

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA “TOMÁS FRÍAS”
VICERRECTORADO
DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA
FACULTAD DE CIENCIAS PURAS
CARRERA DE FÍSICA



***“PROPIEDADES FÍSICAS EN LA APLICACIÓN DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICO PARA EL CALENTAMIENTO DE AGUA EN
VIVIENDAS FAMILIARES”***

“INVESTIGACIÓN”

AUTOR: UNIV. JUAN JOSE BUHEZO SOTO

2018

POTOSI – BOLIVIA

INTRODUCCION	1
DISEÑO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN.	1
DISEÑO METODOLOGICO DE LA INVESTIGACIÓN.	2
JUSTIFICACIÓN	3
CAPITULO 1	4
1. Fundamento teórico sobre paneles fotovoltaicos.....	4
1.1. Energía solar.....	4
1.1.1. Radiación solar.....	4
1.1.2. Constante Solar	5
1.1.3. La masa óptica de aire (AM).....	5
1.1.4. Influencia del ángulo de incidencia.....	6
1.2. Parámetros de la posición Sol-Tierra e instrumentos de medida	6
1.2.1. Declinación solar.....	6
1.2.2. Posicionamiento solar	7
1.2.3. La radiación sobre la superficie de la tierra.....	8
1.2.4. Medida de la radiación solar	8
1.3. Modelo de transmisión atmosférica para cielo claro y sobre plano horizontal	8
1.4. El silicio en la aplicación de sistemas fotovoltaicos	9
1.5. La naturaleza de las celdas y paneles solares	12
1.5.1. Celda solar.....	12
1.5.2. Materiales Extrínsecos tipo n y tipo p	12
1.5.3. Estructura física de una celda solar	14
1.5.4. Partes principales de una celda.....	15
1.5.5. Conducción Intrínseca y Dopaje.	15
1.5.6. Campo Eléctrico Interno. La juntura P-N.	16
1.5.7. Construcción de una celda solar.....	17
1.5.8. Paneles Fotovoltaicos	19

1.6.	TEORIA Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA SOLAR	24
1.6.1.	Principios de funcionamiento de la celda solar	24
1.6.2.	Absorción de luz y generación de portadores.....	26
1.6.3.	Colección de corriente.....	28
1.6.4.	Corriente de oscuridad	30
1.7.	CURVA CARACTERISTICA DE UNA CELDA SOLAR	32
1.7.1.	Características I-V de iluminación.....	32
1.7.2.	Corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto	33
1.7.3.	Punto de máxima potencia	34
1.7.4.	Factor de forma y rendimiento de conversión energética	36
1.8.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CELDA SOLAR.....	37
1.8.1.	Circuito equivalente de una celda solar.....	37
1.8.2.	Circuito equivalente del dispositivo intrínseco	37
1.8.3.	Resistencia serie y paralelo	37
1.9.	FACTORES QUE AFECTAN EN LA CARACTERISTICAS I-V	41
1.9.1.	Influencia de la temperatura	41
1.9.2.	Influencia de la intensidad de la iluminación	42
1.10.	El generador fotovoltaico	44
1.10.1.	La característica I-V de un generador fotovoltaico	44
1.10.2.	Expresiones de utilidad	46
1.10.3.	Determinación de parámetros característicos.....	47
1.10.4.	El módulo fotovoltaico.....	48
1.11.	Condiciones estándares y TONC	48
1.11.1.	Comportamiento en condiciones cualesquiera de operación.....	49
	CAPITULO II	53
2.	Características para un sistema fotovoltaico	53
2.1.	Funcionamiento.....	53

2.1.1.	Tecnología del proyecto	54
2.2.	La Irradiancia en la ciudad de potosí.....	54
2.3.	Descripción de los materiales.....	56
2.3.1.	Modulo fotovoltaico	56
2.4.	El panel solar.....	56
2.5.	Composición típica de un panel solar fotovoltaico	57
2.5.1.	Cara activa o cubierta exterior.....	57
2.5.2.	Protección posterior	58
2.5.3.	Bastidor o marco soporte.....	58
2.5.4.	Contactos eléctricos de salida.....	59
2.5.5.	Diodos	59
2.6.	Características eléctricas	59
2.7.	Intensidad de cortocircuito (ISC) y tensión de circuito abierto (VOC).....	61
2.8.	Potencia pico o potencia máxima (P _{MAX}).....	61
2.9.	Intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia (I _{MAX} y V _{MAX})	62
2.10.	Tipos de Sistemas Fovovoltaicos	62
2.10.1.	Sistemas con cargador fotovoltaico de baterías integrado	63
2.10.2.	Sistemas de uso diurno.....	63
2.10.3.	Sistemas de corriente directa con baterías de almacenamiento.....	63
2.10.4.	Sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna	64
2.10.5.	Sistemas híbridos.....	65
2.10.6.	Sistemas interconectados a la red de servicios.....	65
2.11.	Componentes de los sistemas fotovoltaicos	66
2.11.1.	Generador fotovoltaico.....	67
2.11.2.	Regulador o controlador.....	68
2.11.3.	Tipos de Reguladores	69
2.12.	Inversores	73

2.12.1.	Característica para la elección e instalación de inversores	73
2.12.2.	Tipos de inversores.....	74
2.13.	Acumuladores.....	76
2.13.1.	Principio de funcionamiento de un acumulador de plomo	77
2.13.2.	Composición de un acumulador	79
Capítulo III	81
3.	Calculo de las propiedades físicas para un sistema fotovoltaico	81
3.1.	Características de la instalación	81
3.2.	Análisis de las cargas eléctricas	81
3.2.1.	Estudio de la demanda.....	81
3.3.	Potencia instalada.....	81
3.4.	Consumo de energía eléctrica diaria	82
3.5.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo	82
3.5.1.	Consumo de energía eléctrica diario	82
3.5.2.	Corrección del Consumo de energía eléctrica diario.....	82
3.5.3.	Dimensionamiento del generador solar	83
3.5.4.	Calculo teórico de la redición en la ciudad de Potosí en el mes de Septiembre.....	83
3.5.5.	Calculo teórico de la radiación en la ciudad de Potosí en el mes de Octubre	85
3.5.6.	Tiempo de potencia nominal (horas sol pico)	86
3.5.7.	Corriente nominal del generador solar	87
3.5.8.	Calculo del número de paneles.....	87
3.5.9.	Producción de energía eléctrica del panel fotovoltaico	88
3.5.10.	Verificación del número de paneles	89
3.5.11.	Dimensionamiento de los acumuladores.....	89
3.5.12.	Capacidad de los acumuladores del sistema solar.....	90
3.5.13.	Numero de acumuladores	90
3.5.14.	Cálculo y selección del regulador	91

3.5.15.	Corriente de corto circuito máximo.....	91
3.5.16.	Conclusiones y recomendaciones.....	93
Referencias bibliográficas.....		94

Lista de figuras

Figura 2.1. Esquema general de la instalación (esquema+unifilar, s.f.).....	54
Figura 2.2. Mapa de Radiación Solar Media Anual para Bolivia (kWh/m ² /día). (Universidad Mayor de San Simón, 2010)	55
Figura 2.3. Módulo compuesto por células de silicio Monocristalino (Murillo)	57
Figura 2.4. Curva característica I-V de un panel fotovoltaico (energía).....	61
Figura 2.5. Diagrama unifilar del sistema (Elaboración propia)	67
Figura 2.6. Esquema del flujo de energía en una instalación fotovoltaica (Vasco)	69
Figura 2.7. Las diferentes formas de corriente alterna de salida de un inversor. Izquierda: corriente en forma rectangular. Centro: corriente en forma rectangular modificado. Derecha: Corriente en forma senoide. (Falk, 2010)	74
Figura 2.8. Esquemas de conexión del convertidor en instalaciones autónomas y conectadas a red. (Vasco)	76
Figura 2.9. Esquema de un acumulador de plomo (Falk, 2010)	78
Figura 2.10. Procesos de carga y descarga en el acumulador de plomo (Falk, 2010).....	79
Figura 2.11. Componentes de un acumulador (Falk, 2010)	79

Lista de tablas

Tabla 3.1. Descripción del estudio de demanda (Elaboración propia).....	81
Tabla 3.2. Radiación media mensual en el departamento de Potosí (htt1).....	83
Tabla 3.3 Hoja de cálculo para el mes de Septiembre.....	84
Tabla 3.4 Hoja de cálculo para el mes de Octubre.....	86



INTRODUCCION

El propósito de ésta investigación consiste en la reducción del consumo de energía eléctrica de las viviendas en la hora de máxima demanda, utilizado para calentamiento de agua, mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos. Para ello es necesario determinar la situación energética actual, seguidamente se realiza un análisis técnico del sistema más adecuado, así como la ubicación e implementación estratégica, una vez obtenido estos datos se determina el área de estudio en las viviendas, en donde se realizará encuestas para estimar el consumo de energía para el calentamiento de agua, con estos resultados se obtendrán la reducción de consumo de energía eléctrica.

El sistema fotovoltaico aprovecha la energía del sol para producir calor, que se puede aprovechar para el calentamiento del agua.

Al tratar el tema de energía solar lo primero que se viene a la mente es que, es un tipo de energía no contaminante e inagotable, además los tipos de captación solar son de fácil mantenimiento y a medida que la tecnología va avanzando el costo disminuye, mientras que los combustibles aumentan debido al agotamiento de los yacimientos petroleros.

DISEÑO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

Su capacidad de generar electricidad solamente con la luz solar, las hace muy útiles a pesar que las celdas solares existen desde hace mucho tiempo, es solo recientemente que avances tecnológicos han permitido utilizarlas de manera eficaz.

Debido a las diversas variables físicas, independientes y dependientes de una célula solar es difícil de poder tener un buen entendimiento de su funcionamiento, para así conseguir un mejor rendimiento.

Es importante tener un conocimiento previo de todas sus variables importantes así como la corriente, voltaje, resistencia en serie y su resistencia en paralelo, como por ejemplo, como varían según la temperatura o la radiación.

Un problema que se debe resolver para realizar una instalación fotovoltaica es la predicción del comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico partiendo de la información sobre la constitución del propio sistema y sobre la meteorología del lugar donde se va instalar.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Qué propiedades y variables físicas influyen en la aplicación de sistemas fotovoltaicos con el fin generar energía eléctrica para el calentamiento de agua en viviendas familiares?

Objeto de estudio

Sistemas fotovoltaicos

Campo de acción

Propiedades físicas en sistemas fotovoltaicos

Objetivo

Cuantificar las propiedades físicas de sistemas fotovoltaico con el fin generar energía eléctrica para calentamiento de agua en viviendas familiares en el departamento de Potosí.

DISEÑO METODOLOGICO DE LA INVESTIGACIÓN.

Método teórico:

- La modelación

Permite construir algunos diseños con vistas de explicar la realidad del sistema, para la obtención de parámetros que pueden ser aplicados utilizando operaciones lógico matemáticas.

- Método de análisis y síntesis

Este método nos permite realizar el análisis respectivo de las curvas y de su comportamiento eléctrico en las diferentes condiciones de trabajo.

Método empírico:

- La experimentación

Ayudará a crear las condiciones físicas necesarias usando la experiencia obtenida mediante pruebas para esclarecer propiedades y relaciones. Así mismo se realizará mediciones que permitan analizar el comportamiento del sistema.

- La observación

Es importante para nuestro experimento en vista de que permite observar y poder estudiar el comportamiento del fenómeno en tiempo real.

JUSTIFICACIÓN

La energía que genera el sol anualmente es de $1.49 \cdot 10^8 \text{ kWh}$, Se trata de una energía limpia e inagotable y que no tiene costo alguno, pero el problema radica en como poder convertir la energía solar en eléctrica.

El trabajo de investigación es de mucha importancia, porque para tener un aprovechamiento de la energía solar que incide en un sistema fotovoltaico es importante conocer su comportamiento para realizar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, así mismo también es importante conocer el rendimiento del sistema fotovoltaico para no realizar una sobre dimensión, de esta manera reducimos económicamente.

CAPITULO 1

1. Fundamento teórico sobre paneles fotovoltaicos

1.1. Energía solar

Para disponer de la máxima cantidad de energía solar incidente sobre la superficie de captación de una instalación solar en un punto fijo de la tierra, es necesario orientarla correctamente, para esto es necesario conocer cuál es el movimiento aparente del sol en el punto donde se realiza la instalación. La comprensión del movimiento aparente del sol es imprescindible para cualquier tipo de aplicación solar, sean sistemas solares, sistemas fotovoltaicos o para el aprovechamiento pasivo de la radiación solar en construcciones así como es también de mucha importancia saber la radiación solar que incide en el lugar.

1.1.1. Radiación solar

Es la energía que emite el sol en forma de ondas electromagnéticas. La radiación que alcanza la superficie externa de la atmosfera de la tierra se llama radiación extra-atmosférica, y consiste esencialmente en rayos que llegan desde el sol en línea recta. Cuando la radiación del sol atraviesa la atmosfera esta se modifica produciendo reflejos en las nubes así como absorción en el ozono y otros gases entre ellos el dióxido de carbono. Y en las partículas como gotas de agua y partículas de polvo producen el fenómeno de dispersión.

Todas estas son las causas porque la radiación del sol no incide directamente a la tierra y está dividida en tres componentes muy importantes las cuales se mencionan a continuación.

- **Radiación directa:** Es la que incide en la tierra directamente sin sufrir ninguna desviación.
- **Radiación difusa:** Son los rayos que han sufrido una importante desviación debido a la atmosfera y el aire.

- **Radiación del albedo:** Son los rayos que son reflejados por la tierra. El término de la radiación es muy genérico, con la finalidad de distinguir la potencia y la energía utilizaremos las siguientes definiciones:
- **Irradiancia [I]:** Es la energía que incide en una unidad de superficie y una unidad de tiempo, las unidades que se maneja es $[W/m^2]$ en el sistema internacional.
- **Irradiación [H]:** Es la energía que incide en una determina superficie y a lo largo de un tiempo, la unidad que se utiliza es $[wh/m^2]$.

1.1.2. Constante Solar

La constante Solar I_0 es el nombre dado a la cantidad de energía radiante proveniente del sol que cae en una unidad de tiempo sobre una superficie unidad perpendicularmente a los rayos solares en un punto exterior a la atmosfera y a una distancia de sol equivalente a la media del radio de la órbita de la tierra (Rosenthal, 1996, p. 65), el valor promedio encontrado de la constante solar esta $[w/m^2]$, potencia instantánea de la radiación solar, extra-atmosférica sobre un plano perpendicular a los rayos del sol.

1.1.3. La masa óptica de aire (AM)

Es la longitud del recorrido que efectúa la radiación solar desde que penetra en la atmósfera hasta el nivel del mar, con respecto a la longitud del recorrido vertical (Lisón, p. 28).

Calculada mediante la siguiente expresión.

$$AM = \frac{P}{1013 [mbar] \sen\beta} \quad (1-1)$$

Donde:

es el ángulo que forma la radiación solar directa con la horizontal del lugar.

1.1.4. Influencia del ángulo de incidencia

Hasta el momento se ha supuesto que las ondas electromagnéticas o los rayos del sol inciden perpendiculares a la superficie, pero que ocurre si la radiación no es perpendicular a la superficie. De este modo, por ejemplo, si la superficie es perpendicular a los rayos del sol, el ángulo de incidencia es 0° y la energía radiante que incide es máxima.

Sin embargo, si la superficie se sitúa paralelamente a los rayos, el ángulo de incidencia es 90° y la energía radiante es nula.

Si el ángulo de incidencia está comprendida entre 0° y 90° tanto la energía como la intensidad de radiación que recibe la superficie considerada depende del coseno de ese ángulo. En fórmula lo podemos representar de la siguiente manera.

$$I_\alpha = I * \cos\alpha \quad (1-2)$$

1.2. Parámetros de la posición Sol-Tierra e instrumentos de medida

Cualquier persona, en cualquier punto del planeta, puede observar el recorrido del sol sobre el cielo: al amanecer el sol sale por el este; a medida que transcurre el día, se levanta más o menos, dependiendo de la estación en la que nos encontremos y, al finalizar el día, se oculta.

1.2.1. Declinación solar

La declinación solar es el ángulo que forma el plano del ecuador terrestre con la línea recta que une el centro de la tierra con el sol (Lisón, p. 34). Puede determinarse mediante la fórmula de Cooper:

$$\delta = 23.5 * \sin \left[360 * \frac{284 + N_d}{365} \right] \quad (1-3)$$

Donde:

N_d = día del año considerado.

Debido a que la declinación solar va cambiando a lo largo del año, la trayectoria aparente que sigue el sol en la bóveda celeste no es igual todos los días. Es sencillo observar como en verano el sol ocupa posiciones apreciablemente más elevadas que en invierno.

1.2.2. Posicionamiento solar

Angulo Horario (w): Sabemos que existe una estrecha relación entre la posición del sol y la hora. De esta forma, la hora solar puede expresarse mediante el denominado ángulo horario w. La tierra tarda 24h en realizar un giro completo 360^0 sobre sí misma, por lo que cada hora equivale a 15^0 de giro. De esta forma, el ángulo horario solar permite un primer paso en el posicionamiento solar. Y la ecuación lo podemos escribir de la siguiente manera (Lisón, p. 36).

$$w = (hora - 12) * \frac{360}{24} \quad (1-4)$$

Para saber con precisión en qué posición está el sol en cada instante con respecto a un punto de referencia en la tierra, utilizaremos la altura solar y el acimut.

La altura solar () es el ángulo que forman los rayos solares con la superficie horizontal. El ángulo cenital o distancia solar (), es el que forma el rayo con la vertical, es decir, el ángulo complementario de la altura solar. Y la altura solar se calcula con la expresión que se da a continuación (Lisón, p. 34).

$$\beta = \sin^{-1}(\sin L * \sin \delta + \cos L * \cos \delta * \cos w) \quad (1-5)$$

Donde:

L: Es latitud del lugar

- **El acimut solar (A)**, es el ángulo de giro del sol medido sobre el plano horizontal mediante la proyección del rayo sobre dicho plano y tomando como origen el sur, en el hemisferio norte. Evidentemente, en el hemisferio sur, como origen del acimut se toma el norte.

1.2.3. La radiación sobre la superficie de la tierra

A causa de los fenómenos de radiación de reflexión, dispersión y absorción que se han descrito en el apartado anterior, a nivel de la superficie terrestre se distinguen dos tipos de radiación solar.

La radiación directa es la compuesta por aquellos rayos que llegan directamente del disco solar, como foco puntual, sin sufrir prácticamente ninguna desviación en su dirección. La radiación difusa incluye la debida a los rayos que han sufrido importantes cambios debido a la dispersión atmosférica, junto con la radiación solar reflejada por el suelo.

1.2.4. Medida de la radiación solar

La medida de la radiación solar puede efectuarse mediante diversos instrumentos, cuyo nombre genérico es el de radiómetro.

Estos según el tipo de radiación que miden siendo los principales:

- **Piranómetro:** Miden la radiación solar global. Es el tipo de radiómetro más empleado. Han de situarse en una superficie horizontal, perfectamente visible y sin obstáculos que den sombra, para recibir toda la energía solar posible.
- **Pirheliómetro:** Únicamente mide la radiación solar directa bajo la influencia perpendicular. Disponen de una abertura de pequeño tamaño que se orienta en todo momento hacia el disco solar, con un ángulo de abertura inferior a 6° .
- **Heliógrafo:** Permite determinar el número de horas del día en las que la radiación solar directa alcanza una intensidad suficiente como para producir sombras, siendo el umbral que se toma como referencia igual a $120 \pm 24 \text{ [w/m}^2\text{]}$.

1.3. Modelo de transmisión atmosférica para cielo claro y sobre plano horizontal

Componente directa (Rosenthal, 1996, p. 88).

$$I_{Dhc} = I_o * e^{-0.16-0.22*AM} * \sin \beta \quad (1-6)$$

Donde:

I_{Dhc} = Radiación directa sobre plano horizontal, cielo claro.

AM = Masa de óptica de aire.

β = Altura solar

Componente difusa

$$I_{dhc} = 160 * \sin \beta^{0.8} * (1.0 - 0.43 * \sin \delta) \quad (1-7)$$

Donde:

I_{dhc} = Radiación difusa sobre plano horizontal, cielo claro.

β = Altura solar.

δ = Declinación solar

Radiación global

$$I_G = I_{dhc} + I_{Dhc} \quad (1-8)$$

1.4. El silicio en la aplicación de sistemas fotovoltaicos

El silicio es un elemento químico metaloide, número atómico 14 y situado en el grupo 3 de la tabla periódica de los elementos formando parte de la familia de los carbonoides de símbolo Si. Es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre (27,7% en peso) después del oxígeno. Se presenta en forma amorfa y cristalizada; el primero es un polvo parduzco, más activo que la variante cristalina, que se presenta en octaedros de color azul grisáceo y brillo metálico. Su mayor concentración se encuentra en África.

Sus propiedades son intermedias entre las del carbono y el germanio. En forma cristalina es muy duro y poco soluble y presenta un brillo metálico y color grisáceo. Aunque es un elemento

relativamente inerte y resiste la acción de la mayoría de los ácidos, reacciona con los halógenos y álcalis diluidos. El silicio transmite más del 95% de las longitudes de onda de la radiación infrarroja.

