

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **ESPECIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO PANELES FOTOVOLTAICOS Y CONVERTIDORES DC/AC**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Bermúdez B., Gabriel L.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **ESPECIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO PANELES FOTOVOLTAICOS Y CONVERTIDORES DC/AC**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Julio Molina

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Bermúdez B., Gabriel L.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

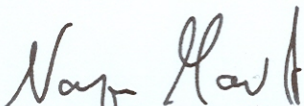
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

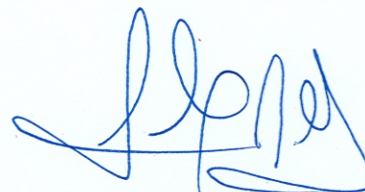
Caracas, 07 de julio de 2008


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Gabriel L. Bermúdez B., titulado:

### “ESPECIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO PANELES FOTOVOLTÁICOS Y CONVERTIDORES DC/AC”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Wilmer Malpica  
Jurado

  
Prof. Alexander Cepeda  
Jurado

  
Prof. Julio Molina  
Prof. Guía



## **DEDICATORIA**

*A Dios Padre, a su Hijo Jesucristo y al Espíritu Santo*

*Por ser lo más importante en mi vida.*

## **RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS**

Primeramente debo darle las gracias a mi Dios, ya que sin su ayuda esto no hubiera sido posible. No tengo palabras para agradecer a mis padres Adriel y Eunice, por todo lo que han hecho por mí. A mis hermanos Sandy, Adriel, Alejandro y Adrián y al resto de mi familia por ser mi apoyo incondicional en todo momento. A mis amigos y compañeros de clase. Citando a Marcos Vidal: “no tengo que dar nombres ni apellidos, ellos saben quienes son y se dan por aludidos”; sin embargo, mención especial merecen todos mis amigos de CAMEP, más que amigos son mis hermanos. A todo el personal que labora en la División de Promoción Académica por permitirme usar sus instalaciones para culminar este trabajo y a mi Elsa por estar a mi lado en las buenas y en las malas.

**Gabriel L. Bermúdez B.**

**ESPECIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO PANELES FOTOVOLTAICOS Y  
CONVERTIDORES DC/AC**

**Tutor Académico: Julio Molina. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería.  
Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia.  
Institución: U.C.V. 2008. 110 h. + anexos.**

**Palabras claves:** Energías alternativas; Energía solar fotovoltaica; Diseño de arreglos fotovoltaicos.

**Resumen.** Se propone un diseño para un arreglo solar fotovoltaico con carácter didáctico para alimentar un motor de inducción monofásico y que además permita conectarse a la red para entregar energía eléctrica a esta o bien absorber energía de la misma para cargar el banco de baterías o alimentar la carga conectada al sistema. En este trabajo se describe una metodología para el diseño de este sistema y posteriormente a la selección de la topología más adecuada para el sistema se especificaron cada uno de los componentes del mismo en cuanto a cantidad y características. Se mencionan también las obras civiles necesarias para la instalación del sistema y se plantea un estimado de costos.

# ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTOS .....	iv
RESUMEN.....	v
ÍNDICE GENERAL .....	vi
ÍNDICE DE TABLAS Y/O CUADROS .....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS .....	xiii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROYECTO.....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Justificación .....	4
1.3 Objetivo General.....	5
1.4 Objetivos Específicos.....	5
1.5 Metodología .....	5
CAPÍTULO II .....	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 El Sol y la energía solar .....	7
2.2 Principios físicos. Estructura del átomo. Tipos de materiales .....	11
2.3 La celda solar. Definición y funcionamiento .....	13
2.4 La unión p-n .....	14
2.5 Circuito equivalente de la celda solar .....	14
2.6 Curvas V-I y parámetros de la celda solar .....	15

2.7	Efectos de la radiación y la temperatura en el rendimiento de la celda solar .....	16
2.8	Eficiencia y pérdidas de la celda solar .....	17
2.9	Tipos de celdas solares.....	19
2.10	Conexión de celdas solares. El módulo fotovoltaico. Standard Test Conditions (STC) .....	21
2.11	El sistema solar fotovoltaico. Tipos y componentes.....	24
2.12	El controlador de carga (regulador) .....	28
2.13	El banco de baterías (acumuladores).....	28
2.13.1	Tipos de baterías .....	29
2.13.2	Especificaciones eléctricas de las baterías .....	31
2.14	El inversor .....	33
2.15	El motor monofásico de inducción .....	34
2.15.1	Motor de inducción de fase partida y arranque por resistencia.....	35
2.15.2	Motor de inducción de fase partida y arranque por capacitor .....	36
2.15.3	Motor de capacitor de un valor y fase partida permanente .....	37
2.15.4	Motor de capacitor de dos valores .....	38
2.15.5	Motor de inducción de polo sombreado.....	39
CAPÍTULO III .....		41
METODOLOGÍA DE DISEÑO .....		41
3.1	Disponibilidad del recurso .....	41
3.2	Determinación de los componentes del sistema.....	42
3.3	Estimación de la demanda de energía .....	43
3.4	Dimensionamiento del banco de baterías.....	44
3.4.1	Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida.....	45
3.4.2	Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida.....	46

3.4.3	Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida al Final de la Vida de la Batería.....	46
3.4.4	Capacidad requerida del banco de baterías .....	46
3.4.5	Cálculo del régimen de descarga funcional del banco de baterías.....	47
3.4.6	Cálculo del rango de tensiones de operación del banco de baterías ( <i>Voltage Window</i> ).....	48
3.4.7	Número de celdas conectadas en serie en el banco de baterías.....	49
3.4.8	Tensión mínima del sistema y tensión de corte .....	49
3.4.9	Número de baterías conectadas en paralelo .....	51
3.4.10	Cálculo del número total de baterías.....	51
3.4.11	Capacidad final del banco de baterías.....	52
3.5	Cálculo de la corriente de diseño .....	52
3.6	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	53
3.6.1	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo.....	53
3.6.2	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en serie....	54
3.6.3	Cálculo del número total de módulos fotovoltaicos.....	54
3.7	Cálculo de los valores de corriente y tensión nominales del arreglo fotovoltaico .....	55
3.8	Cálculo del número de controladores de carga en paralelo.....	56
3.9	Cálculo de la potencia requerida del inversor .....	57
3.10	Cálculo del cableado del sistema y dispositivos contra sobrecorrientes.....	58
3.10.1	Dimensionamiento del cableado y los elementos de protección contra sobrecorrientes por el criterio de capacidad de corriente .....	61
3.10.1.1	Cableado y dispositivos de sobrecorrientes de los módulos fotovoltaicos y controladores de carga.....	61
3.10.1.2	Cableado y dispositivos de protección contra sobrecorrientes del inversor.....	62
3.10.2	Cálculo del calibre de los conductores por caída de tensión.....	64

3.11	Calibre de los conductores de puesta a tierra del sistema y de los equipos .....	65
3.11.1	Puesta a tierra de los equipos .....	65
3.11.2	Puesta a tierra del sistema .....	66
CAPÍTULO IV .....		67
DISEÑO DEL SISTEMA .....		67
4.1	Condiciones de diseño .....	67
4.2	Datos de placa del motor de propósito general .....	68
4.3	Determinación de los componentes del sistema.....	68
4.4	Estimación de la demanda de energía .....	69
4.5	Dimensionamiento del banco de baterías.....	70
4.5.1	Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida.....	70
4.5.2	Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida.....	71
4.5.3	Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida al Final de la Vida de la Batería ....	72
4.5.4	Capacidad requerida del banco de baterías .....	72
4.5.5	Cálculo del régimen de descarga funcional del banco de baterías.....	73
4.5.6	Cálculo del rango de tensiones de operación del banco de baterías ( <i>Voltage Window</i> ) .....	73
4.5.7	Número de celdas conectadas en serie en el banco de baterías.....	74
4.5.8	Tensión mínima del sistema y tensión de corte .....	75
4.5.9	Número de baterías conectadas en paralelo .....	76
4.5.10	Cálculo del número total de baterías.....	76
4.5.11	Capacidad final del banco de baterías.....	77
4.6	Cálculo de la corriente de diseño .....	78
4.7	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	79
4.7.1	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en	

paralelo.....	79
4.7.2    Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en serie....	79
4.7.3    Cálculo del número total de módulos fotovoltaicos.....	80
4.8    Cálculo de los valores de corriente y tensión nominales del arreglo fotovoltaico .....	81
4.9    Cálculo del número de controladores de carga en paralelo.....	82
4.10   Cálculo de la potencia requerida del inversor.....	83
4.11   Cálculo del cableado del sistema y dispositivos contra sobrecorrientes.....	85
4.11.1    Cableado de los módulos .....	85
4.11.1.1    Paneles de dos módulos .....	85
4.11.1.2    Paneles de cuatro módulos .....	86
4.11.2    Dispositivos de sobrecorriente asociados a los módulos y controladores de carga.....	88
4.11.3    Cableado y protecciones del inversor .....	89
4.11.3.1    Cableado y protecciones de la entrada DC del inversor .....	89
4.11.3.2    Cableado y protecciones de la entradas y salidas AC del inversor.....	92
4.12   Calibre de los conductores de puesta a tierra del sistema .....	94
4.13   Calibre de los conductores de puesta a tierra de los equipos .....	94
4.14   Protección de falla a tierra.....	95
4.15   Especificación de obras civiles necesarias para la instalación del sistema.....	97
4.15.1    Estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos .....	97
4.15.2    Envoltentes de los conductores .....	97
4.15.3    Ubicación de los equipos .....	98
4.16   Cómputo de equipos y materiales requeridos .....	100
4.17   Estimación de costos.....	102
 CONCLUSIONES .....	 104
RECOMENDACIONES.....	105

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	106
BIBLIOGRAFÍAS .....	108
ANEXOS .....	111

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla N° 1. Cómputo de materiales y equipos requeridos.....	100
Tabla N° 2. Estimado de costos de los componentes del sistema.....	102

## ÍNDICE DE FIGURAS Y GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
1. Horas Sol Pico a lo largo de un día.....	9
2. Masa de aire .....	10
3. Circuito equivalente de la celda solar .....	15
4. Característica Tensión-Corriente de una celda solar.....	16
5. Curvas V-I para diferentes valores de radiación y temperatura.....	17
6. Celdas de Silicio Monocristalino, Policristalino y Amorfo .....	20
7. Partes de la celda solar .....	20
8. Componentes del módulo solar fotovoltaico.....	22
9. Diagrama de un sistema conectado a la red .....	25
10. Diagrama de un sistema autónomo conectado directamente a la carga .....	26
11. Diagrama de un sistema autónomo ( <i>Stand-Alone</i> ).....	26
12. Diagrama de un sistema híbrido.....	27
13. Diagrama de un sistema completo .....	27
14. Componentes de una batería tipo AGM VRLA.....	31
15. Diagrama eléctrico del motor de inducción de fase partida y arranque por resistencia.....	36
16. Diagrama eléctrico del motor de inducción de fase partida y arranque por capacitor .....	37
17. Diagrama eléctrico del motor de capacitor de un valor y fase partida permanente .....	38
18. Diagrama eléctrico de dos tipos de motores de capacitor de dos valores .....	39
19. Construcción general del motor de dos polos con bobinas de sombreado.....	40
20. Diagrama de conexión de los elementos del sistema.....	43
21. Diagrama de conexión de las baterías.....	52
22. Diagrama de conexión de los módulos fotovoltaicos .....	55

23. Diagrama de conexión de las baterías.....	78
24. Diagrama de conexión de los módulos fotovoltaicos, controladores de carga y banco de baterías.....	83
25. Diagrama del inversor Xantrex XW4024 .....	93
26. PVGFP-CF-2.....	96
27. Diagrama de conexión del PVGFP-CF-2.....	96
28. Estructuras de soporte de los módulos.....	97
29. Armario para las baterías .....	99

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años ha surgido un interés especial a nivel mundial (y por supuesto que nuestro país no escapa a esta realidad) por el tema de las energías renovables. Estas constituyen una alternativa a las energías convencionales, las cuales contaminan y degradan nuestro medio ambiente trayendo graves consecuencias a nuestro planeta, tales como el calentamiento global.

En tal sentido, el Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, ha tenido la inquietud de dirigir algunas de sus líneas de investigación hacia el campo de las energías alternativas, como es el caso de la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

En este trabajo se plantea el diseño de un sistema de generación de energía eléctrica a través de paneles solares, con carácter didáctico para ser instalado en el Laboratorio de Máquinas de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela. La finalidad de este sistema, más allá de satisfacer una demanda de energía, es lograr que los estudiantes de la Escuela de Eléctrica se familiaricen con los componentes y el funcionamiento de un arreglo solar fotovoltaico. En tal sentido, al sistema se le otorgó cierta flexibilidad a fin de que la misma instalación pudiera servir como un sistema autónomo (desconectado de la red) o interactivo (puede suministrar energía a la red eléctrica o absorber energía de la misma). Adicionalmente, los equipos a ser instalados permiten la adición a este sistema de un moto generador auxiliar, un sistema de arranque automático de este y un sistema de monitoreo y control, los cuales a futuro se pudieran añadir para hacer al sistema aún más completo.

Este volumen consta de 4 capítulos. En el capítulo 1 se describen los objetivos de este proyecto y se establece la metodología utilizada. El segundo capítulo contiene

los lineamientos teóricos sobre los cuales se fundamentan este tipo de sistemas; aquí se describen los componentes de un arreglo solar fotovoltaico y el principio de funcionamiento de cada uno de estos. El capítulo 3 proporciona una descripción detallada de las ecuaciones utilizadas para dimensionar correctamente al sistema y finalmente en el capítulo 4 se aplican estas ecuaciones para obtener un diseño final que cumpla con los objetivos planteados inicialmente, además de la especificación de las obras civiles necesarias para la instalación del sistema y un estimado de costos del mismo.

# CAPÍTULO I

## CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROYECTO

### 1.1 Planteamiento del problema

Gracias al avance de la tecnología, la eficiencia de los sistemas alternativos de generación eléctrica ha llegado a un nivel donde su empleo en lugares remotos, con una baja demanda y difícil acceso, se hace más rentable que el empleo de sistemas convencionales. Debido a estos beneficios, además de las ventajas en cuanto a protección del medio ambiente, será práctica cada vez más común en el futuro próximo, encontrar dichos sistemas a lo largo de las redes de distribución eléctrica en todo el mundo.

Desde el año 1999, el Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, se ha planteado como meta a mediano plazo, utilizar la red eléctrica de la Ciudad Universitaria de Caracas, como un recurso para mejorar la enseñanza en aspectos típicos de la operación, mantenimiento y control de una red de distribución eléctrica. Esto implica visualizar la red de distribución interna, como un gran Laboratorio de Sistemas de Distribución, donde los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica puedan aplicar y consolidar los conocimientos adquiridos en las diferentes materias técnicas dictadas por el departamento.

La adición a este proyecto, de módulos de generación distribuida mediante energías alternativas, como lo son los generadores eólicos y los módulos solares fotovoltaicos, permitirá complementar los estudios sobre nuevas tecnologías, cada vez más difundidas, y de gran importancia tanto para los próximos ingenieros, como

para las políticas de desarrollo y modernización del pensum académico y la infraestructura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Como consecuencia directa al alcanzar la meta propuesta, la Universidad Central de Venezuela derivará potenciales beneficios, estableciendo estrategias y políticas para lograr ahorros de energía y disminución de los costos de facturación por consumo energético, además del mejoramiento de la calidad del suministro eléctrico a las diferentes dependencias de la universidad, pudiéndose inclusive emprender proyectos pilotos de autogeneración.

En este sentido se hace necesario el estudio, diseño e implementación de un módulo de generación fotovoltaica, interconectado a la red de distribución interna a través de convertidores DC/AC (inversores).

## **1.2 Justificación**

La generación distribuida se ha convertido en el método más empleado para satisfacer el constante aumento en la demanda eléctrica. La instalación de plantas generadoras por microturbinas, generadores eólicos y paneles solares, es bastante rápida; en general solo se requieren unos pocos meses para llevar a cabo la instalación, dependiendo del tamaño de la misma. Es por ello que la industria actual centra sus esfuerzos en mejorar estas tecnologías para hacerlas cada vez más eficientes y disminuir sus costos mediante su masificación.

El potencial desarrollo que la tecnología de generación solar tendrá en el futuro será positivamente influido por la ventajosa posición geográfica de nuestro país, que posee una excelente incidencia de rayos solares durante todo el año. Es por ello que el interés en la parte docente será de vital importancia para que el capital humano formado en el futuro pueda interactuar con estas nuevas tecnologías.

### **1.3 Objetivo General**

Especificar un sistema de generación de energía eléctrica usando paneles fotovoltaicos y convertidores DC/AC, con carácter didáctico en las instalaciones del Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Universidad Central de Venezuela.

### **1.4 Objetivos Específicos**

- Especificar la metodología para un estudio de factibilidad en la implementación de un sistema de paneles solares.
- Especificar el sistema de generación solar más adecuado a las instalaciones del laboratorio de Máquinas Eléctricas.
- Especificar el tipo de convertidor DC/AC necesario para acoplar el sistema a la red local, así como el banco de baterías a utilizar.
- Realizar un estimado de costos de la propuesta final.
- Especificar las modificaciones y obras nuevas tanto eléctricas como civiles en el edificio de la Escuela de Eléctrica.
- Generar la memoria descriptiva de la ingeniería básica y conceptual del proyecto.
- Generar un proyecto para la solicitud de recursos a organizaciones nacionales y/o internacionales, para la puesta en marcha del mismo.

### **1.5 Metodología**

La realización de este proyecto comprende las siguientes etapas:

- Investigación documental y bibliográfica acerca de las diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos, baterías y convertidores DC/AC, así como sus circuitos de sincronismo.

- Inspección a las instalaciones del Laboratorio de Máquinas Eléctricas, y revisión de sus planos de construcción, a fin de determinar la mejor ubicación de los equipos, así como también de las canalizaciones y obras civiles requeridas.
- Realización de entrevistas con los profesores titulares de los Departamentos y del laboratorio con el fin de trazar las estrategias para el aprovechamiento óptimo del espacio físico y para el establecimiento del criterio a seguir para la realización de un diseño modular con una visión pedagógica.
- Contactar a diferentes fabricantes y distribuidores de equipos fotovoltaicos con el fin de intercambiar información y obtener la mayor cantidad de especificaciones técnicas de los equipos a la vez de recibir propuestas presupuestarias para la futura implementación del sistema.
- Contactar a los organismos competentes a fin de obtener la curva horaria de incidencia de radiación solar.
- Diseño del sistema.
- Estudio económico del proyecto con miras a su implementación eficiente y a la obtención de recursos por parte de entes públicos y privados.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 El Sol y la energía solar

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra y el mayor elemento del Sistema Solar. Esta estrella gaseosa de casi 700.000 km de radio y cuya superficie (fotosfera) se encuentra a una temperatura media de 5.780 grados Kelvin es nuestra principal fuente de energía, que se manifiesta, sobre todo, en forma de luz y calor. Debido a la inmensa fuerza de gravedad y a temperaturas de 16 millones de grados en el interior del Sol, dos átomos de hidrógeno se fusionan en uno de helio y la diferencia de masa se convierte en energía. [1] Dicha energía es irradiada en todas las direcciones y parte de este flujo llega a la Tierra a través del espacio vacío. Esta energía se emite en dos formas, como:

**1. Radiación electromagnética**, que incluye: los rayos ultravioletas, los rayos X, la luz visible, las radiaciones infrarrojas, las microondas y las ondas de radio; y,

**2. Viento solar**, compuesto de partículas atómicas energizadas: neutrinos y protones. [2]

La radiación solar recibida fuera de la atmósfera terrestre medida sobre una superficie perpendicular a la dirección de su propagación es de  $1.367 \text{ W/m}^2$ . A este valor se le denomina **constante solar**; sin embargo, la radiación que llega a la tierra es menor a este valor, ya que hay una pérdida de energía debida al paso de la radiación solar por la atmósfera terrestre.

