un módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida. Es un circuito de corriente continua.
- En el tramo 2 y 3, la corriente a considerar es la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida. Son circuitos de corriente continua.
- En el tramo 4, la corriente de entrada del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal del sistema de acumulación. Es un circuito de corriente continua.
- En el tramo 5, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal de utilización. Es un circuito de corriente alterna.
- En todos los tramos anteriores, 1 a 5, se debe multiplicar el valor de la intensidad considerado por 1,25 en cumplimiento del Código Nacional de Electricidad Utilización.

La máxima caída de tensión permitida según el Código Nacional de Electricidad en conductores alimentadores no debe ser mayor a 2,5% y la caída de tensión máxima en el alimentador y circuitos derivados hasta el punto de utilización más alejado no exceda el

4%. Esta caída de tensión se debe repartir entre la parte de la instalación en corriente continua y la parte de la instalación en corriente alterna teniendo en cuenta las trayectorias de la corriente.

Durante las horas de insolación, la corriente circula por todos los tramos y en las horas nocturnas lo hace por los tramos 3,4 y 5. Teniendo en cuenta que nuestro regulador es de tipo MPPT y el inversor corrige la tensión de entrada y a la salida se tiene 220V solo es necesario calcular la caída de tensión en el tramo 5 que conecta a las cargas. En los demás tramos solo se debe verificar que la caída de tensión es menor a 2,5 % como manda el código y en el tramo 5 la caída de tensión debe ser de 1,5 % para asegurar que la caída de tensión en los circuitos derivados sea de 2,5% pues en total debe ser de 4%.

Cálculo de la caída de tensión

Para circuitos monofásicos:

- En función de P:

$$S = \frac{200 \times l \times P}{\Delta U_{\%} \times U^2 \times \sigma_{\theta}} \dots\dots (3.24)$$

- En función de l y $\cos\varphi$:

$$S = \frac{200 \times l \times I \times \cos\varphi}{\Delta U_{\%} \times U \times \sigma_{\theta}} \dots\dots (3.25)$$

Donde:

S : Sección del conductor (mm^2)

σ_{θ} : Conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ prevista (s.m/mm^2).

l : longitud de la línea (m).

$\Delta U_{\%}$: Caída de tensión máxima permitida en porcentaje de la tensión de la línea (V).

P : Potencia activa transportada por la línea (W).

U : Tensión de la línea (V).

I : Intensidad prevista en la línea (A).

$\cos\varphi$: Factor de potencia de la carga final de la línea.

Nota:

- En los circuitos de corriente continua se utilizan las fórmulas de monofásicas sin el término $\cos\varphi$.

- La conductividad del conductor se debe tomar a la temperatura de servicio del cable que para el caso habitual de aislamiento termoestable, a 90 °C es $\sigma_{\theta} = 45 \text{ s.m/mm}^2$.

Cálculo por calentamiento

Se utiliza el dato de intensidad de cada tramo multiplicado por el coeficiente 1,25. En los tramos donde se utiliza la potencia como dato, tramos 4 y 5 de entrada y salida del inversor, se calcula la intensidad y se le aplica el mismo coeficiente.

Se deben aplicar factores de corrección a la intensidad si:

- La temperatura ambiente es diferente de 40 °C en los tramos de instalación al aire o 25 °C en los tramos de instalación enterrada. En los tramos 1 y 2, si están instalados al aire (sobre bandeja o en tubo o canal cerrado) se debe considerar una temperatura de 50 °C (factor de corrección 0,89 para cable con aislamiento termoestable).
- Hay más de un circuito en la misma canalización. En el tramo 1, conexionado de los módulos fotovoltaicos, se debe considerar el agrupamiento de varios circuitos en la misma canalización.
- La línea está expuesta a la radiación solar (factor de corrección 0,9).

Con la intensidad corregida y según el método de instalación se determina la sección.

Cálculo de las secciones de los conductores de conexión del proyecto:

Potencia o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación según el plano del proyecto.

- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos. Intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones estándar de medida $I_{sc} = 8,45 \text{ A}$. aplicando el coeficiente 1,25: $I_1 = 1,25 \times 8,45 \text{ A} = 10,5625 \text{ A}$. Longitud de tramo $l_1 = 6 \text{ m}$.
- Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al regulador de carga. Intensidad de corto circuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida $I_{Gsc} = 59,15 \text{ A}$. Aplicando el coeficiente 1,25: $I_2 = 1,25 \times 59,15 = 73,94 \text{ A}$. longitud del tramo: $l_2 = 2,5 \text{ m}$.
- Tramo de línea 3, conexionado del regulador a la batería de acumuladores. Intensidad de cortocircuito de generador fotovoltaico en condiciones estándar de

medida $I_{Gsc} = 59,15$ A. Aplicando el coeficiente 1,25: $I_3 = 1,25 \times 59,15 = 73,94A$.

longitud del tramo: $l_3 = 2$ m.

- Tramo de línea 4, conexionado del regulador al inversor. Con la potencia nominal del inversor elegido. $P_{n\ inv} = 5000$ W, su rendimiento nominal es $\eta_{inv} = 94\%$ y la tensión nominal del sistema es de 48 V c.c., se calcula la intensidad nominal de entrada del inversor:

$$I_{invcc} = \frac{P_{ninv}}{\eta_{inv} U_n} = \frac{5000W}{0,94 \times 48V} = 110,82A$$

Aplicando el coeficiente 1,25: $I_4 = 1,25 \times 110,82 = 138,525A$.

Longitud del tramo: $l_4 = 2$ m.

- Tramo de línea 5, conexionado del inversor con la caja general de mando y protección de la instalación de utilización. Con la potencia nominal del inversor elegido, $P_{n\ inv} = 5000$ W, y la tensión nominal de instalación de utilización en el lado de alterna $U_{nca} = 220$ V c.a., se calcula la intensidad nominal de salida del inversor:

$$I_{invca} = \frac{P_{ninv}}{U_{nca}} = \frac{5000W}{220V} = 22,73A$$

Aplicando el coeficiente 1,25: $I_5 = 1,25 \times 22,73 = 28,4125A$.

Longitud del tramo: $l_5 = 2$ m.

Cálculo de sección del conductor por caída de tensión aplicando la ecuación 3.25:

- Sección en el tramo 1:

$$S_1 = \frac{200 \times 6m \times 10,5625A}{2,5 \times 48V \times 45s.m/mm^2} = 2,35mm^2$$

- Sección en el tramo 2:

$$S_2 = \frac{200 \times 9m \times 24,65A}{2,5 \times 48V \times 45s.m/mm^2} = 24,65mm^2$$

- Sección en el tramo 3:

$$S_3 = \frac{200 \times 2m \times 73,94A}{2,5 \times 48V \times 45s.m/mm^2} = 5,48mm^2$$

- Sección en el tramo 4:

$$S_4 = \frac{200 \times 2m \times 138,525A}{2,5 \times 48V \times 45s.m/mm^2} = 10,26mm^2$$

- Sección en el tramo 5:

$$S_5 = \frac{200 \times 2m \times 28,4125A}{1,5 \times 230V \times 45s.m/mm^2} = 0,732mm^2$$

Cálculo por calentamiento:

- Solo en los tramos 1 y 2, la temperatura ambiente puede alcanzar temperaturas entre 30°C y 40°C, se aplica el factor de corrección 0,91 según el código tabla 5A a las intensidades I_1 e I_2 .
- En el tramo 1, de conexionado de los módulos fotovoltaicos, hay 16 cables dentro del mismo ducto, se aplica un factor de corrección de 0,7 según el código tabla 5C que hay que aplicar a la intensidad I_1 .
- Calculamos las nuevas intensidades en los tramos 1 y 2, aplicando los factores de corrección:

$$\text{Tramo de línea 1: } I_1 = \frac{10,075A}{0,91 \times 0,7} = 16,58A$$

$$\text{Tramo de línea 2: } I_2 = \frac{80,6A}{0,91} = 81,25A$$

Con las intensidades de cada tramo corregidas y siendo todos los cables con conductor de cobre y aislamiento termoestable (XLPE) se determinan las secciones según la tabla 2 con el método de instalación B1 del código:

- $I_1 = 16,58A \rightarrow S_1 = 1,5mm^2$
- $I_2 = 81,25A \rightarrow S_2 = 16mm^2$
- $I_3 = 73,94A \rightarrow S_3 = 16mm^2$
- $I_4 = 138,525A \rightarrow S_4 = 35mm^2$
- $I_5 = 28,4125A \rightarrow S_5 = 2,5mm^2$

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

TABLA N° 3.7 Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida
S_1	2,35 mm ²	1,5 mm ²	2,5 mm ²
S_2	24,65 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
S_3	5,48 mm ²	16 mm ²	16 mm ²
S_4	10,26 mm ²	35 mm ²	35 mm ²
S_5	0,732 mm ²	2,5 mm ²	4 mm ² (*)

(*)Sección mínima según CNE.