Se prepara en forma de polvito amarillo pardo o de cristales negros-grisáceos. Se obtiene calentando sílice, o dióxido de silicio (SiO_2), con un agente reductor, como carbono o magnesio, en un horno eléctrico. El silicio cristalino tiene una dureza de 7, suficiente para rayar el vidrio, de dureza de 5 a 7. El silicio tiene un punto de fusión de $1.411\text{ }^\circ\text{C}$, un punto de ebullición de $2.355\text{ }^\circ\text{C}$ y una densidad relativa de $2,33(\text{g/ml})$. Su masa atómica es $28,086\text{ UMA}$ (unidad de masa atómica).

Se disuelve en ácido fluorhídrico formando el gas tetra fluoruro de silicio, SiF_4 (ver flúor), y es atacado por los ácidos nítrico, clorhídrico y sulfúrico, aunque el dióxido de silicio formado inhibe la reacción. También se disuelve en hidróxido de sodio, formando silicato de sodio y gas hidrógeno. A temperaturas ordinarias el silicio no es atacado por el aire, pero a temperaturas elevadas reacciona con el oxígeno formando una carpa de sílice que impide que continúe la reacción. A altas temperaturas reacciona también con nitrógeno y cloro formando nitruro de silicio y cloruro de silicio respectivamente.

El silicio constituye un 27.7% de la corteza terrestre. No existe en estado libre, sino que se encuentra en forma de dióxido de silicio y de silicatos complejos. Los minerales que contienen silicio constituyen cerca del 40% de todos los minerales comunes, incluyendo más del 90% de los minerales que forman rocas volcánicas. El mineral cuarzo, sus variedades (cornalina, crisoprasa, ónice, pedernal y jasper) y los minerales cristobalita y tridimita son las formas cristalinas del silicio existentes en la naturaleza. El dióxido de silicio es el componente principal de la arena. Los silicatos (en concreto los de aluminio, calcio y magnesio) son los componentes

principales de las arcillas, el suelo y las rocas, en forma de feldespatos, anfíboles, piroxenas, micas, y de piedras semipreciosas como el olivino, granate, zircón, topacio y turmalina.

- **Estructura atómica del Si**

- El silicio tiene número atómico 14; es decir que posee 14 electrones.

- Distribución de electrones:

- Orbital 1s 2

- Orbital 2s 2

- Orbital 2p 6

- Orbital 3s 2

- Orbital 3p 2

- Electrones de valencia (nivel de energía 3) 4

- Los electrones de valencia son los que con la menor energía posible pueden abandonar el núcleo al que pertenecen, y por ende forman enlaces covalentes o iónicos con los átomos que estén alrededor.

- De acuerdo a las posibles combinaciones de números cuánticos, la cantidad máxima de estados por subniveles:

- s=1 2 electrones

- p=2 6 electrones

- d=3 10 electrones

- Observando la estructura del átomo de Si, se nota que el último subnivel está incompleto. Esto origina la posibilidad de enlaces covalentes con átomos vecinos.

- Existe la posibilidad que un electrón cambie su nivel energético. Para esto debe “ganar” o “perder” energía, lo cual puede producirse por agitación térmica o impacto de un fotón (dualidad onda-corpúsculo).

1.5. La naturaleza de las celdas y paneles solares

1.5.1. Celda solar

Las células fotovoltaicas son dispositivos que convierten energía solar en electricidad, en un proceso en el que la luz solar que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas, produciendo una diferencia de potencial entre las mismas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo que se pueda producir trabajo útil. Los materiales utilizados en la fabricación de las células fotovoltaicas son los semiconductores. El más utilizado para la construcción de células solares fotovoltaicas es el silicio, y en función de la ordenación de los átomos en la célula puede presentarse como silicio amorfo, Policristalino o monocristalino. Además existen otros materiales semiconductores que también se utilizan en la fabricación de células solares, como el germanio, el arseniuro de galio o el telurio de cadmio.

1.5.2. Materiales Extrínsecos tipo n y tipo p

Las características de los materiales semiconductores pueden alterarse de manera importante mediante la adición de ciertos átomos de impureza al material semiconductor prácticamente puro. A pesar de que estas impurezas se añaden en proporción de una parte por cada 10 millones, pueden alterar la estructura de bandas lo suficiente como para modificar las propiedades eléctricas del material por completo.

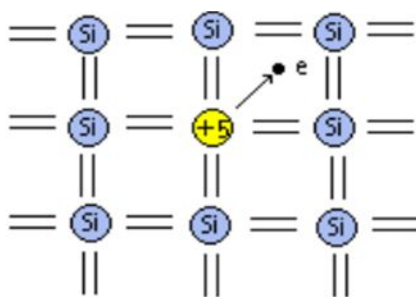
Un material extrínseco es un material semiconductor que se ha sometido a un proceso de dopaje (Boylestad, 2003, p. 7).

Existen dos materiales extrínsecos de importancia incalculable para la fabricación de dispositivos semiconductores: el tipo N y el tipo P. Se describirán con detalle cada uno de ellos en los párrafos siguientes.

- **Material tipo N**

Tanto los materiales tipo N como los tipo P se forman cuando se añade un número predeterminado de átomos de impureza a una base de germanio o de silicio. El material de tipo N se crea al introducir elementos impuros que cuentan con cinco electrones de valencia como es el caso del antimonio, el arsénico o el fósforo. Advierta que los cuatro enlaces covalentes permanecen presentes; sin embargo, existe un quinto electrón adicional que proviene del átomo de impureza, el cual se encuentra dissociado de cualquier enlace covalente particular. Este electrón sobrante, que tiene un enlace débil con su átomo, se encuentra relativamente libre para moverse dentro del material tipo N recién formado.

Figura 1-1 Material tipo N



- **Material tipo P**

El material tipo P se forma mediante el dopado de un cristal puro de germanio o de silicio con átomos de impureza que cuenten con tres electrones de valencia. Los elementos que se utilizan de forma más frecuente para este propósito son: el boro, el galio y el indio. Observe que ahora existe un número insuficiente de electrones para completar los enlaces covalentes de la red recién formado. La vacante resultante se llama hueco. Dado que la vacante resultante aceptará fácilmente un electrón libre: Las impurezas difundidas que cuentan con tres electrones de valencia se denominan átomos aceptores (Boylestad, 2003, p. 9).

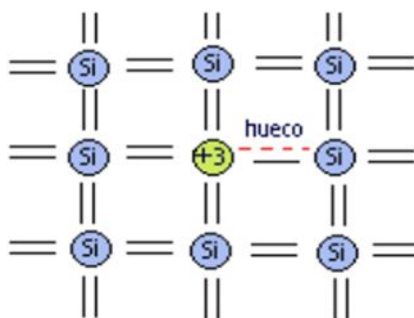


Figura 1-2 Material tipo P

1.5.3. Estructura física de una celda solar

Tal como se menciona en el apartado anterior, el elemento más importante en la estructura de una celda es el semiconductor. La estructura física, o arreglo atómico, de los semiconductores se puede dividir en tres grupos: Cristal simple, policristalino y amorfo. La estructura de cristal simple se caracteriza por un ordenamiento periódico de átomos obteniendo una forma geométrica tridimensional de un paralelepípedo. Tal es el caso del Silicio el cual comparte cada uno de sus cuatro electrones de valencia en una unión covalente con cada átomo vecino de silicio, el sólido por lo tanto, consiste en una unidad básica de 5 átomos de silicio, el átomo original más los cuatro átomos con los que comparte sus electrones de valencia, así como lo muestra la Figura 1-3

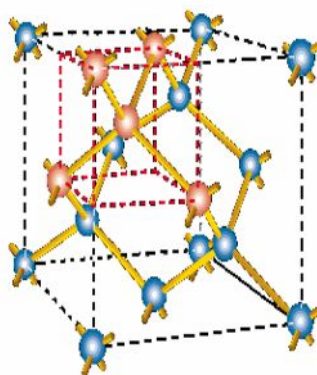


Figura 1-3 Átomo de Silicio

Un material Policristalino está compuesto de varias subsecciones cada una de ellas con forma cristalina, estas subsecciones tienen una orientación independiente y regularmente, en sus interfaces se producen discontinuidades. Un material amorfo no tiene una regularidad en su arreglo atómico, hoy en día 25% a un 30% de las celdas solares son fabricadas con materiales Policristalino, son menos costosas de construir, por unidad de área, que las celdas solares de cristal simple; sin embargo tienen una menor eficiencia y a menudo una mayor sensibilidad a los cambios en las condiciones ambientales, por lo que en general son utilizados con concentradores ópticos de luz solar (SOTO, pp. 10-11).

1.5.4. Partes principales de una celda

Las celdas solares constan de partes activas (Emisor y unión) y pasivas (Colector, electrodos y encapsulamiento). El emisor es el encargado de absorber la mayor cantidad posible de radiación solar y generar los portadores minoritarios, el cual una fracción difunde a la unión. La unión, separa los portadores minoritarios del emisor, proporcionando casi toda la caída de voltaje de la celda. El colector, es el encargado de coleccionar los portadores generados en el emisor.

1.5.5. Conducción Intrínseca y Dopaje.

Al aumentar la temperatura de un cristal semiconductor, algunos de los electrones recibirán suficiente energía térmica (vía colisiones con la red de átomos) como para alcanzar la banda de conducción, en donde pueden formar parte de un flujo de electrones o corriente. Al perder un electrón la banda de valencia se produce un espacio, con carga positiva, conocido como hueco. La banda de valencia al no estar completa también sirve como vehículo para el transporte de corriente.

En un semiconductor puro (intrínseco) y alrededor del cero absoluto (0 K), el número de huecos en la banda de valencia es igual al número de electrones en la banda de conducción. En

condiciones normales la más probable distribución es que los electrones estén en la banda de conducción y los huecos en la de valencia, que es donde se minimiza la energía del cristal.

La alteración de conducción vía temperatura, es decir conducción intrínseca es muy pequeña, casi despreciable, por lo que se aprovecha la capacidad de los semiconductores de alterar su conductividad con pequeñas cantidades de ciertos átomos llamados impurezas, este proceso es también conocido como dopaje. Dichas impurezas, dependiendo del átomo usado entrega electrones o huecos adicionales, provocando que el material quede con portadores de carga negativa o positiva.

Si la impureza deriva en electrones adicionales, la impureza es conocida como donante, y si el efecto es una adición de huecos la impureza se conoce como receptor. Esta nomenclatura deriva de la acción de la impureza. Para un átomo donante, la energía de los electrones (EC) está ligeramente por debajo de la banda de conducción por lo que el electrón puede alcanzar fácilmente energía para excitarse y entrar en la banda de conducción, donde actúa como portador de carga. En un átomo receptor el nivel de energía de los electrones que lo orbitan EA está ligeramente por encima de la banda de valencia, en esta situación los electrones de la banda de valencia puede ser fácilmente excitados por los átomos receptores.

1.5.6. Campo Eléctrico Interno. La juntura P-N.

El hecho de iluminar el silicio cristalino puede liberar electrones dentro del enrejado cristalino, pero para que estos electrones sean útiles se deben separar y dirigir a un circuito eléctrico. Para separar las cargas eléctricas, la celda solar de silicio debe tener un campo eléctrico interno incorporado. Uno de los métodos más utilizados para producir este campo eléctrico interno es la presencia de una juntura dentro de un semiconductor. Por lo general esta juntura puede ser el resultado de un semiconductor de cristal simple con una región tipo P y una región tipo N,

resultantes del dopaje de un semiconductor con distintos elementos semejante a la juntura P-N de un diodo. La celda de Silicio, el tipo más común de celdas solares, tiene dos regiones dentro del semiconductor, una región tipo P dopada con Boro, el cual tiene tres electrones de valencia (uno menos que el Silicio) provocando una región con alta concentración de huecos. La otra región tipo N se obtiene al dopar el Silicio con Fósforo, el cual tiene cinco electrones de valencia (uno más que el Silicio) provocando una región con alta concentración de electrones. La diferencia de concentración entre electrones y huecos, entre ambas regiones provoca un campo eléctrico permanente que se encarga de separar los electrones y huecos adicionales que aparecen cuando la celda es iluminada con la luz del sol.

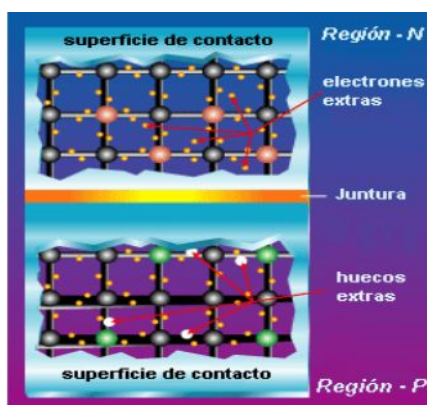


Figura 1-4 Juntura P-N en una celda solar.

1.5.7. Construcción de una celda solar

La mayor parte las células solares también y las mejores, siguen siendo producidas de silicio muy puro, cristalino. Para ello en primer lugar hay que purificar el material básico, arena de cuarzo (SiO_2) de todas las impurezas y hay que fundirlo. Para la producción de las células solares, al igual que con otros productos de la tecnología de los semiconductores, se exige una gran pureza del material básico; para el silicio de las células solares, una pureza de 99.99998% como mínimo, es decir, entre 10 millones de átomos de silicio pueden haber, como máximo, 2 átomos extraños.

El uso de material, para una célula solar de 10cm de diámetro, es de 12-15g. Después del silicio purísimo fundido, se forma una barra cristalina, que puede tener hasta 10cm de diámetro y 1m de longitud. Todos los átomos de este cristal están en una red de cristal, típica para el silicio. Después, se corta este gigantesco cristal en placas de aprox. 0.45mm de grosor. Al cortar el cristal, hay aproximadamente 50% de desecho; el grosor que se usa hoy en día es un resultado de un equilibrio entre el consumo de material y el peligro de que el silicio se quiebre en el manejo. Para llegar a la célula solar completa todavía faltan otros pasos en la fabricación. Sin embargo, primero analizaremos que pasa a nivel atómico en la placa de silicio.

El silicio puro es lo que se conoce como un semiconductor, es decir, la conductibilidad eléctrica del material es muy baja en comparación con los metales que son buenos conductores eléctricos. Si se investiga en mayor detalle la conducción eléctrica del silicio, se puede ver que depende mucho de la temperatura del material. La razón, es la forma cristalina del material: los átomos de silicio tienen, en su capa externa de electrones, cuatro electrones de valencia.

Estos no solo definen en gran parte el comportamiento químico de este elemento, sino también la forma en la que se cristaliza el silicio. Con los cuatro electrones de valencia, cada átomo de silicio puede hacer una conexión con 4 vecinos en el cristal, lo que se conoce como la conexión de electrones de valencia. Por esta conexión los electrones externos en una situación de orden relativo, no están disponibles para transportar carga eléctrica en el cristal. Por lo tanto, cerca de cero absoluto, es decir cerca de 0°K, el silicio puro es un aislante eléctrico. Cuando aumenta la temperatura, es decir, cuando entra en calor al cristal, la conexión de los electrones puede deshacerse en algunas partes, de forma que se crean electrones libres, que están disponibles como portadores de carga para una corriente por el cristal.

Se puede cambiar la conducción eléctrica del sistema puro, de una manera calculada, a través de impurezas controladas, por ejemplo, el boro o de fosforo. A la inclusión de tales impurezas calculadas en la estructura cristalina se la llama dopación (Siles, p. 19).

1.5.8. Paneles Fotovoltaicos

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

1.5.8.1. Tipos de paneles fotovoltaicos según su estructura

Los paneles fotovoltaicos se dividen en:

- **Monocristalino**

Presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica. En Laboratorio se ha alcanzado rendimientos máximos del 24.7% para este tipo de paneles siendo en los comerciales del 16%.



Figura 1-5 Panel solar de silicio Monocristalino

- **Policristalino**

Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el Monocristalino pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos). Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalino, en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14% siendo su precio también más bajo. Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos (ver figura).



Figura 1-6 Panel solar de silicio Policristalino

- **Amorfo**

Presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores. Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico y tiene un color homogéneo.

La utilización de células de tipo amorfo, permite adaptarse a cualquier superficie, son de varios colores y translúcidas. Esta última característica favorece la integración en acristalamientos. En su contra, la potencia que se obtiene es inferior a las células que utilizan silicio Monocristalino o Policristalino. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.

- **De arseniuro de Galio**

Se obtiene un elevado rendimiento con espesores muy pequeños y mantiene sus características ante elevadas temperaturas. Por el contrario, presenta un elevado costo de producción debido a que el material utilizado es poco abundante. Uno de los materiales más eficientes, presenta unos rendimientos el 25.7% siendo los comerciales el 20%.

- **Teluro de cadmio**

Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%.

- **Diseleniuro de cobre en indio**

Con rendimiento en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%.

1.5.8.2. Tipos de paneles fotovoltaicos según su forma

Empleando cualquiera de los materiales antes comentados se fabrica módulos fotovoltaicos para adaptarse a una aplicación en concreto o para lograr un mayor rendimiento. Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico plano son:

- **Planos con sistemas de concentración**

Esta tecnología emplea una serie de superficies reflectantes, como son los espejos, metales, plásticos, que mediante una geometría de tipo paraboloide son capaces de dirigir la radiación solar recogida en una superficie a otra muy inferior concentrando la luz solar sobre las células solares. Estos sistemas de concentraciones hacen que una célula de menor tamaño que la de un panel clásico tenga el mismo rendimiento, ya que recibe una cantidad concentrada de radiación solar. Esto supone una disminución del precio del panel ya que los materiales reflectantes son mucho más baratos que las células solares, y esta tecnología reduce el contenido de silicio en el panel.

La tecnología de concentración únicamente utiliza la energía directa por lo que el sistema debe contar además con un sistema de seguimiento solar en dos ejes, que consta de un soporte para los módulos y mediante unas sondas y una configuración adecuada se desplaza en dos ejes para que los módulos fotovoltaicos instalados en el encuentro siempre los rayos del sol perpendicularmente.

- **Paneles de forma "teja o baldosa"**

Estos son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.

- **Paneles bifaciales**

Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

1.5.8.3. Cubierta frontal

Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica (350 a 1200nm en caso de células de silicio, y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. Además, el material ha de ser impermeable al agua, deberá tener una buena resistencia al impacto, deberá ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contara con una baja resistividad térmica. Si se diera el caso de que penetrara agua en el interior del módulo, esta corroería los contactos metálicos contribuyendo a reducir drásticamente la vida útil del panel solar. En la mayoría de los módulos la superficie frontal se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al mismo.

Entre los materiales para la superficie frontal más empleados podemos encontrar acrílicos, polímeros y cristal. El más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro por sus características de bajo coste, elevada transparencia y estabilidad, impermeabilidad al agua y los gases.

1.5.8.4. Encapsulante

Se utiliza para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA (etilen- vinil-acetato).

1.5.8.5. Cubierta posterior

Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio (Ferichola, pp. 15-18).

1.6. TEORIA Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA SOLAR

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico. La célula solar es, sin duda el dispositivo fotovoltaico más importante para la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica. Con este fin, las células solares han sido ampliamente utilizadas en aplicaciones espaciales como generadores casi permanentes de energía, sin ningún costo de funcionamiento y con una alta relación energía/peso, en comparación con otras fuentes de energía.

1.6.1. Principios de funcionamiento de la celda solar

La radiación solar contiene fotones de todas las energías de acuerdo con una distribución espectral. Fuera de la atmosfera, el espectro solar se aproxima al de un cuerpo negro a la temperatura de 5800 K y el valor de la Irradiancia es de $136.7 \frac{mw}{cm^2}$. Al nivel del mar este espectro se modifica por la absorción atmosférica y la irradiancia desciende hasta un valor de $100 \frac{mw}{cm^2}$, aproximadamente.

Si se ilumina una celda solar que se encuentra conectada a una carga externa, como se indica en la Figura 1-7

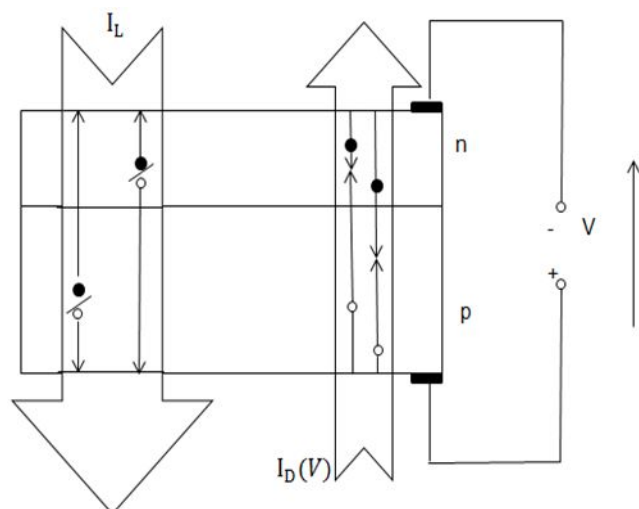


Figura 1-7 Componentes internas de corriente en una célula solar. Los círculos vacíos representan huecos y los rellenos representan electrones.