La radiación electromagnética se puede considerar como un flujo de partículas llamadas fotones, los cuales se desplazan en forma de ondas a la velocidad de la luz y transportan la energía de un punto a otro. Cada fotón tiene una energía proporcional a la frecuencia de la onda asociada, la cual viene dada por la siguiente ecuación:

$$E = h \cdot \nu \quad (1)$$

Donde:

***E***: energía de un fotón en J

***h***: Constante de Planck

***ν***: frecuencia en Hz

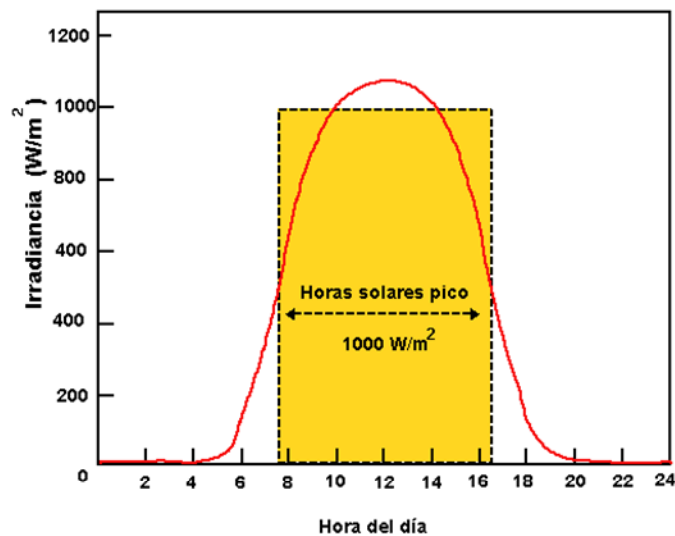
Según esta ecuación, se puede afirmar que a mayor longitud de onda (menor frecuencia), menor energía.

La parte visible del espectro electromagnético de la radiación solar (cuya longitud de onda va de 0,4 a 0,7  $\mu\text{m}$ ) contiene la mayor cantidad de energía y representa aproximadamente el 46 % de la radiación solar recibida, mientras que el otro 54 % de la radiación corresponde a la luz ultravioleta (8 %) e infrarroja (46 %).  
[3]

A continuación se definen algunos conceptos relacionados con la radiación solar que son importantes para el posterior dimensionamiento del arreglo fotovoltaico:

- **Radiación directa:** Es la radiación recibida desde el Sol sin que sufra desviación alguna a su paso a través de la atmósfera. Este parámetro se mide en Langleys/día (Ly/día), 1 Ly es igual a  $1 \text{ cal/cm}^2$ , por lo que la radiación también puede venir en  $\text{cal}/(\text{cm}^2 \cdot \text{día})$  o bien en  $\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ .

- **Radiación difusa:** Es la radiación solar que sufre cambios en su dirección, debidos principalmente a la reflexión y difusión en la atmósfera.
- **Radiación reflejada:** Es la radiación que procedente de la reflexión en el suelo u otras superficies próximas, incide sobre una superficie.
- **Radiación solar global o total:** Es la suma de las componentes de radiación directa más la difusa más la reflejada.
- **Horas sol pico:** Es el número de horas de sol que con una radiación global de  $1.000 \text{ W/m}^2$  proporciona una energía equivalente a la radiación global recibida en un período de tiempo. Este parámetro es importante debido a que los fabricantes de módulos fotovoltaicos expresan sus valores eléctricos referidos a una radiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$ ; por lo tanto, para saber la cantidad de energía diaria que producirá un módulo fotovoltaico se debe multiplicar la potencia nominal del mismo por el número de horas de sol pico de la localidad donde el módulo vaya a ser instalado.



*Figura 1. Horas Sol Pico a lo largo de un día (referidas a una temperatura y masa de aire específicas)*

Debido a que la radiación no es constante a lo largo del día, tampoco lo será la energía producida por los módulos fotovoltaicos. En la figura 1, se muestra una curva de radiación a lo largo de un día; en la misma, la energía se calcula como el área bajo la curva en rojo. Ahora bien, las Horas Sol Pico (la base del rectángulo amarillo) son las horas necesarias para producir una energía igual a la energía total recibida pero con una radiación constante de 1 kW/m<sup>2</sup>.

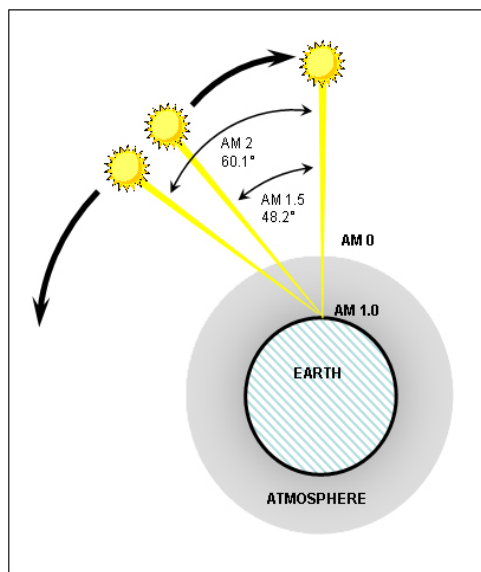
- **Masa de aire:** Es una medida de la distancia que recorre la radiación a través de la atmósfera y la misma varía en función del ángulo de incidencia, según la ecuación 2 [4].

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (2)$$

Donde:

**AM:** Masa de aire (por sus siglas en inglés “Air Mass”)

**$\theta$ :** Ángulo entre el rayo vector del Sol y la perpendicular a la superficie del lugar



**Figura 2. Masa de Aire**

En el espacio exterior la masa de aire es cero ( $AM=0$ ) y cuando el Sol está en su punto más alto y sus rayos caen perpendicularmente a la tierra, la masa de aire es igual a la unidad ( $AM=1$ ); es decir, la distancia recorrida por los rayos solares en ese momento será de 1 atmósfera de longitud.

## **2.2 Principios físicos. Estructura del átomo. Materiales conductores, semiconductores y aislantes**

La materia está constituida por átomos, en los cuales distinguimos dos partes bien diferenciadas que son el **núcleo**, que es la parte central del átomo y contiene protones con carga positiva y neutrones eléctricamente neutros, y la **corteza**, que es la parte exterior en la cual se encuentran los electrones, cuya carga es negativa y que giran alrededor del núcleo. Los electrones se agrupan en niveles de energía, los cuales a su vez forman dos bandas: la banda de valencia y la banda de conducción. La banda de valencia está formada por los electrones que necesita el átomo del material para ser eléctricamente neutro, mientras que la banda de conducción esta compuesta por los electrones que pertenecen a átomos que habiendo completado su último orbital, compartiendo sus electrones con los átomos cercanos, se pueden desprender del átomo con una pequeña energía. [5] Cuando un electrón se encuentra en la banda de conducción es libre de moverse por el material. Entre estas dos bandas se encuentra una franja vacía, también conocida como gap de energía, brecha de energía o zona prohibida.

Para pasar de un nivel de energía a otro, los electrones necesitan absorber o emitir energía, dependiendo de si estos pasan de un nivel de energía inferior a uno superior o viceversa. El número de electrones de la banda más exterior se conoce como electrones de valencia y estos son capaces de interrelacionarse con otros formando enlaces que a su vez conforman una red cristalina.

Al lugar dejado por la ausencia de un electrón que ha sido liberado se le conoce como hueco y el mismo se puede considerar como una carga eléctrica de igual magnitud que la carga del electrón pero de signo contrario. Estos huecos también se consideran portadores de electricidad debido a que al liberarse un electrón se genera un par electrón-hueco; este hueco puede ser ocupado por algún otro electrón, que a su vez deja un hueco en la posición que ocupaba el mismo anteriormente. Por lo tanto, los huecos se desplazan en dirección contraria a la del electrón.

Desde el punto de vista de la conducción de electricidad se pueden distinguir tres tipos de materiales, los cuales son:

- **Materiales conductores:** En estos, los electrones de valencia están poco ligados al núcleo, por lo que la fuerza de atracción es mínima y las bandas de valencia y de conducción están muy cercanas e incluso a veces hay solapamiento entre ambas, por lo que el gap de energía es cero o muy pequeño (menor a 1eV). Esto hace que dichos electrones se puedan mover con facilidad dentro de la red cristalina respondiendo a agentes externos como: campos eléctricos, campos magnéticos, fotones o el calor. Algunos ejemplos de estos materiales son los metales como el oro, la plata, el aluminio y el cobre.
- **Materiales aislantes:** En estos la banda de valencia se encuentra totalmente ocupada y existe una gran separación energética entre esta y la banda de conducción (generalmente por el orden de los 5 eV). Como la energía necesaria para que un electrón salte a la banda de conducción es muy grande, este tipo de materiales se opone al paso de la corriente. Ejemplo de estos materiales son la cerámica, el vidrio, el plástico y la mica.
- **Materiales semiconductores:** En este tipo de materiales los electrones de valencia están más ligados al núcleo que en los conductores, pero la brecha de

energía (aproximadamente 1 eV) es mucho menor a la de los materiales aislantes, por lo que suministrando una cantidad de energía relativamente baja, se puede conseguir que los electrones se desplacen a la banda de conducción, donde pueden ser orientados mediante un campo eléctrico generando así una corriente eléctrica. Algunos materiales semiconductores son el Silicio, el Germanio y el Arsenuro de Galio.

### **2.3 La celda solar. Definición y funcionamiento**

La celda solar es un dispositivo semiconductor capaz de convertir la energía solar en energía eléctrica a través del principio del efecto fotoeléctrico, el cual fue descrito a nivel cuántico por Albert Einstein, lo cual le valió el premio Nóbel de Física en el año de 1921. Este efecto consiste en el desprendimiento de electrones (fotoelectrones) de los metales al incidir la luz en estos, debido a la absorción por el metal de la energía de la radiación electromagnética. Dichos electrones libres se pueden dirigir en una misma dirección en presencia de un campo eléctrico, formándose así una corriente eléctrica. La cantidad de electrones liberados es función tanto de la frecuencia de los fotones que inciden sobre el metal como de la intensidad de la luz (número de fotones). Solo fotones de ciertas frecuencias tienen la cantidad de energía requerida para liberar los electrones y una mayor intensidad de esa frecuencia liberará más electrones.

Las celdas solares se construyen de Silicio, el cual tiene cuatro electrones de valencia. Al igual que los diodos, las celdas solares basan su funcionamiento en la unión p-n, la cual está formada por dos regiones, una región n (negativa) y una región p (positiva), para crear un potencial de contacto que separa los electrones de los huecos una vez que aquellos han sido desprendidos por el efecto de la radiación solar. El material semiconductor n se produce introduciendo impurezas (esto se conoce como dopar el material) pentavalentes al cristal de Silicio. Generalmente se utiliza el Fósforo, ya que este tiene cinco electrones de valencia, por lo cual, el material tipo n

mostrará mayor afinidad por los electrones que el Silicio puro. Por otro lado, para producir el material p, se deben añadir al cristal de Silicio impurezas trivalentes, como por ejemplo Boro, el cual tiene tres electrones de valencia; por lo que este material mostrará una afinidad por los electrones menor que la del Silicio puro.

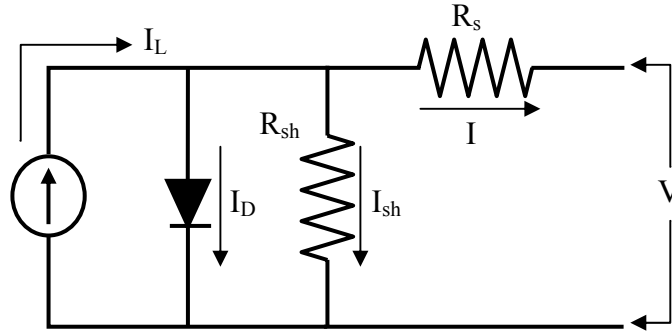
## **2.4 La unión p-n**

Al unir los dos tipos de semiconductores n y p, se produce una difusión de electrones de la región n hacia la región p, formándose entre ambas regiones una zona que se conoce como región de deplexión, de carga espacial o de transición, la cual no contiene cargas móviles, por lo que solo existen portadores fuera de la misma; de un lado son predominantemente huecos y del otro electrones, formándose de esta manera una diferencia de potencial en la unión. Esto hace que el gap de energía disminuya, haciendo posible que ante pequeñas excitaciones pueda haber flujo de electrones.

Ahora bien, tal como se describió anteriormente, la energía de los fotones puede hacer saltar los electrones hacia la banda de conducción, generándose de esta manera pares electrón-hueco que son separados por el campo eléctrico que existe en la unión. Si bajo esta condición se conecta una carga resistiva entre los contactos de la celda solar, circulará una corriente eléctrica.

## **2.5 Circuito equivalente de la celda solar**

La celda solar puede ser representada por el siguiente circuito equivalente:



**Figura 3. Circuito equivalente de la celda solar**

Donde:

**R<sub>s</sub>**: Resistencia serie. Representa la resistencia de contacto entre la celda y los terminales de corriente.

**R<sub>sh</sub>**: Resistencia shunt. Representa las pérdidas debidas a defectos estructurales en la celda. En una celda ideal, R<sub>s</sub> = 0 y R<sub>sh</sub> = ∞; es decir, no hay pérdidas por contacto ni corrientes de fuga.

**I<sub>L</sub>**: Corriente generada por la incidencia de los fotones en la superficie de la celda solar (fotocorriente).

**I<sub>D</sub>**: Corriente del diodo.

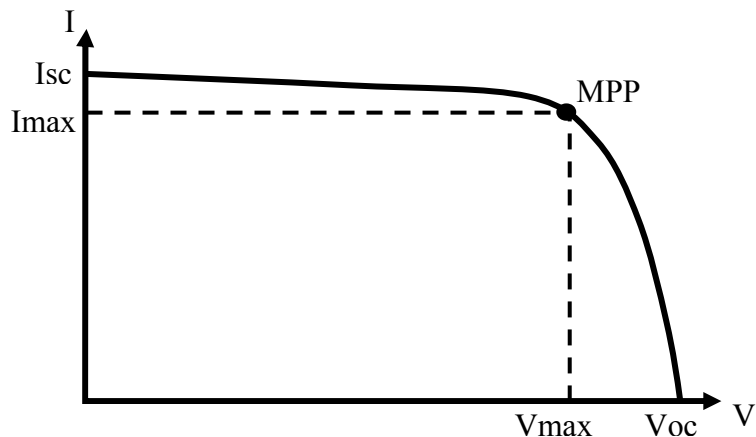
**V**: Voltaje externo de la celda solar

De este circuito se puede obtener la expresión para la corriente entregada por la celda solar:

$$I = I_L - I_D - \frac{(V + I \cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (3)$$

## 2.6 Curvas V-I y parámetros de la celda solar

Estas curvas representan las características eléctricas de la celda solar. En la figura 4 se muestra una curva V-I típica de una celda solar, en la cual destacan los siguientes puntos:



*Figura 4. Característica Tensión-Corriente de una celda solar*

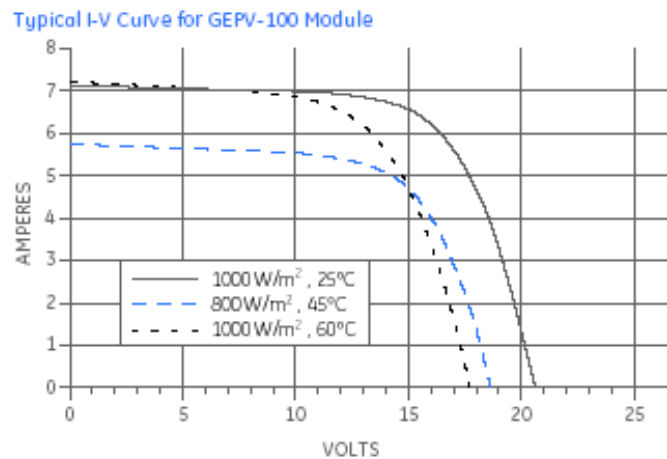
- **Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ):** Esta es la corriente que se obtiene al cortocircuitar los terminales de la celda solar.
- **Voltaje de Circuito Abierto ( $V_{oc}$ ):** Esta es la tensión que se obtiene sin que haya carga alguna conectada a la celda solar.
- **Punto de Máxima Potencia (MPP):** Representa la potencia máxima generada por la celda y se define como el punto de la curva V-I en el que el área del rectángulo  $V \cdot I$  es máxima. Para cualquier otro punto de la curva, la potencia generada por la celda es menor a este valor.

## 2.7 Efectos de la radiación y la temperatura en el rendimiento de la celda solar

Las características eléctricas de una celda solar varían en función de la temperatura y del nivel de radiación recibida, tal como se puede apreciar en la figura 5, la cual fue tomada del data sheet de un módulo General Electric de 100W. A mayor temperatura, ocurre una disminución de  $V_{oc}$  y un aumento de  $I_{sc}$  y viceversa; sin embargo, el efecto neto es una disminución de la potencia máxima generada por la celda. Por otro lado, los valores máximos de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  son directamente proporcionales

a la radiación recibida.

Según estas curvas, la potencia máxima generada por la celda disminuirá cuando la temperatura aumente o cuando la radiación disminuya; por lo que los fabricantes proporcionan factores de corrección para ajustar los valores de tensión y corriente a los cambios de temperatura.



**Figura 5. Curvas V-I para diferentes valores de radiación y temperatura**

## 2.8 Eficiencia y pérdidas de la celda solar

La eficiencia de una celda solar se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que esta puede entregar y la potencia luminosa que incide sobre su superficie, tal como se expresa en la ecuación 4.

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \cdot 100\% \quad (4)$$

Donde:

$\eta$ : Eficiencia de la celda solar

$P_s$ : Potencia eléctrica generada por la celda

$P_e$ : Potencia eléctrica que incide sobre la celda

Dependiendo del tipo de material que se utilice para la fabricación de la celda, se pueden tener eficiencias teóricas que van desde 19% hasta un 25%, las cuales en la práctica llegan hasta un valor máximo de 18%. Esto se debe principalmente a los siguientes factores:

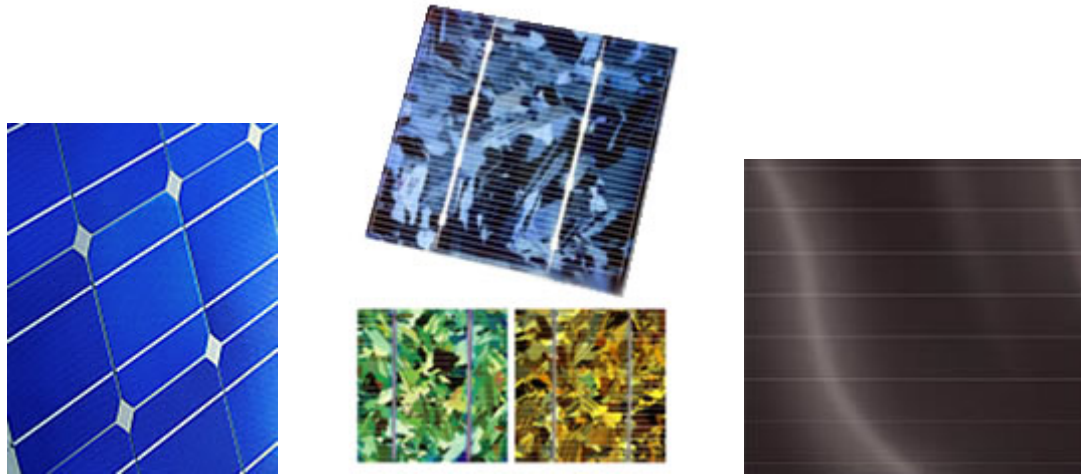
- **Energía de los fotones incidentes.** Como se describió en el apartado del efecto fotoeléctrico, no todos los fotones tienen la energía suficiente para desprender un electrón y por otro lado, si el fotón tiene un exceso de energía, esta se perderá en forma de calor.
- **Pérdidas por recombinación.** Parte de los electrones liberados por los fotones ocupan nuevamente huecos vecinos, a este proceso se le conoce como recombinación y el mismo hace que la tensión de circuito abierto de la celda disminuya desde aproximadamente 1,1 V (valor teórico) hasta un máximo de 0,6 V.
- **Pérdidas por reflexión.** Una parte de la luz que incide sobre la celda es reflejada por esta debido a los recubrimientos a los que es sometida la misma en el proceso de fabricación.
- **Pérdidas por los contactos eléctricos.** Al dotar a la celda de unos contactos eléctricos en forma de rejilla para conducir la corriente, se disminuye el área efectiva de la celda.
- **Pérdidas por resistencia serie.** Estas pérdidas se deben al efecto Joule producido por el paso de la corriente eléctrica.