3.8 Aparatos de maniobra y protección

Un sistema fotovoltaico autónomo tiene un comportamiento eléctrico muy diferente al de las instalaciones eléctricas convencionales.

- El generador fotovoltaico se comporta como generador siempre que hay luz solar, aunque esté desconectado.
- La corriente producida por el generador fotovoltaico está autolimitada.
- Hay dos fuentes de tensión, el generador fotovoltaico y la batería de acumuladores.

Estos factores unidos a que la corriente generada es corriente continua, impide el uso de los dispositivos de corriente alterna. Por ejemplo, si se produce un cortocircuito no aparecen corrientes de cortocircuito lo suficientemente elevadas para disparar las protecciones habituales. Tampoco se pueden usar los interruptores diferenciales convencionales que solo funcionan en corriente alterna.

Protección contra sobreintensidades

En el circuito que va del generador fotovoltaico al regulador de carga, la intensidad máxima que puede aparecer corresponde con la corriente de cortocircuito, limitada por el propio generador (I_{Gsc}). En las ramas o módulos fotovoltaicos en paralelo que forman el generador, también está limitada la corriente al valor de cortocircuito del módulo (I_{sc}). Como los conductores de conexión de todo se dimensionan para soportar de forma permanente estas corrientes de cortocircuito, no es necesario incorporar protecciones frente a este tipo de sobreintensidades.

Sin embargo, dentro del generador fotovoltaico, se tiene más de tres módulos o ramas de módulos en paralelo, se puede producir corriente inversa en aquellas ramas o módulos en los que por algún motivo disminuya su tensión de circuito abierto con respecto al

generador. Para proteger a cada rama o módulo en paralelo frente a esta situación se puede poner diodos de bloqueo, o disponer de algún dispositivo de protección contra sobre intensidades, como pueden ser fusibles o los interruptores automáticos magnetotérmicos.

Condiciones de uso de cada uno de estos dispositivos:

- Diodo de bloqueo. Se dimensionan para soportar 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones estándar de medida y una tensión inversa igual a dos veces la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) en condiciones estándar de medida. Tienen el inconveniente de disipar mucha potencia y solo son recomendables cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en lugares de difícil acceso para su mantenimiento o el generador fotovoltaico está muy expuesto a sombreados parciales. Esto es así porque el diodo de bloqueo, a diferencia de los fusibles que serían la protección alternativa, no necesita reponer ningún elemento de su composición cuando actúa como protección, simplemente impide el paso de la corriente inversa.
- Fusibles. Se dimensiona para actuar entre 1,5 y 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones estándar de medida. Deben ser específicos para la protección de semiconductores. Si la tensión del generador fotovoltaico es elevada se debe comprobar que la tensión asignada al fusible soporta 1,2 veces la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) en condiciones estándar de medida. Todos estos parámetros especificados siempre en corriente continua. El principal inconveniente de los fusibles es la necesidad de reponer el cartucho cuando actúan ante una sobre intensidad. Sin embargo, disipan mucha menos potencia que los diodos de bloqueo (producen una caída de tensión de 0,2 V aproximadamente frente a los 0,6 V de caída en los diodos).
- Interruptores automáticos magnetotérmicos. Tienen que ser específicos para corriente continua. Se dimensionan para actuar como máximo a 1,5 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones estándar de medida. Se debe comprobar que su tensión de servicio es como mínimo 1,2 veces la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) en condiciones estándar de medida. Deben tener una curva de disparo específica para la protección de semiconductores.

Además de las protecciones mencionadas, las ramas en paralelo del generador y este mismo tienen que disponer de un dispositivo de maniobra que permita desconectar del resto de la instalación. Normalmente se utiliza un interruptor general para desconectar el

generador fotovoltaico y un sistema de desconexión que permita aislar las ramas o módulos del generador:

- Interruptor general del generador. Es un interruptor que tiene que estar preparado para abrir o cerrar el circuito en condiciones de servicio. Se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador (I_{Gsc}) y la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) ambas a condiciones estándar. Se debe situar junto al regulador de carga para permitir la desconexión como requisito previo si se tiene que desconectar la batería de acumuladores
- Sistema de desconexión de las ramas del generador. Se sitúa en el principio de cada rama en paralelo del generador y se pueden utilizar:
 - Bases portafusibles seccionables. Cumplen la doble función de proporcionar un sistema de desconexión de la rama y al mismo tiempo incorporar el cartucho fusible de protección contra sobreintensidades. Las bases portafusibles tendrán las mismas características que los fusibles, son bipolares con un solo protegido mediante fusible, incorporando en el otro polo una barra de neutro que solo cumple la función de seccionamiento. Hay que tener en cuenta que este sistema no permite la maniobra en carga y es necesario desconectar el interruptor general del generador antes de proceder a la apertura de la base portafusible seccionable.
 - Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares. Cumplen la doble función de proporcionar un sistema de desconexión de la rama y al mismo tiempo incorporar la protección contra sobreintensidades. Es una solución más costosa que las bases portafusibles pero tiene la ventaja de permitir la apertura del circuito en carga y, a diferencia de los fusibles no necesita reponer ningún componente cuando actúan frente a una sobreintensidad

En el circuito de la batería de acumuladores al regulador, si se pueden aparecer corrientes muy elevadas en caso de cortocircuito. Los conductores de conexión son muy cortos y de mucha sección, y la batería de acumuladores tienen una resistencia interna baja, de forma que la corriente de cortocircuito sólo está limitada por la suma de estas resistencias. Por lo tanto, es necesario instalar una protección contra cortocircuitos, además de disponer algún dispositivo que permita la desconexión de la batería de acumuladores cuando sea necesario. Estas se pueden realizar con:

- Fusibles. Es la solución preferente porque es más eficaz frente a elevadas corrientes de cortocircuito que se pueden presentar. Como este circuito se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador (I_{Gsc}) en condiciones estándar, el calibre del fusible debe estar entre 1,5 y 2 veces dicha corriente. Se pone un solo fusible en el conductor conectado al positivo de la batería. Para desconectar la batería de acumuladores se puede utilizar la base portafusibles, extrayendo el cartucho, abriendo siempre antes los circuitos de entrada de corriente de los módulos fotovoltaicos al regulador y de salida de corriente al inversor o a los circuitos de utilización.
- Interruptores automáticos magnetotérmicos. Tienen que ser específicos para corriente continua. Se utiliza el mismo criterio de dimensionamiento que con los fusibles. Deben tener una capacidad de ruptura frente a cortocircuitos muy elevada, lo que aumenta el costo frente a los fusibles.

Protección contra sobretensiones

Para la protección contra las sobretensiones que puede producirse en el generador fotovoltaico por descargas atmosféricas se deben instalar protectores contra sobretensiones en la caja de conexiones del generador conectado entre el positivo y el negativo y la toma de tierra. Si la distancia entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga es superior a 10 m, también se deben instalar protectores contra sobretensiones en la entrada del regulador en nuestro caso la distancia es menor por lo tanto no es necesario utilizar protecciones contra sobretensiones.

Aislamiento y puesta a tierra

Los módulos del generador fotovoltaico y los materiales utilizados en la instalación eléctrica deben tener un buen aislamiento. Los marcos metálicos de los módulos y la estructura soporte del generador fotovoltaico estarán conectados a tierra mediante un conductor de cobre de sección mínima 10 mm^2 . El conjunto regulador inversor estarán conectados a tierra mediante un cable de 35 mm. El tablero general de mando y protección de la posta médica estarán conectados a tierra mediante un cable de 10 mm^2 . Todo según el Código Nacional de Electricidad.