Se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. En estas condiciones de funcionamiento la célula se comporta como un generador de energía y presenta el máximo interés desde nuestro punto de vista. Los fenómenos que tienen lugar en el interior del dispositivo pueden describirse de la siguiente forma:

- Los fotones que inciden sobre la célula con energía igual o mayor que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente.
- El campo eléctrico, o diferencia de potencial, producida por la unión p-n es la causa de la separación de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo y, por lo tanto, la causa de la circulación de la corriente por la diferencia de potencial externa, suministrando así energía a la carga.

La presencia del voltaje en los terminales del dispositivo produce, como en cualquier dispositivo de unión p-n, fenómenos de inyección y recombinación de pares electrón-hueco, que en la célula solar actúan como pérdidas de recombinación y que son dependientes del mencionado voltaje.

En resumen, la corriente entregada a una carga por un diodo semiconductor iluminado es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen:

- a) La corriente fotogenerada o fotocorriente I_L debida a la generación de portadores que producen la iluminación.
- b) La corriente de diodo o corriente de oscuridad I_D debida a la recombinación de portadores que producen el voltaje externo necesario para poder entregar a la energía a la carga.

La corriente neta que circula por el exterior vendrá dada por la suma algebraica de las dos componentes de corriente anteriores. Tomando como positivas las corrientes de generación, se puede escribir (E., 1994, pp. 64-68):

$$I = I_L - I_D \quad (1-9)$$

Que es la ecuación característica de la célula solar, valida en todos sus rangos de funcionamiento.

1.6.2. Absorción de luz y generación de portadores

La célula solar está constituida básicamente por un material semiconductor, con un ancho de la banda prohibida, E_G y un espesor total, W , como se muestra en la Figura 1-8. La energía de los fotones irradiados sobre este semiconductor puede ser absorbida por los electrones de la banda de valencia que se promocionaran a la banda de conducción, produciéndose de esta manera una generación de portadores de corriente como resultado del proceso de absorción de fotones. Por desgracia, no todos los fotones incidentes son absorbidos y contribuyen a la generación de portadores, debido a las siguientes causas.

- Los fotones con energía inferior a E_G atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos, como se desprende de las gráficas de coeficientes de absorción óptica que se muestra en la Figura 1-9 para algunos semiconductores de interés. Las pérdidas debidas a este proceso las denominaremos pérdidas de no-absorción.

El **coeficiente de absorción** es otro parámetro que caracteriza a un semiconductor. Determina cuanto puede penetrar la luz dentro del material antes de ser absorbida. En materiales con un bajo coeficiente de absorción la luz es absorbida débilmente, y si el material es lo suficiente fino, actuará como si fuese transparente. Además del material, este coeficiente varía según la longitud de onda de la luz incidente, en el sentido de que, tal y como se ha comentado con anterioridad, fotones con energía inferior a la del ancho de banda prohibida no serán absorbidos (Alcántara, 2008, pp. 8-9).

- Debido al valor finito del coeficiente de absorción $\alpha(E)$ y de la anchura del semiconductor W , una parte de los fotones de energía mayor que E_G pueden atravesar, también, el dispositivo sin ser absorbido. Es decir la transmitancia $\tau(E, W)$ es siempre mayor que cero dando origen a las pérdidas de transmisión.
- Una parte de los fotones de todas las energías se reflejan en la superficie de incidencia de la radiación debido a la diferencia de índices de refracción, que producen una reflectancia $\rho(E, W)$ mayor que cero y originando las pérdidas de reflexión.

En la práctica, solamente se crea un par electrón-hueco por cada fotón absorbido, independientemente del valor de su energía. En esta hipótesis el número de pares fotogenerados coincide con el de fotones absorbidos y si denotamos con $\alpha'(E, W)$ la absorptancia espectral, la corriente fotogenerada se calcula resolviendo la siguiente integral.

$$I_L = e * A_c * \int_{E_G}^{\infty} S(E) \alpha'(E, W) dE \quad (1.4.2)$$

Siendo $S(E)$ el número de fotones de energía E incidente sobre la célula por unidad de superficie y de tiempo, y A_c el área de célula iluminada (E., 1994, pp. 68-71).

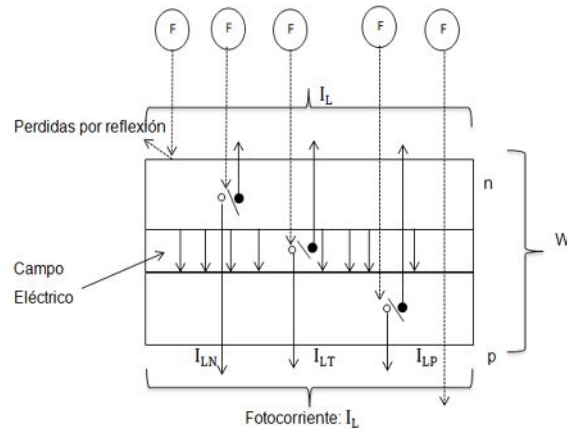


Figura 1-8 Ilustración de la generación de fotocorriente en una célula solar los círculos contenido la letra F representa fotones.

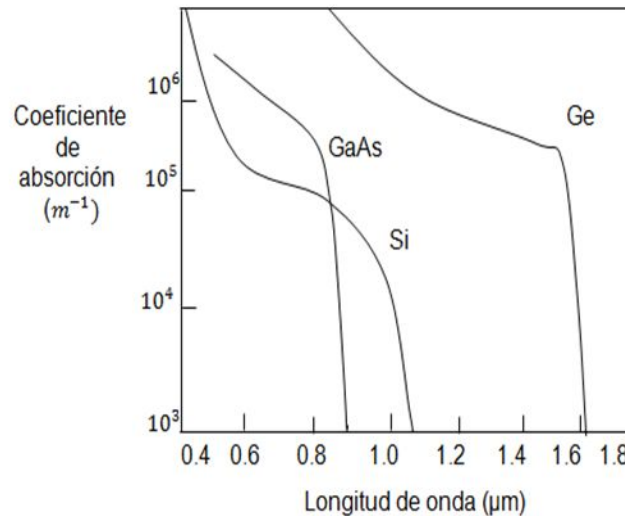


Figura 1-9 Coeficiente de absorción óptica de diferentes semiconductores.

1.6.3. Colección de corriente

Pero no todos los portadores fotogenerados pueden incorporarse a la corriente externa y ser utilizados en la generación de energía. Esto es así porque, incluso sin que se aplique ningún voltaje externo al dispositivo, una pequeña parte de los portadores fotogenerados se recombinan porque la mayoría de estos portadores se generan lejos de la zona de alto campo y deben circular hacia ella antes de ser separados y colectados por la unión. La fracción de los portadores que es recogida recibe el nombre de rendimiento o eficiencia de colección $\eta_{col}(E)$ y depende de las

propiedades eléctricas y ópticas del material y estructura del dispositivo. La fotocorriente debe calcularse, por tanto, como:

$$I_L = e * A_c * \int_{E_g}^{\infty} S(E) \alpha' (E, W) n_{col}(E) dE \quad (1-10)$$

La eficiencia de colección depende de la región del dispositivo que se considere. Los electrones y los huecos generados en la zona de carga de espacio (en adelante zce), o zona de transición, son separados y arrastrados por el alto campo eléctrico de esta zona, como se muestra esquemáticamente en la Figura 1-8, para ser inyectados en las zonas casi neutras de tipo p y n, respectivamente. Se trata de una inyección de mayoritarios que se redistribuirán en dichas zonas y avanzarán hacia los contactos por arrastre fundamentalmente. La componente de corriente fotogenerada origina en esta región de transición es la designada por I_{LT} en la Figura 1-8. En las zonas casi-neutras los campos eléctricos son muy pequeños, y el transporte de portadores minoritarios se rige por fenómenos de difusión, fundamentalmente. Los portadores generados en estas zonas se difunden hacia la zce y hacia los contactos y superficies. En la zona n, por ejemplo, los electrones son repelidos por el campo eléctrico de la zce y no pueden atravesar dicha zona, pero si pueden circular, como mayoritarios que son, hacia el contacto y superficie. Por el contrario, la mayor parte de los huecos se difunden hacia el borde de la zce y son colectados y arrastrados por el campo eléctrico e inyectados en la zona p en la que ya son mayoritarios y en la que se distribuirán y avanzarán por arrastre.

Los electrones en la banda de conducción y los huecos en la de valencia pueden considerarse libres en el sentido de que pueden moverse dentro del cristal. El movimiento es aleatorio y aumenta con la temperatura. Si una zona del semiconductor posee una mayor concentración de portadores que otra, aparece un gradiente de portadores de la zona de alta concentración a la de baja. A este flujo se le denomina difusión. La velocidad con la que este fenómeno tiene lugar

depende de la movilidad de los portadores y de la distancia que han de recorrer. Este movimiento aleatorio puede adquirir una dirección si aplicamos un campo eléctrico al material. Entonces, aparece una aceleración de los huecos en la dirección del campo eléctrico y de los electrones en sentido contrario. A este transporte se denomina arrastre o deriva.

En este sentido, algunas definiciones a tener en cuenta son:

- **Movilidad:** Velocidad de arrastre de los portadores minoritarios debida a la presencia de un campo eléctrico. $\mu = v /$
- **Coefficiente de difusión de los portadores minoritarios:** Representa la facilidad con la que los portadores se mueven dentro de la red cristalina. Viene dado por la relación de Einstein: $D = \mu kT/q$ (k: constante de Boltzmann: $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K; $kT/q \approx 26$ mV a temperatura ambiente).
- **Longitud de difusión:** Es una propiedad fundamental para evaluarla calidad del sustrato utilizado para realizar la célula solar. Se trata de la longitud que recorre un portador antes de recombinarse. $L = (D \cdot \tau)^{1/2}$. Introducimos el tiempo de vida de los portadores minoritarios, τ , que es el tiempo medio que un portador puede permanecer libre (excitado) antes de recombinarse (Alcántara, 2008, pp. 14-15).

1.6.4. Corriente de oscuridad

El voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga produce una polarización de la célula solar que da lugar a las corrientes habituales de un diodo de unión p-n, aun en ausencia de cualquier tipo de iluminación.

Una tensión V de polarización directa, produce una inyección de portadores minoritarios a ambos lados de la zce, como consecuencia de la disminución de la barrera de potencial de la unión.

Los electrones del lado n se inyectan en el lado p, donde son minoritarios y donde avanzan por difusión, fundamentalmente, y desaparecen por recombinación con los huecos, bien en el volumen, bien en la superficie de la región p. Esta circulación de portadores se ilustra esquemáticamente en la Figura 1-10 y constituye una de las componentes de corriente de diodo, que denominaremos $I_{DP}(V)$. De forma análoga se originan las componentes de corriente $I_{DN}(V)$, debida a la recombinación de los huecos inyectados en el emisor, e $I_{LT}(V)$, debida a la recombinación de los electrones y los huecos inyectados en la zce, como se muestra también en la Figura 1-10.

Si la tensión es de polarización inversa ($V < 0$) se produce, entonces, una disminución de la concentración de portadores minoritarios a ambos lados de la zce, como consecuencia del aumento de la barrera de potencial en la unión, dando lugar a una generación térmica de pares electrón - hueco, que son extraídos por el campo de la unión, de forma análoga a los portadores generados por la luz en el caso de la fotocorriente. Las corrientes de polarización inversa, que denominaremos I_{ON} , I_{OP} e I_{OT} circularan por el circuito externo de p a n, como se muestra en la Figura 1-11. Estas corrientes se sumaran a la fotocorriente cuando exista, pero sus valores son muy pequeños, en comparación, y generalmente pueden despreciarse.

Las componentes de corriente de recombinación en las zonas neutras, o componentes de difusión, siguen una dependencia exponencial con la tensión de polarización conocida como la ecuación de Shockley del diodo ideal (E., 1994, pp. 75-76)

$$I_{DN}(V) + I_{DP}(V) = (I_{ON} + I_{OP}) \left[e^{\frac{eV}{kT}} - 1 \right] = I_{01} \left[e^{\frac{eV}{kT}} - 1 \right] \quad (1-11)$$

Donde k es la constante de Boltzman y T es la temperatura absoluta. La componente de generación/recombinación en la zce presenta también una dependencia exponencial, aunque algo distinta de la anterior:

$$I_{DT}(V) = I_{OT} \left[e^{\frac{eV}{2kt}} - 1 \right] = I_{O2} \left[e^{\frac{eV}{2kt}} - 1 \right] \quad (1-12)$$

I_{O1} e I_{O2} se denomina corriente inversa de saturación

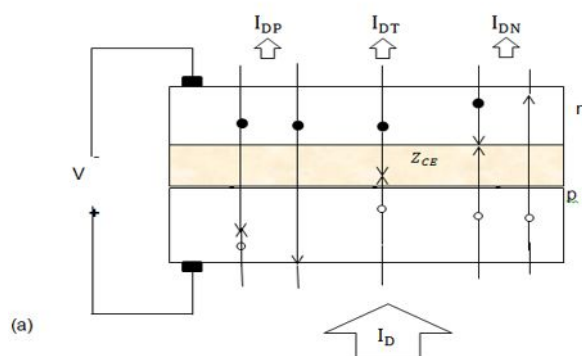


Figura 1-10 Componentes internas de las Corrientes de polarización.

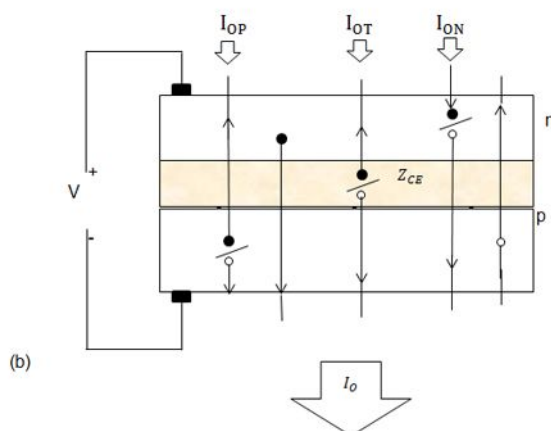


Figura 1-11 Componentes internas de las Corrientes de polarización.

1.7. CURVA CARACTERISTICA DE UNA CELDA SOLAR

1.7.1. Características I-V de iluminación

De acuerdo con la ecuación (1-9) la corriente eléctrica suministrada por una célula solar a una carga viene dada por la diferencia entre las fotocorrientes I_L y la corriente de recombinación o de diodo, $I_D(V)$ debida a la polarización producida por el voltaje generado. Considerando, para

simplificar, que la corriente de diodo puede expresarse mediante el modelo de una sola exponencial, la ecuación característica del dispositivo es:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{eV}{mkt}} - 1 \right] \quad (1-13)$$

La característica I-V representada por esta ecuación tiene la forma estándar que se muestra en la Figura 1-12

Esta forma de representación adopta el convenio de signos de considerar positivas las corrientes de generación. Con este convenio, el primer cuadrante del plano I-V corresponde al funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga bajo tensión positiva; es decir, corresponde al funcionamiento del dispositivo como generador de energía.

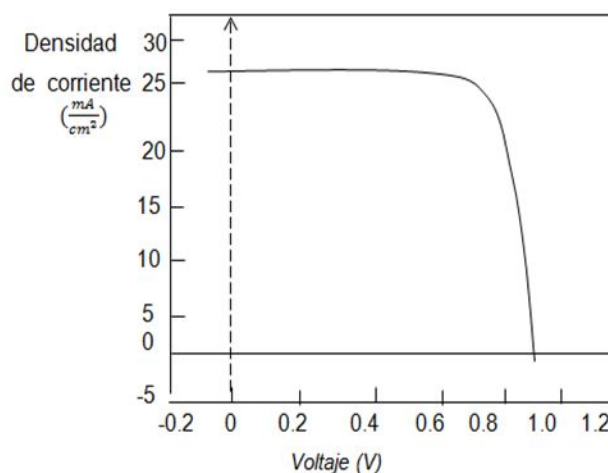


Figura 1-12 Características I-V de iluminación

1.7.2. Corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto

Como puede observarse en la Figura 1-12, el mayor valor de la corriente en la región de generación. Se obtiene para condiciones de cortocircuito, $V=0$. Según la ecuación (1-13), la corriente de cortocircuito I_{sc} viene dada por:

$$I_{sc} = I(V = 0) = I_L \quad (1-14)$$

Si el dispositivo se mantiene en circuito abierto ($I=0$), este se autopolarizará con una cierta tensión, que es la mayor que puede soportar en la región de generación. Se trata de la tensión de circuito abierto V_{OC} y su valor es tal que la fotocorriente queda completamente compensada por la corriente de polarización. Esto es, $I_L = I_D(V_{OC})$ en condiciones de circuito abierto y, teniendo en cuenta la ecuación (1-13), resulta:

$$V_{OC} = m \frac{KT}{e} \ln \left[\frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (1-15)$$

La definición de los dos parámetros de operación anteriores permite escribir la característica de la célula de la siguiente manera alternativa.

$$I = I_{SG} \left[1 - e^{\frac{e(V_{OC}-V)}{m \cdot k \cdot T}} \right] \quad (1-16)$$

Que puede resultar de utilidad en determinadas ocasiones. La fórmula es prácticamente cierta alrededor del circuito abierto, pero su validez para todo el rango de funcionamiento es cuestionable porque los parámetros m e I_0 de la ecuación (1-13) son, en general, variables con el punto trabajo.

1.7.3. Punto de máxima potencia

Como ya se ha indicado anteriormente, la región de la curva característica comprendida entre I_{sc} y V_{OC} . Corresponde al funcionamiento de la célula como generador.

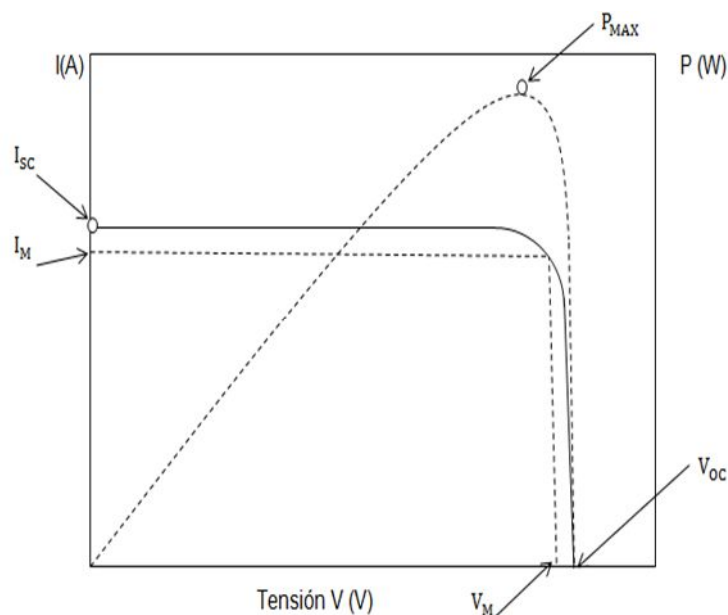


Figura 1-13 Punto de máxima potencia y otros parámetros de funcionamiento (E., 1994, pp. 94-106)

Si la energía es suministrada a una carga resistiva, como se muestra en la Figura 1-13, la potencia entregada a la resistencia viene dada por el producto $P = I \cdot V$, y existirá un punto de funcionamiento (I_M, V_M) para el que la potencia entregada sea máxima; es el punto de máxima potencia. Los valores de I_M, V_M pueden obtenerse de la condición de máximo:

$$\frac{I_M}{I_L} = 1 - a^{-b} \quad (1-17)$$

Siendo:

$$a = 1 + \ln \frac{I_L}{I_0} \quad (1-18)$$

$$b = \frac{a}{a + 1} \quad (1-19)$$

Y

$$\frac{V_M}{V_{OC}} = 1 - \frac{\ln a}{a} \quad (1-20)$$

Para los valores usuales de las células solares prácticas, estas fórmulas predicen valores de I_M próximos a V_M próximos a V_{OC} , como se puede ver en las curvas de la Figura 1-14. Por esta razón, el punto de máxima potencia se sitúa en el codo de la curva característica, como se indica en la Figura 1-13.

1.7.4. Factor de forma y rendimiento de conversión energética

El producto $I_M V_M$ que da la potencia máxima entregada a la carga, viene representado en la Figura 1-13 por el área del rectángulo que representa el producto $I_{sc} V_{OC}$ de la mayor corriente que puede extraerse de la célula I_{sc} por la mayor tensión V_{OC} . Ambos productos se aproximan más cuanto más pronunciado sea el codo de la curva característica. Pero naturalmente en todos los casos reales el parámetro definido por el coeficiente

$$FF = \frac{I_M * V_M}{I_{SC} V_{OC}} \quad (1-21)$$

Es siempre menor que la unida. Este cociente, llamado factor de forma o factor de llenado, suele utilizarse como cuantificación de la forma de la curva característica. El factor de forma es un parámetro de gran utilidad práctica, que varía poco de unos dispositivos a otros y que toma valores que se sitúan alrededor de 0.7-0.8 para muchas células de semiconductores cristalinos, como se muestra en la Figura 1-14. La eficiencia de conversión energética de una célula solar se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y la potencia de la radiación incidente P_L incidente sobre el dispositivo:

$$\eta = \frac{I_M * V_M}{P_L} = \frac{FF \ I_{SC} * V_{OC}}{P_L} \quad (1-22)$$

Naturalmente, esta eficiencia y la potencia máxima se obtienen únicamente si la resistencia de carga es la adecuada, dada por $\frac{V_M}{I_M}$.