## 2.9 Tipos de celdas solares

Las celdas se pueden clasificar de acuerdo al tipo de material utilizado para su fabricación. Los tres más comúnmente utilizados son: Silicio Monocristalino, Silicio Policristalino y Silicio Amorfo, aunque también se usan, aunque en menor proporción: Arsenuro de Galio, Cobre Indio Diselenuro y Teluro de cadmio. A continuación se describen las celdas más frecuentemente utilizadas para la fabricación de módulos fotovoltaicos.

- **Celdas de Silicio Monocristalino:** Estas se obtienen cortando finas obleas de aproximadamente 200 a 400  $\mu\text{m}$  de espesor a partir de una barra cilíndrica de Silicio Monocristalino producidas en hornos especiales según el método denominado Czchralsky. Los paneles fotovoltaicos que utilizan estas celdas son de color azul homogéneo. La eficiencia teórica de estas celdas alcanza el 25%, reduciéndose este valor en la práctica a un máximo de 18% aproximadamente.
- **Celdas de Silicio Policristalino:** Estas se fabrican con cristal de Silicio fundido que se coloca en moldes especiales. Reciben su nombre debido a que la solidificación no se produce en un único cristal sino en múltiples cristales. Estas celdas tienen un espesor menor que las de Silicio Monocristalino, también son más económicas que aquellas, pero su rendimiento es menor (hasta 14% aproximadamente en la práctica). Los paneles fabricados con este tipo de celdas presentan diversas tonalidades de azul.
- **Celdas de Silicio Amorfo:** Estas celdas también llamadas de película delgada, se fabrican mediante la deposición de capas muy delgadas de Silicio sobre un sustrato de vidrio o cerámica. También se puede usar plástico como sustrato, obteniéndose de esta manera una celda flexible. La eficiencia de estos paneles está por debajo del 10%. Este tipo de celdas presenta un color

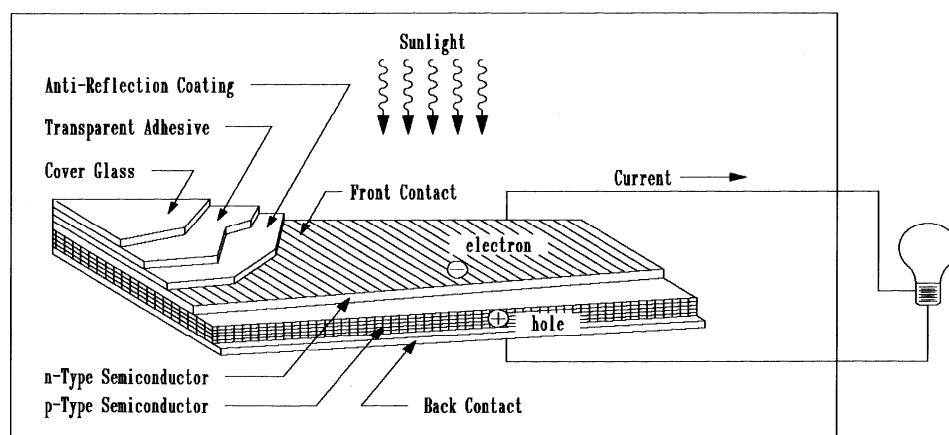
marrón homogéneo y es mucho más económica que las celdas cristalinas.



**Figura 6. De izquierda a derecha: Celdas de Silicio Monocristalino, Policristalino y Amorfo, respectivamente**

Otro tipo de tecnología para fabricar celdas es la que utilizan las celdas multiunión o multicapa, las cuales constan de varias capas de diferentes materiales semiconductores para aprovechar la mayor parte del espectro. Estas son las celdas más eficientes que se han producido hasta la fecha y también son las más costosas.

En la figura 7 se muestran las distintas partes de la celda solar.



**Figura 7. Partes de la celda solar**

En la misma se observan: la cubierta exterior de vidrio, el adhesivo transparente, la capa antirreflexiva, los contactos eléctricos en las dos caras de la celda y la unión p-n.

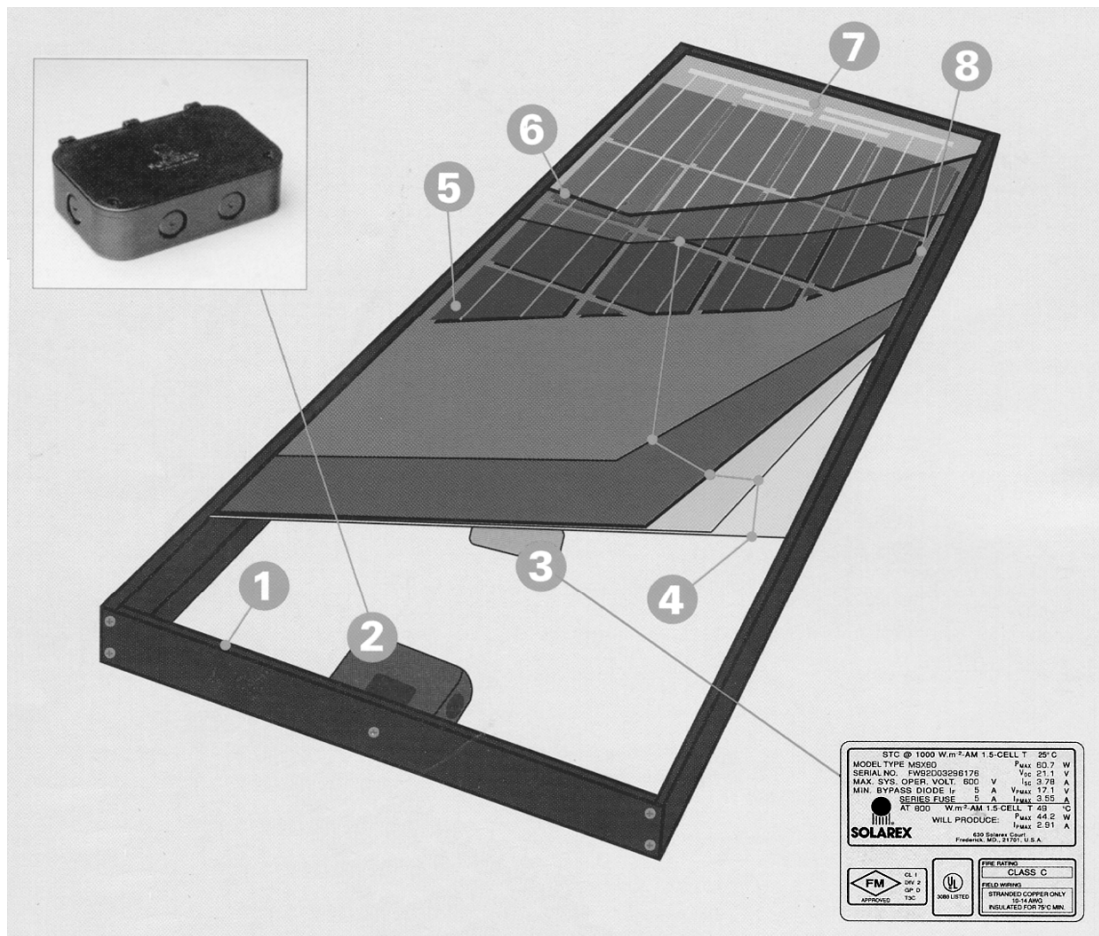
### **2.10 Conexión de celdas solares. El módulo fotovoltaico. Condiciones estándar de prueba (STC)**

Las celdas solares se agrupan entre sí mediante conexiones serie-paralelo para formar los módulos fotovoltaicos, a fin de poder manejar más corriente, voltaje y por ende más potencia, ya que la tensión de una sola celda es de aproximadamente 0,5 V. Normalmente se habla de módulos de 6, 12, 24,36 y 48 V, cuya potencia puede variar desde unos pocos vatios hasta algo más de 200 W.

Si alguna sombra incide sobre una o varias de las celdas que componen el módulo, estas dejarán de producir tensión, pero a través de ellas seguirá circulando corriente debido a la conexión en serie con las otras celdas. En este caso, estas celdas se comportarán como una carga, generando pérdidas al módulo, y dependiendo del nivel de radiación, las celdas bajo sombra pudieran sufrir daños irreparables al sufrir un calentamiento excesivo, aunque esto solo ocurre si el número de celdas que componen el módulo es elevado. Este problema se soluciona mediante el uso de diodos de protección o bypass, los cuales limitan la corriente.

Un módulo fotovoltaico consta de: un marco soporte que la mayoría de las veces es de aluminio anodizado, una base inferior construida en general por un polímero de plástico, las celdas fotovoltaicas conectadas entre sí, una cubierta superior de vidrio templado que además de proteger al módulo facilita la entrada de los rayos solares y una caja de conexiones que se sitúa en la parte posterior del módulo y en la cual se encuentran los contactos eléctricos y los diodos de protección.

En la figura 8 se muestran las distintas partes de un módulo fotovoltaico.



**Figura 8. Componentes del módulo solar fotovoltaico**

Donde:

- 1) Marco soporte
- 2) Caja de conexiones
- 3) Placa con las características eléctricas del módulo
- 4) Cubierta posterior y material encapsulante para proveer protección contra las condiciones ambientales
- 5) Celdas
- 6) Cubierta de vidrio
- 7) Bus de conexión de las celdas
- 8) Distancia de seguridad entre el marco y las celdas

Al igual que en el caso de las celdas solares, las características eléctricas del módulo fotovoltaico se representan por medio de las curvas V-I, las cuales son medidas bajo condiciones estándar de prueba (STC por sus siglas en Inglés); estas condiciones son: Irradiación  $1.000 \text{ W/m}^2$ , Masa de Aire 1,5; Temperatura de la celda  $25^\circ\text{C}$ . A veces los fabricantes también proporcionan los parámetros de los módulos fotovoltaicos bajo las condiciones NOCT (temperatura de operación normal de la celda), las cuales son: Irradiación  $1.000 \text{ W/m}^2$ , Masa de Aire 1,5; Temperatura ambiente  $20^\circ\text{C}$ . Los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- **Potencia Pico (Pp):** Es la máxima potencia que el módulo fotovoltaico es capaz de generar.
- **Voltaje de máxima potencia (Vmp):** Es la tensión del módulo cuando está entregando la máxima potencia.
- **Corriente de máxima potencia (Imp):** Es la corriente que suministra el módulo cuando la potencia que entrega es máxima.
- **Voltaje de circuito abierto (Voc):** Es la máxima tensión que el módulo es capaz de generar cuando no tiene carga alguna conectada.
- **Corriente de cortocircuito (Isc):** Máxima corriente que puede proporcionar el módulo con sus terminales de salida en cortocircuito.
- **Coefficientes de temperatura:** Como se señaló anteriormente, los parámetros eléctricos del módulo varían con la temperatura, por lo cual los fabricantes incluyen coeficientes que permiten ajustar los valores de Isc, Voc y Pp a diferentes valores de temperatura.

## 2.11 El sistema solar fotovoltaico. Tipos y componentes

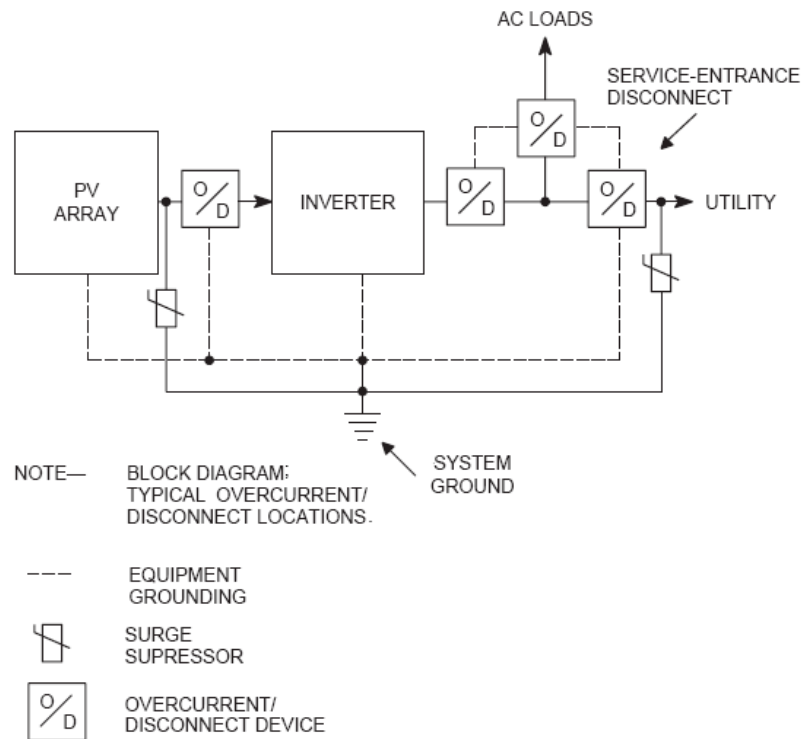
Como se describió anteriormente, el módulo fotovoltaico es el componente fundamental de un sistema de generación solar fotovoltaica y así como se pueden interconectar varias celdas para proporcionar más voltaje y corriente y formar de esta manera lo que se conoce como módulos fotovoltaicos, se pueden agrupar varios de estos módulos con la misma finalidad para formar un panel, el cual según el Código Eléctrico Nacional (C.E.N.) es un “Conjunto de módulos unidos mecánicamente, cableado y diseñado para ser instalado en el campo” [6]. También se habla de **arreglo** o **fuentes de potencia fotovoltaica** a la agrupación de varios paneles, tal como lo expresa el C.E.N. en su artículo 690.2: el arreglo “Es un conjunto de módulos integrados en forma mecánica o paneles con una estructura soporte y su fundación, seguidor de orientación, y otros componentes, según se requiera, para constituir una unidad de CC productora de energía” [7]; sin embargo, además de los módulos hacen falta otros componentes para poder hacer uso de la energía aportada por estos.

En principio, se requiere de un banco de baterías (acumuladores) para suplir la demanda del sistema cuando los módulos no aporten energía (de noche o en días nublados); también se requiere de controladores de carga (reguladores) que garanticen niveles de tensión y corriente adecuados para cargar las baterías, debido a que la tensión generada por los módulos fotovoltaicos no es constante, sino que depende del nivel de radiación recibida y de la temperatura; por otro lado se necesitan inversores si se van a alimentar equipos en corriente alterna, ya que la energía generada por los módulos es en DC, esto por citar algunos de los componentes más importantes. Más adelante se describirán en detalle cada uno de estos.

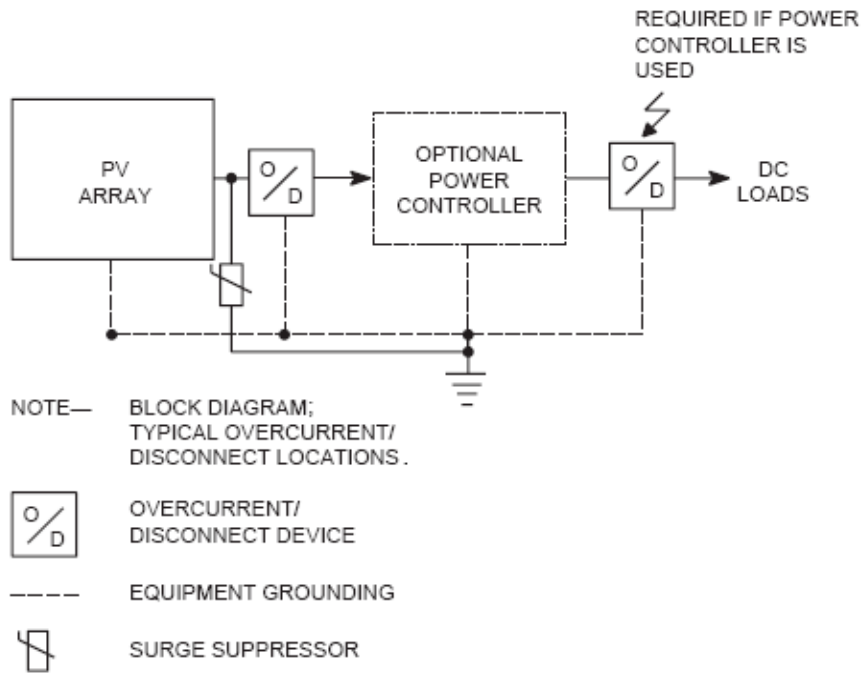
Sin ánimo de hacer una clasificación exhaustiva, se pueden distinguir tres tipos de instalaciones o sistemas solares fotovoltaicos principalmente: Los sistemas aislados de la red, también conocidos como Sistemas Autónomos (*Stand-Alone Systems*), los Sistemas conectados a la red, también conocidos como *Grid-Connected*

*Systems* y los sistemas híbridos. Los primeros a su vez se pueden subdividir en: **Sistemas centralizados**, que cubren la demanda de un grupo de usuarios y **Sistemas descentralizados**, que cubren la necesidad de un solo usuario. De igual manera, se puede establecer una división entre los sistemas con conexión a la red, los cuales pueden ser: **Sistemas no interactivos**, que usan la red como un cargador auxiliar para las baterías, pero no suministran energía a la red y **Sistemas interactivos** que pueden absorber o entregar energía a la red, dependiendo de la demanda que tengan dichos sistemas; mientras que los sistemas híbridos son aquellos que incorporan diferentes fuentes generadoras de electricidad (en conjunto con la fuente de potencia fotovoltaica) para la misma aplicación; dichas fuentes pueden ser aerogeneradores o generadores basados en un motor alimentado con combustible. [8]

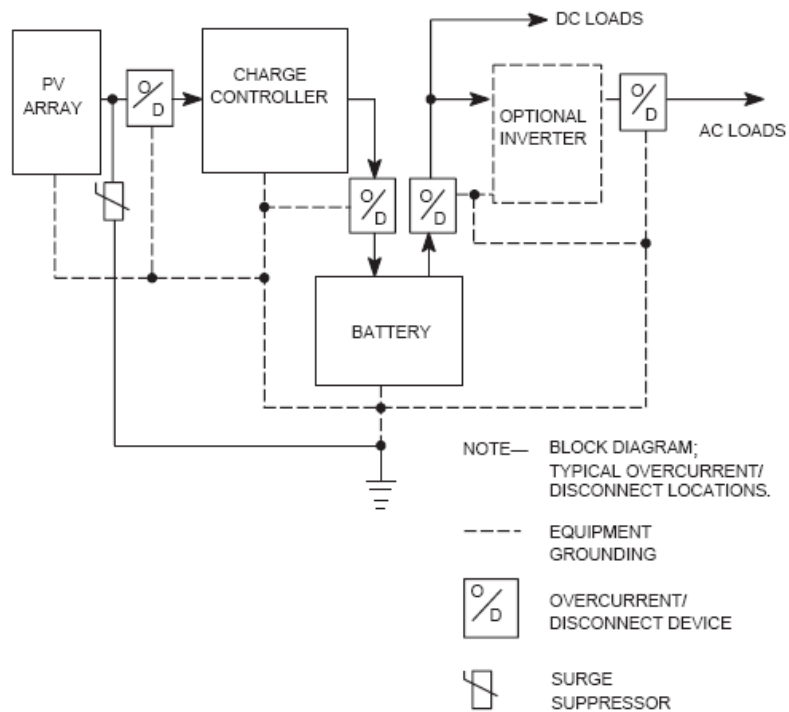
En las siguientes figuras se muestran los diagramas de las distintas configuraciones que puede tener un sistema solar fotovoltaico, estos diagramas fueron tomados del Estándar 1374 de IEEE:



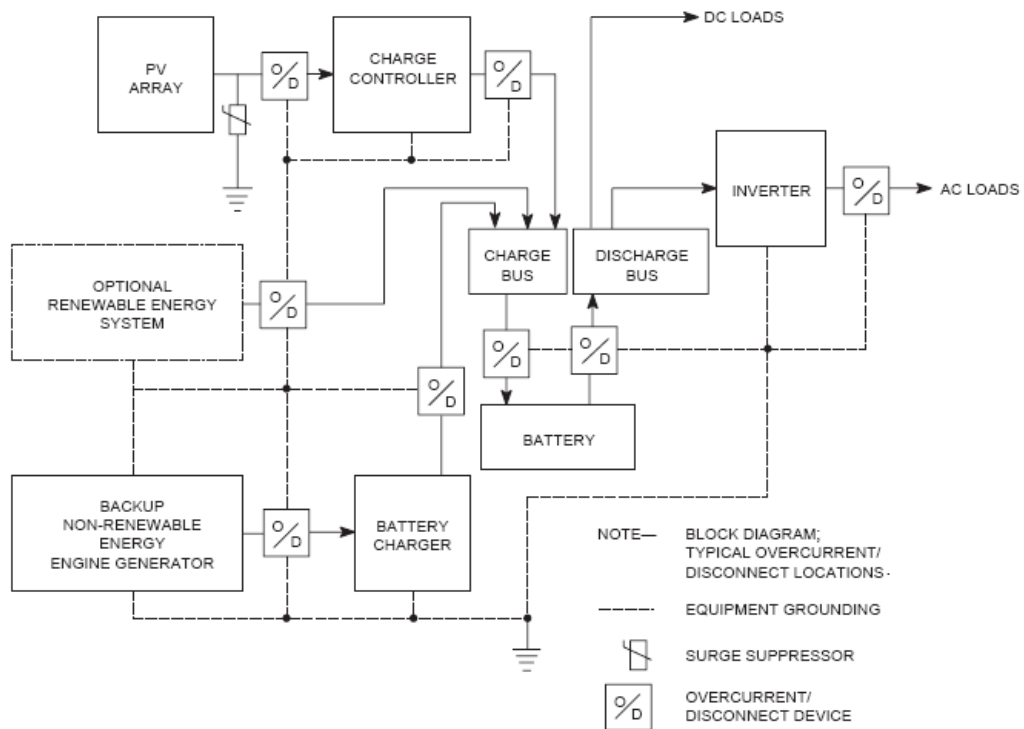
**Figura 9. Diagrama de un sistema conectado a la red**



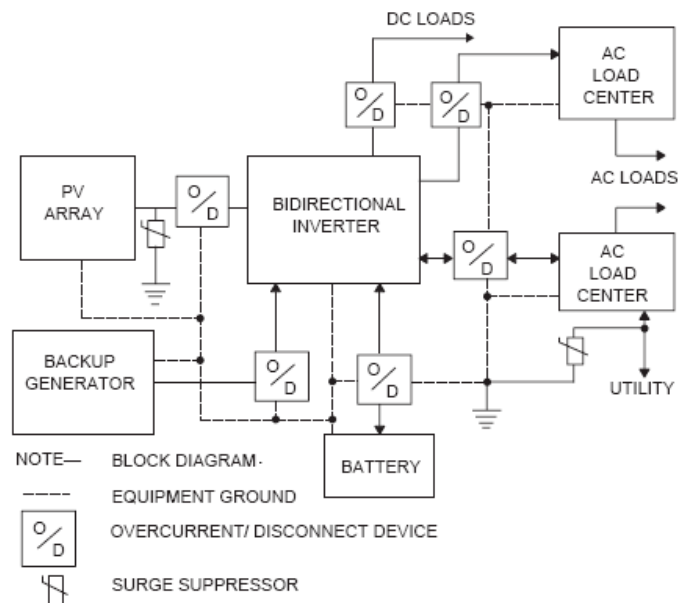
**Figura 10. Diagrama de un sistema autónomo conectado directamente a la carga**



**Figura 11. Diagrama de un sistema autónomo (Stand-Alone)**



**Figura 12. Diagrama de un sistema híbrido**



**Figura 13. Diagrama de un sistema completo (puede trabajar como sistema autónomo, híbrido, conectado a la red e interactivo)**

### **2.12 El controlador de carga (regulador)**

Este es un dispositivo electrónico que se encarga de regular la tensión y corriente de carga de las baterías, a fin de que estas no sufran daños por efecto de sobrecargas; también se pueden colocar entre la batería y la carga para desconectar esta si la tensión de la batería cae por debajo de su valor mínimo (Voltaje de corte), evitando así descargas excesivas que pudieran dañar la batería. Para lograr esto, el regulador de carga censa en todo momento la tensión de las baterías y el estado de carga de las mismas y de acuerdo a este último, puede conectar o desconectar el módulo fotovoltaico (en el caso de los reguladores on/off) o hacer uso de la modulación de ancho de pulso (PWM por sus siglas en Inglés), mediante la cual la batería es cargada mediante pulsos de distinta duración y frecuencia, según el estado de carga que esta tenga. La mayoría de los controladores de carga que se utilizan en la actualidad incorporan esta técnica, ya que presenta notables ventajas en comparación con los que sólo se basan en la conexión y desconexión de los módulos en función de la carga de la batería (reguladores on/off). También existe un tercer tipo de reguladores que además de hacer uso de la modulación PWM, monitorean a cada instante la radiación solar recibida y permiten mantener al sistema trabajando en el punto de máxima potencia, a estos se les conoce como rastreadores de máxima potencia o bien MPPT por sus siglas en Inglés (Maximum Power Point Trackers), estos usualmente son más costosos que los otros modelos pero ofrecen mayores ventajas.

### **2.13 El banco de baterías (acumuladores)**

Estos son los elementos del sistema solar fotovoltaico que se encargan de almacenar la energía eléctrica para su uso posterior, debido al hecho de que la producción de energía de los módulos se da en cantidades y tiempo diferentes a los de la demanda. Las baterías que se usan para aplicaciones fotovoltaicas son las que se conocen como baterías de ciclo de descarga profundo y difieren de las baterías de

automóviles en que estas últimas están diseñadas para entregar grandes cantidades de corriente en períodos cortos de tiempo, mientras que las baterías de ciclo profundo están diseñadas para descargas muy lentas sin que sufran daño alguno, por esta razón las placas de estas baterías son mucho más gruesas y de menor área que las utilizadas para el arranque de automóviles.

Existen varios tipos de baterías para aplicaciones fotovoltaicas, como por ejemplo las de Plomo-Ácido, las de Níquel-Cadmio (NiCd), las de Níquel-Hidruro Metálico (NiMH), las de Ion de Litio (Li-ion), las de Polímero de Litio (Li-poly) y las de Zinc-Aire. Las más comúnmente usadas son las de Plomo-Ácido debido a que esta es una tecnología ampliamente estudiada y que brinda una relación costo/beneficio mucho mayor a la proporcionada por los otros modelos, por lo que en este trabajo en lo sucesivo sólo se hará mención a este tipo de baterías.

Las baterías solares generalmente vienen en celdas de 2V cada una, debiéndose interconectar en serie para suministrar los voltajes normalmente utilizados, tales como: 6V, 12V, 24V y 48V. El electrolito (agua destilada con ácido sulfúrico en bajas proporciones) puede estar en estado líquido o en forma de gel. La corriente de carga de las baterías debe ser controlada debido a que si estando la carga próxima al 100% la corriente de carga se mantiene, se produce gasificación por exceso de oxígeno, dando lugar a la oxidación de los separadores de la batería, así como otros efectos indeseables; esta es una de las razones por las que la carga de las baterías se realiza a través de un controlador de carga. Por otro lado, debido a los gases que se producen durante el proceso de carga y descarga, se deben colocar las baterías en sitios debidamente ventilados.

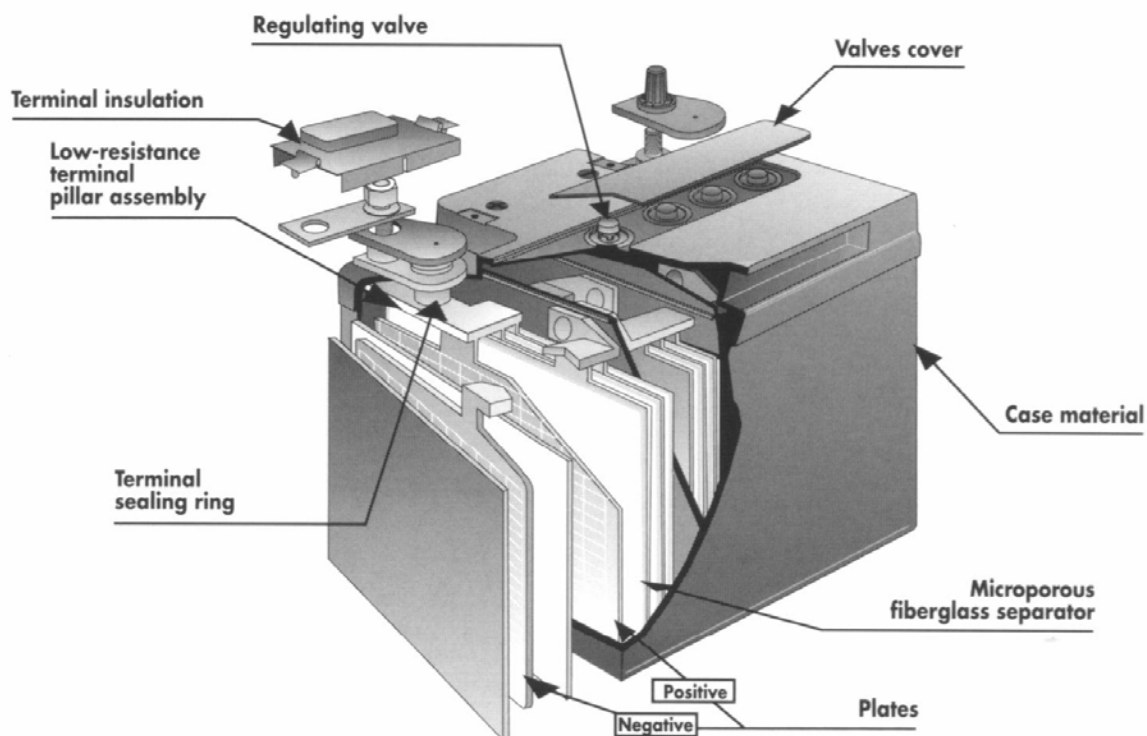
### **2.13.1 Tipos de baterías**

Las baterías de Plomo-Ácido vienen en distintos tipos, dependiendo del grado de gasificación y de protección ante rotura del envase.

A continuación se mencionan los principales modelos comerciales. Las definiciones para cada tipo de batería que se mencionan a continuación fueron tomadas del libro de Tomás Perales Benito: “*Guía del instalador de Energías Renovables*” [9]:

- **Ácido abiertas:** Estas poseen tapones de rellenado para agua destilada. En general son más robustas y más duraderas si se les hace mantenimiento (agregar agua) periódicamente.
- **Ácido selladas (herméticas):** Estas también se conocen como baterías estacionarias, sin mantenimiento, ya que no se les puede agregar agua; por esta razón suelen tener una vida más corta que las baterías abiertas. Producen poco oxígeno, por lo que se pueden emplear en sitios cerrados.
- **Gel selladas (herméticas):** Baterías libres de mantenimiento en las que el electrolito está en forma de gel para evitar el derrame de ácido sulfúrico en caso de rotura del envase.
- **AGM selladas (herméticas):** Baterías libres de mantenimiento en la que el gel está en forma de masas esponjosas. Incorporan una válvula de protección. Estas baterías reciben la denominación de VRLA (Valve Regulated Lead Acid) o *Baterías de Plomo-Ácido con válvula de regulación*. Su principal característica es que presentan una vida larga.

Una característica importante que tienen estas baterías es que en las mismas, los portadores de carga se mueven más fácilmente que en una batería de gel, lo cual hace que las baterías AGM sean más adecuadas para entregar corrientes altas en períodos cortos de tiempo que las baterías de gel. En la figura 14 se muestran las partes de una batería VRLA de tipo AGM.



*Figura 14. Componentes de una batería tipo AGM VRLA*

### 2.13.2 Especificaciones eléctricas de las baterías

Las principales características eléctricas de las baterías para aplicaciones fotovoltaicas se indican a continuación.

- **Capacidad nominal (Cx):** Se refiere a la capacidad de almacenamiento de energía que tiene una batería. Este parámetro se mide en Amperios-hora (Ah) y en el mismo se indican cuantos amperios puede suministrar una batería en un determinado número de horas, a la temperatura de 25°C y hasta que la tensión en sus bornes alcance el valor de 1,85 V por celda (voltaje de corte), aunque la tensión de corte puede variar dependiendo del fabricante y del tipo de batería.
- **Régimen de carga o descarga:** Parámetro que relaciona la capacidad

nominal con la intensidad de corriente a la que se realiza la carga o descarga de la batería.

- **Estado de carga:** Es una medida de la carga remanente en una batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.
- **Profundidad de descarga:** Es una medida de la carga extraída de la batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.
- **Ciclos de vida:** Parámetro que indica la cantidad de veces que es posible cargar completamente la batería durante su vida útil. Este valor puede variar considerablemente de acuerdo a la temperatura de operación de las baterías y a la máxima profundidad de descarga a la que sean sometidas en sus ciclos de carga-descarga.
- **End of Life (EOL):** Algunos fabricantes definen este parámetro como el tiempo cuando la batería es descargada hasta el 80% de su capacidad nominal o cuando la resistencia interna de la batería se incrementa hasta el punto de que se ve limitada la capacidad de esta de entregar potencia a la carga. En general, cuando se habla de la capacidad EOL, se está haciendo referencia al 80% de la capacidad nominal de la batería. [10]
- **Voltaje nominal:** Corresponde al valor más estable en el que permanece el voltaje de una batería durante el proceso de descarga.
- **Voltaje de Corte:** Este es el nivel de tensión que alcanza la batería cuando está descargada. Para prolongar la vida de las baterías no se recomienda que la tensión de las mismas caiga por debajo del voltaje de corte.
- **Voltaje de Carga:** Este es el valor de tensión al que deben ser sometidas las

baterías durante su proceso de carga. Dicho valor es superior a la tensión nominal, a fin de garantizar la reacción química en las baterías y el mismo puede variar para una misma batería dependiendo del tipo de aplicación en el que esta se vaya a utilizar.

## **2.14 El inversor**

Cuando el arreglo fotovoltaico va a alimentar equipos que trabajan con corriente alterna se debe incorporar un inversor, el cual se encarga de realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna (DC-AC), por medio de la acción de conmutación de distintos semiconductores de potencia que actúan como interruptores. En la actualidad, los semiconductores de potencia de tecnología MOS (Metal Oxide Semiconductor), tal como los MOSFET's (*Transistores de Efecto de Campo*) o los IGBT's (*Transistor Bipolar de Compuerta Aislada o "Isolated Gate Bipolar Transistor"*) son cada vez más utilizados, en detrimento de los basados en tecnología bipolar (tiristores, transistores, etc.) [11].

Existen tres tipos de inversores de acuerdo a la forma de onda de salida: los de onda cuadrada (actualmente en desuso), los de onda cuadrada modificada (también se les llama inversores de onda senoidal modificada) y los de onda senoidal pura. Los inversores de onda cuadrada modificada hacen uso de la modulación PWM para regular el valor eficaz de la onda de tensión, mientras que los inversores de onda senoidal pura utilizan la técnica conocida como modulación por anchura de pulso sinusoidal (SPWM) en la que la conmutación de los interruptores se realiza a una frecuencia elevada en cada semiperíodo, lo que da lugar a una forma de onda en la que los armónicos superiores aparecen en frecuencias muy alejadas del fundamental, lo cual facilita su eliminación mediante un filtrado sencillo.

La mayoría de los inversores incorporan un transformador de baja frecuencia en la etapa de salida, el cual además de elevar la tensión a los niveles propios de los

equipos a ser alimentados, proporciona aislamiento galvánico entre la carga y la fuente; sin embargo, hay inversores para aplicaciones específicas (sistemas de bombeo) en los que no se coloca este transformador. Por otro lado, hay ciertos modelos de inversores que tienen una topología distinta a los primeros e incorporan un transformador de alta frecuencia en lugar de un transformador de baja frecuencia, este tipo de inversores tienen un peso, tamaño y coste inferiores a aquellos inversores con transformador de baja frecuencia, con la desventaja de que el diseño es más complejo y tienen una protección menor en caso de variaciones bruscas de la carga.

Por otra parte, se tienen también inversores trifásicos, los cuales se construyen a partir de tres inversores monofásicos cuyas ondas de salida están desfasadas entre sí  $120^\circ$  y por último, están los inversores para conexión a la red, los cuales incorporan en su topología un circuito para la sincronización de fase entre su salida y la red eléctrica a la cual se conectan.

## **2.15 El Motor Monofásico de Inducción**

Por ser esta la carga que va a ser alimentada por el sistema solar fotovoltaico, es necesario definir algunos conceptos básicos relativos al motor de inducción monofásico. A continuación se describirá el funcionamiento de este tipo de motor y se establecerá una clasificación de los mismos de acuerdo al método empleado para su arranque.

El motor monofásico de inducción es, según Kosow (1993), [12] “una máquina de corriente alterna en la cual se conecta el estator o devanado primario a la fuente de corriente, y el devanado secundario lleva la corriente inducida”. Este motor por lo tanto, emplea extensamente el principio de inducción debido a la simplicidad del rotor y a que de esta manera se evitan las dificultades de la conmutación.

Este tipo de motor, a diferencia del motor polifásico de inducción, no tiene arranque propio, es decir, no tiene de manera inherente el verdadero campo magnético rotatorio que está presente en aquel; sin embargo, una vez que se ha producido el giro del rotor, el motor monofásico continuará su movimiento en la misma dirección en la que se produjo el giro del rotor. Esto puede ser explicado a la luz de la Teoría del doble campo giratorio y la Teoría del campo transversal o cruzado<sup>1</sup>. Por esta razón, se emplean diversos métodos para iniciar el giro del rotor de jaula de ardilla y en consecuencia, se puede establecer una clasificación de los motores monofásicos de inducción en base a sus métodos particulares de arranque, tal como se describe a continuación:

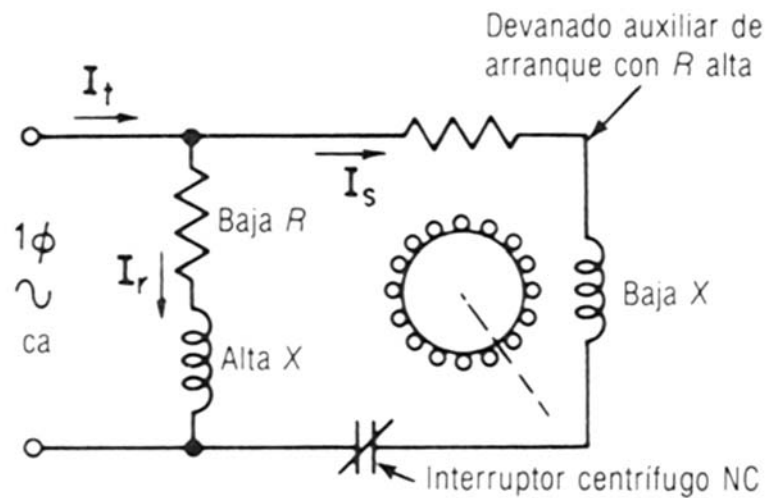
### **2.15.1 Motor de inducción de fase partida y arranque por resistencia**

Este tipo de motor posee dos devanados en el estator, uno principal y otro auxiliar de arranque, los cuales están conectados en paralelo y desplazados 90° eléctricos y algo menos de 90° en el tiempo. El devanado de arranque tiene menos vueltas y consiste en alambre de cobre de menor diámetro que el devanado principal, de esta manera el cociente resistencia/reactancia ( $R/X$ ) en el devanado de arranque es mayor que en el devanado principal, por lo cual la corriente en este embobinado adelanta a la corriente del devanado principal. También se incorpora un interruptor centrífugo en el circuito del estator para desconectar el devanado auxiliar una vez que el motor alcanza aproximadamente el 25% de su velocidad de operación.