Protección del inversor y los circuitos de utilización

Son circuitos de corriente alterna y las protecciones son contra sobrecargas y cortocircuitos mediante interruptores automáticos y contra contactos directos e indirectos mediante

interruptor diferencial. La corriente y tensión de servicio de estos dispositivos se calcula con la potencia de la carga a proteger. [6]

Dimensionemos los dispositivos de maniobra y protección del proyecto

➤ Protección del generador. Hay más de tres módulos en paralelo y es necesaria una protección contra corrientes inversas en cada rama. Como la caja de conexiones del generador fotovoltaico tiene fácil acceso para mantenimiento, se opta por fusibles en bases porta fusibles seccionables.

➤ Calibre de los fusibles: $1,5I_{sc} < I_F < 2I_{sc}$

$$1,5 \times 8,45 A < I_F < 2 \times 8,45 A \Rightarrow 12,675 A < I_F < 16,9 A$$

Se elige un cartucho fusible de 15 A.

La tensión elegida debe ser: $U_F \geq 1,2U_{Goc}$

$$U_F \geq 1,2 \times 88,74 V = 106,488 V$$

- Interruptor general del generador fotovoltaico. Se pondrá un interruptor que cumpla las siguientes características:

➤ Intensidad nominal: $I_n \geq I_{Gsc} = 59,15 A$

➤ Tensión nominal: $U_n \geq U_{Goc} = 88,74 V$

Se elige un interruptor automático de 2x63A.

- Protección de la batería de acumuladores. Se pondrá una base porta fusibles con fusible en el positivo de las siguientes características:

➤ Calibre de los fusibles: $1,5I_{sc} < I_F < 2I_{sc}$

$$1,5 \times 59,15 A < I_F < 2 \times 59,15 A \Rightarrow 88,725 A < I_F < 118,3 A$$

Se elige un cartucho fusible de 100 A.

La tensión elegida debe ser: $U_F \geq 1,2U_{Goc}$

$$U_F \geq 1,2 \times 88,74 V = 106,488 V$$

- Protección del inversor. Se pondrá un interruptor automático bipolar general de 2x32 A y un interruptor diferencial bipolar 2x40 A de 30 mA de sensibilidad que tienen que cumplir las siguientes características:

➤ Intensidad nominal, la máxima para ese tramo: $I_n \geq I_5 = 28,4125 A$

➤ Tensión nominal: $U_n = 220 V$

Por encontrarse en un lugar donde no hay descargas atmosféricas no se considera protecciones contra sobretensiones.

3.9 Estructura del soporte

Un componente muy importante la construcción del sistema fotovoltaico es la estructura sobre la que se monta el conjunto de módulos del generador la estructura que soporta un generador fotovoltaico cumple dos funciones:

- Dotar a la estructura del generador una consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
- Proporcionar la orientación e inclinación óptimas para la aplicación diseñada.

Para seleccionar la estructura más adecuada para una aplicación hay que tener en cuenta donde se va a instalar el generador (sobre suelo, sobre techo, etc.) y los esfuerzos a los que va estar sometido.

Pueden emplearse diversos materiales para tales estructuras: aluminio, acero inoxidable, hierro galvanizado o madera tratada, entre otros.

La estructura de soporte debe ser capaz de resistir un mínimo de 25 años expuesta a la intemperie, sin que la corrosión o fatiga del material sea apreciable. Debe también soportar vientos de altas velocidades (120 km/h).

Los módulos fotovoltaicos con marco deben fijarse a la estructura únicamente mediante elementos de acero inoxidable. [5]

Las estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.

El diseño de la estructuras de soporte debe facilitar la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.

El montaje de dichas estructuras debe preservar su resistencia a la fatiga, corrosión y efectos del viento.

En nuestro caso la estructura es fija y sobre suelo y emplearemos estructuras de soporte con capacidad para 2 módulos, para un total de 14 módulos, se requieren 7 estructuras.

Características técnicas.

- Versión Disponible para 2 unidades de potencias comprendidas entre 280W y 315W a 24V columna de la marca Atersa.
- Estructura realizada en acero galvanizado
- Lugar de instalación: Sobre suelo,
- Compatibilidad con paneles solares marca Atersa
- 25 años de garantía sobre la estructura



Fig.3.9 Estructura del soporte

3.10 Cálculo del presupuesto inicial

Para realizar el presupuesto del sistema fotovoltaico aislado realizamos la siguiente tabla para detallar los precios de los materiales, mano de obra y gastos generales.

TABLA N° 3.8 Costo total de materiales

PREUSPUESTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO POSTA MÉDICA DE TOCOTA					
IT.	MATERIALES	CANT.	UNID.	P. LISTA	SUB-TOTAL
1	Panel solar 280 W, 72 células (24 V) Atersa	14.00	Pza.	1050.00	14700.00
2	Regulador MPPT-80C Atersa	1.00	Pza.	3750.00	3750.00
3	Inversor Victron Phoenix solar 48V 5000W 220 V	1.00	Pza.	9600.00	9600.00
4	Batería estacionaria de 1600 Ah de capacidad en C24 y 48V	1.00	Pza.	38212.00	38212.00
5	Estructura del soporte suelo 30° para 2 paneles de 180 - 315 W	7.00	Pza.	600.00	4200.00
6	Canaleta plástica de 25x25 mm	6.00	Pza.	6.90	41.40
7	Tubería conduit de 1", abrazadera y soporte	3.00	Pza.	55.00	165.00
8	Cajas LB y LL y T de 1"	3.00	Pza.	20.00	60.00
9	Conector recto de 1"	8.00	Pza.	4.50	36.00
10	Tubería conduit flexible de 1"	6.00	m	9.00	54.00
11	Tubería conduit de 1/2", abrazaderas y soportes	2.00	Pza.	38.00	76.00
12	Cajas LB de 1/2"	4.00	Pza.	7.50	30.00
13	Conector recto de 1/2"	4.00	Pza.	2.40	9.60
14	Tubería conduit flexible de 1 1/2"	2.50	m	18.00	45.00
15	Cable 2,5mm ² THW 90 rojo ,negro	200.00	m	1.05	210.00
16	Cable 4mm ² THW 90 blanco	20.00	m	1.35	27.00
17	Cable 16 mm ² THW90 (rojo y negro 10m c/u)	20.00	m	6.00	120.00
18	Cable 35 mm ² THW90 (rojo y negro 10m c/u)	20.00	m	12.00	240.00
19	Cable 35 mm ² verde amarillo	10.00	m	9.00	90.00
20	Cable 10 mm ² verde amarillo	20.00	m	3.90	78.00
21	Tablero metálico IP66 500x400x200 mm + placa + soportes	1.00	Pza.	330.00	330.00
22	Tablero metálico IP66 300x250x200 mm + placa + soporte	1.00	Pza.	210.00	210.00
23	Canaleta ranurada de 25x40 mm + riel Din simétrico	2.00	Pza.	42.00	84.00
24	Barra para tierra 20x10 mm	2.00	Pza.	30.00	60.00
25	Fusible de 15 A L15S 150 V	16.00	Pza.	72.00	1152.00
26	Fusible de 100 A L15S 150 V	2.00	Pza.	84.00	168.00
27	Caja plástica 20x20x10 mm	4.00	Pza.	24.00	96.00
28	Interruptor Automático 2x63 A DC	1.00	Pza.	570.00	570.00
29	Interruptor Diferencial Idsi clase A 2x40 A sensibilidad 30 mA	1.00	Pza.	180.00	180.00
30	Interruptor termomagnético 2x32 A iC60H	1.00	Pza.	90.00	90.00
31	Interruptor termomagnético 2x2 A iC60N	1.00	Pza.	84.00	84.00
32	Interruptor termomagnético 2x4 A iC60N	2.00	Pza.	84.00	168.00
33	Interruptor termomagnético 2x6 A iC60N	2.00	Pza.	84.00	168.00
34	Interruptor termomagnético 2x16 A iC60N	1.00	Pza.	75.00	75.00
35	Repartidor tetra polar 100 A	1.00	Pza.	66.00	66.00
36	Peine bifásico 12 polos	1.00	Pza.	18.00	18.00
37	Varilla de cobre de 5/8" x 2.4 m.	1.0	Pza.	150.00	150.00
38	Cemento conductivo San Earth	3.0	bls	180.00	540.00
39	Cable de cobre desnudo de 25 mm ²	20.0	m.	10.50	210.00
40	Tierra de chacra cernida	4.0	m ³	120.00	480.00
41	Caja de registro Thorgel	1.0	Pza.	45.00	45.00
42	Pernería	1.00	glb	382.20	382.20
43	Accesorios de instalación	1.00	glb	360.00	360.00
	SUB-TOTAL DE COSTO DE MATERIAL SI.				77430.20