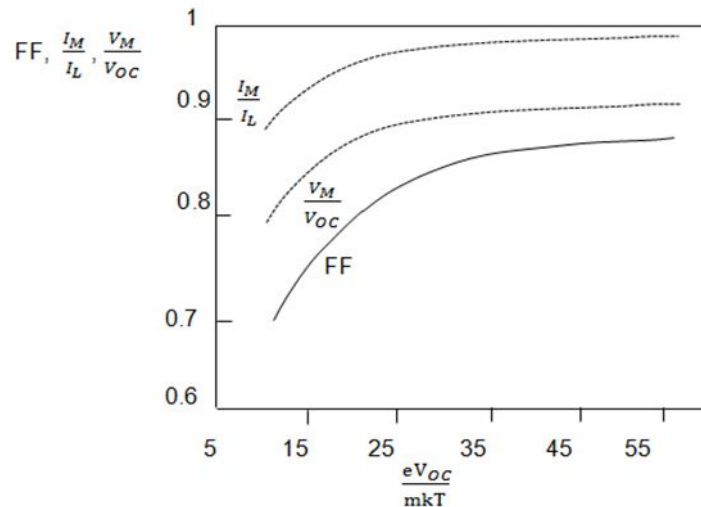


Figura 1-14 Ilustración de la variación del punto de máxima potencia y del factor de forma en el rango de valores de las células prácticas (E., 1994).

1.8. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CELDA SOLAR

1.8.1. Circuito equivalente de una celda solar

En la práctica suele ser muy conveniente describir este comportamiento en términos de elementos de circuito. Esta alternativa resulta especialmente útil cuando se trata de estudiar el comportamiento de muchas células interconectadas en serie y paralelo, como ocurre en un módulo fotovoltaico.

1.8.2. Circuito equivalente del dispositivo intrínseco

En el circuito de la Figura 1-15, constituido por un diodo de unión p-n ideal de corriente de saturación I_0 y factor de forma de idealidad m y por un generador de corriente de valor I_L , tiene el mismo comportamiento eléctrico que la célula solar descrita por la ecuación (1-13), como resulta analizando las corrientes que confluyen en cualquiera de los nodos. Este es por tanto, el circuito equivalente del dispositivo intrínseco.

1.8.3. Resistencia serie y paralelo

Sin embargo, en una célula solar real existen otros efectos, no considerados en la ecuación (1-13), que afecta al comportamiento externo de la misma. De estos efectos extrínsecos podemos

considerar al menos dos: los de resistencia serie y los de fuga de corriente proporcionales a la tensión, que suelen caracterizarse por resistencia paralelo. Ambos efectos tienen un carácter distribuido en el dispositivo y no siempre pueden representarse por un parámetro de resistencia de valor constante. No obstante, desde un punto de vista práctico y funcional, como se indica en el circuito equivalente de la Figura 1-16, es una solución muy aceptable y extremadamente útil. La resistencia paralela tiene su influencia mayor en la región de las bajas tensiones, en la que la corriente que circula por el diodo del circuito equivalente es muy pequeña. El origen de esta resistencia puede deberse a fugas de corriente por la superficie de los bordes de la célula, a caminos de difusión a lo largo de dislocaciones o fronteras de grano, a pequeños cortocircuitos metálicos, etc. Pero aunque su origen y su estudio riguroso sea complejo en general, en muchos casos de interés práctico, como en el de las células de silicio cristalino actuales, el efecto de resistencias paralelo no tiene apenas importancia en funcionamiento normal y menos aún en funcionamiento en luz concentrada.

No ocurre lo mismo con la resistencia serie, que debe su origen a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, a la ofrecida por las propias capas semiconductoras y a la resistencia de los dedos metálicos que constituyen la rejilla o malla de metalización frontal.

Teniendo en cuenta R_s y R_p , la ecuación de célula será:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{e(V+I \cdot R_s)}{mkT}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1-23)$$

Según se sigue del análisis de nudos del circuito equivalente de la Figura 1-16

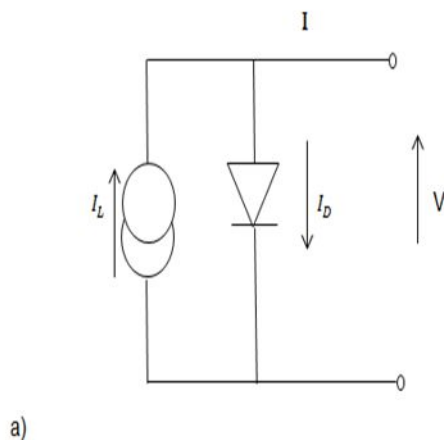


Figura 1-15 Circuitos equivalente de una célula solar (E., 1994)

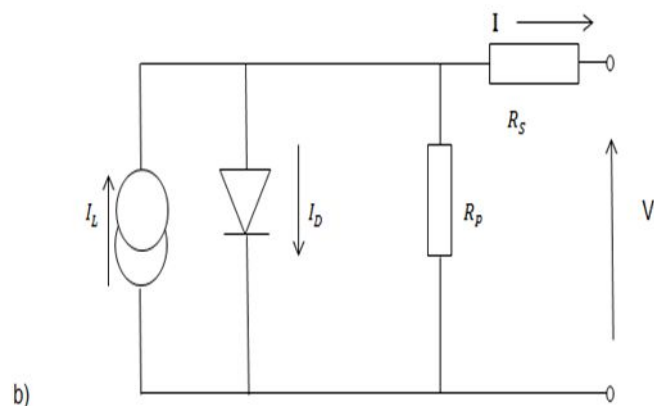


Figura 1-16 Circuitos equivalente de una célula solar (E., 1994)

Los efectos de R_s y R_p sobre el comportamiento extrínseco de la célula quedan ilustrados en Figura 1-15 y Figura 1-16. De la observación se esta figura, podemos afirmar que el efecto de la resistencia paralelo, cuando es suficientemente pequeña, es el de reducir la tensión de circuito abierto y el factor de forma, sin afectar a la corriente de cortocircuito.

Una alta resistencia serie, por contra, reduce el factor de forma y la corriente de cortocircuito, sin afectar a la tensión de circuito abierto. En cortocircuito, aun cuando la tensión externa es cero, la unión se encuentra polarizada por una tensión de valor $I_{SC} * R_s$, producida por la circulación de la corriente a través de R_s . Esta polarización da lugar a una corriente de diodo

que se opone a I_{SC} . El efecto sobre I_{SC} no es, sin embargo, muy acusado en las células prácticas, en las que R_s se limita, mediante un diseño adecuado, a un valor suficientemente bajo. No sucede lo mismo con su efecto sobre la degradación del factor de forma, que puede ser muy importante y determinante de un bajo rendimiento del dispositivo, sobre todo, en aquellas células que trabajan con altos niveles de corriente debido a la iluminación mediante luz concentrada por medios ópticos. Como orientación de tipo práctico puede decirse que en una célula bien diseñada, el producto $I_{SC} * R_s$ no debe ser mucho mayor que $\frac{KT}{e}$ (unos 25mV, a temperatura ambiente).

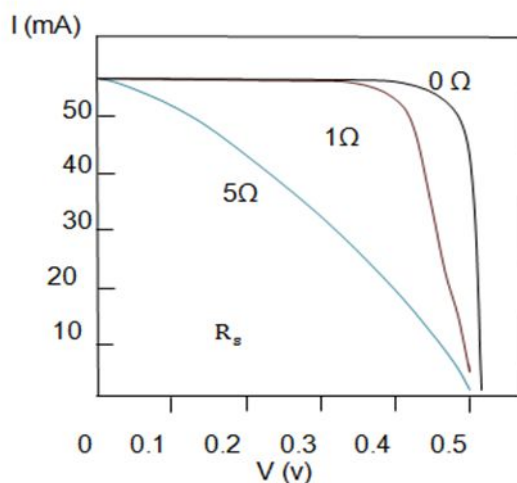


Figura 1-17 Ilustración de los efectos de las resistencias serie y paralelo sobre la característica de iluminación de una célula solar (E., 1994)

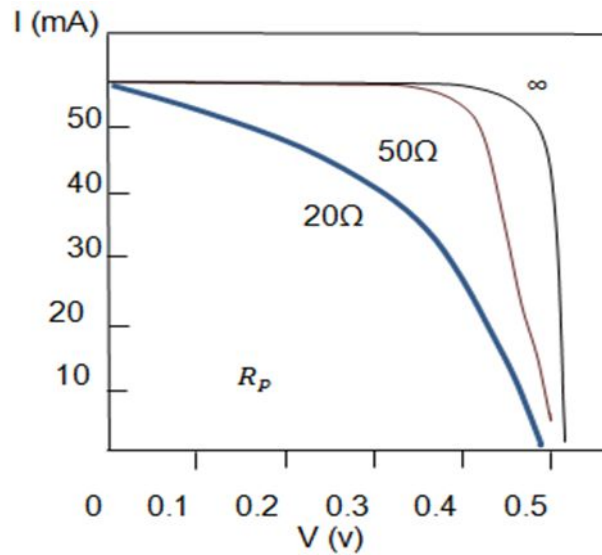


Figura 1-18 Ilustración de los efectos de las resistencias serie y paralelo sobre la característica de iluminación de una célula solar (E., 1994)

1.9. FACTORES QUE AFECTAN EN LA CARACTERISTICAS I-V

1.9.1. Influencia de la temperatura

Como ilustración de los efectos de la temperatura, consideremos una célula descrita por el modelo de una exponencial con $m=1$, lo que corresponde a un comportamiento dominado por las corrientes de recombinación en las zonas neutras, aproximadamente suficiente en un análisis de primer orden.

La fotocorriente I_L aumenta ligeramente con la temperatura debido, en parte, al aumento de las longitudes de difusión de los minoritarios y en parte al estrechamiento de la banda prohibida, que desplaza el umbral de absorción hacia fotones de menor energía. La mejora de la fotocorriente con la temperatura es más acusada en las células de GaAs que en las de silicio pero, en todos los casos, la variación es pequeña y, en primera aproximación, I_L puede considerarse independientes de la temperatura.

Sin embargo no podemos decir lo mismo del voltaje de circuito abierto que está en función de la temperatura según la siguiente expresión.

$$V_{oc}(T) = \frac{E_{Go}}{e} - \frac{K * T}{e} * \ln \frac{K * T^3}{I_L} \quad (1-24)$$

Que predice una disminución de V_{oc} con la temperatura. La importancia de esta variación se aprecia mejor mediante la definición del coeficiente de variación con la temperatura dado por

$$\frac{d V_{oc}}{dT} = -\frac{1}{T} \left[\frac{E_{Go}}{e} - V_{oc}(T) \right] \quad (1-25)$$

Que se sitúa en un valor aproxima de $-2.3\text{mV}/^\circ\text{C}$ para células de silicio a temperatura ambiente. El factor de forma presenta también una disminución con la temperatura, aunque no muy acusada para las temperaturas inferiores a 200°C . El decrecimiento de FF se debe al aumento de I_o y al redondeamiento del codo de la característica I-V que se produce cuando la temperatura aumenta.

Como consecuencia de la disminución de V_{oc} y FF con la temperatura el ligero aumento de I_L queda más que compensado y, en definitiva, el rendimiento de una célula solar decrece con la temperatura.

1.9.2. Influencia de la intensidad de la iluminación

Dentro de un amplio margen de funcionamiento, la fotocorriente de células solares prácticas es directamente proporcional a la intensidad de radiación incidente. Esta proporcionalidad permite el siguiente planteamiento.

Si la fotocorriente al nivel de iluminación definido como unidad es I_{L1} , la fotocorriente a un nivel de iluminación X (factor de concentración: X soles) veces superior es:

$$I_L = X * I_{L1} \quad (1-26)$$

Y si V_{oc1} es la tensión de circuito abierto a 1 sol, la tensión a X soles se obtiene aplicando la siguiente ecuación.

$$V_{oc} = V_{oc1} + m * \frac{K * T}{e} * \ln x \quad (1-27)$$

Suponiendo que m e I_0 no se altera sensiblemente al aumentar el nivel de iluminación.

El incremento de la intensidad de radiación produce un aumento del rendimiento, producido por el aumento de la tensión de circuito abierto, que sigue una variación logarítmica con el nivel de concentración. El crecimiento no puede ser indefinido, ni siquiera en el dispositivo ideal, debido a límites físicos que no son evidentes en el análisis efectuado hasta aquí. En la práctica, sin embargo, estos límites teóricos no se manifiestan y efectivamente se puede observar un crecimiento logarítmico para los niveles bajos de iluminación. Pero al aumentar más la intensidad de la iluminación y, por tanto, la corriente generada, las caídas óhmicas debidas a la resistencia serie de la célula ya no pueden despreciarse y son las responsables de un considerable deterioro del rendimiento de conversión del dispositivo.

Como combinación de todos los efectos mencionados, la variación del rendimiento de conversión energética de una célula solar varía con la intensidad de la iluminación de la forma típica representada en la Figura 1-19.

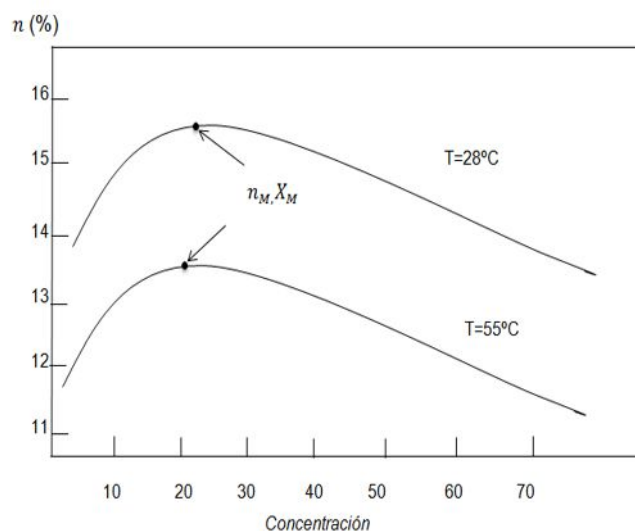


Figura 1-19 Variación de la eficiencia de conversión con el nivel de iluminación (E., 1994)

1.10. El generador fotovoltaico

Para un empleo práctico, las células solares se asocian eléctricamente en diferentes combinaciones que permiten obtener los valores de corriente y voltaje necesarios para una aplicación determinada y se encapsulan entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. El conjunto de células, conexiones, protecciones, soportes, etc., constituyen lo que llamaremos el generador fotovoltaico.

Un problema que el ingeniero ha de resolver con frecuencia es la predicción del comportamiento eléctrico de un generador fotovoltaico, partiendo de información sobre la constitución del propio generador y sobre la meteorología del lugar donde está instalado.

La curva característica I-V de una celda fotovoltaica que se expresa en la ecuación (1-23)

Esta expresión representa adecuadamente el funcionamiento intrínseco de la célula. Sin embargo, no puede utilizarse directamente para abordar la predicción mencionada, puesto que alguno de los parámetros que involucra su manejo, en particular I_L e I_0 no tienen una medida y son difíciles de conocer.

Por esta razón, conviene desarrollar otros métodos cuya utilización requiera exclusivamente del manejo de información estandarizado y, por ello, ampliamente disponible: por un lado, parámetros que caracterizan el comportamiento eléctrico de las células en unas condiciones particulares de medida aceptadas universalmente y denominadas estándares. Y por otro lado, la radiación solar disponible en los catálogos de los fabricantes y en los informes de los organismos meteorológicos oficiales, respectivamente.

1.10.1. La característica I-V de un generador fotovoltaico

Como hemos indicado, un generador fotovoltaico está constituido de muchas células solares asociadas eléctricamente entre sí. Tales células no son, en general, idénticas por lo que la

determinación exacta de la característica I-V del conjunto, aun en el supuesto de conocer las características de cada célula individual, puede llegar a convertirse en un problema de cálculo muy complejo.

Sin embargo y afortunadamente, la resolución de la mayoría de los problemas prácticos no precisa de tal exactitud y puede recurrirse al sencillo modelo que resulta de aceptar como válidos los supuestos siguientes:

- a) Los efectos de la resistencia paralela son despreciables.
- b) La corriente generada, I_L y la corriente de cortocircuito, I_{SC} son iguales.
- c) $e^{\frac{(V+I \cdot R_S)}{V_t}} > 1$ en cualquier condición de trabajo.
- d) Todas las células de un mismo generador son idénticas y trabajan igualmente iluminadas y a la misma temperatura.
- e) Las caídas de potencial en los conductores que interconexiones las células son despreciables.

Sin entrar en mayores detalles, interesa indicar que estos supuestos conllevan errores muy pequeños cuando se trata de generadores fotovoltaicos de silicio cristalino que constituyen la inmensa mayoría en el mercado actual.

En estos supuestos, la característica I-V de un generador fotovoltaico se obtiene:

$$I_G = I * N_P \quad (1-28)$$

$$V_G = V * N_S \quad (1-29)$$

Donde I_G y V_G son la corriente y la tensión del generador, N_P y N_S el número de células asociadas en serie y paralelo, respectivamente, tal y como se llega a:

$$I_G = \left[I_L - I_0 \left(e^{\frac{V_G}{N_S} + \frac{I_G * R_S}{N_P}} - 1 \right) - \left(\frac{V_G}{N_S} + \frac{I_G * R_S}{N_P} \right) \right] N_P \quad (1-30)$$

1.10.2. Expresiones de utilidad

Los anteriores supuestos a) b) c) permiten transformar la ecuación (1-23) en

$$I = I_{SC} \left[1 - e^{\frac{V - V_{OC} + I \cdot R_S}{V_t}} \right] \quad (1-31)$$

Expresión que resulta de gran utilidad, porque, como veremos, los valores de todos los parámetros que incluye son fáciles de obtener, y por ello, su manejo es casi inmediato.

Esta expresión presenta la paradoja de que $I(V=0) = I_{SC}$. Sin embargo, en la totalidad de las células solares que ofrecen utilidad práctica se cumple $V_{OC} > I \cdot R_S \Rightarrow I(V=0) = I_{SC}$, lo que obvia esta aparente dificultad.

Por otro lado, esta ecuación presenta el inconveniente de su carácter implícito ya que I aparece en sus dos términos lo que, en principio, obliga a recurrir a procedimientos iterativos para su solución. Sin embargo, para la zona de tensiones próximas al punto de máxima potencia, donde las células presentan mayor interés práctico, se obtiene una solución razonable haciendo $I = I_{SC}$ en su término. Pero se debe tener mucho cuidado ya que esta consideración es válida solo para resistencia en serie de valores bajos. Por esta razón no se reemplazara $I = I_{SC}$, para tener una mejor aproximación de la curva.

Por último, en lo que respecta a la característica de un generador fotovoltaico, un razonamiento análogo al anterior conduce a:

$$I_G = I_{SCG} \left[1 - e^{\frac{V_G - V_{OCG} + I_G \cdot R_{SG}}{N_S \cdot V_t}} \right] \quad (1-32)$$

Donde I_{SCG} , V_{OCG} y R_{SG} son, respectivamente, la corriente de cortocircuito la tensión de circuito abierto y la resistencia serie del generador (E., 1994, pp. 94-106). Y teniendo en cuenta que

$$I_{SCG} = I_{SC} \cdot N_p, V_{OCG} = V_{OC} \cdot N_s \text{ y } R_{SG} = \frac{R_S \cdot N_s}{N_p} \quad (1-33)$$

1.10.3. Determinación de parámetros característicos

Definiendo un voltaje y una resistencia normalizado como $v_0 = \frac{V_{oc}}{V_t}$ y $r_s = \frac{R_s}{\left(\frac{V_{oc}}{I_{sc}}\right)}$,

respectivamente, una expresión empírica que describe adecuadamente esta relación es:

$$FF = \frac{I_M * V_M}{I_{sc} V_{oc}} = FF_0 (1 - r_s) \quad (1-34)$$

Donde:

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} - 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (1-35)$$

Y I_M , V_M representan, respectivamente, el voltaje y la corriente de la célula en el punto de máxima potencia. A su vez, estos valores vienen dados por las expresiones:

$$\frac{V_M}{V_{oc}} = 1 - \frac{b}{v_{oc}} \ln a - r_s (1 - a^{-b}) \quad (1-36)$$

e

$$\frac{I_M}{I_{sc}} = 1 - a^{-b} \quad (1-37)$$

Donde

$$a = v_{oc} + 1 - 2 \quad v_{oc} * r_s \quad (1-38)$$

y

$$b = \frac{a}{1 + a} \quad (1-39)$$

Este conjunto de expresiones es válido en el margen $v_{oc} > 15$ y $r_s < 0.4$. Su extensión al cálculo de los parámetros característicos de un generador fotovoltaico es inmediata (E., 1994, pp. 94-106).