Estos motores tienen bajo par de arranque (entre 1 y 2 veces el par nominal), consumen corrientes relativamente altas durante el arranque (entre 5 y 7 veces la corriente nominal) y un deslizamiento a plena carga de aproximadamente 5%; también se puede invertir la dirección de giro de este motor pero no mientras el mismo está en marcha, por lo tanto este es un motor invertible y no reversible.

---

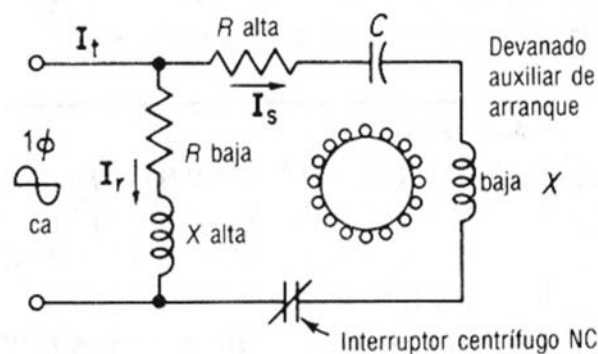
<sup>1</sup> Para una descripción detallada de cada una de estas teorías, consultar el libro “Máquinas Eléctricas y Transformadores” de Irving Kosow. p.p 376-381.



**Figura 15. Diagrama eléctrico del motor de inducción de fase partida y arranque por resistencia**

### 2.15.2 Motor de inducción de fase partida y arranque por capacitor

Este motor difiere del anterior en que se agrega un capacitor en el devanado auxiliar a fin de producir una relación casi real de  $90^\circ$  entre las corrientes de los devanados de arranque y principal. La adición de este capacitor trae como consecuencia un incremento en el par de arranque de estos motores (aproximadamente de 3,5 a 4,5 veces el par nominal) y una reducción de la corriente de arranque en comparación con el motor de fase partida y arranque por resistencia. Otra diferencia que presenta este motor en comparación al motor de arranque por resistencia es que este es un motor reversible, es decir, para invertir la dirección de giro no es necesario detener completamente al motor.

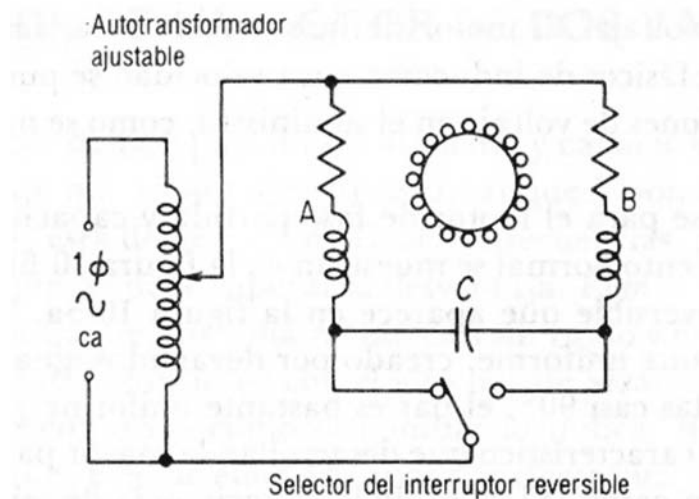


**Figura 16. Diagrama eléctrico del motor de inducción de fase partida y arranque por capacitor**

### 2.15.3 Motor de capacitor de un valor y fase partida permanente

Estos motores tienen dos devanados idénticos permanentes, por lo que no es necesario el interruptor centrífugo presente en los modelos anteriormente descritos. En estos motores el capacitor se diseña para servicio continuo a diferencia de los capacitores de arranque, los cuales se diseñan para servicio intermitente. Este tipo de motor presenta una baja corriente de arranque y un bajo par de arranque (entre 50 y 100% del par nominal), lo cual hace que sea más sensible a las variaciones de voltaje, por lo cual se puede controlar la velocidad de giro del mismo mediante variaciones en el voltaje de suministro. Debido a su bajo par de marcha, este motor se puede invertir con facilidad y debido a que la inversión se puede realizar cuando trabaja a carga y velocidad nominales, se dice que este es un motor invertible<sup>2</sup> [13].

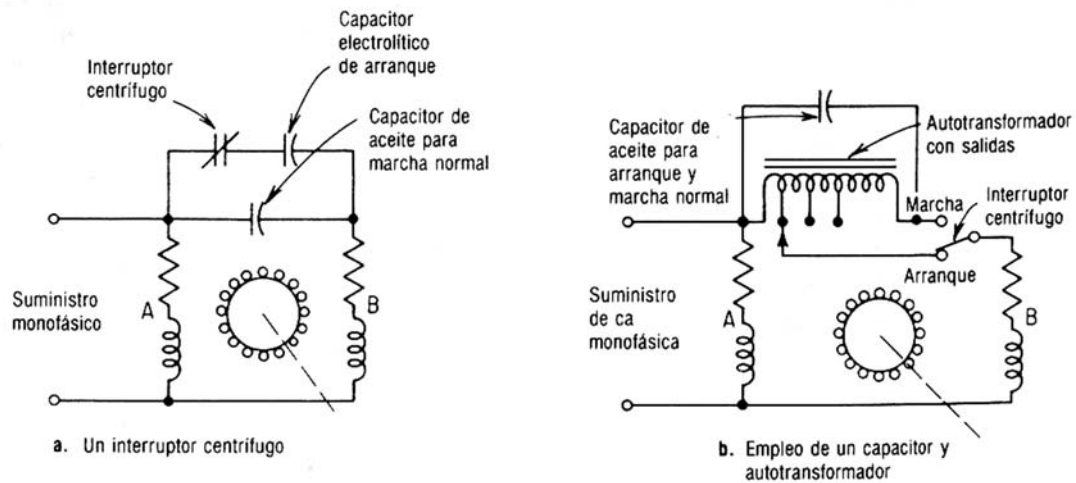
<sup>2</sup> Según Kosow (1993), si la inversión del motor se puede hacer a velocidad y carga nominales, el mismo es un motor invertible, mientras que si la inversión del movimiento se debe hacer a una velocidad menor que la nominal (como en el motor de arranque por capacitor), el motor es reversible.



**Figura 17. Diagrama eléctrico del motor de capacitor de un valor y fase partida permanente**

#### **2.15.4 Motor de capacitor de dos valores**

Este tipo de motor combina las ventajas de funcionamiento casi sin ruido y de control limitado de velocidad del capacitor de valor único con el alto par de arranque del motor de arranque por capacitor. Para ello se agrega un capacitor de arranque, cuya capacidad es bastante alta (de 10 a 15 veces el valor del capacitor de marcha). Dicho capacitor de arranque se saca del circuito mediante un interruptor centrífugo cuando el motor alcanza una velocidad de aproximadamente el 75% de la velocidad síncrona. Estos motores son invertibles, ya que se pueden poner a trabajar en reversa mediante la inversión de las terminales de la línea de un devanado.



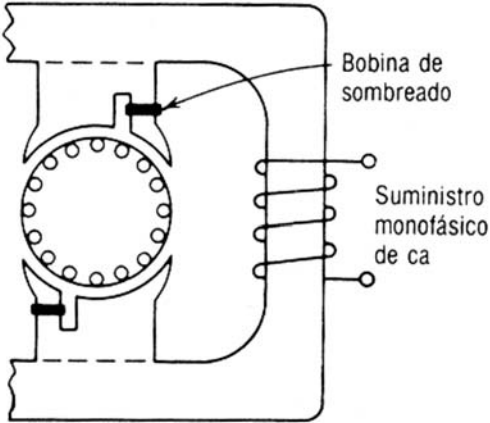
**Figura 18. Diagrama eléctrico de dos tipos de motores de capacitor de dos valores**

### 2.15.5 Motor de inducción de polo sombreado

Estos motores son pequeños, de potencia fraccionaria que en el mayor de los casos es de  $\frac{1}{4}$  hp, aunque la mayoría de los que se construyen vienen en potencias menores a  $\frac{1}{10}$  hp. Estos motores presentan un solo devanado monofásico, un rotor jaula de ardilla y piezas polares especiales. No tiene interruptores centrífugos, capacitores, devanados especiales de arranque ni conmutadores. Este es un motor con arranque propio. Las piezas polares de este poseen dos segmentos y alrededor del segmento más pequeño se coloca una bobina de sombreado en cortocircuito o un anillo de cobre macizo de una sola vuelta, separados del devanado principal de ca, con la finalidad de proveer una división de fase del flujo principal del campo, dando como consecuencia que el flujo en el segmento del polo sombreado esté en retraso en relación al flujo correspondiente en el segmento principal, tanto en tiempo como en espacio físico.

El par del motor de polo sombreado es muy pequeño (aproximadamente el 25% del par de plena carga), también presentan bajo factor de potencia y las eficiencias del mismo varían entre 5 y 35%. Su corriente de rotor bloqueado solo es

ligeramente mayor que su corriente nominal, y por ende puede permanecer detenido durante cortos períodos sin sufrir daños. Estos motores se clasifican como reversibles.



*Figura 19. Construcción general del motor de dos polos con bobinas de sombreado*

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA DE DISEÑO

A continuación se describe la metodología de diseño que se utilizó para realizar el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas. En la misma se detallan cada una de las etapas que se deben seguir a fin de especificar correctamente cada uno de los elementos que tendrá el arreglo fotovoltaico en función de la carga que va a ser alimentada por el mismo. Para establecer esta metodología de diseño se utilizó la Norma IEEE Std. 1013-2000, en lo referente al dimensionamiento del banco de baterías, mientras que el dimensionado del resto de los componentes del sistema se realizó de acuerdo al Estándar IEEE 1374-1998, el Estándar UL 1703, así como el Código Eléctrico Nacional y la bibliografía especializada en el tema.

#### **3.1 Disponibilidad del recurso**

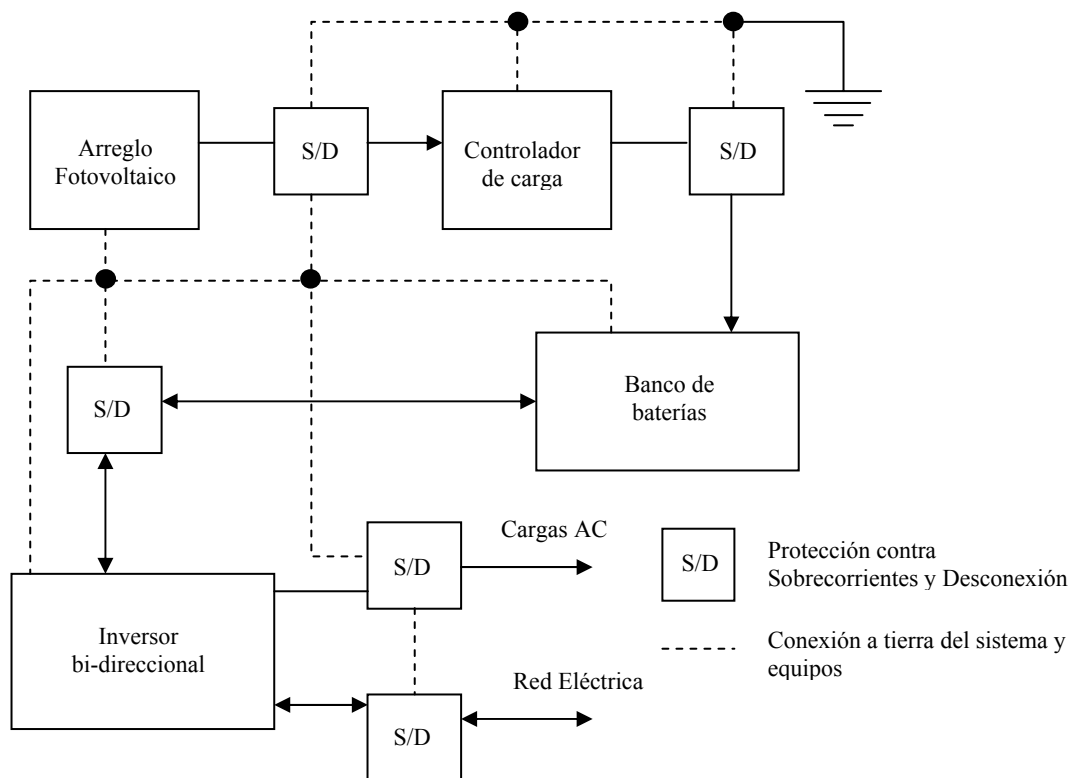
Para instalar un arreglo solar fotovoltaico es necesario contar con una buena incidencia de rayos solares a lo largo de todo el año. Para conocer este dato es necesario emprender una campaña de medición del recurso solar o bien acudir a los organismos competentes, a fin de obtener series horarias y promedios anuales que permitan en primer término, valorar si existe suficiente radiación en la zona donde se va a instalar el arreglo solar fotovoltaico y en segundo lugar, calcular la energía que se obtendrá de dicho arreglo. Los datos a ser consultados son los promedios diarios de radiación en  $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$  o lo que se conoce como Horas de Sol Pico (HSP). Muchas veces los datos de radiación solar vienen expresados en Langleys (Ly), por lo cual es necesaria la siguiente conversión:

$$86,4 \frac{Ly}{día} = 1 \frac{HSP}{día}$$

De allí que si los datos están expresados en Ly/día, es necesario multiplicarlos por el factor 0,0116 (1/86,4) para obtener las HSP/día de la localidad donde se instalará el arreglo.

### **3.2 Determinación de los componentes del sistema**

A la hora de diseñar un sistema solar fotovoltaico (SSF), en primer lugar se debe escoger la configuración del mismo, ya que esto es lo que determina los componentes que tendrá dicho sistema; es decir, en principio hay que conocer si el sistema estará conectado a la red o será un sistema aislado, si tendrá un subsistema de acumulación (baterías) o no, si las cargas a ser alimentadas por el sistema requerirán de equipos de acondicionamiento de potencia (inversores DC-AC o convertidores DC-DC), entre otros. Una vez conocida la configuración que tendrá el SSF, el siguiente paso es especificar la cantidad y características de cada uno de los componentes requeridos, según la metodología descrita a continuación. Es importante señalar que el sistema que se diseñó para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas corresponde a la configuración de un sistema completo; es decir, el mismo puede trabajar como sistema autónomo o interactivo. En la siguiente figura se muestra el diagrama de conexión de los elementos del sistema:



**Figura 20. Diagrama de conexión de los elementos del sistema**

### 3.3 Estimación de la demanda de energía

A fin de poder determinar el tamaño del campo fotovoltaico (número de módulos) y el subsistema de acumulación (banco de baterías), se hace necesario conocer la demanda de energía diaria. De allí que este cálculo sea el paso siguiente en el dimensionamiento del sistema.

Para comenzar, es necesario conocer la potencia nominal de los equipos que vayan a ser energizados por el sistema. Algunos autores recomiendan que para especificar la potencia nominal en el caso de los equipos que trabajen en AC, no se incluya el factor de potencia<sup>3</sup> de los mismos. Siguiendo esta recomendación, se

<sup>3</sup> Laboratorios Sandia: <http://photovoltaics.sandia.gov/docs/Wkshts1-5.html> [Consulta: 2008]

presenta a continuación la ecuación para calcular la demanda de energía diaria en función de la potencia de la carga del sistema solar fotovoltaico.

$$S_{1\phi} = E \cdot I \quad (5)$$

Donde:

**$S_{1\phi}$** : Potencia (aparente) monofásica [VA]

**$E$** : Voltaje de línea (tensión a la salida del inversor) [V]

**$I$** : Corriente de línea (corriente a la salida del inversor) [A]

$$D_{energía\ diaria} = \frac{S_{1\phi} \cdot t_1 + S_{arranque} \cdot t_2}{\eta_{inv} \cdot \eta_{cableado} \cdot V_{nom}} \quad (6)$$

Donde:

**$D_{energía\ diaria}$** : Demanda de energía diaria en el lado DC [Ah]

**$\eta_{inv}$** : Eficiencia ( $\leq 1$ ) del inversor utilizado

**$\eta_{cables}$** : Factor ( $\leq 1$ ) que considera las pérdidas debidas al cableado

**$V_{nom}$** : Voltaje (DC) nominal del sistema [V]

**$S_{arranque}$** : Potencia (aparente) consumida durante el arranque [VA]

**$t_1$** : Este es el tiempo que el motor está trabajando a su capacidad nominal a lo largo del día [h]

**$t_2$** : Este es el tiempo que el motor tarda en arrancar multiplicado por el número de veces que el motor arranca durante el día [h]

### 3.4 Dimensionamiento del banco de baterías

De acuerdo al método sugerido por el Estándar IEEE 1013-2000, se debe ajustar la capacidad requerida del banco de baterías según los siguientes criterios:

- **Máxima Profundidad de Descarga Permitida (MDOD):** Esta capacidad corresponde a la máxima energía (expresada como porcentaje de la capacidad nominal) que será extraída del banco de baterías al final de los días de autonomía.
- **Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida (MDDOD):** Esta capacidad corresponde a la máxima energía (expresada como porcentaje de la capacidad nominal) que será extraída diariamente del banco de baterías.
- **Máxima Profundidad de Descarga al Final de la Vida de la Batería (EOL):** Esta capacidad corresponde a la máxima energía (expresada como porcentaje de la capacidad nominal) que según el fabricante se puede extraer del banco de baterías al final de los días de autonomía. Este valor pudiera ser igual al MDOD; sin embargo, la capacidad EOL representa la capacidad máxima que puede ser extraída del banco sin que este sufra daño, por lo que en general EOL es mayor a MDOD.

Estos ajustes corresponden a las ecuaciones 7, 8 y 9. La capacidad requerida es la que resulte ser mayor entre estas tres (ecuación 10).

### 3.4.1 Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida

$$C_{MDOD} = \frac{100 \cdot K_T \cdot K_D \cdot D_{energía\ diaria} \cdot Días\ de\ autonomía}{MDOD} \quad (7)$$

Donde:

**$C_{MDOD}$ :** Capacidad requerida del banco de baterías ajustada por MDOD [Ah]

**$MDOD$ :** Máxima profundidad de descarga permitida [%]

**$K_T$ :** Factor de corrección por temperatura (este factor permite ajustar la capacidad requerida del banco de baterías considerando temperaturas de operación por debajo de 25°C).

$K_D$ : Factor de diseño. Este provee un margen de seguridad en caso de que haya un aumento de la demanda de energía diaria.