TABLA N° 3.9 Costo total de mano de obra

MANO DE OBRA				
Instalación del generador fotovoltaico.				
* Instalación de soportes para los módulos	24	hrs	21.6	518.40
* Instalación de los módulos	8	hrs	21.6	172.80
* Instalación y equipamiento de tablero de conexiones	8	hrs	21.6	172.80
* Instalación de canaletas y accesorios.	8	hrs	21.6	172.80
* Cableado y conexionado.	8	hrs	21.6	172.80
Instalación del cuadro regulador e inversor.				
* Instalación de soportes y tubería.	8	hrs	21.6	172.80
* Instalación de cable alimentador, seccionador fusible e interruptor.	16	hrs	21.6	345.60
* Instalación del regulador, inversor y baterías.	16	hrs	21.6	345.60
* Cableado y conexionado	8	hrs	21.6	172.80
Instalación de tablero general				
* Instalación de soportes y tubería.	8	hrs	21.6	172.80
* Instalación y equipamiento de tablero.	16	hrs	21.6	345.60
* Cableado y conexionado.	8	hrs	21.6	172.80
* Puesta en marcha y pruebas de funcionamiento	8	hrs	21.6	172.80
Construcción de pozo de tierra				
* Excavación	48	hrs	21.6	1036.80
* Llenado de pozo	16	hrs	21.6	345.60
* Compactación	16	hrs	21.6	345.60
* Adición sales químicas	16	hrs	21.6	345.60
* Instalación tapa registro y conexionado	8	hrs	21.6	172.80
COSTO TOTAL DE MANO DE OBRA TOTAL S/.				5356.80

TABLA N° 3.10 Gastos adicionales y costo total

GASTOS ADICIONALES Y COSTO TOTAL				
Viáticos	4	10	50.00	2000.00
				0.00
Hospedaje				0.00
Habitación simple	4	8	50.00	1600.00
				0.00
Pasajes				0.00
				0.00
Viaje de trabajo	4	150	2.00	1200.00
Envío de herramientas y materiales	2	200	5.00	2000.00
Gastos imprevistos	1	1	400.00	400.00
Gastos generales (EPP + herramientas)				
* Grupo electrógeno	1	global	3.0%	160.70
* Equipos de medición	1	global	1.5%	80.35
* Equipos EPP	1	global	2.0%	107.14
* Indumentaria	1	global	2.0%	107.14
VALOR TOTAL EN GASTOS ADICIONALES S/.				7655.33
VALOR TOTAL DE MATERIALES S/.				77430.20
VALOR TOTAL EN MANO DE OBRA S/.				5356.80
COSTO TOTAL S/.(15% DE UTILIDAD)				104008.677

3.11 Costo de la energía

La energía total que suministra el sistema fotovoltaico en un año es igual a 3713,875 kWh. Por lo tanto en 25 años el sistema suministrara una energía igual a: 92846,875 kWh. Durante estos 25 años tiempo de vida para lo que fue diseñada la central fotovoltaica solo tenemos que renovar las baterías que tiene una vida útil según el fabricante de 10 a 12 años por lo tanto el costo de la inversión a lo largo de los 25 años alcanza los 142220,68 soles. Entonces el costo de la energía generada en 25 años es:

$$\text{CostoEnergía} = \frac{S/.142220,68}{92846,875kWh} = 1,532S / kWh$$

CONCLUSIONES

1. De acuerdo con los datos encontrados para la zona de interés, el nivel de radiación solar promedio mensual varía desde un mínimo de 4,5 kWh/m².día en el mes de junio, hasta un máximo de 7,5 kWh/m².día en el mes de noviembre.
2. Para la realización de este proyecto se consideró el periodo de diseño al mes de menor radiación solar mes de junio.
3. Para realizar el dimensionado de los equipos, se estimó que la potencia instalada en la posta médica es de 3740 W, con un consumo de energía de 10,175 kWh por día.
4. Para la implementación del proyecto se estimó que se necesitan 14 paneles solares de 280Wp, un reguladores de carga de 80 A, un inversor de 48 V y 5000 W, 7 estructuras con capacidad para 2 módulos, y un banco de baterías estacionarias con capacidad total de 1450 Ah medidas en C₁₀₀.
5. Existe una amplia gama de baterías para aplicaciones fotovoltaicas en el mercado. El aumento en el costo de determinado tipo de baterías se asocia con mejores características como los son una vida útil más larga y poco o ningún mantenimiento, por lo que la elección de las baterías en este tipo de sistemas representa un compromiso entre costo y características deseables para el sistema de almacenamiento en determinadas circunstancias.
6. La disposición de una fuente alternativa de generación eléctrica para suplir la demanda y recargar las baterías, permite diseñar el sistema fotovoltaico para una cantidad menor de días de autonomía lo que se traduce en una reducción en la cantidad de baterías a utilizar en un sistema fotovoltaico.

ANEXOS

ANEXO A
PLANO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS SISTEMA FOTOVOLTAICO

ANEXO B
PLANO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS POSTA MÉDICA

ANEXO C
PLANO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS POSTA MÉDICA DETALLES

ANEXO D

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO ATERSA A-280P

➔ Módulo fotovoltaico
A-280P / A-285P / A-290P



+ UltraTolerancia positiva
Positiva 0/+5 Wp

+ UltraCalidad
Anti Hot-Spot

+ UltraGarantía
10 años de garantía de producto

+ UltraFiabilidad
En el mercado desde 1979

+ UltraResistencia
Cristal templado de 4 mm

+ UltraTES
Verificación eléctrica célula a célula



Sistema único
en el mercado,
patentado por
Atersa.

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)

	A-280P	A-285P	A-290P
Potencia Nominal (0/+5 W)	280 W	285 W	290 W
Eficiencia del módulo	14,39%	14,65%	14,91%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,93 A	8,00 A	8,07 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	35,33 V	35,63 V	35,93 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,45 A	8,56 A	8,67 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,37 V	44,52 V	44,67 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas

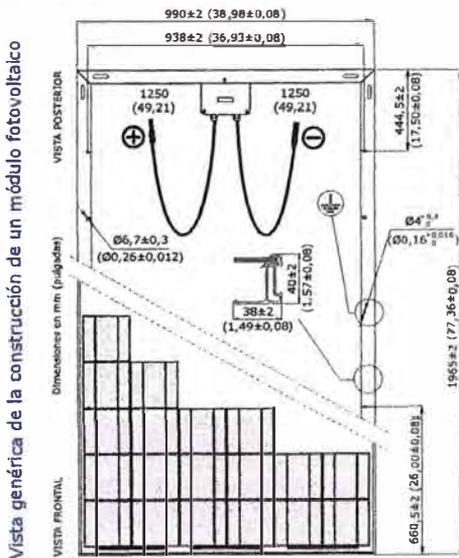
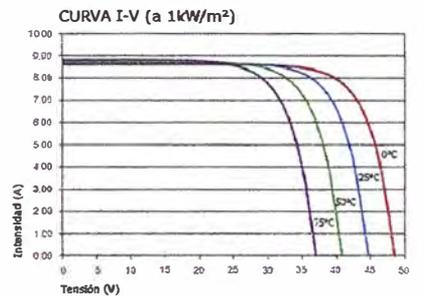
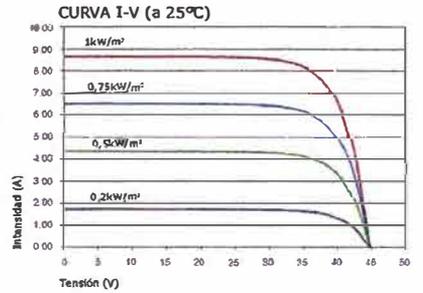
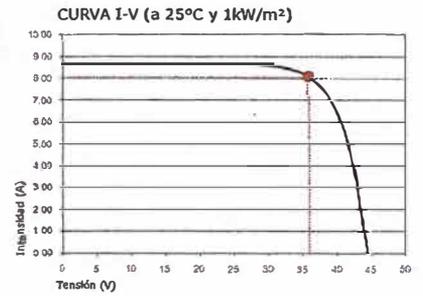
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1965x990x40
Peso (kg)	24
Área (m ²)	1,95
Tipo de célula	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4 mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1250 mm
Conectores	MC4 o combinable MC4

Rango de funcionamiento

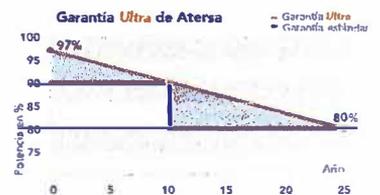
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m ²)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