1.10.4. El módulo fotovoltaico

Para hacer posible su manejo práctico, los fabricantes expiden el mercado las células solares en grupos de ellas, asociadas eléctricamente entre si y encapsuladas en un único bloque que la constituye el elemento básico o ladrillo con el que se construye los generadores fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico proporciona los niveles de voltaje y corrientes adecuados a cada aplicación, protege a las células frente a las agresiones de los agentes de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y, por último, da rigidez mecánica al conjunto.

El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, debe ser superior a 20 años y viene determinado por la duración del encapsulado que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión. Otras características de interés son la facilidad de instalación y limpieza, la disipación de calor de las células y el bajo coste.

El mercado ofrece diferentes tipos de módulos. El más característico está constituido por entre 30 y 36 células solares de silicio cristalino, todas de igual tamaño, asociadas en serie y encapsuladas entre una lámina de vidrio o de telar que cubre la cara posterior. En función del tamaño de las células, la superficie de este módulo típico varía entre el 0.1 y 0.5 m^2 . Presenta dos bornes de salida, positiva y negativa y, a veces, alguna intermedia para permitir la instalación de diodos de protección.

1.11. Condiciones estándares y TONC

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir su característica I-V, bajo unas determinadas condiciones de iluminación y temperatura, puede obtenerse a partir de la información característica que conjuntamente con el módulo, debe suministrarse el fabricante y que está constituida por varios parámetros obtenidos en unas condiciones estándares de medida, de uso universal y definido como sigue (E., 1994):

Irradiancia $100 \frac{mW}{cm^2}$

Distribución espectral AM1.5

Incidencia normal

Temperatura de la célula $25^{\circ}C$

En estas condiciones se mide, al menos, la potencia máxima que puede entregar el módulo.

P_{MAXM} , la corriente de cortocircuito, I_{SCM} , y el voltaje de circuito abierto, V_{OCM} .

La caracterización del módulo se completa con la medida de la temperatura de Operación Nominal de la Célula, TONC, definida como la temperatura que alcanza las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación.

Irradiancia $80 \frac{mW}{cm^2}$

Distribución espectral AM1.5

Incidencia normal

Temperatura ambiente $25^{\circ}C$

Velocidad del viento $1 \frac{m}{s}$

1.11.1. Comportamiento en condiciones cualesquiera de operación

Es frecuente que los catálogos de los fabricantes incluyan otra información adicional como por ejemplo, la curva I-V a varias iluminaciones y temperaturas, etc. No obstante, bajo los supuestos establecidos en el apartado anterior, el conocimiento de los cuatro parámetros mencionados es suficiente para calcular la curva I-V del módulo en cualquier condición de operación definida por un valor de Irradiancia, G, y un valor de temperatura ambiente T_a .

Para abordar este cálculo, un buen comportamiento entre sencillez y exactitud consiste en aceptar como válidas las siguientes hipótesis:

- f) La corriente de cortocircuito de una célula solar depende exclusivamente de la Irradiancia y a través de una función lineal. Es decir:

$$I_{SC}(G) = C_1 * G \quad (1-40)$$

Donde C_1 es una constante de valor:

$$C_1 = \frac{I_{SC}(100 \frac{mW}{cm^2})}{100 \frac{mW}{cm^2}} \quad (1-41)$$

Esta hipótesis supone despreciar los efectos, sobre I_{SC} , de la temperatura de la célula y de la distribución espectral de la radiación. En condiciones reales de operación, el error que ello supone es inferior al 0.5%.

- g) El voltaje de circuito abierto de un módulo depende exclusivamente de la temperatura de sus células solares, T_C , y en el margen de condiciones reales de operación:

$$\frac{dV_{OC}}{dT_C} = -2.3 \frac{mV}{^{\circ}C} \quad (1-42)$$

Esta hipótesis supone despreciar los efectos sobre V_{OC} de la iluminación, lo que puede resultar extraño a la vista de la ecuación:

$$V_{OC} = V_t \ln \left[\frac{I_{SC}}{I_0} \right] \quad (1-43)$$

Sin embargo, la fuerte variación de I_0 con la temperatura, hace que el error debido a no considerar la variación de I_{SC} sea típicamente inferior al 1%.

- h) La temperatura de trabajo de las células depende exclusivamente de la Irradiancia y de la temperatura ambiente, según la función lineal:

$$T_c - T_a = C_2 G \quad (1-44)$$

Donde C_2 es una constante de valor:

$$C_2 = \frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{80 \frac{mW}{cm^2}} \quad (1-45)$$

Esta hipótesis supone despreciar los efectos, sobre T_c , de la velocidad del viento, o lo que es lo mismo, pensar que la disipación del calor desde las células al ambiente está dominada por los mecanismos de conducción a través del encapsulado, frente a las convecciones en la superficie de este último. Existe una amplia evidencia experimental de que esto es verdad.

El valor de TONC de los módulos que constituyen el mercado actual, oscila entre 42 y 46°C, con lo que el valor de C_2 lo hace entre 0.27 y 0.32 $[\frac{^{\circ}C}{\frac{mW}{cm^2}}]$. Una aproximación razonable, cuando no se conoce el valor de TONC, es suponer $C_2=0.3 [\frac{^{\circ}C}{\frac{mW}{cm^2}}]$.

i) La resistencia serie es una característica de las células solares, independiente de las condiciones particulares de operación. Interesa notar que su valor viene dado por la expresión:

$$R_S = \left[1 - \frac{FF}{FF_0} \right] \frac{V_{OC}}{I_{SC}} \quad (1-46)$$

Y que puede determinarse, a partir de los parámetros obtenidos en las condiciones estándares de medida, utilizando las ecuaciones (1-34), (1-35) y teniendo en cuenta que:

$$P_{MAX} = \frac{P_{MAXM}}{N_{SM}N_{PM}} \quad (1-47)$$

$$V_{OC} = \frac{V_{OCM}}{N_{SM}} \quad (1-48)$$

$$I_{SC} = \frac{I_{SCM}}{N_{PM}} \quad (1-49)$$

Donde N_{SM} y N_{PM} son respectivamente, el numero de células asociadas en serie y en paralelo en el módulo fotovoltaico.

CAPITULO II

2. Características para un sistema fotovoltaico

2.1. Funcionamiento

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico, tiene un conjunto de elementos que permite suministrar energía eléctrica para cubrir las necesidades planteadas a partir de la energía procedente del sol.

A continuación se describen los principales sistemas de funcionamiento que compone la generación de energía solar.

- **Sistema de generación**

Tienen la finalidad de aprovechar la radiación solar que se produce en la superficie de los módulos solares para así convertirlo en electricidad de corriente continua conectados en paralelo para aumentar la corriente y serie para obtener la tensión del sistema, así obtener la potencia requerida.

- **Sistema de almacenamiento**

Tienen la finalidad de almacenar la energía eléctrica generada que no está siendo utilizada, mediante una regulación de la intensidad se produce una carga óptima de la batería, para luego ser extraída por el sistema en las horas de poca insolación o en las horas sin sol.

- **Sistema de regulación**

Tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima que estas son capaces de almacenar y prevenir las sobrecargas que agotarían en exceso la carga de las mismas.

- **Sistema de convertidor de corriente**

Es el encargado de adaptar la energía producida por el panel fotovoltaico o la almacenada en las baterías, que es un tipo continuo, al tipo de energía, continúa o alterna, solicitada por las cargas. En el caso de que la carga requiera consumir corriente alterna, el convertidor consiste en un inversor, el cual transforma la tensión e intensidad continuas en tensión y corriente alterna.

2.1.1. Tecnología del proyecto

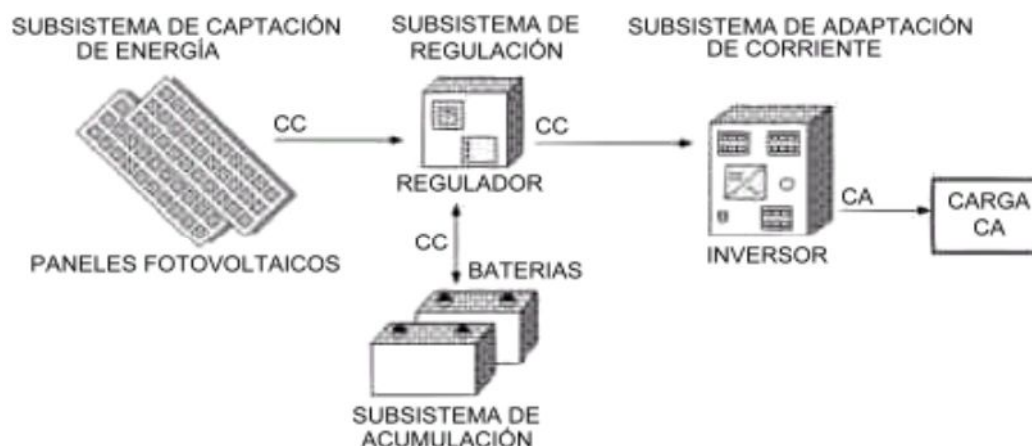


Figura 2.1. Esquema general de la instalación (esquema+unifilar, s.f.)

2.2. La Irradiancia en la ciudad de potosí

Los paneles solares convierten la radiación que proviene del Sol directamente en energía eléctrica haciendo uso de las propiedades electrónicas de los semiconductores. Como primer paso para la comprensión del funcionamiento de un módulo fotovoltaico, se considerara la magnitud de la Irradiancia que varía de 1000 a 1100 w/m² mediante el mapa solar de Bolivia que se muestra continuación.

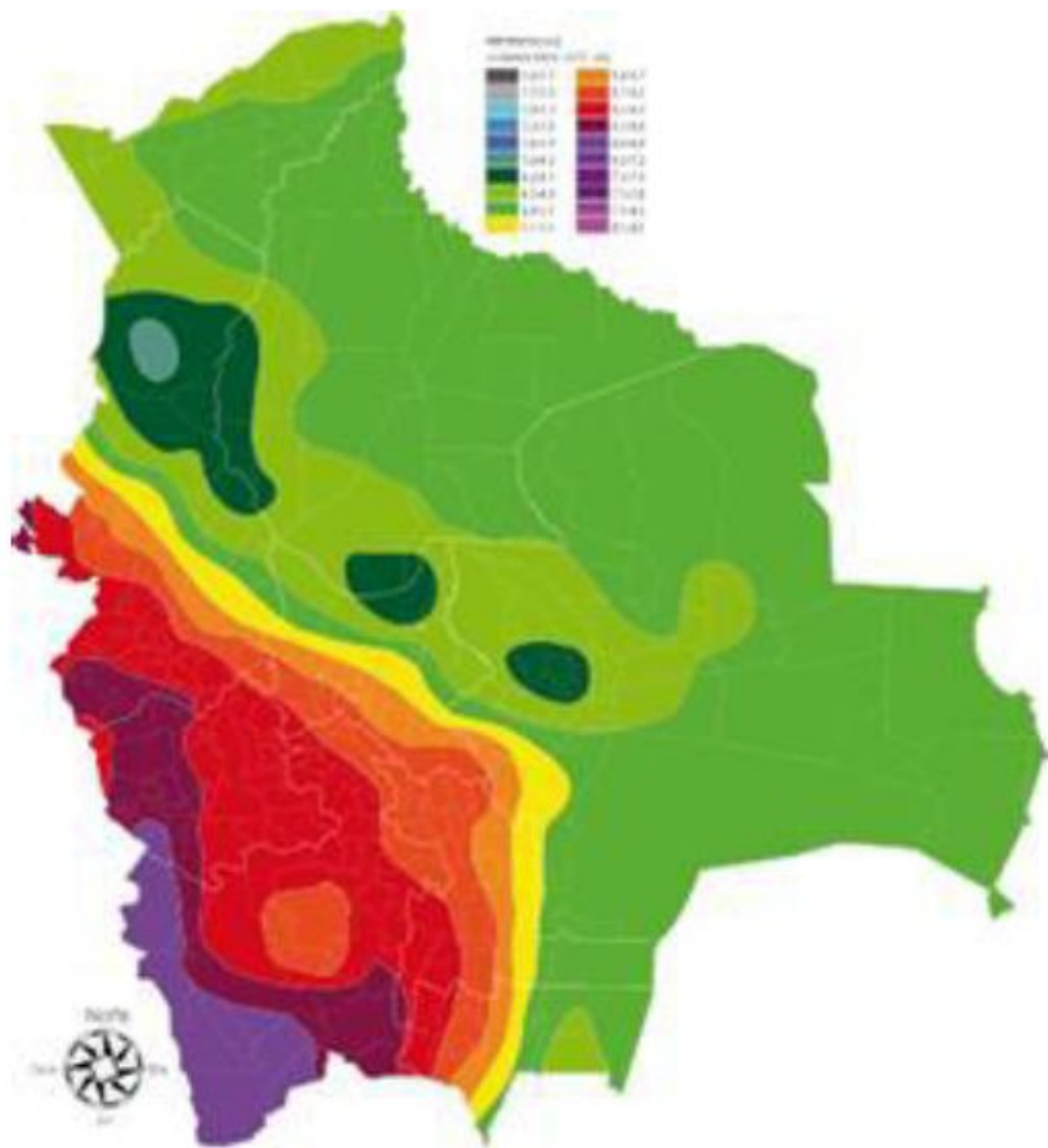


Figura 2.2. Mapa de Radiación Solar Media Anual para Bolivia (kWh/m²/día). (Universidad Mayor de San Simón, 2010)

2.3. Descripción de los materiales

2.3.1. Modulo fotovoltaico

Para seleccionar el panel debemos considerar que tenga un alto rendimiento y una menor degradación del su rendimiento. El panel a utilizar es de la marca **KYOCERAKC 75T** con las siguientes características.

Características eléctricas típicas del panel KYOCERA KC 75T

Potencia Max.:	130 W
Tolerancia:	+10%/-3%
Voltaje a Máxima Potencia (Vmpp):	17.6 V
Corriente a potencia máxima (Impp):	7.39 A
Voltaje de Circuito Abierto (Vpc):	21,9 V
Voltaje Maximo del Sistema	600 V
Corriente de Cortocircuito (Icc):	3,31A
Tensión Máxima del Sistema (V):	600V
Tipo de célula:	Monocrystalino
Número de células:	36
Medidas del modulo	
Largo x Ancho x Espesor	1425 mm x 625 mm x 36 mm
Peso	11.9 Kg
Temperatura Trabajo:	-40°C a +85°C

2.4. El panel solar

El panel solar (o fotovoltaico) está compuesto por módulos fotovoltaicos conectados entre ellos. Para que estos módulos fotovoltaicos no sufran daños por su ubicación en la intemperie se las colocan en un marco porque el material de las celdas es muy frágil y sensible contra la humedad. Para garantizar la estabilidad mecánica, el marco de los paneles consta en la mayoría de los casos de perfiles de aluminio. Este marco está provisto de perforaciones para montar los paneles fácilmente sobre caballetes. Una cubierta transparente encima de las celdas fotovoltaicas deja pasar la radiación solar; es un vidrio resistente contra granizadas que deja pasar la luz solar en forma óptima.

El fondo del panel puede ser de vidrio, fibra de vidrio, plástico o metal. Las celdas colocadas entre cubierta transparente y fondo del panel están encerradas en una masa de plástico que evita el acceso de aire e humedad.



Figura 2.3. Módulo compuesto por células de silicio Monocristalino (Murillo)

2.5. Composición típica de un panel solar fotovoltaico

Existen diferentes clases de paneles fotovoltaicos y distintos procesos de fabricación, pero en la actualidad la gran mayoría de módulos del mercado profesional presentan características comunes. Un módulo fotovoltaico normalmente consta de:

- Células solares fotovoltaicas y sus conexiones eléctricas.
- El encapsulante que cubre las células por arriba y por abajo.
- Una cubierta exterior transparente (cara activa del panel).
- Un protector posterior especialmente diseñado contra la humedad.
- El bastidor o marco que permite una estructura manejable.
- Los contactos de salida (el positivo y el negativo) en su caja de conexiones.
- Unos diodos para protección que van en la caja de conexiones.

2.5.1. Cara activa o cubierta exterior

Al estar expuestas a la acción de agentes climatológicos adversos, las células se protegen con una cubierta delantera transparente. Lo que más se utiliza es el vidrio templado con bajo contenido en hierro, que tiene ventajas respecto a otros materiales, ya que ofrece una buena protección contra impactos y a la vez tiene excelente transmisión a la radiación solar. Por el exterior, el vidrio, debe tener una superficie lisa, para no retener nada que dificulte el paso de la radiación solar. Por el interior es rugosa para aumentar la superficie de contacto y mejorar la adherencia con el encapsulante.

2.5.1.1. Encapsulante

De todos los materiales empleados en la construcción de un panel solar, el encapsulante suele ser el que menos vida útil tiene y en muchas ocasiones determina el tiempo que el módulo puede funcionar. El encapsulante da cohesión al conjunto al rellenar el volumen existente entre las cubiertas delantera y trasera y amortigua las vibraciones e impactos que se pueden producir. Pero su misión principal es la de proteger las células solares y los contactos eléctricos de la humedad. Los materiales empleados tienen una alta transmisión de la radiación solar y baja degradabilidad frente a las radiaciones ultravioletas y al paso del tiempo. Se utiliza mucho el EVA, acetato de etilen-vinilo, que es un polímero transparente que además de tener igual índice de refracción que el vidrio, tiene también ventajas en el proceso de laminación del módulo.

2.5.2. Protección posterior

Se encarga de proteger contra los agentes atmosféricos. Puede ser cristal, pero normalmente suelen utilizarse materiales acrílicos, siliconas, tedlar. La Protección posterior suele tener tres capas, tedlar-poliéster-tedlar.

Normalmente, la protección posterior en su cara interna es de color blanco para favorecer el rendimiento del módulo, ya que refleja la radiación que incide entre los huecos que dejan las células, radiación que posteriormente se refracta en las rugosidades del vidrio para incidir finalmente sobre las células.

2.5.3. Bastidor o marco soporte

Protege de golpes laterales, proporciona rigidez mecánica al conjunto y lo hace manejable. El marco soporte facilita la instalación del módulo y favorece el montaje en estructuras que agrupan a varios módulos. Son varias piezas atornilladas o ensambladas entre sí y con un cordón de silicona para un perfecto sellado. Normalmente se emplea el aluminio anodizado o el acero inoxidable. A veces el marco puede llevar un tratamiento especial, como algunos casos en ambiente marino.

Los marcos soporte llevan los taladros necesarios para su fijación. Un marco no debe ser taladrado ya que las vibraciones producidas pueden romper el vidrio. Algunos incorporan una toma de tierra, que debe ser usada especialmente si el número de módulos instalados es grande.

2.5.4. Contactos eléctricos de salida

Son aquellos que van a permitir evacuar la energía eléctrica producida por el conjunto de células. Las formas y los métodos son variados. Unos fabricantes proporcionan uno o dos metros de cable que sale del interior del panel, otros disponen de bornes positiva y negativa. Lo adecuado es que incorporen una caja de conexiones estanca y sujeta al marco por la parte en la que salen los terminales de interconexión. Que el módulo incorpore una caja de conexiones de calidad es muy importante, ya que debe garantizar que no penetre la humedad en esa zona y, a la vez, facilitar el cableado para que la conexión de una gran cantidad de módulos no sea complicada.

2.5.5. Diodos

Normalmente, la caja de conexiones del módulo tiene más terminales que el positivo y el negativo. Esto es así porque permite la colocación de unos diodos que están conectados en paralelo con grupos de células conectadas en serie. Se instalan para proteger al panel solar fotovoltaico de efectos negativos producidos por sombras parciales sobre su superficie. Este efecto, denominado efecto sombra, se analizará más adelante.

2.6. Características eléctricas

Las células fotovoltaicas de un panel proporcionarán más o menos electricidad en función de la mayor o menor cantidad de energía solar que incida sobre su superficie. Pero además, la respuesta de un panel o módulo solar frente a la radiación solar queda determinada por todos los materiales empleados a la hora de su fabricación y en especial por las células que lo forman. Es necesario poder definir varias características del panel solar para poder comparar y determinar calidades, eficacia y estabilidad eléctrica.

En la documentación que entrega el fabricante o el instalador, así como en el etiquetado que el módulo solar fotovoltaico lleva adherido, figura una terminología eléctrica que se explica a continuación.

Además de información general del producto, el tipo de célula, las características físicas del panel (ancho, largo, espesor y el peso), el tipo de caja de conexión, esquema o descripción con las distancias de los agujeros de fijación del marco, aparece lo que se denomina la curva I-V (curva intensidad-voltaje) del módulo solar.

La curva característica I-V de un módulo fotovoltaico informa sobre los distintos valores de tensión e intensidad que puede proporcionar ese módulo. Se obtiene en condiciones de medida de uso universal, conectando el panel a una resistencia cuyo valor va variando de cero a infinito mientras se miden los distintos valores que resultan de intensidad y tensión. Las condiciones estándar para medirlas respuestas de los paneles fotovoltaicos son:

Condiciones CEM (condiciones estándar de medición). Se corresponden a una intensidad de luz radiante de 1000 W/m², una distribución espectral (Masa de Aire) AM 1,5 y una temperatura de célula de 25 °C. Aquí se miden la potencia máxima (P_{MAX}) que puede suministrar el panel, la intensidad de cortocircuito (ISC) y la tensión de circuito abierto (VOC).