### 3.4.2 Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida

$$C_{MDDOD} = \frac{100 \cdot K_T \cdot K_D \cdot D_{energía\ diaria}}{MDDOD} \quad (8)$$

Donde:

$C_{MDDOD}$ : Capacidad requerida del banco de baterías ajustada por MDDOD [Ah]

$MDDOD$ : Máxima profundidad de descarga diaria permitida [%]

### 3.4.3 Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida al Final de la Vida de la Batería

$$C_{EOL} = \frac{100 \cdot K_T \cdot K_D \cdot D_{energía\ diaria} \cdot \text{Días de autonomía}}{EOL} \quad (9)$$

Donde:

$C_{EOL}$ : Capacidad requerida del banco de baterías ajustada por EOL [Ah]

$EOL$ : Máxima profundidad de descarga permitida al final de la vida de la batería [%]

### 3.4.4 Capacidad requerida del banco de baterías

$$C_{req} = \text{Máximo} \{ C_{MDOD}, C_{MDDOD}, C_{EOL} \} \quad (10)$$

Donde:

$C_{req}$ : Capacidad requerida del banco [Ah]. Este es el valor mayor entre  $C_{MDOD}$ ,  $C_{MDDOD}$  y  $C_{EOL}$

### 3.4.5 Cálculo del régimen de descarga funcional del banco de baterías

A fin de poder determinar el número de celdas (o baterías) necesarias para dar la autonomía requerida por el sistema, es necesario conocer la capacidad nominal de las mismas; sin embargo, como es bien sabido, la capacidad de una batería depende del régimen de descarga al cual esta se vea sometida, de allí que los fabricantes proporcionan tablas con los diferentes valores de la capacidad nominal en función del tiempo de descarga.

Debido a lo anterior, se hace necesario conocer el régimen de descarga funcional, el cual es una medida del tiempo que el banco de baterías tardará en descargarse en función de la demanda de energía estimada. Este se calcula como sigue:

$$RDF = \frac{C_{req}}{I_{\text{máx de operación}}} \quad (11)$$

Donde:

**$RDF$** : Régimen de descarga funcional [h]

**$I_{\text{máx de operación}}$** : Corriente máxima de operación (no incluye corrientes momentáneas) [A]

**$C_{req}$** : Capacidad requerida del banco [Ah].

### 3.4.6 Cálculo del rango de tensiones de operación del banco de baterías (*Voltage Window*)

Las cargas conectadas al S.S.F. pueden trabajar bien dentro de un cierto rango de tensiones. Si la tensión (DC) del sistema está fuera de dicho rango, las cargas pudieran sufrir daños u operar inadecuadamente. Los valores máximos y mínimos de tensión de operación ( $V_{m\acute{a}x}$  y  $V_{m\acute{i}n}$ ) tolerados por las cargas, determinan lo que se conoce como “*Voltage Window*”, y la misma no es otra cosa que el rango de tensiones antes mencionado. La magnitud de este rango de tensiones afecta el número y la capacidad de las celdas (o baterías).

A continuación se describen las ecuaciones para hallar los límites del *Voltage Window*:

$$V_{m\acute{i}n} = M\acute{a}ximo\{V_{m\acute{i}n\ c\ a\ r\ g\ a}, V_{c\ o\ r\ t\ e}\} \quad (12)$$

Donde:

$V_{m\acute{i}n}$ : Voltaje mínimo de trabajo del banco de baterías [V]

$V_{m\acute{i}n\ c\ a\ r\ g\ a}$ : Voltaje mínimo de la carga alimentada por el sistema [V]

$V_{c\ o\ r\ t\ e}$ : Voltaje de corte de las baterías [V] (este valor lo proporciona el fabricante)

$$V_{m\acute{a}x} = M\acute{i}nimo\{V_{m\acute{a}x\ c\ a\ r\ g\ a}, V_{m\acute{a}x\ b\ a\ t\ e\ r\acute{i}a\ s}\} \quad (13)$$

Donde:

$V_{m\acute{a}x}$ : Voltaje máximo de trabajo del banco de baterías [V]

$V_{m\acute{a}x\ c\ a\ r\ g\ a}$ : Voltaje máximo de la carga alimentada por el sistema [V]

$V_{m\acute{a}x\ b\ a\ t\ e\ r\acute{i}a\ s}$ : Voltaje máximo de las baterías [V] (este valor lo proporciona el fabricante)

### 3.4.7 Número de celdas conectadas en serie en el banco de baterías

El número de celdas conectadas en serie se calcula según la siguiente ecuación:

$$Bat_{serie} = REDONDEAR HACIA ABAJO \left\{ \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_{carga\ celda}} \right\} \quad (14)$$

Donde:

**$Bat_{serie}$** : Número de celdas conectadas en serie

**$V_{carga\ celda}$** : Voltaje de carga de la celda seleccionada [V]

### 3.4.8 Tensión mínima del sistema y tensión de corte

El siguiente cálculo es necesario para asegurar que la batería no trabajará por debajo de la tensión de corte recomendada por el fabricante.

$$V_{calculado\ corte} = \frac{V_{mín}}{Bat_{serie}} \quad (15)$$

Donde:

**$V_{calculado\ corte}$** : Voltaje calculado de corte [V]

**$V_{mín}$** : Voltaje mínimo de trabajo del banco de baterías [V]

Posteriormente se compara el  $V_{calculado\ corte}$  con el  $V_{recomendado\ corte}$  el cual es un dato que proporciona el fabricante. Si  $V_{calculado\ corte} \geq V_{recomendado\ corte}$ , se prosigue a calcular el número de celdas conectadas en paralelo, de lo contrario se deben seguir los siguientes pasos:

- 1) Disminuir en 1 el número de celdas conectadas en serie

2) Calcular el voltaje requerido para cargar las celdas como sigue:

$$V_{carga\ celda} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{Bat_{serie}} \quad (16)$$

Donde:

**$V_{carga\ celda}$** : Voltaje requerido para cargar las celdas [V]

**$Bat_{serie}$** : Número de celdas conectadas en serie menos 1

Se debe verificar que  $V_{carga\ celda}$  esté dentro del rango de tensiones de carga de la celda recomendados por el fabricante. Si esta condición no se cumple, se deben seguir los pasos que se mencionan a continuación:

- i) Repetir los pasos 1 y 2
- ii) Seleccionar un tipo diferente de celda (en este caso se debe calcular nuevamente la capacidad requerida, ya que los valores utilizados en las ecuaciones 3, 4 y 5 se pudieran ver modificados si se utiliza una batería diferente).
- iii) Ajustar la tensión de carga máxima del controlador, cuidando de prevenir excesivas sobrecargas (en este caso se debe calcular nuevamente  $V_{m\acute{a}x}$ , según la ecuación 9).
- iv) Escoger un controlador diferente (en este caso se deben calcular nuevamente  $V_{m\acute{a}x}$  y  $V_{m\acute{i}n}$  según las ecuaciones 8 y 9).

Una vez satisfecha la condición para el  $V_{carga\ celda}$ , se utiliza nuevamente la ecuación 15 para verificar que  $V_{calculado\ corte} \geq V_{recomendado\ corte}$  para el número de celdas conectadas en serie que resulten luego de aplicar este proceso iterativo.

### 3.4.9 Número de baterías conectadas en paralelo

Si la capacidad nominal de la batería considerada no es mayor o igual a la capacidad requerida, será necesario conectar varias baterías en paralelo a fin de aumentar la capacidad nominal del banco. El número de baterías conectadas en paralelo se determina según la siguiente ecuación:

$$Bat_{paralelo} = REDONDEAR HACIA ARRIBA \left\{ \frac{C_{req}}{C_{nom \text{ batería}}} \right\} \quad (17)$$

Donde:

**$Bat_{paralelo}$** : Número de baterías conectadas en paralelo

**$C_{nom \text{ batería}}$** : Capacidad nominal de la batería seleccionada cuando es descargada al régimen de descarga funcional y hasta llegar al voltaje de corte calculado [Ah]

### 3.4.10 Cálculo del número total de baterías

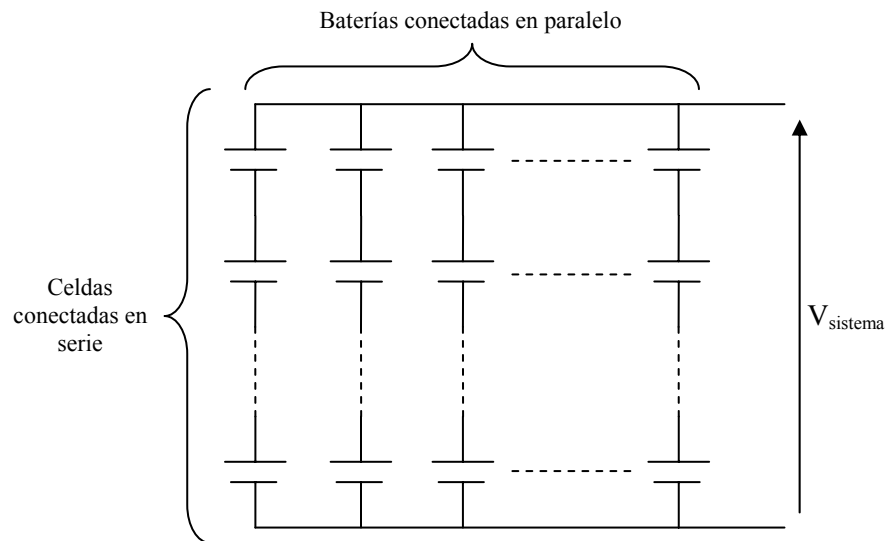
El número de baterías que componen el banco de baterías viene dado por la ecuación 18.

$$N_{baterías} = Bat_{paralelo} \cdot Bat_{serie} \quad (18)$$

Donde:

**$N_{baterías}$** : Número de baterías que conforman el banco

En la siguiente figura se muestra un esquema de conexión de las baterías:



**Figura 21. Diagrama de conexión de las baterías**

### 3.4.11 Capacidad final del banco de baterías

Finalmente, se calcula la capacidad final del banco de baterías, según la ecuación 19.

$$C_{\text{final}} = C_{\text{nom batería}} \cdot \text{Bat}_{\text{paralelo}} \quad (19)$$

Donde:

$C_{\text{final}}$ : Capacidad del banco de baterías [Ah]

### 3.5 Cálculo de la corriente de diseño

Una vez realizado el dimensionamiento del banco de baterías, el próximo paso es calcular el número de módulos fotovoltaicos, para lo cual a su vez es necesario conocer la **corriente de diseño**, la cual es la corriente que deben suministrar los módulos fotovoltaicos para cargar el banco de baterías; siendo este el que va a suplir la demanda de energía diaria. El cálculo de la misma viene dado por la ecuación 20.

$$I_{diseño} = \frac{D_{energía\ diaria}}{\eta_{baterías} \cdot HSP} \quad (20)$$

Donde:

**$I_{diseño}$** : Corriente de diseño (DC) [A].

**$HSP$** : Horas Sol pico (promedio) de la localidad donde se instalará el arreglo solar fotovoltaico

**$\eta_{baterías}$** : Factor de eficiencia de carga de las baterías ( $Ah_{salida}/Ah_{entrada}$ )

### 3.6 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

#### 3.6.1 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo

Una vez conocida la corriente de diseño, se procede a calcular el número de módulos conectados en paralelo, según la ecuación 21. Este es el mínimo número de módulos requeridos para suministrar la corriente de diseño previamente calculada.

$$Mod_{paralelo} = REDONDEAR\ HACIA\ ARRIBA \left\{ \frac{I_{diseño}}{K_I \cdot I_{nom\ mod}} \right\} \quad (21)$$

Donde:

**$Mod_{paralelo}$** : Número de módulos en paralelo

**$K_I$** : Factor (<1) de ajuste de la corriente de los módulos. Este factor permite ajustar la corriente requerida del arreglo considerando variaciones de las condiciones de operación de los módulos una vez instalados respecto de las condiciones estándar. Algunos factores que afectan la producción de los módulos son: acumulación de polvo sobre la superficie de los módulos y degradación debida al paso del tiempo.

**$I_{nom\ mod}$** : Corriente nominal del módulo [A] (este valor es suministrado por el fabricante)

### 3.6.2 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en serie

El número de módulos conectados en serie se calcula según la ecuación 22 y el mismo representa el número mínimo de módulos requeridos para proporcionar la tensión de trabajo del sistema (tensión de carga de las baterías).

$$Mod_{serie} = REDONDEAR HACIA ARRIBA \left\{ \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_{mod}} \right\} \quad (22)$$

Donde:

**$Mod_{serie}$** : Número de módulos en serie

**$V_{mod}$** : Tensión del módulo a la temperatura ambiente de la localidad donde será instalado [V]

### 3.6.3 Cálculo del número total de módulos fotovoltaicos

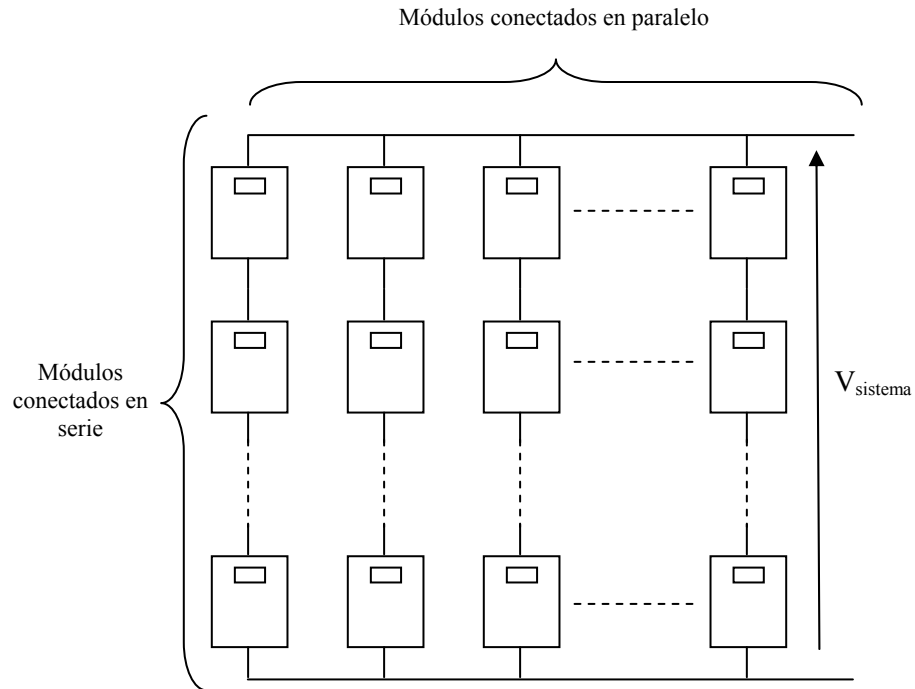
Una vez conocidos el número de módulos conectados en serie y el número de módulos conectados en paralelo, se procede a calcular el número total de módulos, según la ecuación 23.

$$N_{m\acute{o}dulos} = Mod_{paralelo} \cdot Mod_{serie} \quad (23)$$

Donde:

**$N_{m\acute{o}dulos}$** : Número total de módulos

En la siguiente figura se muestra un esquema de conexión de los módulos:



**Figura 22. Diagrama de conexión de los módulos fotovoltaicos**

### 3.7 Cálculo de los valores de corriente y tensión nominales del arreglo fotovoltaico

Los siguientes cálculos determinarán las tensiones y corrientes nominales y máximas del arreglo solar fotovoltaico. Estos valores serán calculados según las ecuaciones 24 a la 27.

$$I_{nom\ arreglo} = Mod_{paralelo} \cdot I_{nom\ mod} \quad (24)$$

Donde:

$I_{nom\ arreglo}$ : Corriente (DC) nominal del arreglo [A]

$$I_{sc\ arreglo} = Mod_{paralelo} \cdot I_{sc\ mod} \quad (25)$$

Donde:

$I_{sc\ arreglo}$ : Corriente (DC) de cortocircuito del arreglo [A]

$I_{sc\ mod}$ : Corriente (DC) de cortocircuito del módulo [A]

$$V_{arreglo} = Mod_{serie} \cdot V_{nom\ mod} \quad (26)$$

Donde:

$V_{arreglo}$ : Voltaje (DC) del arreglo [V]

$V_{nom\ mod}$ : Voltaje (DC) nominal del módulo [V]

$$V_{oc\ arreglo} = Mod_{serie} \cdot V_{oc\ mod} \quad (27)$$

Donde:

$V_{oc\ arreglo}$ : Voltaje (DC) de circuito abierto del arreglo [V]

$V_{oc\ mod}$ : Voltaje (DC) de circuito abierto del módulo [V]

### 3.8 Cálculo del número de controladores de carga en paralelo

Si la capacidad nominal del controlador de carga seleccionado no es suficiente para manejar la corriente suministrada por los módulos fotovoltaicos, será necesario conectar varios controladores de carga en paralelo. La ecuación 28 permite calcular el número de controladores de carga requeridos:

$$NC_{paralelo} = REDONDEAR\ HACIA\ ARRIBA \left\{ \frac{1,25 \cdot I_{sc\ arreglo}}{I_{nom\ controlador}} \right\} \quad (28)$$

Donde:

$I_{sc\ arreglo}$ : Corriente (DC) de cortocircuito del arreglo [A]

$I_{nom\ controlador}$ : Corriente (DC) nominal del controlador [A]

El incremento de la corriente de cortocircuito del arreglo en un 25% es debido a que bajo ciertas condiciones atmosféricas, la corriente de cortocircuito puede llegar a ser mayor que la especificada por el fabricante de los módulos.

Otros factores a tener en cuenta a la hora de seleccionar el controlador de carga, son los siguientes:

- 1) Tipo de regulador según el algoritmo de carga de las baterías (on/off, PWM, MPPT)
- 2) Características y funciones del regulador (protección de la batería contra sobredescargas o sobrecargas excesivas, reconexión automática o manual, alarmas acústicas o visibles por descargas excesivas y sensor de temperatura, entre otras.)

### 3.9 Cálculo de la potencia requerida del inversor

Una vez determinado el número de controladores de carga, se procede a calcular la potencia requerida del inversor según la ecuación 29. En este punto es conveniente aclarar que esta metodología de dimensionamiento del inversor es válida en el caso de sistemas fotovoltaicos autónomos (tipo stand-alone), si el sistema es del tipo conectado a la red (como en el caso de las granjas solares), los criterios de selección del inversor son diferentes a los mostrados acá.

$$P_{inversor} = \frac{P_{carga} \cdot FC}{\eta_{inv}} \quad (29)$$

Donde:

$P_{inversor}$ : Potencia requerida del inversor [W]

$P_{carga}$ : Potencia de la carga alimentada por el inversor [W]

$FC$ : Factor de coincidencia ( $\leq 1$ ) de las cargas conectadas

$\eta_{inv}$ : Eficiencia ( $\leq 1$ ) del inversor

Otros factores a tener en cuenta a la hora de seleccionar el inversor más adecuado para la aplicación correspondiente, son los siguientes:

- 1) Forma de onda de salida
- 2) Tensiones de entrada (DC) y salida (AC) del inversor
- 3) Capacidad de suministrar corrientes de arranque (mayores a la corriente nominal por períodos de tiempo muy cortos), esto en el caso de que haya cargas motrices (tipo motor).
- 4) Tipo de inversor según la aplicación (inversor/cargador, inversor para sistemas híbridos, inversor para sistemas stand-alone).

### **3.10 Cálculo del cableado del sistema y dispositivos contra sobrecorrientes**

El procedimiento para el dimensionado del cableado y la protección contra sobrecorrientes mostrado a continuación, se basa en las exigencias del Código Eléctrico Nacional (C.E.N.) y en las recomendaciones hechas por el Estándar UL (Underwriters Laboratories) 1703, el Estándar IEEE 1374 y el Informe Sandia SAND96-2797. UC-120. A continuación se describen los pasos necesarios para el dimensionado del cableado y los elementos de protección contra sobrecorrientes por capacidad de corriente y posteriormente se muestran las ecuaciones a ser utilizadas para llevar a cabo los cálculos correspondientes. Es importante señalar que si bien las recomendaciones hechas en los documentos antes citados, indican que el cálculo del calibre de los conductores se debe hacer en función de la capacidad de estos de manejar las corrientes del circuito, es necesario también calcular dicho calibre por caída de tensión, a fin de asegurar que no habrá pérdidas excesivas de energía en el sistema.