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

Curvas modelo A-290P



- Módulos por caja: 25 uds.
- Peso por pale: 630 kg
- En un contenedor de 40 pies entran 22 cajas: 550 paneles
- En un contenedor de 20 pies entran 8 cajas: 225 paneles
- En un camión TRAILER entran 26 cajas: 650 paneles



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ www.atersa.com • atersa@elecnor.com

Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111 • Italia +39 039 226 24 82 • Alemania +49 151 153 988 44

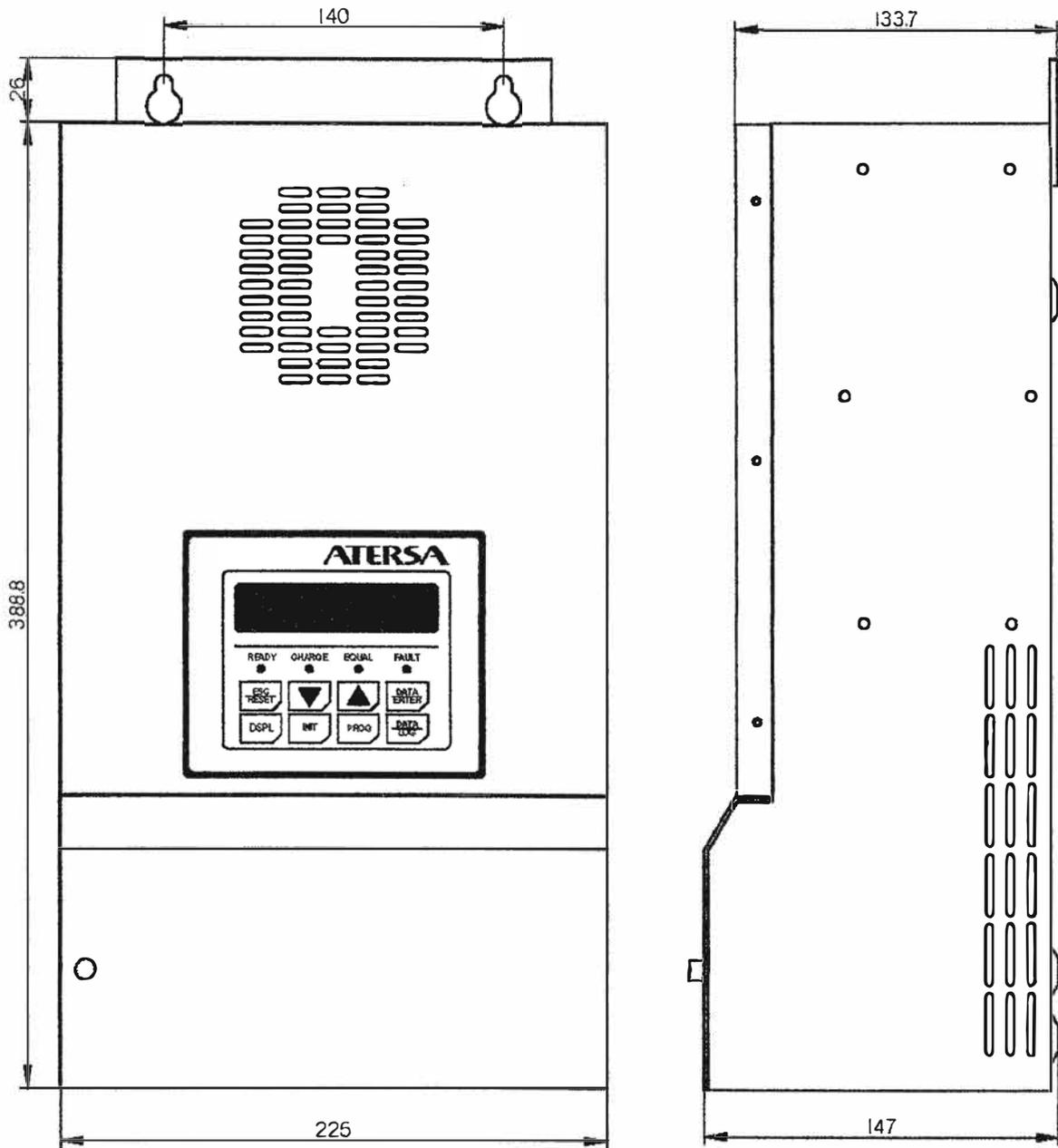
Revisado: 10/09/12
Ref.: MU-6P (2) 6x12-M
© Atersa SL, 2012



ANEXO E
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL REGULADOR MPPT-80C ATERSA

Dimensiones del MPPT-80C

Unidad: mm



Especificaciones

Número de modelo	MPPT-50C	MPPT-80C
Corriente máxima de salida (continua hasta 50 °C de temperatura ambiente)	50 A	80 A
Tensiones de la batería	12, 24, 36, 48 V CC Normal	
Corriente máxima de entrada fotovoltaica	40 A	70 A
Rango de tensiones de entrada	16~112 V CC Funcionamiento	
	140 V CC Máxima Tensión de circuito abierto	
Potencia máxima del conjunto fotovoltaico	3.250 vatios (máximo al ecualizar una batería de 48 V a 64 V a 50 A)	5.200 vatios (máximo al ecualizar una batería de 48 V a 64 V a 80 A)
Modos de regulación de la carga	Masiva, Absorción, Flotación, Ecualización automática/manual	
Compensación de la temperatura de la batería	5,0 mV por °C, por pila de 2 voltios	
Conversión CC/CC Capacidad	Batería de 12 V: 16~112 V CC	
	Batería de 24 V: 32~112 V CC	
	Batería de 36 V: 48~112 V CC	
	Batería de 48 V: 64~112 V CC	
Estado de la pantalla	Incorpora una pantalla LCD de 2 líneas x 20 caracteres, con luz de fondo La pantalla de estado LCD muestra la tensión y la corriente de entrada, la tensión y la corriente de salida, el modo de carga y el SOC de la batería	
Registro de datos	Registra la energía capturada durante 90 días, la pantalla LCD muestra los valores Wh, kWh, Ah	
Monitor de energía	La pantalla LCD muestra los valores SOC, Ah, Wh, y la corriente actual de carga o descarga. Se requiere el uso de un shunt de 50 mV/ 500 A	
Relés auxiliares	Dos relés independientes con contactos desde A (SPST) para controlar los dispositivos externos. El valor nominal del contacto es 3 A, 50 V CC	
Temperatura de funcionamiento	Potencia de salida total a +50 °C de temperatura ambiente	
Potencia en espera	< 2 vatios	
Dimensiones	267,6 x 196 x 147 mm	414,8 x 225 x 147 mm
Peso	4,3 kg	7,1 kg

Características

- Integra tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), gestión de la carga de la batería e información sobre el estado de carga.
- Potencia de salida continua sin reducción de potencia hasta 50 °C de temperatura ambiente.
- Incorpora un monitor de energía de la batería que realiza un seguimiento de la producción y el consumo de potencia para calcular la energía restante en el estado de carga (SOC) de la batería que se visualiza en porcentaje total, Ah, Wh y el historial de captura de energía de los últimos 90 días se almacena en el cargador solar.
- Soporta baterías húmedas de plomo-ácido (FLA), gel, malla de fibra de vidrio absorbente (AGM) y LiFePO₄; carga de 2/3/4 etapas con puntos de ajuste configurables para todos los parámetros.
- Conexión de los módulos fotovoltaicos en serie hasta 112 V CC normal (140 V CC máx.) para las series MPPT-50C y MPPT-80C.
- Fácil apilado de hasta 16 unidades en paralelo para altas corrientes.
- Carga precisa de baterías de 12V/ 24V/36V/48V con una fácil configuración y utilizando cables de detección de tensión de la batería (BVS).
- Incorpora una función de compensación de temperatura para una carga completa y segura.
- El rectificador opcional con unidad de frenado para sistemas eólicos se necesita para controlar y detener el controlador en situaciones de sobrecarga causadas por velocidades elevadas del viento.

ANEXO F
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL INVERSOR PHOENIX



[12V: 180-5000 VA]
[24V: 180-5000 VA]
[48V: 180-5000 VA]

CARACTERÍSTICAS DEL 230VAC/50HZ



SinusMax – Diseño superior

Un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada que no compromete su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la mayor calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar electricidad, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax es su muy alta potencia de arranque. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como son frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.