Condiciones TONC (temperatura de operación nominal de la célula). Se corresponden a una intensidad de luz radiante de 800 W/m², una velocidad de 1 m/s del viento sobre el módulo, una distribución espectral AM 1,5 y una temperatura ambiente de 20 °C. El valor TONC de muchos módulos del mercado actual se encuentra entre 40 °C y 46 °C.

- Los parámetros que se reflejan en una curva I-V son:
- Intensidad de cortocircuito (ISC)
- Intensidad en el momento de máxima potencia (I_{MAX})
- Tensión de circuito abierto (VOC)
- Tensión en el momento de máxima potencia (V_{MAX})
- Potencia pico o potencia máxima (P_{MAX})

Las condiciones de operación.

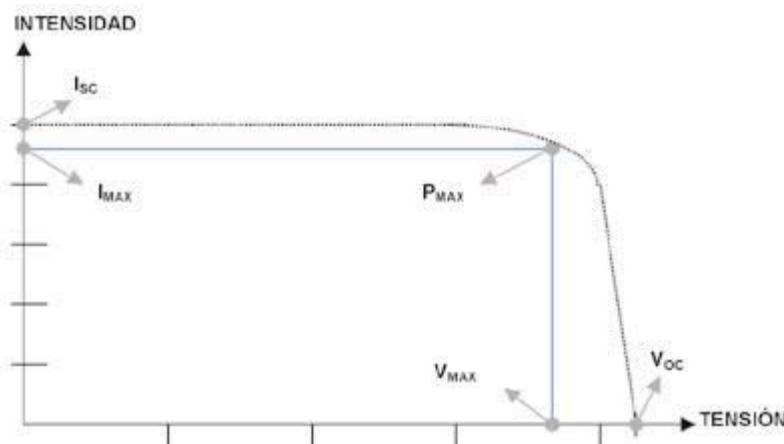


Figura 2.4. Curva característica I-V de un panel fotovoltaico (energía)

2.7. Intensidad de cortocircuito (ISC) y tensión de circuito abierto (VOC)

La intensidad de cortocircuito se mide en amperios. Es la intensidad máxima que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM, provocando un corto circuito. Al no haber resistencia al paso de la corriente el voltaje es cero. La tensión de circuito abierto se mide en voltios. Es el voltaje máximo que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM, en circuito abierto. Al no haber conexión entre los bornes del panel, la intensidad es nula.

2.8. Potencia pico o potencia máxima (PMAX)

La potencia que es capaz de suministrar un panel se da siempre en vatios pico (Wp). El panel fotovoltaico funciona a potencia máxima cuando proporciona una corriente y una tensión tal que su producto es máximo ($I_{MAX} \times V_{MAX} = P_{MAX}$). A ese punto de coordenadas (I_{MAX} , V_{MAX}) se le denomina punto de máxima potencia. Normalmente un panel no trabaja a potencia máxima debido a varios condicionantes, entre otros a que la resistencia exterior está dada por las condiciones particulares del circuito al que esté conectado (la instalación).

Como se ha dicho, los experimentos en laboratorio y los ensayos de módulos solares fotovoltaicos suelen hacerse en condiciones de un sol pico de intensidad (1000 W/m^2). Así, la P_{MAX} de un panel siempre se supone referida a una intensidad de un sol pico. También es posible encontrar dentro de las especificaciones del fabricante la potencia mínima P_{MIN} garantizada contra la degradabilidad de las constantes eléctricas.

Si se colocase un panel orientado al sol en el exterior de la atmósfera terrestre, recibiría aproximadamente una intensidad de radiación de 1354 W/m^2 , es la llamada constante solar. A medida que la radiación solar penetra en la atmósfera, va perdiendo intensidad al atravesar aire, vapor de agua, polvo, contaminación. Depende de algún otro factor, pero la energía solar que llega a la superficie terrestre, a nivel del mar, y en las horas centrales de un día soleado, tiene una intensidad de 1000 W/m^2 . Los otros 354 W/m^2 se pierden. Pues bien, si durante una hora, un módulo solar fotovoltaico de 75 Wp de P_{MAX} recibe una radiación de 1000 W/m^2 , producirá 75 Wh (vatios hora). Si recibe menor radiación, el módulo generará proporcionalmente menor energía.

2.9. Intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia (I_{MAX} y V_{MAX})

Las mediciones ISC y VOC son casos extremos que se realizan sin conectar ninguna carga al panel solar. En la vida real del módulo, lo normal es que esté conectado a una carga (un consumo, una batería) y que fluya una corriente eléctrica al circuito exterior del módulo, circuito que es real y tiene una determinada resistencia al paso de la corriente.

Entonces, el trabajo del panel viene dado por la intensidad (I) y la tensión (V) que determine la resistencia del circuito y siempre serán valores más pequeños que ISC y VOC. A la intensidad y al voltaje que correspondan a la potencia máxima que es capaz de generar el panel se les denomina (aunque no sea correcto) intensidad máxima (I_{MAX}) y voltaje máximo (V_{MAX}).

Es preciso detenerse un poco en esta denominación que puede resultar engañosa. En la curva I-V de la página anterior, se observa que VOC es mayor que V_{MAX}, y que ISC es mayor que I_{MAX}. El nombre de intensidad máxima y de voltaje máximo se les da por corresponder al punto de máxima potencia.

También es necesario reflexionar sobre el hecho de que el panel solar tiene que cargar un sistema de acumulación de 12 V (caso típico), y para hacerlo el panel siempre tendrá que tener una tensión superior a 12 V , aún en condiciones de baja pero aprovechable radiación solar.

2.10. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser configurados de muchas maneras. Por ejemplo, muchos sistemas residenciales usan almacenamiento por baterías para alimentar los aparatos durante la noche. En contraste los sistemas de bombeo de agua operan frecuentemente, solo durante el día

y no necesitan un dispositivo de almacenamiento de carga. Un sistema comercial grande puede probablemente tener un inversor para alimentar los aparatos que trabajan con corriente alterna, mientras que un sistema en una pequeña cabaña o en una casa móvil podría dar electricidad sola a electrodomésticos o dispositivos de corriente directa y no necesitar un inversor. Algunos sistemas están enlazados con la red pública de electricidad mientras que otros operan independientemente.

2.10.1. Sistemas con cargador fotovoltaico de baterías integrado

Estos sistemas incorporan todos sus componentes, incluyendo los aparatos de consumo en un solo paquete. Este arreglo puede resultar económico cuando complementa o reemplaza un sistema de baterías desechables.

Pequeños dispositivos, complementados con una batería recargable y un cargador de baterías FV integrado es un ejemplo común. Linternas solares y cargadores fotovoltaicos para baterías de radio tienen un mercado potencial en todo el mundo. Juegos para linternas, relojes y radios fotovoltaicos puede eventualmente reemplazar unidades similares que usan baterías desechables contaminantes y caras.

2.10.2. Sistemas de uso diurno

Los sistemas fotovoltaicos más simples y menos caros se diseñan solo para uso diurno. Estos sistemas consisten en módulos conectados directamente a un aparato de corriente directa sin dispositivo de acumulación. Cuando el sol incide sobre los módulos, el aparato consume la electricidad que ellos generan. Un nivel mayor de insolación (luz solar) da lugar a un incremento de la potencia de salida y mayor capacidad de carga de consumo.

Entre los sistemas de uso diurno se incluye los siguientes ejemplos;

Bombeo de agua para llenar tanques de almacenamiento en regiones remotas.

Operación de ventiladores

2.10.3. Sistemas de corriente directa con baterías de almacenamiento

Para operar cargas durante la noche o situaciones meteorológicas nubosas, los sistemas FV deben incluir un medio de almacenamiento de la energía eléctrica. Las baterías son la solución más común. Las cargas de consumo del sistema pueden ser alimentadas desde las baterías

durante el día o la noche, de forma continua o intermitente, independientemente de la situación meteorológica.

Además, un banco de baterías tiene la capacidad de suministrar altas demandas de corriente durante un periodo breve, dándole al sistema la capacidad de arrancar motores grandes o de realizar otras tareas difíciles.

Un banco de baterías puede ir desde baterías pequeñas de linternas hasta docenas de baterías industriales de servicio pesado. Las baterías de ciclo profundo se diseñan para soportar descargas a profundidad y después ser cargadas completamente cuando brille el sol. (Las baterías convencionales de los automóviles no están preparadas para ser usadas en sistemas fotovoltaicos y tendrán una vida efectiva corta). El tamaño y configuración del banco de baterías depende del voltaje de operación del sistema y de la cantidad de tiempo de uso nocturno. Además las condiciones del clima local deben ser consideradas al calcular el tamaño del banco de baterías. El número de módulos debe ser escogido para que recarguen adecuadamente las baterías durante el día.

No debe permitirse que las baterías se descarguen demasiado profundamente ni que se sobrecarguen, ambas situaciones pueden dañarlas severamente. Un controlador de carga podrá prevenir una sobrecarga de las baterías al desconectar el modulo del banco de baterías cuando este cargado completamente.

Algunos controladores de carga también evitan que las baterías alcancen niveles de carga demasiado bajos al interrumpir el suministro de energía a las cargas de consumo de CD. Dotar al sistema de un controlador de carga es crítico para mantener el desempeño de las baterías incluso en los sistemas FV más simples.

2.10.4. Sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna

Los módulos fotovoltaicos producen corriente eléctrica directa, pero muchos aparatos comunes necesitan corriente alterna. Los sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna deben usar un inversor para convertir la electricidad CD en electricidad CA. Los inversores brindan conveniencia y flexibilidad en un sistema fotovoltaico, pero añaden complejidad y costo. Como los aparatos de corriente alterna son de producción masiva se ofrecen generalmente en una amplia gama, a precios más bajos y son más confiables que los

aparatos de corriente directa. Los inversores de alta calidad están disponibles comercialmente en un amplio rango de capacidades.

2.10.5. Sistemas híbridos

La mayor parte de las personas no alimentan todos sus aparatos solo con el sistema FV. La mayoría de los sistemas utilizan una solución híbrida al integrar otras fuentes de energía. La forma más común de sistema híbrido incorpora un generador que funciona con diésel o gas, lo que puede reducir significativamente el precio inicial.

Soportar la carga de consumo completa con un sistema FV significa que los paneles de baterías necesitan mantener la carga bajo las peores condiciones meteorológicas. Esto también significa que el banco de baterías debe ser suficientemente grande para alimentar grandes cargas como lavadoras, secadoras y maquinas herramientas. Un generador debe suministrar la energía extra que se necesita en periodos nublados y durante periodos en los que ocurra un uso de la electricidad más intenso que de costumbre, a la vez que carga las baterías. Un sistema híbrido brinda una fiabilidad adicional debido a que trabajan dos sistemas de carga independientes.

Otra variante híbrida es la formada por un sistema FV y una turbina eólica. Añadir una turbina eólica tiene sentido en lugares donde el viento sopla cuando no hay sol. En este caso, días consecutivos de tiempo nublado no presentan un problema, mientras se mantenga el viento que hace girar la turbina. Para una fiabilidad y flexibilidad a un mayores se puede incluir un generador en el sistema eólico/FV. Un sistema generador/eólico/FV tiene todas las ventajas de un sistema generador/FV con la adición del beneficio que presenta un tercera fuente para cargar las turbinas.

2.10.6. Sistemas interconectados a la red de servicios

Los sistemas fotovoltaicos que están conectados a la red de servicio (sistemas conectados a red, enlazados a red, o enlazados a la línea) no necesitan un diseño con almacenamiento en baterías, pues la red comercial actúa como una reserva de energía. En lugar de almacenar el exceso de energía que no se usa durante el día, el propietario vende el exceso de energía a la red de servicio local a través de un inversor especialmente diseñado. Cuando los propietarios necesitan más electricidad de la que produce el sistema fotovoltaico, pueden extraer energía de la red comercial.

Si la red de servicios publico falla, el inversor se desconecta automáticamente y no entrega a la red la electricidad generada con el sol.

Esto asegura la seguridad de los operadores que estén trabajando en la red. Ya que los sistemas conectados a la red de servicio usan la red como almacén, esos sistemas no tendrán electricidad si la red se cae. Por esta razón algunos de estos sistemas están también equipados con almacenamiento por baterías para suministrar energía en el caso de una perdida de energía desde la red servicio.

La empresa de servicios públicos deberá pagar a los pequeños productores de energía en base a sus “costos evitados” o los costos que la empresa de servicio no tiene que pagar para generar la electricidad por sí misma.

Términos y condiciones adicionales para esta adquisición establecidos por las comisiones estatales de servicio públicos y varían de un estado a otro.

2.11. Componentes de los sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico puede incluir los siguientes:

Generador fotovoltaico (conjunto de paneles)

Regulador o controlador

Inversor (para aplicaciones con voltajes en corriente alterna)

Acumuladores de energía (banco de baterías)

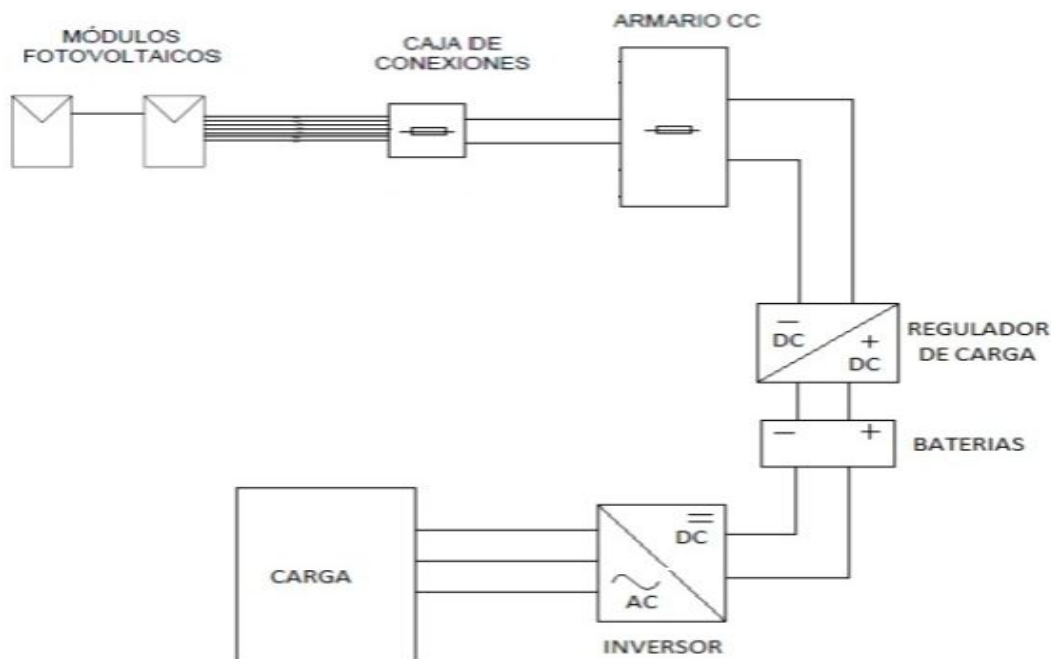


Figura 2.5. Diagrama unifilar del sistema (Elaboración propia)

2.11.1. Generador fotovoltaico

Uno o varios paneles constituyen un generador solar fotovoltaico. Como norma general de aplicación en las instalaciones de energía solar fotovoltaica, todas las células que forman un módulo responden a la misma descripción y a la misma curva de I-V. Y todos los módulos que forman un generador responden a la misma descripción y a la misma curva de I-V. Es decir, no se deben montar módulos de distintas características y potencias. Todos los módulos que forman un generador solar fotovoltaico han de tener las mismas características eléctricas.

Un generador fotovoltaico se puede diseñar de varias maneras. Una forma que la experiencia ha determinado como válida, consiste en elegir un determinado modelo de módulo solar y utilizarlo como elemento base del generador fotovoltaico que se pretenda construir. El correcto cableado y conexión de los módulos fotovoltaicos exige la utilización de materiales de buena calidad, ya que todo este conjunto se va a colocar a la intemperie.

Los instaladores deberán tener especial cuidado en la realización de las conexiones. Incrementos de la temperatura del cable, aumento de la resistencia al paso de la corriente eléctrica, pérdidas de tensión, rotura de equipos de control, y otras, son situaciones adversas dentro de un circuito eléctrico que suelen tener origen en malas conexiones.

Las instalaciones fotovoltaicas deben atenerse a lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). La conexión eléctrica entre paneles o módulos solares puede ser de tres clases:

Conexión en serie. Aumenta la tensión.

Conexión en paralelo. Aumenta la intensidad.

Combinando las dos primeras hasta lograr la intensidad y tensión necesaria.

Al conectar dos paneles iguales en paralelo, la tensión que se obtiene es igual que la de un solo módulo, sin embargo, la intensidad es el doble. Si por el contrario la conexión es en serie, la intensidad que se obtiene es la misma que la un solo módulo, pero la tensión es el doble.

Un generador fotovoltaico está calculado para que genere una tensión de salida algo superior a la tensión que necesita un acumulador para completar su carga; de esta forma, el generador fotovoltaico siempre estará en condiciones de cargar el acumulador, incluso en condiciones adversas (temperatura de las células alta, o baja insolación).

Cuando se habla de tensión teórica de trabajo, en un sistema, de 12 voltios, el panel tiene que suministrar una tensión superior a ésta para poder así cargar las baterías; es decir, la tensión real es mayor. Con bastante frecuencia se realizan conexiones tanto en serie como en paralelo hasta conseguir los valores idóneos para cada aplicación.

2.11.2. Regulador o controlador

La principal misión del regulador es la de gestionar la corriente eléctrica que absorbe o cede (en corriente continua) el acumulador o batería de acumuladores. Vigilando el ciclo de carga y descarga, desarrolla un papel fundamental en la gestión de una instalación fotovoltaica autónoma:

Proporciona el control que día a día se necesita. El regulador siempre es recomendable para la seguridad y protección del sistema de acumulación, y en la casi totalidad de las ocasiones es de utilización obligatoria. Su labor consiste en evitar sobrecargas y sobre descargas en las baterías. Si el acumulador está lleno y el panel recibe radiación, éste intentará inyectar energía en la batería sobrecargándola. Para evitarlo el regulador corta esta inyección de energía. Y en el caso

contrario, si el acumulador está bajo de carga y se intenta seguir extrayendo energía, el regulador corta el suministro de energía protegiendo así la batería y prolongando la vida útil de este equipo.

Algunos reguladores incorporan dispositivos de información que proporcionan datos de interés del sistema, permitiendo controlar parámetros como la temperatura, lectura de la intensidad de carga, de descarga, y la tensión de batería, incluso algunos modelos incorporan contadores de Ah.

De la misma forma presta protección a los diferentes equipos conectados al sistema fotovoltaico con el objetivo de evitar la circulación de sobre corrientes por ellos, que pudiesen dañar o quemar sus circuitos. Finalmente los mismos paneles fotovoltaicos son protegidos por el regulador, desconectando los mismos en la noche para evitar circulaciones de corrientes inversas o en general cuando el sistema de acumulación tiene más energía que la pueden proporcionar los paneles solares.

La programación interna proporciona un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, y son muchos los reguladores que permiten la modificación de sus parámetros de funcionamiento fácilmente. También existen con la posibilidad de visualizar datos de interés, para conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

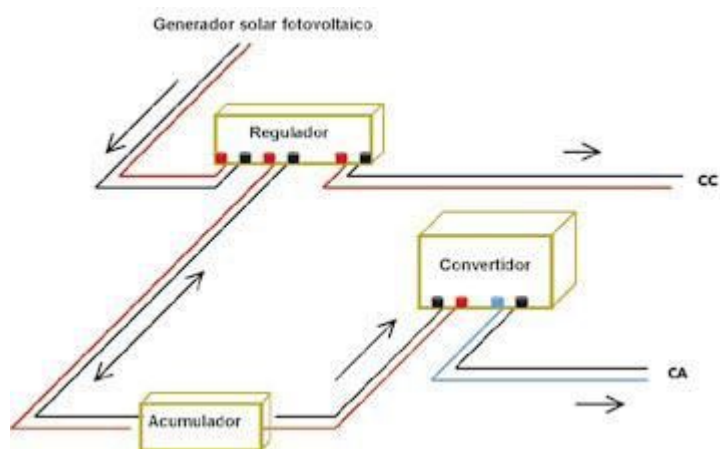


Figura 2.6. Esquema del flujo de energía en una instalación fotovoltaica (Vasco)

2.11.3. Tipos de Reguladores

Según el método que empleen para desarrollar su cometido, existen dos tipos de reguladores:

Los que trabajan en paralelo y los que lo hacen en serie.

2.11.3.1. El regulador paralelo

En estos reguladores, cuando la tensión de las baterías alcanza un valor determinado, que supone que están cargadas, la corriente de los paneles es desviada a un circuito que está en paralelo con el acumulador. Cuando la tensión de batería baja por debajo de un valor mínimo, predeterminado, el proceso de carga se restablece nuevamente.