### **Paso 1: Corriente del circuito**

En los circuitos que llevan corrientes desde los módulos FV, se debe multiplicar la corriente de cortocircuito por el factor 1,25 y usar este valor para todos los cálculos posteriores. Para los circuitos DC y AC del inversor, en sistemas FV, se usa la corriente continua especificada (Art. 690.8 del C.E.N.). Los circuitos de carga AC y DC deberían seguir los requisitos de las Secciones 210, 215 y 220 del C.E.N.

### **Paso 2: Capacidad del Dispositivo Contra Sobrecorrientes**

El dispositivo contra sobrecorrientes debe tener una capacidad igual o mayor a la corriente calculada en el Paso N° 1 siempre que estén especificados para funcionamiento continuo al 100% de su régimen de corriente (Art. 690.8 del C.E.N.).

### **Paso 3: Dimensionado del cableado del sistema**

Los cables tendrán una ampacidad del 125% de la corriente determinada en el Paso No. 1 (esto es para impedir que los conductores funcionen a más del 80% de su capacidad) y para 30°C, para asegurar el funcionamiento correcto de los dispositivos contra sobrecorrientes conectados.

### **Paso 4: Disminución de ampacidad en los cables del sistema**

Basándose en la determinación del Paso No. 3 y en la localización del cable (bajo tubo o al aire), se seleccionan en las Tablas de Ampacidad del C.E.N., 310.16 o 310.17, un tamaño de cable y un aislamiento de temperatura (60, 75 o 90°C). Se deben usar las ampacidades del cable de 75°C para obtener el tamaño y después usar la ampacidad de la columna de 90°C, si es necesario, para las disminuciones. La ampacidad corregida resultante debe ser mayor que el valor encontrado en el Paso

No. 1. Si no es mayor, debe seleccionarse un cable de mayor tamaño o de aislamiento de temperatura más alto.

#### **Paso 5: Ampacidad vs. Dispositivo contra Sobrecorrientes**

La ampacidad corregida del cable, seleccionada en el Paso No. 4, debe ser igual o superior a la capacidad del dispositivo contra sobrecorrientes determinada en el Paso No. 2. Si la ampacidad corregida del cable es inferior a la capacidad del dispositivo contra sobrecorrientes, entonces debe seleccionarse un cable más grande. Si la ampacidad corregida del cable se halla entre los tamaños estándar de dispositivos contra sobrecorrientes, encontrados en la Sección 240.6 del C.E.N., se puede usar el tamaño estándar de dispositivo contra sobrecorrientes inmediatamente superior.

#### **Paso 6: Compatibilidad de los Terminales de los Dispositivos contra sobrecorrientes**

Como la mayoría de los dispositivos contra sobrecorrientes tienen terminales especificados para su uso con cables de 75°C (o 60°C), debe verificarse la compatibilidad. Si en el proceso anterior se ha seleccionado un cable aislado para 90°C, la ampacidad a 30°C del mismo tamaño de cable, con un aislamiento de 75°C (o 60°C), debe ser inferior o igual a la corriente encontrada en el Paso No. 1. Esto asegura que el cable trabajará a temperaturas por debajo de la especificada para los terminales del dispositivo contra sobrecorrientes.

### 3.10.1 Dimensionamiento del cableado y los elementos de protección contra sobrecorrientes por el criterio de capacidad de corriente

#### 3.10.1.1 Cableado y dispositivos de sobrecorrientes de los módulos fotovoltaicos y controladores de carga

Antes de aplicar los factores de seguridad exigidos por el Código Eléctrico Nacional, se debe corregir la corriente de cortocircuito aumentándola en un 25%, según recomendaciones hechas por los Estándares UL 1703 e IEEE 1374, para considerar aumentos en la corriente de cortocircuito debidos a incrementos en la temperatura de operación, picos en la irradiación diaria (sobre todo cerca de las horas del mediodía), refuerzos en la irradiación debido a superficies reflectantes y a las nubes tipo cúmulos, todos los cuales se traducen en un incremento de la corriente de cortocircuito por encima de los valores nominales dados por el fabricante.

La ecuación 30 permite calcular la corriente de cortocircuito corregida.

$$I_{sc \text{ corregida}} = 1,25 \cdot I_{sc \text{ mód paralelo}} \quad (30)$$

Donde:

$I_{sc \text{ corregida}}$ : Corriente (DC) de cortocircuito corregida [A]

$I_{sc \text{ mód paralelo}}$ : Suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos conectados en paralelo [A]

Una vez corregida la corriente de cortocircuito se procede a calcular la ampacidad requerida de los cables y dispositivos de sobrecorrientes, según lo indicado en el artículo 690.8 del C.E.N. (ecuaciones 31 y 32).

$$A_{mp. \text{ req. cables}} \geq 1,25 \cdot I_{sc \text{ corregida}} \quad (31)$$

$A_{mp\ req.\ cables}$ : Ampacidad requerida de los cables [A]

El factor 1,25 representa un incremento de 25% en la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo, a fin de que los conductores no trabajen continuamente a más del 80% de su capacidad de corriente.

$$A_{mp.\ req.\ SC} \geq I_{sc\ corregida} \quad (32)$$

$A_{mp\ req.\ SC}$ : Ampacidad requerida de los dispositivos de sobrecorrientes [A]

Esta ecuación es válida siempre que los dispositivos contra sobrecorrientes estén especificados para funcionamiento continuo al 100% de su régimen de corriente. (Artículo 690.8 del C.E.N.).

### **3.10.1.2 Cableado y dispositivos de protección contra sobrecorrientes del inversor**

El cálculo de la ampacidad de los conductores y dispositivos de protección contra sobrecorrientes asociados a la entrada DC del inversor se hará según el procedimiento indicado en el Anexo D del Estándar 1374 de IEEE y en el artículo 690.8(A)(4) del C.E.N. De estas dos referencias surgen las ecuaciones 33-35 que son las que se utilizarán para realizar el cálculo correspondiente. Para corroborar estos cálculos también se tendrán en cuenta las recomendaciones hechas por el fabricante del inversor (Manual del XW4024, página 2-10).

$$I_{DC} = \frac{P_{inv}}{V_{mín} \cdot \eta_{inv}} \quad (33)$$

Donde:

$I_{DC}$ : Corriente (DC) del inversor a plena carga y con tensión mínima de operación [A]

$P_{inv}$ : Potencia nominal del inversor [W]

$V_{mín}$ : Tensión (DC) mínima de trabajo del inversor [V]

$\eta_{inv}$ : Eficiencia del inversor a plena carga [%] (este dato lo proporciona el fabricante)

$$A_{mp. req. cables} \geq 1,25 \cdot I_{DC} \quad (34)$$

$A_{mp req. cables}$ : Ampacidad requerida de los cables [A]

El factor 1,25 es para evitar que los conductores no trabajen continuamente a más del 80% de su capacidad de corriente.

$$A_{mp. req. SC} \geq I_{DC} \quad (35)$$

$A_{mp req. SC}$ : Ampacidad requerida de los dispositivos de sobrecorrientes [A].

Los dispositivos de sobrecorriente deberán estar especificados para funcionamiento continuo al 100% de su régimen.

La ampacidad de los conductores y dispositivos de protección contra sobrecorrientes asociados a la salida AC del inversor será calculada según las ecuaciones 36 y 37, las cuales a su vez están en concordancia con el artículo 690.8(A)(3) del C.E.N.

$$A_{mp. req. cables} \geq 1,25 \cdot I_{nom. AC} \quad (36)$$

$A_{mp req. cables}$ : Ampacidad requerida de los cables [A]

$I_{nom. AC}$ : Corriente nominal (AC) del inversor [A]

El factor 1,25 es para evitar que los conductores no trabajen continuamente a más del 80% de su capacidad de corriente.

$$A_{mp. req. SC} \geq I_{nom. AC} \quad (37)$$

$A_{mp. req. SC}$ : Ampacidad requerida de los dispositivos de sobrecorrientes [A].

$I_{nom. AC}$ : Corriente nominal (AC) del inversor [A]

Los dispositivos de sobrecorriente deberán estar especificados para funcionamiento continuo al 100% de su régimen.

### 3.10.2 Cálculo del calibre de los conductores por caída de tensión

Se debe garantizar que la caída de tensión en el tramo que va de los módulos al regulador no sea tan grande como para evitar que las baterías se carguen adecuadamente y que la caída de tensión en el tramo entre el inversor y las baterías no permita que la tensión en los terminales del inversor caiga por debajo de su valor mínimo de operación cuando las baterías estén trabajando cerca de su valor mínimo. De allí que sea necesario un cálculo de caídas de tensión para estos tramos. El cálculo de la sección para cable de cobre viene dado por la siguiente ecuación:

$$\phi_{cond} = \frac{0,036 \cdot l \cdot i}{\Delta V} \quad (38)$$

Donde:

$\phi_{cond}$  : Sección del cable [ $mm^2$ ]

$l$ : Distancia entre los componentes [ $m$ ]

$i$ : Corriente en circulación [A]

$\Delta V$ : Caída de tensión en los cables [V]

### **3.11 Calibre de los conductores de puesta a tierra del sistema y de los equipos**

#### **3.11.1 Puesta a tierra de los equipos**

Según el artículo 690.43 del C.E.N. todas las partes metálicas no activas accesibles de las cajas de conexión, equipos y aparatos de todo el sistema fotovoltaico (por ejemplo, el marco de los módulos y la carcasa del inversor), deben ponerse a tierra. El conductor de puesta a tierra de los equipos y canalizaciones se deberá dimensionar como se indica en los artículos 690.45 o 250.122. En general, esto significa que el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra del equipo se calcula en base al tamaño del dispositivo contra sobrecorrientes que protege cada conductor. La Tabla 250.122 del C.E.N. muestra los tamaños. Si los conductores portadores de corriente se han sobredimensionado para reducir la caída de tensión, entonces el tamaño del conductor de protección de los equipos debe ajustarse en correspondencia, tal como lo indica el artículo 250.122(B).

El C.E.N. exige que calibre del conductor del electrodo de tierra para sistemas de corriente continua no sea menor a 8 AWG o al del mayor conductor presente en el sistema (Sección 250.166); sin embargo, bajo ciertas circunstancias, se puede utilizar conductor de calibre 6 AWG (250-166(C)).

El calibre de los conductores para la puesta a tierra de los módulos será determinado según el anexo K del Estándar 1374 de IEEE, el cual establece que cada uno de los marcos de los módulos debe ser conectado a tierra utilizando un conductor de calibre no menor a 10 AWG. Estos conductores deben ser conectados a un único punto en la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y de este punto al electrodo de tierra se debe utilizar un conductor de calibre 6 AWG (IEEE Std. 1374-1998, p. 60).

### **3.11.2 Puesta a tierra del sistema**

El C.E.N. exige que se ponga a tierra uno de los conductores de corriente continua si la tensión del sistema fotovoltaico (tensión del arreglo fotovoltaico a circuito abierto) es superior a 50 voltios. En un sistema de tres conductores, el neutro o toma intermedia del sistema de continua debe ponerse a tierra independientemente de la tensión del sistema [artículo 690.41]. Esos requisitos se aplican tanto a sistemas aislados como a sistemas conectados a la red. Si la tensión del sistema es menor a 50V, la puesta a tierra del sistema es opcional. El sistema de puesta a tierra aumenta la seguridad del personal y minimiza los efectos de los rayos y otras sobretensiones inducidas en los equipos. La puesta a tierra de todos los sistemas FV reduce también el ruido de radiofrecuencia causado por las luces fluorescentes de continua y los inversores. [14]

## CAPÍTULO IV

### DISEÑO DEL SISTEMA

#### 4.1 Condiciones de diseño

Para realizar este diseño se consideró que la carga era un motor de inducción monofásico de propósito general y de mediana potencia (1,5 HP). Se consideró que dicho motor estaría trabajando a plena carga durante un máximo de **2 horas diarias**.

Este sistema se diseñó para operar en 24 VDC, buscando optimizar el tamaño del banco de baterías, ya que a menor tensión (DC) del sistema, aumenta la capacidad requerida del banco (ver ecuación 6), pero disminuye el número de baterías conectadas en serie, mientras que a mayor tensión (DC) del sistema, disminuye la capacidad requerida a costa de aumentar el número de celdas conectadas en serie. En base a este criterio se decidió trabajar en 24 VDC y no en 12 VDC o 48 VDC que son los otros niveles normalizados de tensión para sistemas fotovoltaicos. Los datos de radiación solar fueron obtenidos en la Estación Meteorológica de la Universidad Central de Venezuela, ubicada en la Escuela de Hidrometeorología (ver anexo N° 1).

A continuación se resumen las premisas antes mencionadas, bajo las cuales se realizó el diseño:

Carga	1 motor monofásico de inducción de 1,5 HP
Horas de Sol Pico	4,1 h
Voltaje Nominal del Arreglo	24 V
Días de Autonomía	1 (Se tomó un solo día de autonomía debido a que la incidencia de rayos solares es bastante constante en la zona donde se instalará el arreglo, además el

inversor puede usar la red para cargar las baterías en caso de ser necesario) [15].

#### 4.2 Datos de placa del motor de propósito general

<b>LEESON</b>		<b>RPM</b>	1725
<b>HP</b>	1,5	<b>NEMA FRAME</b>	56H
<b>Volts</b>	115 / 208 - 230	<b>Cycles</b>	60
<b>Amps</b>	8,6		

#### 4.3 Determinación de los componentes del sistema

El arreglo solar fotovoltaico a ser instalado en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas se diseñará para trabajar como un sistema autónomo (Stand-Alone) o como un sistema conectado a la red (Grid Tied), según se requiera; esto debido a que la motivación de realizar esta instalación es de carácter eminentemente didáctico, de allí que se quiera dar flexibilidad al usuario para trabajar este sistema aislado de o conectado a la red eléctrica. Para esta configuración, los **módulos fotovoltaicos** actúan como cargadores del **banco de baterías** (aunque también se pudiera usar la red eléctrica para cargar las baterías) y el proceso de carga de estas se realiza a través del **controlador de carga**. Como la carga a ser alimentada por el arreglo es un motor de inducción, se debe incluir un **inversor**, el cual a su vez posee la función de desconectar la carga ante una descarga excesiva del banco de baterías, por lo que no es necesario agregar un medio de desconexión por baja tensión (LVD por sus siglas en inglés). Dicho inversor es el que permite la conexión a la red y el mismo deberá ser del tipo híbrido bi-direccional<sup>4</sup>, a fin de cumplir con los requerimientos de diseño propuestos. En la figura 20 del capítulo 3 se muestra el esquema de conexión de los equipos que conforman este sistema.

---

<sup>4</sup> Se dice que el inversor es bi-direccional debido a que el mismo puede tomar energía de la red o suministrarle energía a esta, según se requiera y es híbrido debido a que puede tomar energía de diversas fuentes (módulos fotovoltaicos (u otra fuente de energía alternativa), la red eléctrica o un motogenerador ) para cargar las baterías.

#### 4.4 Estimación de la demanda de energía

El método de dimensionamiento del banco de baterías sugerido por la Norma IEEE Std. 1013-2000 parte de un Diagrama del perfil de carga (*Load Profile Diagram*), en el cual se representan todas las corrientes alimentadas por el sistema y su duración en el tiempo sobre una base diaria. Para el caso bajo estudio se consideró que el motor trabajaría un máximo de 2 horas diarias, durante las cuales estaría cargado a su capacidad nominal (se tomó como corriente de diseño la corriente nominal del motor) y durante este período se asumió que el motor arrancaría hasta 4 veces.

La estimación de la demanda se calculó mediante las ecuaciones 5 y 6. Con la primera se calculó la potencia aparente de la carga y con la segunda, la estimación de la demanda de energía diaria:

$$S_{1\phi} = E \cdot I \quad (5)$$

Para:

$E = 240$  V (Esta es la tensión a la salida del inversor)

$I = 8,6$  A (Esta es la corriente nominal del motor de inducción)

$$S_{1\phi} = 240 \cdot 8,6 = 2.064 \text{ VA}$$

$$D_{\text{energía diaria}} = \frac{S_{1\phi} \cdot t_1 + S_{\text{arranque}} \cdot t_2}{\eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{\text{cableado}} \cdot V_{\text{nom}}} \quad (6)$$

Para:

$$S_{1\phi} = 2.064 \text{ VA}$$

$$S_{\text{arranque}} = 5 \cdot S_{1\phi} = 5 \cdot 2.064 = 10.320 \text{ VA}$$

$$t_1 = 2 h$$

$$t_2 = 4 S = 0,0011 h \text{ (Se considera que el motor tarda 1 S en arrancar)}$$

$\eta_{inv} = 0,93$  (Esta es la eficiencia del inversor cuando alimenta una carga de 2.000 W). Ver anexo 6

$\eta_{cableado} = 0,97$  (Se considera hasta un 3% de pérdidas debido al cableado [16])

$$V_{nom} = 24 V$$

$$D_{energía\ diaria} = \frac{2.064 \cdot 2 + 10.320 \cdot 0,0011}{0,93 \cdot 0,97 \cdot 24} = 191,2 Ah$$

#### 4.5 Dimensionamiento del banco de baterías

En primer lugar se calcularon las capacidades requeridas, en base a las máximas profundidades de descarga permitidas ( $C_{MDOD}$  y  $C_{MDDOD}$ ) y por la capacidad al final de la vida de la batería ( $EOL$ ). Estos cálculos se llevaron a cabo mediante las ecuaciones 7, 8 y 9 y la capacidad resultante es la mayor entre estas tres, según lo indica la ecuación 10.