Potencia prácticamente ilimitada gracias a su funcionamiento en paralelo y trifásico.

Hasta 10 unidades Phoenix 24/5000 pueden conectarse en paralelo para alcanzar una potencia de salida de 50 KVA. También puede configurarse para funcionamiento trifásico.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Si fuese necesario añadir un conmutador de transferencia automático en modelos con una capacidad de 1200 VA o superior, recomendamos utilizar el Phoenix MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en estos productos y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Para los modelos de menor potencia recomendamos el uso de nuestro conmutador de transferencia automático "Filax". Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que tanto el Filax como el Phoenix MultiPlus disponen de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).

Interfaz para el ordenador

Todos los modelos de 1200 VA, o superiores, disponen de un interfaz de ordenador RS-485. Junto con el software VEConfigure se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Los inversores también pueden conectarse a VEnet, la red de control de potencia de Victron Energy.

ACCESORIOS



BMV-600-S
Monitor de baterías



Panel de control del
inversor Phoenix (PIV)



Funcionamiento y
seguimiento controlado
por ordenador (interfaz
Victron MK2)



Alarma de la batería:
Indica que la tensión
es demasiado alta o
demasiado baja por
medio de una alarma
visual y sonora y de un relé
de señalización remota.

Phoenix Inversor	12/180 14 Voltios 18 Voltios	12/350 21/350 18/350	12/750 24/750 48/750	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	12/5000 24/5000 48/5000
Rango de tensión de entrada (VCC)	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	9.5 - 16 19.5 - 32.2 48.750	9.5 - 16 19.5 - 33	9.5 - 16 19.5 - 33	9.5 - 16 19.5 - 33 38 - 66	9.5 - 16 19.5 - 33 38 - 66
Potencia cont. de salida a 25 °C	180	350	750	1200 (3)	1600 (3)	2000 (3)	3000 (3)	5000 (3)
Potencia cont. a 25 °C/40 °C (W)	175 / 150	300 / 250	700 / 650	1000 / 900 (4)	1300 / 1200 (4)	1600 / 1450 (4)	2500 / 2000 (4)	4500 / 4000 (4)
Pico de potencia (W)	350	700	1400	2400	2300 3000	4000	6000	10000
Eficiencia máx. 12/24/48V (%)	91/92/92	90/91/92	91/93/94	93/94	93/94	93/94	93/94/95	94/95
Consumo en vacío 12/24/48 (w)	2.2 / 3.0 / 4.0	3.0 / 3.5 / 4.0	1.2 / 1.2 / 1.2	8 / 11	8 / 11	10 / 10	15 / 15 / 16	25
Consumo en vacío en modo de ahorro (AES) n.a.	n.a.	n.a.	3/4/5	5/8	5/8	8/10	10/10/12	20/20
Controlador del relé multifunción o relé (2)				relay	relay	relay	relay x2	relay x2
Protección (4)	a,b,d,h	a,b,d,h	a,b,d,h	a,b,c,d,i,g,h	a,b,c,d,i,g,h	a,b,c,d,i,g,h	a-h	a-h
Características comunes	Salida: 120 V ± 2% / 60 Hz ± 0,2% (seleccionable por interruptor) Temperatura de funcionamiento: -20 to +50°C Humedad: máx. 95%							

CARCASA	Aluminio (azul RAL 5012)							
Materia y color	Aluminio (azul RAL 5012)							
Conexión de la batería	1)	1)	Conex. rosca	1)	1)	Pernos M8	Pernos M8	Pernos M8
Conexión 230 V AC	IEC-320 (enchufe IEC-320 incluido) o Schuko			G-ST18i	G-ST18i	Abrazadera de resorte	Abrazadera de resorte	Abrazadera de resorte
Tipo de protección	IP20	IP20	IP20	IP21	IP21	IP21	IP21	IP21
Peso (kg)	2.7	3.5	2.7	10	10	12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm)	72x132x200	72x155x237	72x180x295	375x214x110	375x214x110	520x255x125	362x258x218	444x328x240

ACCESORIOS								
Panel remoto				√ (PIV)	√ (PIV)	√ (PIV)	√ (PIV)	√ (PIV)
Interruptor on/off remoto	√	√	√	√	√	√	√	√
Conmutador de transferencia automático	FILAX	FILAX	FILAX	PhoenixMulti				Quattro

NORMATIVAS								
Seguridad	EN 60950			EN 60335-1				
Emissiones/Normativas	EN 55014-1 / EN55014-2							
Directiva de automoción	95/54/EC and 2004/104/EC							

1) Cables de batería de 1,5 metros 2) Relé multifunción que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador
3) Puede funcionar en paralelo o en trifásico 4) Protección
a. Cortocircuito de salida b. Sobrecarga c. Ter g. Or ideo baja
e. Detección de polaridad invertida de la bater f. 230 VCA en la salida del inversor
h. Temperatura demasiado alta

ANEXO G
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN BAE

BAE SECURA PVS solar

Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

1. Application

BAE SECURA PVS solar batteries need only low maintenance and are used to store electric energy in medium and large solar photovoltaic installations.

Due to the robust tubular plate design BAE PVS batteries are excellent suited for highest requirements regarding cycling ability and long life-time.



2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah	R_i 1) mΩ	I_k 2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

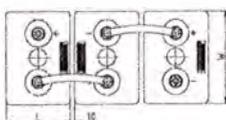
1, 2) Internal resistance R_i and short circuit current I_k according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

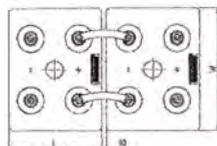
BAE SECURA PVS solar batteries are also available as dry pre-charged version. They are titled with additional "TG", e.g. 4 PVS 280 TG.

All values given in the table correspond to 100 % DOD without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

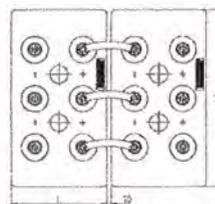
3. Terminal positions



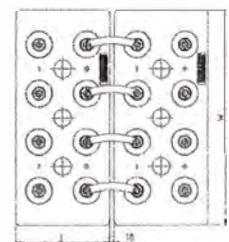
2 PVS 140 to 6 PVS 900



7 PVS 1050 to 12 PVS 2280



13 PVS 2470 to 16 PVS 3040



17 PVS 3230 to 26 PVS 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm² or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm².



Technical Specification for BAE *SECURA PVS solar*

4. Design

Positive electrode	tubular-plate with a woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	microporous separator
Electrolyte	sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	high impact, transparent SAN (Styrol-Acrylic-Nitrile), UL-94 rating: HB
Lid	high impact SAN in dark grey colour (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	labyrinth plugs for arresting aerosols, optional ceramic plugs or ceramic funnel plugs according to DIN 40740
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to VBG 4

5. Installation

BAE *SECURA PVS solar* batteries are designed for indoor applications. For outdoor applications please contact BAE.

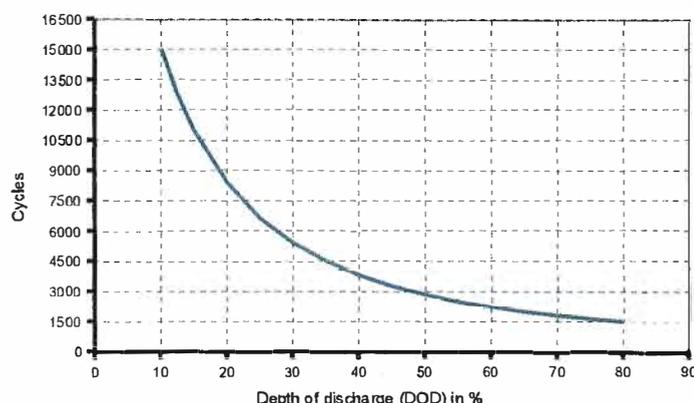
6. Maintenance

Every 6 months	check battery voltage, pilot cell voltages, temperatures
Every 12 months	check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures
Every 3 years	average water-refilling interval (depending on utilization and ambient temperature)

7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	max. 80 % ($U_e = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah C_{10}
Initial charge current (I or bulk phase)	
Charge voltage at cyclic operation	restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Float voltage/non cyclic voltage	2.23 V/cell
Adjustment of charge voltage	no adjustment necessary if battery temperature is between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 61427 cycles	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Battery temperature	approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)
Self-discharge	