El circuito en paralelo actúa de manera que pone en cortocircuito la salida del generador, evitando la circulación de la corriente hacia cualquier otra parte de la instalación. El cortocircuito de la salida de los paneles no afecta a los mismos, pero para evitar que produzca un cortocircuito de las baterías, lo que produciría su destrucción, se deben aislar estas de la línea de cortocircuito del generador. También se suele usar un diodo en serie con las baterías y situado con polaridad inversa a ellas, para evitar su descarga.

El circuito en paralelo con el acumulador disipa un pequeño porcentaje de la energía que pasa por él, lo que en instalaciones grandes puede suponer bastante energía, por lo que este tipo de reguladores se utiliza solo en instalaciones de baja potencia.

2.11.3.2. El regulador en serie

En estos reguladores, cuando la tensión de las baterías alcanza un valor determinado, que supone que están cargadas, la corriente procedente de los paneles se interrumpe mediante el corte de la línea que comunica el campo fotovoltaico con el acumulador.

El interruptor de corte evita también que se pueda producir la descarga de las baterías a través del generador. Este interruptor de corte no disipa potencia cuando está interrumpiendo la corriente de carga, por lo que este tipo de reguladores es adecuado para instalaciones de cualquier potencia.

En el control serie no hay necesidad de colocar un diodo en serie, para proteger las baterías, ya que la apertura del interruptor aísla el acumulador del generador, lo que reduce pérdidas de potencia.

Existen diferentes criterios de diseño para los controles en serie. Sin embargo, en todos ellos existen dos características comunes, se alternan períodos activos de carga con períodos de inactividad y la acción del circuito de control depende del estado de carga del acumulador.

Los reguladores en serie pueden funcionar de diversas formas según su diseño. Durante el período de carga algunos modelos usan un voltaje de carga de valor constante, que se corresponde con el máximo que puede suministrar el generador con las condiciones de irradiación y temperatura del momento.

En otros reguladores en serie la tensión de carga está limitada por un voltaje determinado de las baterías. Este voltaje de carga se corresponde con un estado de carga de baterías de alrededor del 90 al 95% del máximo posible.

A este voltaje solo conoce como voltaje de flotación y la tensión de carga nunca supera su valor. El valor del voltaje de flotación puede ser fijo o ajustable por el usuario, dentro de un determinado margen. A medida que el voltaje de las baterías se acerca al de flotación, la corriente de carga disminuye hasta que se anula al abrirse el interruptor en serie. Cuando esto ocurre, el voltaje de las baterías comienza a bajar, en ese momento el regulador vuelve a conectar el voltaje de carga. Este proceso de conexión y desconexión es lo que se conoce como carga por voltaje de flotación.

2.10.4.3 Características de los reguladores.

Los reguladores comerciales presentan una gran variedad de características, que deben ser conocidas para elegir el regulador más adecuado. Es importante indicar que la terminología utilizada varía mucho de unos autores a otros, por lo que se pueden confundir conceptos con facilidad, en este tema utilizamos tensión y voltaje, corriente e intensidad como términos equivalentes entre ellos.

Las principales características a considerar se indican a continuación:

Tipo de regulador: serie o paralelo.

La tensión nominal de trabajo del regulador. Los valores más comunes son 12V, 24V y 48V, dependiendo de la tensión suministrada por el generador.

La tensión máxima de trabajo del regulador. El número de paneles conectados en serie, así como el máximo valor de voltaje que puede alcanzar cada panel en circuito abierto, determinan el mínimo voltaje de trabajo del regulador. Lo normal es que el regulador esté diseñado para soportar, como mínimo, voltajes de 1,5 veces el valor la tensión nominal del sistema.

La tensión Máxima de Carga o tensión final de carga. Tensión en los bornes de la batería a partir de la cual, la corriente eléctrica proveniente del generador es limitada por el regulador. Esta tensión debe asegurar un factor de recarga de la batería superior al 90%.

La tensión de desconexión de carga. Esta tensión deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad al consumo se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la máxima profundidad de descarga, fijada según el tipo de trabajo de la instalación, y referida a la capacidad nominal del acumulador.

La tensión de Re conexión de carga. Tensión en los bornes de la batería a partir de la cual el regulador conecta eléctricamente el generador con el acumulador.

La tensión de alarma. Tensión de las baterías a la que el regulador activa una señal acústica y/o luminosa que indica un estado de bajo voltaje de la batería.

Intensidad máxima de trabajo del regulador. Cualquier tipo de regulador debe manejar, como mínimo, la máxima corriente de carga que puede producir el generador. Para un control en paralelo, el interruptor de carga deberá manejar, asimismo, la máxima corriente de cortocircuito del generador.

Intensidad máxima de consumo. Es la máxima corriente que puede pasar del regulador al consumo.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador y entre sus terminales de batería y consumo. Que han de ser inferiores al 4% de la tensión nominal.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

Los sistemas de protección de que va dotado y la normativa que cumple.

Las prestaciones adicionales, como sistemas de indicación, medida, alarma, contador de consumo, etc.

2.12. Inversores

En el caso que se tiene equipos que funcionan con corriente alterna, con tensiones de 110 o 220 Voltios, y que no existe la posibilidad de adaptarlas a una corriente continua, se tiene que implementar al sistema solar un inversor.

Este equipo tiene como función única la de convertir la corriente continua en alterna a los voltajes requeridas. La utilización del inversor, porque significa un consumo de energía eléctrica adicional.

En casos en que resulta absolutamente necesario la utilización de un inversor, la capacidad de este deberá ser siempre igual o mayor que la suma de las potencias de las cargas mayores que alimentará simultáneamente. En el caso de alimentar motores de corriente alterna, el inversor deberá tener una capacidad de 3 a 5 veces la potencia nominal del motor, para responder a las corrientes transitorias de arranque que se presentan al empezar su funcionamiento. Este último punto es muy importante para refrigeradoras que funcionan bajo el sistema de compresión propulsado por un motor eléctrico.

2.12.1. Característica para la elección e instalación de inversores

La tensión de entrada, para la cual está diseñado el inversor, debe compartir con la tensión del acumulador. Existen inversores para 12V y 24V.

La potencia del inversor debe cubrir la necesidad de todas las cargas funcionando al mismo tiempo. Para equipos con motores eléctricos se debe tomar en cuenta su consumo de electricidad para el arranque.

Para instalaciones sencillas no sea necesaria la solución más costosa en forma de un equipo que suministra energía eléctrica en forma de corriente alterna de forma sinusoide. Esto es solamente el caso para instalaciones donde se utiliza frecuentemente motores de inducción.

Se debe tomar en cuenta el rendimiento del inversor o sea su consumo propio de energía eléctrica. Algunos equipos gastan mucha energía eléctrica a pesar de que ninguna carga está funcionando.

El rendimiento de un inversor debe ser lo más uniforme a cualquier modo de funcionamiento. Si existe un fuerte calentamiento de un inversor, significa que la corriente eléctrica se convierte en calor inútil.

Inversores producen señales que pueden afectar la recepción y el uso de equipos de radio, etc. Se necesita previsiones contra estos disturbios, se debe hacer la prueba antes de comprar el equipo.

2.12.2. Tipos de inversores

Según su construcción, los inversores producen corriente alterna de la siguiente forma:

- Tensión en forma rectangular
- Tensión en forma rectangular modificada
- Tensión en forma senoide

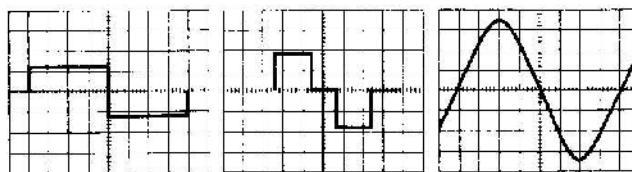


Figura 2.7. Las diferentes formas de corriente alterna de salida de un inversor. Izquierda: corriente en forma rectangular. Centro: corriente en forma rectangular modificado. Derecha: Corriente en forma senoide. (Falk, 2010)

2.12.2.1. Inversores con una tensión en forma rectangular

Estos equipos están provistos de transistores que invierten la corriente continua en una forma sencilla de corriente alterna. El rendimiento de estos equipos está entre los

60 – 90 %

Según el modo de uso. El rendimiento es muy bajo si el equipo funciona solamente con una pequeña parte de su potencia nominal, los inversores sencillos no causan problemas en los

equipos eléctricos que tienen pocas exigencias a la calidad de la corriente alterna: taladros eléctricos, equipos provistos con transformadores, etc.

No es muy recomendable utilizar estos inversores para equipos provistos con motores de inducción (motores asíncronos).

La tensión de forma rectangular causo un fuerte calentamiento del embobinado del motor eléctrico (si los motores arrancan). Además existen efectos retroactivos que causan perturbaciones a otros equipos conectados con el inversor.

2.12.2.2. Inversores con una tensión en forma rectangular modificada

Esta forma de corriente alterna corresponde más a la forma de la corriente alterna suministrada por la red eléctrica.

El rendimiento de estos equipos es normalmente alrededor de

$$80 - 90 \%$$

Estos equipos tienen normalmente ningún problema suministrar 2 a 3 veces de su potencia nominal a corto tiempo, de esta manera no existen tantos problemas con las corrientes para el arranque de motores eléctricos.

2.12.2.3. Inversores de corriente alterna de forma senoide

Los mejores equipos y también más caros dan una corriente alterna en forma de seno. El rendimiento es de

$$80 - 90 \%$$

La señal senoide se produce mediante una electrónica más sofisticada que en los casos anteriores. Este equipo tiene muchas ventajas para el suministro de corriente alterna de inducción porque casi no se desarrolla calor en el motor (que baja su rendimiento).

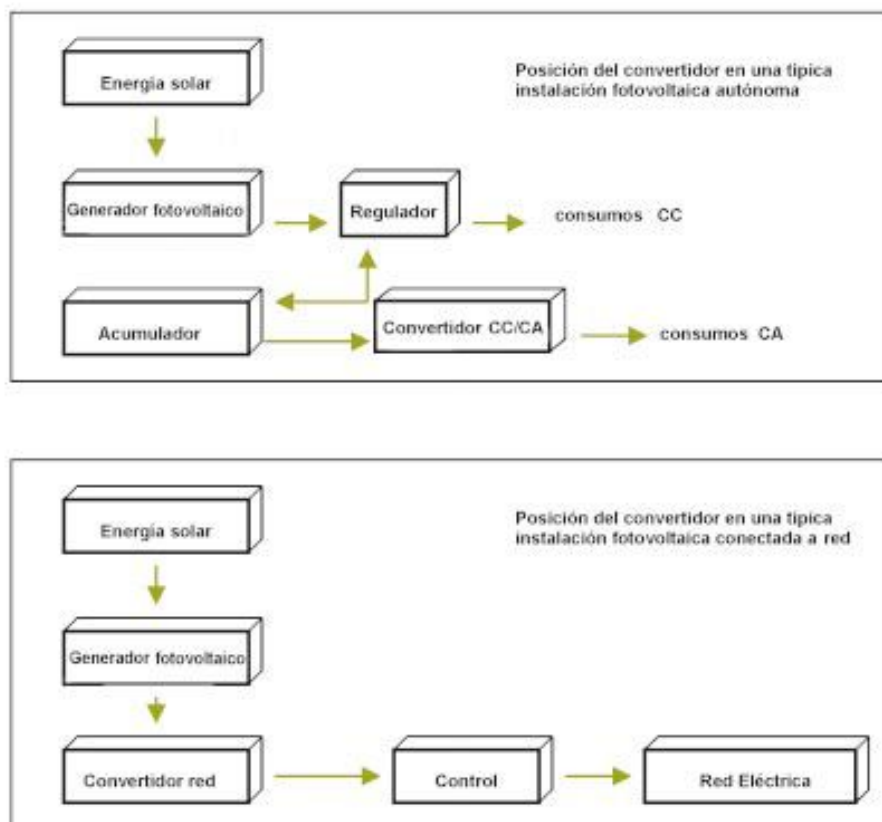


Figura 2.8. Esquemas de conexión del convertidor en instalaciones autónomas y conectadas a red.
(Vasco)

2.13. Acumuladores

En las instalaciones fotovoltaicas, los módulos solares fotovoltaicos, una vez instalados, siempre se encuentran disponibles para generar electricidad. Sin embargo, la cantidad de radiación solar que reciben se presenta variable, sometida al ciclo diario de los días y las noches, al ciclo anual de las estaciones y a la variación aleatoria del estado de la atmósfera con sus días claros, nublados, tormentas, etc.

Por ello, puede ocurrir muchas veces que la energía que una instalación fotovoltaica entrega difiere, por exceso o por defecto, de la que demandan los consumos conectados a ella. Y en la mayoría de los casos, el correcto abastecimiento exige almacenar energía cuando la producción es superior a la demanda, para utilizarla en situación contraria.

El acumulador almacena energía siendo capaz de transformar la energía potencial química en energía eléctrica, y cumple las siguientes funciones:

Es capaz de suministrar energía en cada momento independientemente de la producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos en ese momento, pudiendo alimentarlos consumos durante varios días.

Es capaz de mantener un nivel de tensión estable, proporcionando un voltaje constante dentro de un cierto rango independientemente de que el generador funcione en ese momento o no.

Es capaz de suministrar una potencia superior a la que el generador solar podría dar en un momento propicio.

Para los sistemas fotovoltaicos existen baterías especiales (acumuladores) adaptadas al funcionamiento de estos sistemas. Sus precios son más altos que las baterías comunes de los coches. En compensación de este precio más elevado, la vida útil de las baterías solares es más prolongada. Con un buen mantenimiento se puede utilizar una batería solar hasta 6 años. Existe la posibilidad de utilizar las baterías de plomo de coches o camiones si se toma en cuenta algunas previsiones.

2.13.1. Principio de funcionamiento de un acumulador de plomo

El acumulador más sencillo consta de un recipiente lleno de ácido sulfúrico diluido con agua destilada en el cual se colocan dos placas de plomo. Conectando las placas a los bornes de una fuente de corriente continua se observa que la corriente va de la placa positiva (+) a la placa negativa (-) por el ácido para volver luego al suministrador de energía eléctrica. El panel fotovoltaico. En la placa positiva se forma el óxido de plomo; en la placa negativa se forma plomo puro poroso.

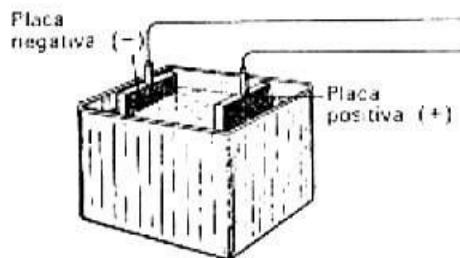


Figura 2.9. Esquema de un acumulador de plomo (Falk, 2010)

Este proceso se llama “cargar” un acumulador. Si se interrumpe la conexión entre acumulador y panel fotovoltaico después de cierto tiempo, se mantiene una tensión de aproximadamente 2 Voltios entre las dos placas. El acumulador está en condiciones de proporcionar una corriente eléctrica.

Cuando el acumulador suministra energía eléctrica se lo descarga; el material de las placas vuelve en sulfato de plomo. Recargar el acumulador se hace invertir el proceso, el sulfato de plomo de la placa positiva vuelve otra vez en óxido de plomo y el de la placa negativa en plomo puro poroso.

Durante estos procesos cambia la densidad del electrolito. Descargando el acumulador, la densidad desciende hasta un valor de 1,16. Durante la carga, la densidad del ácido sube hasta un valor de 1,28.

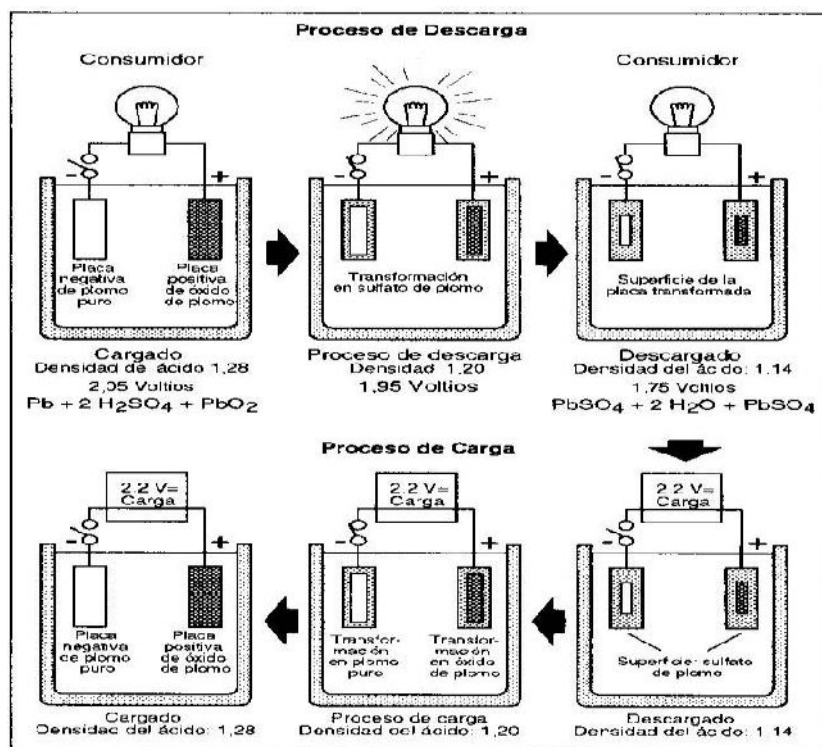


Figura 2.10. Procesos de carga y descarga en el acumulador de plomo (Falk, 2010)

2.13.2. Composición de un acumulador

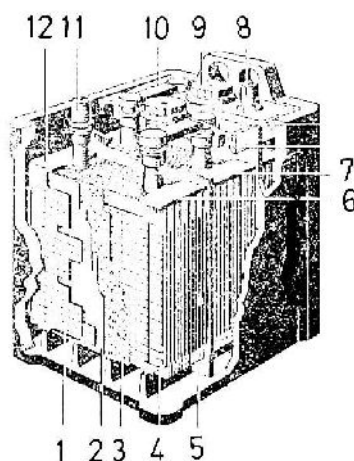


Figura 2.11. Componentes de un acumulador (Falk, 2010)

1. Placa negativa; 2. Separador en contacto con las placas negativas; 3. Láminas de ebonita perforada o de lana de vidrio, en contacto con las placas positivas; 4. Placa positiva; 5. Caja recipiente del acumulador; 6. Puente de conexión de las placas positivas de cada elemento; 7. Pitón positivo del primer elemento; 8. Borne o polo positivo; 9. Tapón de llenado de cada vaso – elemento; 10. Barra de conexión en serie de los elementos; 11. Pitón negativo del primer elemento y borne negativo de la batería; 12. Puente de conexión de placas negativas.

Capítulo III

3. Cálculo de las propiedades físicas para un sistema fotovoltaico

3.1. Características de la instalación

Según el INE (Instituto Nacional de Estadística) la encuesta de hogares en el año 2015, el tamaño medio en el hogar es de aproximadamente 8 personas las cuales tienen un promedio de uso de la ducha de 15 min por cada individuo. Por lo tanto tiene un uso diario de una hora. La vivienda familiar consta de 2 duchas.

Nuestra instalación a incorporar tendrá los siguientes componentes básicos:

- Generador fotovoltaico
- Regulador
- Batería

3.2. Análisis de las cargas eléctricas

3.2.1. Estudio de la demanda

Las necesidades de energía para la vivienda familiar es energía eléctrica para calentar el agua de la ducha.

Tabla 3.1. Descripción del estudio de demanda (Elaboración propia)

Descripción	Cantidad	Potencia del equipo (W)	Hora de uso diario (h/día)
Ducha	2	5500	2

3.3. Potencia instalada

Actualmente en una vivienda familiar se tiene la siguiente potencia instalada

$$\begin{array}{rcl} 2 \text{ duchas} \times 5500 \text{ W} & = & 11000 \text{ W} \\ & \text{-----} & \\ \text{Potencia Instalada} & = & 11000 \text{ W} \end{array}$$

3.4. Consumo de energía eléctrica diaria

Actualmente en la vivienda familiar se tiene el siguiente consumo de energía eléctrica diaria

$$2 \text{ duchas} \times 5500 \text{ W} \times 2 \text{ (h/día)} = 22000 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Consumo de energía eléctrica diario total} = 22000 \text{ Wh/día}$$

3.5. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo

3.5.1. Consumo de energía eléctrica diario

C_d = Consumo diario Ah/día

C_{dt} = Consumo diario total wh/día

T_s = Tensión del sistema V

$$C_d = \frac{C_{dt}}{T_s}$$

$$C_d = \frac{22000 \text{ wh/día}}{220 \text{ V}}$$

$$C_d = 100 \text{ Ah/día}$$

3.5.2. Corrección del Consumo de energía eléctrica diario

C_{dc} = Consumo de energía eléctrico diario corregido Ah/día

C_d = Consumo diario Ah/día

= Rendimiento del acumulador (80%)

$$C_{dc} = \frac{C_d}{\eta_{\text{acum.}}}$$

$$C_{dc} = \frac{100 \text{ Ah/día}}{80\%}$$

$$Cdc = 125 \frac{Ah}{dia}$$

3.5.3. Dimensionamiento del generador solar

Para dimensionar el sistema de Generación fotovoltaica se utilizara información del Atlas de distribución de la energía solar en Bolivia.