8. Number of cycles as function of Depth of discharge



9. Transport

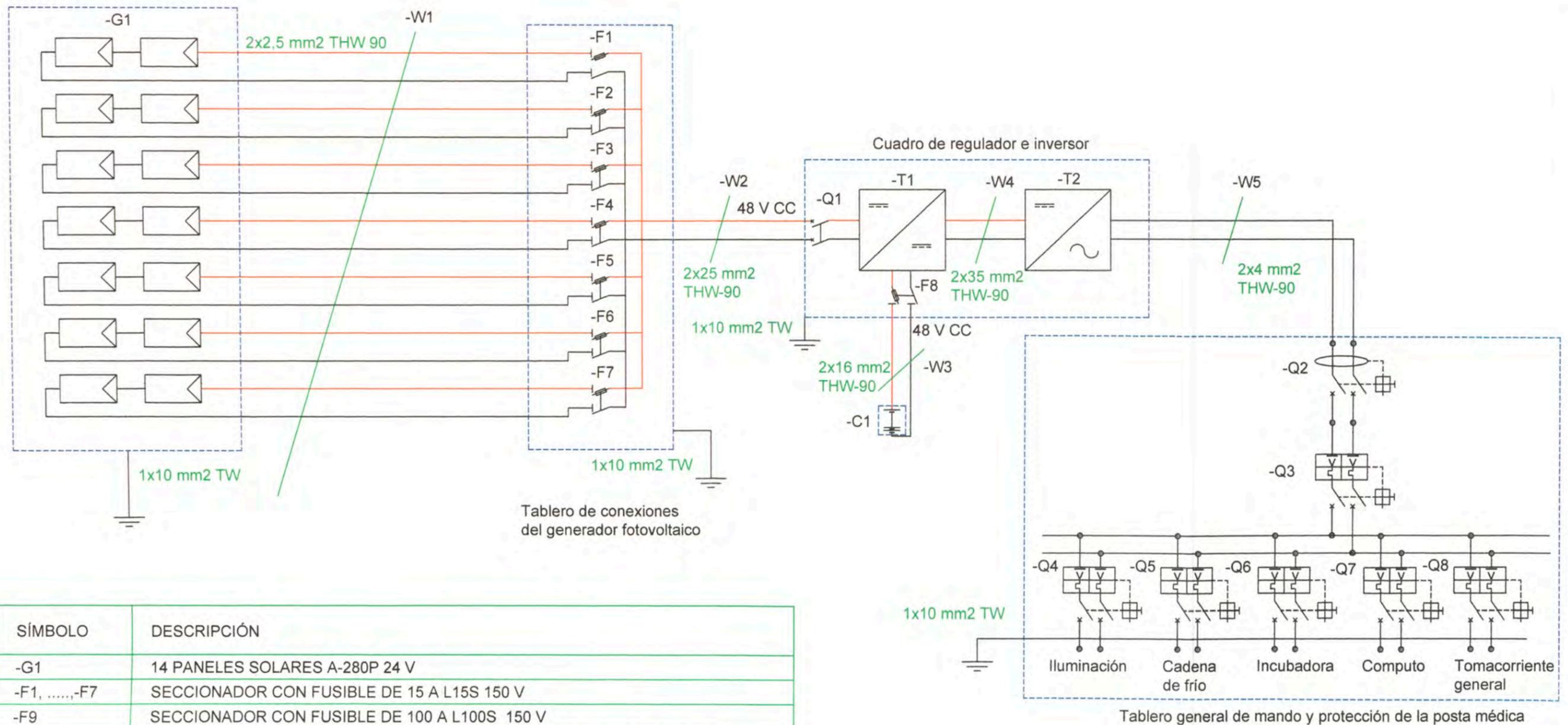
Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed. These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	EN 50272-2

BIBLIOGRAFIA

- [1] Oscar Perpiñán Lamigueiro, “Energía Solar Fotovoltaica”,
España,Marzo 2013**
- [2] Rafael Cuervo García y Javier María Méndez Muñiz
Energía Solar Fotovoltaica 2da. Edición 2004**
- [3] Agustín Castejón y Germán Santamaría
Instalaciones Solares Fotovoltaicas, España 2008**
- [4] Narciso Moreno Alfonso y Lorena García Díaz
Instalaciones de Energía Fotovoltaica Adaptado al Código Técnico de la
Edificación. Como rentabilizar la Energía Solar - Edición 1 Madrid 2010**
- [5] Recomendación de operación y mantenimiento de los fabricantes de equipos**
- [6] Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006**
- [7] Atlas de la Energía Solar del Perú - Lima 2003**
- [8] Instituto de la Diversificación y Ahorro de Energía IDAE
Instalaciones de Energía Solar fotovoltaica, Pliego de Condiciones Técnicas de
Instalaciones Aisladas de la Red Madrid - 2009**



Tablero de conexiones del generador fotovoltaico

Tablero general de mando y protección de la posta médica

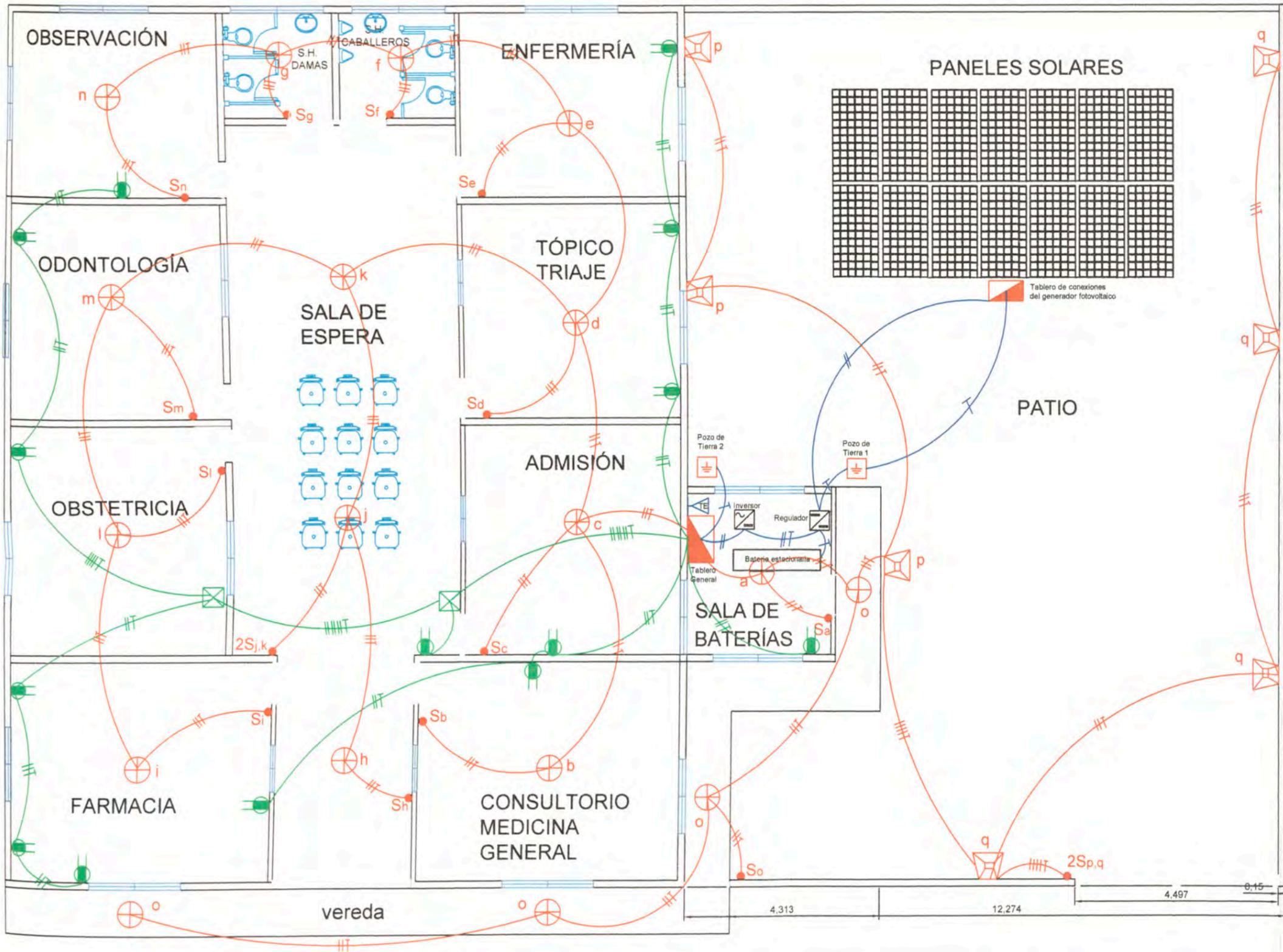
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
-G1	14 PANELES SOLARES A-280P 24 V
-F1,,-F7	SECCIONADOR CON FUSIBLE DE 15 A L15S 150 V
-F9	SECCIONADOR CON FUSIBLE DE 100 A L100S 150 V
-Q1	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x63 A DC PODER DE CORTE EN 48 VDC 50kA ABB
-Q2	INTERRUPTOR DIFERENCIAL IDsi CLASE A 2x40 A 30 mA DE SENSIBILIDAD
-Q3	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x32 A iC60H PODER DE CORTE EN 220 V 30 kA
-Q4	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x2 A iC60N PODER DE CORTE EN 220 V 20 kA
-Q5	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x4 A iC60N PODER DE CORTE EN 220 V 20 kA
-Q6	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x4 A iC60N PODER DE CORTE EN 220 V 20 kA
-Q7	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x6 A iC60N PODER DE CORTE EN 220 V 20 kA
-Q8	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 2x16 A iC60N PODER DE CORTE EN 220 V 20 kA
-C1	BATERÍA ESTACIONARARIA BAE 48 V 1450 Ah
-T1	REGULADOR MPPT -80C ATERSA
-T2	INVERSOR VICTRON PHOENIX SOLAR 48V 5000W
-W1	CANALETA PLÁSTICA DE 20X30mm
-W2	TUBERÍA CONDUIT DE 1" TABLA 6 CNE
-W3	TUBERÍA CONDUIT FLEXIBLE DE 1" TABLA 6 CNE UTILIZACIÓN
-W4	TUBERÍA CONDUIT FLEXIBLE DE 1 1/4" TABLA 6 CNE UTILIZACIÓN
-W5	TUBERÍA CONDUIT DE 1/2" TABLA 6 CNE UTILIZACIÓN