Tabla 3.2. Radiación media mensual en el departamento de Potosí (htt1)

MESES	KWh/m2	MESES	KWh/m2	MESES	KWh/m2
ENERO	5,7	MAYO	4,4	SEPTIEMBRE	5,7
FEBRERO	5,6	JUNIO	4,0	OCTUBRE	6,3
MARZO	5,5	JULIO	4,2	NOVIEMBRE	6,8
ABRIL	5,1	AGOSTO	4,9	DICIENDO	5,4

Para lo cual se realiza la verificación de la radiación para los meses de septiembre y octubre.

3.5.4. Calculo teórico de la redición en la ciudad de Potosí en el mes de Septiembre

Como ejemplo se calculara para el primer día del año y las horas 11Am

Día del año 245

Hora 11 Am

Latitud del lugar -19.58°

$I_o = 33331 \text{ w/m}^2$

Primero se procede a calcular la declinación solar con la ecuación (1-3).

$$\delta = 23.5 \text{ sen} \left[360 \frac{284 + N_d}{365} \right]$$

$$\delta = 23.5 \text{ sen} \left[360 \frac{284 + 245}{365} \right] = 7.358^\circ$$

Para el cálculo del ángulo horario se utiliza la ecuación (1-4).

$$w = (hora - 12) \frac{360}{24}$$

$$w = (11 - 12) \frac{360}{24} = -15.00^\circ$$

Ahora calculamos la altura solar con la ecuación (1-5).

$$\beta = \sin^{-1}(\sin L * \sin \delta + \cos L * \cos \delta * \cos w)$$

$$\beta = \sin^{-1}[\sin(-19.58) \sin(7.358) + \cos(-19.58) \cos(7.358) * \cos(-15)] = 59.278^\circ$$

Se procede con el cálculo de la masa de aire que se calcula con la ecuación (1-1).

$$AM = \frac{P}{1013 [\text{mbar}] \sin \beta}$$

$$AM = \frac{631.47 [\text{mbar}]}{1013 [\text{mbar}] \sin 59.278} = 0.725$$

Con la presión atmosférica: $P=631.47\text{mbar}=473.6\text{mmHg}$

Aplicando el modelo de transmisión atmosférica para cielo claro y sobre plano horizontal

Componente directa se utiliza la ecuación (1-6).

$$I_{Dhc} = I_o * e^{-0.16-0.22*AM} * \sin \beta$$

$$I_{Dhc} = 33331 * e^{-0.16-0.22*0.725} * \sin 59.278 = 20814.907 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Componente difusa se utiliza la ecuación (1-7).

$$I_{dhc} = 160 * \sin \beta^{0.8} * (1.0 - 0.43 \sin \delta)$$

$$I_{dhc} = 160 * \sin 59.278^{0.8} * (1.0 - 0.43 \sin 7.358) = 133.962 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Radiación global se calcula con la ecuación (1-8).

$$I_G = I_{dhc} + I_{Dhc} = 20814.907 \left[\frac{W}{m^2} \right] + 133.962 \left[\frac{W}{m^2} \right] = 20948.868 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

A continuación se muestra los resultados obtenidos en la siguiente tabla

Tabla 3.3 Hoja de cálculo para el mes de Septiembre

HOJA DE CALCULO PARA EL MES DE SEPTIEMBRE								
HORA	DIA DEL AÑO	DECLINACION SOLAR " "	ANGULO HORARIO "w"	ALTURA SOLAR " "	MASA DE AIRE "AM"	RADIACION DIRECTA	RADIACION DIFUSA	RADIACION TOTAL
6	245	7,3580	-90	-2,4598	-14,5305	-29807,4599	0,0000	-29807,4599
7	245	7,3580	-75	11,4742	3,1350	2834,7804	41,5406	2876,3210
8	245	7,3580	-60	25,1057	1,4698	8721,4486	76,1464	8797,5950
9	245	7,3580	-45	38,1566	1,0094	14053,1441	102,8503	14155,9944
10	245	7,3580	-30	50,0236	0,8138	18197,4106	122,1921	18319,6026
11	245	7,3580	-15	59,2782	0,7254	20814,9069	133,9616	20948,8684
12	245	7,3580	0	63,0620	0,6995	21709,2257	137,9164	21847,1421
13	245	7,3580	15	59,2782	0,7254	20814,9069	133,9616	20948,8684
14	245	7,3580	30	50,0236	0,8138	18197,4106	122,1921	18319,6026
15	245	7,3580	45	38,1566	1,0094	14053,1441	102,8503	14155,9944
16	245	7,3580	60	25,1057	1,4698	8721,4486	76,1464	8797,5950
17	245	7,3580	75	11,4742	3,1350	2834,7804	41,5406	2876,3210
18	245	7,3580	90	-2,4598	-14,5305	-29807,4599	0,0000	-29807,4599
19	245	7,3580	105	-16,5447	-2,1900	-13094,4969	0,0000	-13094,4969

Promedio 5666,7492

5,67 KWh/m2

3.5.5. Cálculo teórico de la radiación en la ciudad de Potosí en el mes de Octubre

Como ejemplo se calculara para el primer día del año y las horas 11Am

Día del año 275

Hora 11 Am

Latitud del lugar -19.58°

$I_o = 18021 \text{ w/m}^2$

Primero se procede a calcular la declinación solar con la ecuación (1-3).

$$\delta = 23.5 \text{ sen} \left[360 \frac{284 + N_d}{365} \right]$$

$$\delta = 23.5 \text{ sen} \left[360 \frac{284 + 275}{365} \right] = -4.622^\circ$$

Para el cálculo del ángulo horario se utiliza la ecuación (1-4).

$$w = (hora - 12) \frac{360}{24}$$

$$w = (11 - 12) * \frac{360}{24} = -15.00^\circ$$

Ahora calculamos la altura solar con la ecuación (1-5).

$$\beta = \text{sen}^{-1}(\text{sen}L * \text{sen}\delta + \text{cos}L * \text{cos}\delta * \text{cos}w)$$

$$\beta = \text{sen}^{-1}[\text{sen}(-19.58) \text{ sen}(-4.622) + \text{cos}(-19.58) \text{ cos}(-4.622) * \text{cos}(-15)] = 69.086^\circ$$

Después se procede con el cálculo de la masa de aire que se calcula con la ecuación (1-1).

$$AM = \frac{P}{1013 [\text{mbar}] \text{sen}\beta}$$

$$AM = \frac{631.47 [\text{mbar}]}{1013 [\text{mbar}] \text{sen}69.086} = 0.668$$

Con la presión atmosférica: $P=631.47\text{mbar}=473.6\text{mmHg}$

Aplicando el modelo de transmisión atmosférica para cielo claro y sobre plano horizontal

Componente directa se utiliza la ecuación (1-6).

$$I_{Dhc} = I_o * e^{-0.16-0.22*AM} * \text{sen}\beta$$

$$I_{Dhc} = 18021 * e^{-0.16-0.22*0.668} * \sin 69.086 = 12385.246 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Componente difusa se utiliza la ecuación (1-7).

$$I_{dhc} = 160 * \sin \beta^{0.8} * (1.0 - 0.43 \sin \delta)$$

$$I_{dhc} = 160 * \sin 69.086^{0.8} * (1.0 - 0.43 \sin -4.622) = 156.759 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Radiación global se calcula con la ecuación (1-8).

$$I_G = I_{dhc} + I_{Dhc} = 12385.246 \left[\frac{W}{m^2} \right] + 156.759 \left[\frac{W}{m^2} \right] = 12542.005 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

A continuación se muestra los resultados obtenidos en la siguiente tabla

Tabla 3.4 Hoja de cálculo para el mes de Octubre

HOJA DE CALCULO PARA EL MES DE OCTUBRE								
HORA	DÍA DEL AÑO	DECLINACIÓN SOLAR " "	ANGULO HORARIO "w"	ALTURA SOLAR " "	MASA DE AIRE "AM"	RADIACION DIRECTA	RADIACION DIFUSA	RADIACION TOTAL
6	275	-4,6218	-90	1,5474	23,0944	2,5773	9,2056	11,7829
7	275	-4,6218	-75	15,6680	2,3092	2495,3109	58,0879	2553,3988
8	275	-4,6218	-60	29,7726	1,2559	5784,5177	94,5561	5879,0738
9	275	-4,6218	-45	43,7137	0,9024	8701,2480	123,1752	8824,4231
10	275	-4,6218	-30	57,1715	0,7422	10960,1266	144,0321	11104,1588
11	275	-4,6218	-15	69,0856	0,6676	12385,2458	156,7593	12542,0050
12	275	-4,6218	0	75,0418	0,6455	12871,9873	161,0407	13033,0281
13	275	-4,6218	15	69,0856	0,6676	12385,2458	156,7593	12542,0050
14	275	-4,6218	30	57,1715	0,7422	10960,1266	144,0321	11104,1588
15	275	-4,6218	45	43,7137	0,9024	8701,2480	123,1752	8824,4231
16	275	-4,6218	60	29,7726	1,2559	5784,5177	94,5561	5879,0738
17	275	-4,6218	75	15,6680	2,3092	2495,3109	58,0879	2553,3988
18	275	-4,6218	90	1,5474	23,0944	2,5773	9,2056	11,7829
19	275	-4,6218	105	-12,4775	-2,8864	-6260,9828	0,0000	-6260,9828
Promedio								6328,6950
								6,33 KWh/m2

De la tabla de radiación por meses se observa que el mes con menos oferta de radiación solar es el mes de junio, es en ese mes entonces la radiación que se utilizara para el dimensionamiento del generador solar para con ello garantizar el suministro de energía eléctrica a lo largo de todo el año. Y el valor es:

4.0 KWh/m²/día.

3.5.6. Tiempo de potencia nominal (horas sol pico)

En sistemas fotovoltaicos se emplea el concepto de potencia nominal u horas de sol pico. Una hora solar pico es equivalente a la energía recibida durante una hora a una irradiación promedio de 1000W/m².

Rsm = Radiación Solar media o más baja = 4 KWh/m²/día

R_p = Radiación promedio = 1 Kwm^2

T_{pn} = Tiempo de Potencia Nominal u horas pico (h/día)

$$T_{pn} = \frac{R_{sm}}{R_p}$$

$$T_{pn} = \frac{4 \text{ KWh/m}^2/\text{día}}{1 \text{ Kwm}^2}$$

$$T_{pn} = 4 \text{ h/día}$$

3.5.7. Corriente nominal del generador solar

C_{ng} = Corriente nominal del generador A

C_{dpc} = Consumo de energía eléctrica diario corregido = 125 Ah/día

T_{pn} = Tiempo de Potencia Nominal u horas pico (h/día)

$$C_{ng} = \frac{C_{dpc}}{T_{pn}}$$

$$C_{ng} = \frac{125 \text{ Ah/día}}{4 \text{ h/día}}$$

$$C_{ng} = 31.25 \text{ A}$$

3.5.8. Calculo del número de paneles

Las potencias pico nominales en los módulos fotovoltaicos existentes en el mercado es de 50, 54 y 75 W.

Características eléctricas típicas del panel KYOCERA KC 75T

Potencia Max.:	130 W
Tolerancia:	+10%/-3%
Voltaje a Máxima Potencia (V_{mpp}):	17.6 V
Corriente a potencia máxima (I_{mpp}):	7.39 A
Voltaje de Circuito Abierto (V_{pc}):	21,9 V
Voltaje Maximo del Sistema	600 V
Corriente de Cortocircuito (I_{cc}):	3,31A
Tensión Máxima del Sistema (V):	600V
Tipo de célula:	Monocristalino
Número de células:	36

Medidas del modulo	
Largo x Ancho x Espesor	1425 mm x 625 mm x 36 mm
Peso	11.9 Kg
Temperatura Trabajo:	-40°C a +85°C

N_p = Numero de paneles

C_{ng} = Corriente nominal del generador solar = 31.25 A

C_{npf} = Corriente nominal de un panel fotovoltaico = 7.39 A

$$N_p = \frac{C_{ng}}{C_{npf}}$$

$$N_p = \frac{31.25 \text{ A}}{7.39 \text{ A}}$$

$$N_p = 4.23$$

Donde se redondeara $N_p = 4$ paneles

3.5.9. Producción de energía eléctrica del panel fotovoltaico

E_{up} = Energía útil del panel

I_{mpp} = Corriente a máxima potencia del panel = 7.39 A

T_{pn} = Tiempo de Potencia Nominal u horas pico (h/día)

= Rendimiento del acumulador (80%)

$$E_{up} = I_{mpp} \times T_{pn} \times \eta_{bat}$$

$$E_{up} = 7.39 \text{ A} \times 4 \frac{h}{dia} \times 80\%$$

$$E_{up} = 23.65 \text{ Ah/dia /panel}$$

3.5.10. Verificación del número de paneles

N_p = Numero de paneles

C_d = Consumo diario 100 Ah/día

E_{up} = Energía útil del panel = 23.65 Ah/día/panel

$$N_p = \frac{C_d}{E_{up}}$$

$$N_p = \frac{100 \text{ Ah/dia}}{23.65 \text{ Ah/dia/panel}}$$

$$N_p = 4.23$$

Donde se redondeara $N_p = 4$ paneles

Como se puede observar se verifica la cantidad de paneles que se requiere.

3.5.11. Dimensionamiento de los acumuladores

El acumulador debe compensar los cambios en la oferta de la radiación solar y almacenar energía eléctrica suficiente para cubrir el consumo de energía eléctrica en la noche y en períodos con menos oferta de radiación solar.

El consumo en Amperios – horas (Ah) da la información cuantas Amperios – horas se gasta en promedio por día, semana o mes.

Los días de autonomía describen cuando tiempo el acumulador solo puede cubrir la necesidad de energía eléctrica (por ej. en épocas prolongadas de mal tiempo).

El número de días autónomos depende de las condiciones climáticas del lugar y la necesidad de seguridad para el suministro de energía eléctrica.

Otro punto que se debe tomar en cuenta para la planificación de su sistema de acumuladores es la profundidad hasta la cual se puede descargar los acumuladores. Es recomendable limitar esta profundidad de descarga hasta un 30 a 50 % de la capacidad total para garantizar una vida prolongada de los acumuladores. Ahora se puede realizar el dimensionamiento del banco de acumuladores.

3.5.12. Capacidad de los acumuladores del sistema solar

C_a = Capacidad de los acumuladores Ah

N_{dd} = Nivel de descarga 40 – 50 %

D_a = Días de autonomía (5 días)

C_{dc} = Consumo diario corregido 125 Ah/día

$$C_a = \frac{C_{dc} \times D_a}{N_{dd}}$$

$$C_a = \frac{125 \text{ Ah/día} \times 5 \text{ día}}{50\%}$$

$$C_a = 1250 \text{ Ah}$$

3.5.13. Numero de acumuladores

N_a = Numero de acumuladores

C_a = Capacidad del acumulador del sistema solar Ah

C_{ae} = Capacidad del acumulador elegido Ah

$$N_a = \frac{C_a}{C_{ae}}$$

Trabajando con un nivel de descarga de 0,5 tenemos las siguientes opciones

A: 100 Ah de capacidad por acumulador: $1250 \text{ Ah} / 100 \text{ Ah/acumulador} = 12.5$ acumuladores

= 12 – 13 acumuladores

B: 150 Ah de capacidad por acumulador: $1250 \text{ Ah} / 150 \text{ Ah/acumulador} = 8.33$ acumuladores

= 8 – 9 acumuladores

C: 200 Ah de capacidad por acumulador: $1250 \text{ Ah} / 200 \text{ Ah/acumulador} = 6.25$ acumuladores

= 6 – 7 acumuladores

$N_a = 7$ acumuladores de 200 Ah de la opción C

3.5.14. Cálculo y selección del regulador

Corriente de Cortocircuito = 3,31A

Factor de seguridad = 1.25

3.5.15. Corriente de corto circuito máximo

I_{ccm} = Corriente de cortocircuito máximo (A)

I_{cc} = Corriente de cortocircuito del panel (A)

N_p = Numero de paneles

$$I_{ccm} = I_{cc} \times N_p$$

$$I_{ccm} = 3.11 \text{ A} \times 4$$

$$I_{ccm} = 12.44 \text{ A}$$

Incremento de la corriente de cortocircuito máximo por el factor de seguridad (1.25)

$$I_{ccm} \times 1.25$$

$$12.44 \times 1.25 = 15.55 \text{ A}$$

Un Controlador

PHOCOS CML05NL: 20A

Voltaje nominal	12 / 24 V, reconocimiento automático
Voltaje de carga rápida	14.5 / 29.0 V (25°C), 2 h
Voltaje de ecualización	14.8 / 29.6 V (25°C), 2 h
Voltaje de flotación	13.7 / 27.4 V (25°C)
Función de Desconexión	11.4-11.9 / 22.8-23.8 V controlado
Por Bajo Voltaje	por el estado de carga, 11.0 / 22.0 V controlado por el voltaje
Voltaje de re conexión del consumo	12.8 / 25.6 V
Compensación de temperatura	-4 mV/cell*K
Máx. Corriente de panel solar	5 / 8 / 10 / 15 / 20 A de acuerdo con El número de modelo @ 50°C
Máx. Corriente de panel en el Consumo	5 / 8 / 10 / 15 / 20 A de acuerdo con el número de modelo @ 50°C
Dimensiones	80 x 100 x 32 mm (w x h x d)
Peso	180gr
Máx. Grosor de cable	16 mm ² (AWG #6)
Autoconsumo	4 mA
Temperatura ambiental	-40 a + 50°C
Caja de protección	IP 22

3.5.16. Conclusiones y recomendaciones

3.5.16.1. Conclusiones

Se cuantifico las propiedades físicas de sistemas fotovoltaico con el fin generar energía eléctrica para calentamiento de agua en viviendas familiares en el departamento de Potosí.

Como se puede observar en la Tabla 3.3 y Tabla 3.4 que la radiación solar se aproximó al mapa solar del departamento de Potosí.

La utilización de la tecnología fotovoltaica es aplicable para las duchas, vale decir en disminuir carga eléctrica, aún no se extendió y es donde mejor pueden desarrollarse este tipo de sistemas, sin alterar el entorno ni perjudicar la flora y la fauna de la región, teniendo en cuenta la ubicación y las condiciones del entorno.

La implementación de un sistema solar fotovoltaico, es una solución a la necesidad energética continua para la prestación de los servicios domiciliarios, que traerá una mejora en las condiciones de vida de los pobladores, ya que el servicio que actualmente se tiene presenta muchas deficiencias.

3.5.16.2. Recomendaciones

Un sistema fotovoltaico debe quedar claro que se está contribuyendo a la no contaminación del medioambiente y que es una tecnología madura. Pero no obstante se tiene que tener en cuenta los siguiente: el lugar de la instalación el cual no debe tener ningún tipo de sombra, el mantenimiento del panel, el manejo adecuado de las baterías manteniéndolo fuera del alcance de focos de calor, cuando no hayan dos o más días sin sol tratar de usar el sistema el menor tiempo posible, no encender las luces ni dejar los artefactos innecesariamente conectados, desconectar el sistema antes de realizar cualquier reparación, aislar a la batería a una caseta porque contiene acido altamente perjudicial para la salud.

Referencias bibliográficas

- (s.f.). Obtenido de <http://www.monografias.com/trabajos-pdf2/radiacion-solar-global-horizontal-estaciones/radiacion-solar-global-horizontal-estaciones2.shtml>
- Alcántara, S. P. (2008). "Células solares de silicio: Fundamentos y Aplicaciones". Obtenido de <http://salvaponce.files.wordpress.com/2008/11/celulas-solares-de-silicio.pdf>.
- Boylestad, R. L. (2003). "Electrónica: Teoría De Circuito Y Dispositivos Electrónicos" (Octava ed.). México: Pearson Educación.
- E., L. (1994). "Electricidad Solar". Sevilla- España: Edit. Progenisa.
- Elaboración propia. (s.f.).
- energía, E. V. (s.f.). *La Energía Solar Fotovoltaica en el País Vasco*.
- esquema+unifilar. (s.f.). Obtenido de <https://www.google.com.bo/esquema+unifilar+instalacion+fotovoltaica+aislada>
- Falk, R. M. (2010). *Sistemas Fotovoltaicos*.
- Ferichola, J. F. (s.f.). "Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil". Obtenido de http://earchivo.uc3m.es/bitstream/10016/6037/1/PFC_Julio_Fernandez_Ferichola.pdf
- Lisón, L. O. (s.f.). "Energía Solar Fotovoltaica",. España.
- Murillo, A. G. (s.f.). *Instalación de paneles solares en la empresa*.
- Panel fotovoltaico. (s.f.). Obtenido de http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico
- Rosenthal, P. (1996). *Manual de referencia*. Bolivia.
- Siles, E. (s.f.). "Sistemas Fotovoltaicos". Bolivia: Proper.
- SOTO, I. E. (s.f.). "Celdas fotovoltaicas en generación distribuida". Obtenido de <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/pereda.pdf>
- Universidad Mayor de San Simón. (2010). Mapa Solar. *Proyecto de Energía Solar*.
- Vasco, L. E. (s.f.). Ente Vasco de la energía.