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
 ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO: **SISTEMA FOTOVOLTAICO POSTA MÉDICA TOCOTA**
 PLANO DE: **ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

UBICACION: LOCALIDAD DE TOCÓTA-CARAVELI-AREQUIPA LAMINA:
 BACHILLER: **ELISEO ENRIQUEZ FUERTES** **IE-01**

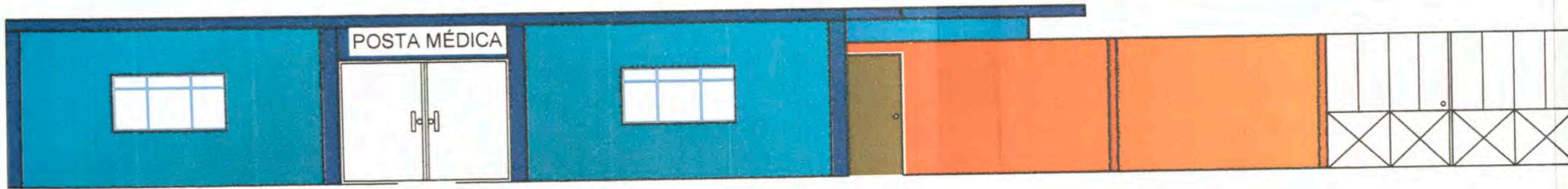
FECHA: ABRIL 2014 Dibujado por: E. Enriquez F. ESCALA: S/E



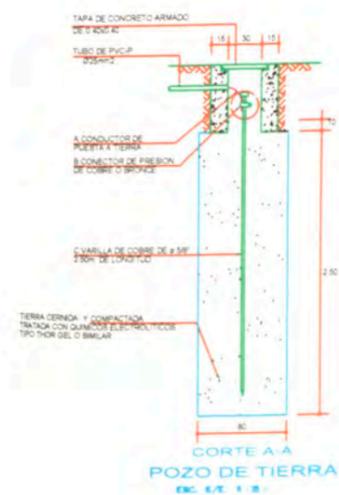
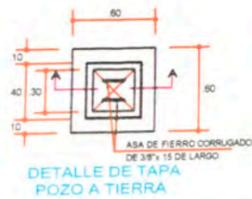
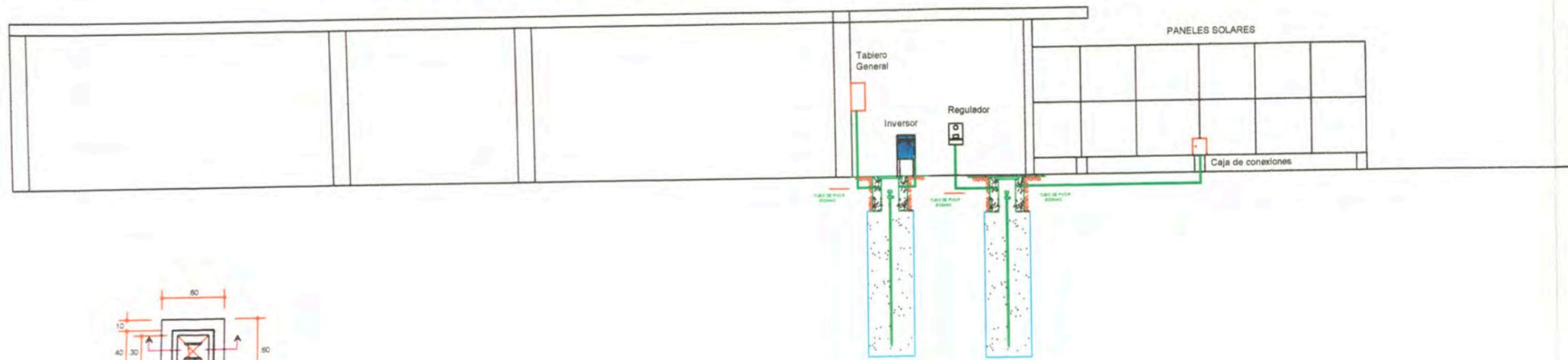
LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	TABLERO ELÉCTRICO
	LÁMPARA LED 10 W 230 V 50-60 Hz
	REFLECTOR LED 30 W 230 V 50-60 Hz
	TOMACORRIENTE DOBLE 2P + T 15 A
	CAJA DE PASO PLÁSTICA DE 150x150x80 mm
	POZO DE TIERRA
	INTERRUPTOR UNIPOLAR
	SALIDA PARA TELEFONO
	CONDUCTOR DE PROTECCIÓN
	DOS CONDUCTORES

	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA		
	FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			
PROYECTO:	SISTEMA FOTOVOLTAICO POSTA MÉDICA TOCOTA		
PLANO DE:	INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA POSTA MÉDICA		
UBICACION:	LOCALIDAD DE TOCOTA-CARAVELI-AREQUIPA	LAMINA:	IE-02
BACHILLER:	ELISEO ENRIQUEZ FUERTES	ESCALA:	
FECHA:	ABRIL 2014	Dibujado por:	E. Enriquez F.
		ESCALA:	S/E

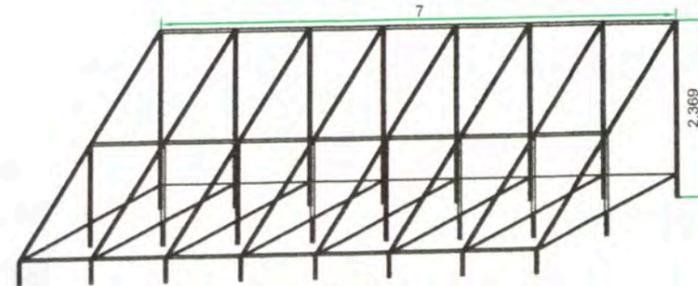
VISTA FRONTAL DE LA POSTA MÉDICA



CORTE A-A
POSTA MÉDICA



ESTRUCTURA DEL SOPORTE DE LOS PANELES SOLARES



 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA		
PROYECTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO POSTA MÉDICA TOCOTA		
PLANO DE: INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA POSTA MÉDICA DETALLES		
UBICACION:	LOCALIDAD DE TOCOTA-CARAVELI-AREQUIPA	LAMINA:
BACHILLER:	ELISEO ENRIQUEZ FUERTES	1E-03
FECHA:	ABRIL 2014	ESCALA: S/E
	Dibujado por: E. Enríquez F.	