##### 4.5.1 Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida

$$C_{MDOD} = \frac{100 \cdot K_T \cdot K_D \cdot D_{energía\ diaria} \cdot \text{Días de autonomía}}{MDOD} \quad (7)$$

Para:

$$K_T = 1 \text{ (Según el Estándar 1013-2000. IEEE, p.7)}$$

$$K_D = 1,1 \text{ (Ibíd.)}$$

$$D_{energía\ diaria} = 191,2 Ah$$

*Días de autonomía = 1*

*MDDOD = 60%* (Según el Manual de baterías de AGM-VRLA. Exide Technologies, p.25)

$$C_{MDDOD} = \frac{100 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 191,2 \cdot 1}{60} = 350,5 \text{ Ah}$$

#### **4.5.2 Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Diaria Permitida**

$$C_{MDDOD} = \frac{100 \cdot K_T \cdot K_D \cdot D_{energía\ diaria}}{MDDOD} \quad (8)$$

Para:

$$K_T = 1$$

$$K_D = 1,1$$

$$D_{energía\ diaria} = 191,2 \text{ Ah}$$

*MDDOD = 40%* (Un valor de MDDOD muy grande (mayor a 60%) reduce significativamente la vida de las baterías, mientras que uno muy pequeño (menor a 20%) si bien prolonga la vida de las baterías, incrementa mucho el tamaño del banco. Tomando en cuenta el compromiso entre estos dos parámetros se escogió un valor promedio. Manual de baterías de AGM-VRLA. Exide Technologies, p.25)

$$C_{MDDOD} = \frac{100 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 191,2}{40} = 525,8 \text{ Ah}$$

### 4.5.3 Cálculo de la capacidad del banco de baterías por el criterio de Máxima Profundidad de Descarga Permitida al Final de la Vida de la Batería

$$C_{EOL} = \frac{100 \cdot K_T \cdot K_D \cdot D_{energía\ diaria} \cdot Días\ de\ autonomía}{EOL} \quad (9)$$

Para:

$$K_T = 1$$

$$K_D = 1,1$$

$$D_{energía\ diaria} = 191,2\ Ah$$

$$Días\ de\ autonomía = 1$$

$$EOL = 80\% \text{ (Según Estándar 1013-2000. IEEE, p.7)}$$

$$C_{EOL} = \frac{100 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 191,2 \cdot 1}{80} = 262,9\ Ah$$

### 4.5.4 Capacidad requerida del banco de baterías

$$C_{req} = Máximo\{C_{MDOD}, C_{MDDOD}, C_{EOL}\} \quad (10)$$

Para:

$$C_{MDOD} = 350,5\ Ah$$

$$C_{MDDOD} = 525,8\ Ah$$

$$C_{MDDOD} = 262,9\ Ah$$

$$C_{req} = 525,8\ Ah$$

#### 4.5.5 Cálculo del régimen de descarga funcional del banco de baterías

El régimen de descarga funcional se calculó según la ecuación 11. Para calcular la corriente máxima de operación se consideró la potencia aparente de la carga.

$$RDF = \frac{C_{req}}{I_{m\acute{a}x \text{ de operaci3n}}} \quad (11)$$

Para:

$$C_{req} = 525,8 \text{ Ah}$$

$$I_{m\acute{a}x \text{ de operaci3n}} = \frac{S_{1\phi}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{cableado} \cdot V_{nom(DC)}} = \frac{2.064}{0,93 \cdot 0,97 \cdot 24} = 95,3 \text{ A}$$

$$RDF = \frac{525,8}{95,3} = 5,52 \text{ h}$$

Como el fabricante de las baterías proporciona datos de la capacidad nominal de las baterías para 5 y 8 horas de descarga ( $C_5$  y  $C_8$ ), se redondeó el valor obtenido según la ecuación 11 a 5 horas (Ver anexo 4).

#### 4.5.6 Cálculo del rango de tensiones de operación del banco de baterías (*Voltage Window*)

Para hallar los límites del *Voltage Window* se utilizaron las ecuaciones 12 y 13. Los valores **máximos y mínimos de la carga** corresponden a las tensiones de trabajo **máximas y mínimas del inversor**, ya que la carga no está conectada directamente al banco de baterías.

$$V_{\min} = \text{Máximo}\{V_{\min \text{ carga}}, V_{\text{corte}}\} \quad (12)$$

Para:

$$V_{\min \text{ carga}} = 22 \text{ V (Ver anexo 6)}$$

$$V_{\text{corte}} = 22,2 \text{ V (Esto equivale a 1,85 V/C)}$$

$$V_{\min} = \text{Máximo}\{22 \text{ V}; 22,2 \text{ V}\} = 22,2 \text{ V}$$

$$V_{\max} = \text{Mínimo}\{V_{\max \text{ carga}}, V_{\max \text{ baterías}}\} \quad (13)$$

Para:

$$V_{\max \text{ carga}} = 32 \text{ V (Ver anexo 6)}$$

$$V_{\max \text{ baterías}} = 27,48 \text{ V (Esto equivale a 2,29 V/C a 25°C. Ver anexo 4)}$$

$$V_{\max} = \text{Mínimo}\{32 \text{ V}; 27,48 \text{ V}\} = 27,48 \text{ V}$$

#### 4.5.7 Número de celdas conectadas en serie en el banco de baterías

El número de celdas conectadas en serie se calcula según la ecuación 14, una vez hallado el voltaje máximo según el *Voltage Window*. La tensión de carga de la celda es la que proporciona el fabricante de las baterías (Ver anexo 4).

$$Bat_{\text{serie}} = \text{REDONDEAR HACIA ABAJO} \left\{ \frac{V_{\max}}{V_{\text{carga celda}}} \right\} \quad (14)$$

Para:

$$V_{\max} = 27,48 \text{ V}$$

$$V_{carga\ celda} = 2,275\ V \text{ (a } 25\ ^\circ\text{C. Ver anexo 4)}$$

$$Bat_{serie} = \frac{27,48}{2,275} = 12,08$$

$$Bat_{serie} = 12$$

Según este cálculo, el número de celdas conectadas en serie es de 12; sin embargo, las baterías de la Marca Exide, Serie Sprinter P, Modelo P6V2030 vienen en Monoblocs de 6V cada uno (3 celdas de 2V conectadas en serie), por lo que en lugar de usar 12 celdas, se usarán **4 Monoblocs** de 6V conectados en serie (lo cual equivale a las 12 celdas).

#### 4.5.8 Tensión mínima del sistema y tensión de corte

Según la ecuación 15, se calcula la tensión de corte y luego se compara con la tensión de corte recomendada por el fabricante de las baterías.

$$V_{calculado\ corte} = \frac{V_{mín}}{Bat_{serie}} \quad (15)$$

Para:

$$V_{mín} = 22,2\ V$$

$$Bat_{serie} = 12$$

$$V_{calculado\ corte} = \frac{22,2}{12} = 1,85\ V$$

Para poder continuar, se debe verificar que  $V_{calculado\ corte} \geq V_{recomendado\ corte}$ .

$V_{recomendado\ corte} = 1,6\text{ V}$  (Si bien no es recomendable descargar excesivamente las baterías debido a que esto disminuye su vida útil, el fabricante proporciona datos de descarga hasta 1,6 V/C. Ver anexo 4)

Por inspección se puede verificar la condición anterior, es decir, que la tensión mínima del sistema no estará por debajo del voltaje de corte de las baterías, esto para evitar sobredescargas que pudieran disminuir la vida útil de las baterías.

#### 4.5.9 Número de baterías conectadas en paralelo

El número de baterías conectadas en paralelo se calcula según la ecuación 17.

$$Bat_{paralelo} = REDONDEAR\ HACIA\ ARRIBA \left\{ \frac{C_{req}}{C_{nom\ bateria}} \right\} \quad (17)$$

Para:

$$C_{req} = 525,8\text{ Ah}$$

$$C_{nom\ bateria} = 158,5\text{ Ah (a } 5h \text{ de descarga con una tensión de corte de } 1,85\text{ V/C)}$$

$$Bat_{paralelo} = \frac{525,8}{158,5} = 3,3$$

$$Bat_{paralelo} = 4 \text{ (Monoblocs de } 6V \text{ nominales)}$$

#### 4.5.10 Cálculo del número total de baterías

El número total de baterías y la capacidad final del banco se calculan según las ecuaciones 18 y 19.

$$N_{baterias} = Bat_{paralelo} \cdot Bat_{serie} \quad (18)$$

Para:

$$Bat_{paralelo} = 4 \text{ (Monoblocs de 6V nominales cada uno)}$$

$$Bat_{serie} = 4 \text{ (Monoblocs de 6V nominales cada uno)}$$

$$N_{baterías} = 4 \cdot 4 = 16 \text{ (Monoblocs de 6V nominales cada uno)}$$

#### 4.5.11 Capacidad final del banco de baterías

$$C_{final} = C_{nom\ batería} \cdot Bat_{paralelo} \tag{19}$$

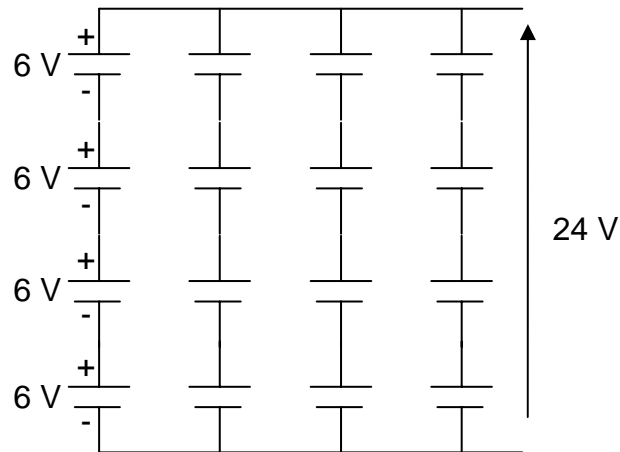
Para:

$$C_{nom\ batería} = 158,5 \text{ Ah (a 5h de descarga con una tensión de corte de 1,85 V/C)}$$

$$Bat_{paralelo} = 4 \text{ (Monoblocs de 6V nominales cada uno)}$$

$$C_{final} = 158,5 \cdot 4 = 634,0 \text{ Ah}$$

En el anexo N° 4 se muestran las características más importantes de cada una de las baterías que componen el banco y en la siguiente figura se muestra un esquema de conexión de las baterías.



**Figura 23. Diagrama de conexión de las baterías**

#### 4.6 Cálculo de la corriente de diseño

La corriente de diseño se calcula según la ecuación 20, con la demanda de energía diaria calculada previamente. Un valor típico para la eficiencia de las baterías es de 90% [17]. Las Horas Sol Pico se calcularon a partir del promedio de los valores medidos en la estación meteorológica de la Universidad Central de Venezuela, ubicada en la Escuela de Hidrometeorología.

Los datos de radiación obtenidos, corresponden a los promedios mensuales durante el período 1995-2003 (ver anexo N° 1). De los mismos se tomó el valor menor a fin garantizar el suministro de energía en la peor condición, y este fue el que se utilizó en el cálculo del número de módulos fotovoltaicos.

$$I_{\text{diseño}} = \frac{D_{\text{energía diaria}}}{\eta_{\text{baterías}} \cdot HSP} \quad (20)$$

Para:

$$D_{\text{energía diaria}} = 191,2 \text{ Ah}$$

$$\eta_{\text{baterías}} = 0,9$$

$$HSP = 4,1 \text{ h}$$

$$I_{\text{diseño}} = \frac{191,2}{0,9 \cdot 4,1} = 51,82 \text{ A}$$

#### 4.7 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

##### 4.7.1 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo

El valor de  $K_I$  fue tomado de la página de dimensionamiento de Sandia National Laboratories <<http://photovoltaics.sandia.gov/>> y la corriente nominal del módulo la proporciona el fabricante en la hoja de datos (ver anexo N° 2).

$$Mod_{\text{paralelo}} = \text{REDONDEAR HACIA ARRIBA} \left\{ \frac{I_{\text{diseño}}}{K_I \cdot I_{\text{nom mod}}} \right\} \quad (21)$$

Para:

$$I_{\text{diseño}} = 51,82 \text{ A}$$

$$K_I = 0,9$$

$$I_{\text{nom mod}} = 7,61 \text{ A}$$

$$Mod_{\text{paralelo}} = \frac{51,82}{0,9 \cdot 7,61} = 7,6$$

$$Mod_{\text{paralelo}} = 8$$

##### 4.7.2 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos conectados en serie

Estos se calculan mediante la ecuación 22. El voltaje de los módulos se tomó de la hoja de datos proporcionada por el fabricante (ver anexo N° 2).

$$Mod_{serie} = REDONDEAR HACIA ARRIBA \left\{ \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_{mod}} \right\} \quad (22)$$

Para:

$$V_{m\acute{a}x} = 27,48 V$$

$V_{mod} = 31,67 V$  (Este valor corresponde a la máxima tensión del módulo ajustada para una temperatura de 35°C)

$$Mod_{serie} = \frac{27,48}{31,67} = 0,87$$

$$Mod_{serie} = 1$$

#### 4.7.3 Cálculo del número total de módulos fotovoltaicos

El número total de módulos se calcula según la ecuación 23 y los módulos en serie y paralelo obtenidos a partir de las ecuaciones 21 y 22.

$$N_{m\acute{o}dulos} = Mod_{paralelo} \cdot Mod_{serie} \quad (23)$$

Para:

$$Mod_{paralelo} = 8$$

$$Mod_{serie} = 1$$

$$N_{m\acute{o}dulos} = 8 \cdot 1 = 8$$

En la figura 24 se muestra un diagrama de conexión de los 8 módulos.

#### 4.8 Cálculo de los valores de corriente y tensión nominales del arreglo fotovoltaico

Los valores de corriente y tensión nominales y máximos de todo el arreglo fotovoltaico se calculan según las ecuaciones 24 a la 27.

$$I_{nom\ arreglo} = Mod_{paralelo} \cdot I_{nom\ mod} \quad (24)$$

Para:

$$Mod_{paralelo} = 8$$

$$I_{nom\ mod} = 7,61\ A$$

$$I_{nom\ arreglo} = 8 \cdot 7,61 = 60,88\ A$$

$$I_{sc\ arreglo} = Mod_{paralelo} \cdot I_{sc\ mod} \quad (25)$$

Para:

$$Mod_{paralelo} = 8$$

$$I_{sc\ mod} = 8,21\ A$$

$$I_{sc\ arreglo} = 8 \cdot 8,21 = 65,68\ A$$

$$V_{arreglo} = Mod_{serie} \cdot V_{nom\ mod} \quad (26)$$

Para:

$$Mod_{serie} = 1$$

$$V_{nom\ mod} = 26,3\ V$$

$$V_{arreglo} = 1 \cdot 26,3 \text{ V}$$

$$V_{oc\ arreglo} = Mod_{serie} \cdot V_{oc\ mod} \quad (27)$$

Para:

$$Mod_{serie} = 1$$

$$V_{oc\ mod} = 32,9 \text{ V}$$

$$V_{oc\ arreglo} = 1 \cdot 32,9 = 32,9 \text{ V}$$

#### 4.9 Cálculo del número de controladores de carga en paralelo

El número de controladores de carga se determina según la ecuación 24. Se decidió trabajar con el controlador *TriStar-45 (TS-45)* de **Morningstar** debido a las buenas prestaciones que el mismo ofrece. No se pudo trabajar con un solo controlador debido a que el modelo que este fabricante ofrece que tiene la mayor corriente nominal (*TS-60*) no es suficiente para manejar la corriente de los 8 módulos. En el anexo N° 5 se resumen las características más importantes de este controlador de carga.

$$NC_{paralelo} = REDONDEAR HACIA ARRIBA \left\{ \frac{1,25 \cdot I_{sc\ arreglo}}{I_{nom\ controlador}} \right\} \quad (24)$$

Para:

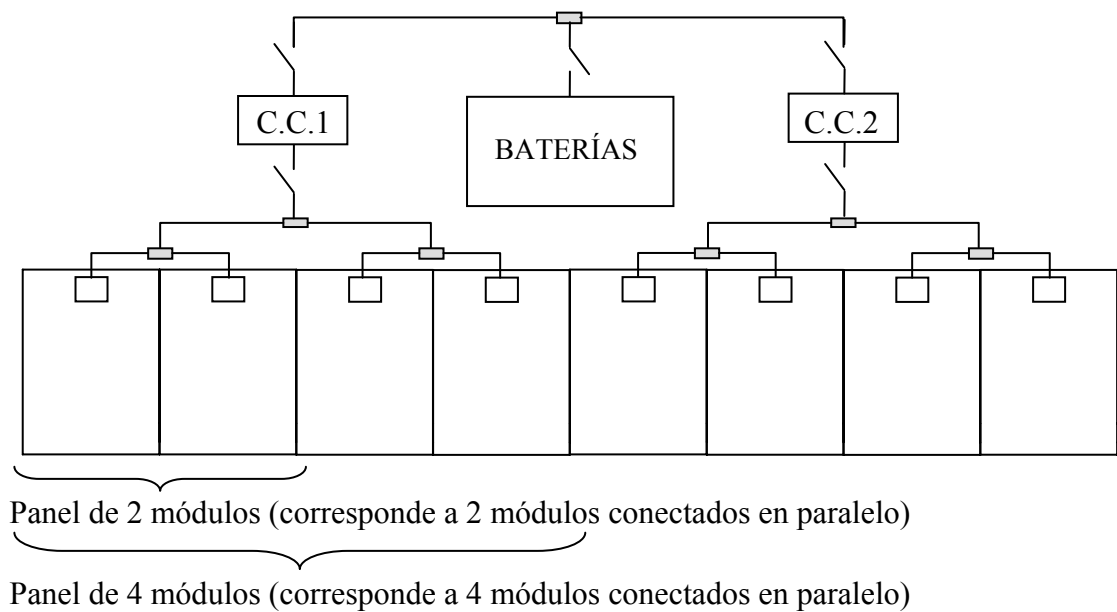
$$I_{sc\ arreglo} = 65,68 \text{ A}$$

$$I_{nom\ controlador} = 45 \text{ A}$$

$$NC_{\text{paralelo}} = \frac{1,25 \cdot 65,68}{45} = 1,82$$

$$NC_{\text{paralelo}} = 2$$

Como son 8 módulos, cada controlador deberá manejar 4, resultando así 2 circuitos. En la siguiente figura se muestra un esquema de conexión de los módulos y de los controladores de carga.



**Figura 24. Diagrama de conexión de los módulos fotovoltaicos, controladores de carga (C.C.) y banco de baterías**

#### 4.10 Cálculo de la potencia requerida del inversor

La potencia requerida del inversor (potencia que este debe ser capaz de manejar) se calcula según la ecuación 25. El factor de coincidencia es 1 debido a que la carga que se conectará al inversor es solo el motor de inducción. La eficiencia del inversor es un dato que proporciona el fabricante (Ver Anexo N° 6).

$$P_{inversor} = \frac{P_{carga} \cdot FC}{\eta_{inv}} \quad (25)$$

Para:

$$S_{carga} = 2.064 \text{ VA}$$

$$FC = 1$$

$$\eta_{inv} = 0,93 \text{ (Ver anexo 6)}$$

$$P_{inversor} = \frac{2.064 \cdot 1}{0,93} = 2.219,4 \text{ VA}$$

Una vez determinada la potencia requerida del inversor, se procedió a seleccionar uno que cumpliera con estos requisitos mínimos de potencia y que tuviera una forma de onda senoidal, debido a la carga a ser alimentada por el mismo y a que se requiere que la salida del inversor se pueda conectar a la red eléctrica. Entre las opciones que hay en el mercado se decidió trabajar con el inversor XW4024-120/240-60 de la marca **Xantrex**, ya que este tiene una potencia nominal de 4000 W y es capaz de proporcionar la corriente de arranque exigida por el motor. Adicionalmente, este es un inversor híbrido que permite conectarse a la red eléctrica, lo cual era uno de los requerimientos del sistema. En el anexo N° 6 se resumen las características más relevantes de este inversor.

Es importante señalar que este sistema fue diseñado de acuerdo a los criterios de diseño de un sistema autónomo; sin embargo, el inversor permite inyectarle a la red eléctrica el exceso de energía que se produzca en cierto momento, siempre que el banco de baterías esté completamente cargado; de modo contrario, es decir, si las baterías están descargadas y el inversor está conectado a la red, el tomará energía de esta para cargar las baterías. Por esta razón es que se dice que el sistema es interactivo.

## 4.11 Cálculo del cableado del sistema y dispositivos contra sobrecorrientes

### 4.11.1 Cableado de los módulos

Los 8 módulos que conforman este arreglo se van a distribuir en 4 paneles de 2 módulos conectados en paralelo y cada controlador manejará la corriente de 4 módulos fotovoltaicos conectados en paralelo (panel de 4 módulos. Ver figura 23). Dicha conexión se realizará en una caja de conexiones diseñada para este fin (Ver Anexo N° 3). La corriente de los 8 módulos se llevará hasta los controladores de carga ubicados en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas mediante el uso de 4 conductores bajo tubo.

#### 4.11.1.1 Paneles de 2 módulos

La corriente de cortocircuito corregida se calcula según la ecuación 30. La corriente de cortocircuito del módulo es un dato que proporciona el fabricante (Ver anexo N° 2).

$$I_{sc \text{ corregida}} = 1,25 \cdot I_{sc \text{ mód paralelo}} \quad (30)$$

Para:

$$I_{sc \text{ mód paralelo}} = 2 \cdot 8,21 = 16,42 \text{ A}$$

$$I_{sc \text{ corregida}} = 1,25 \cdot 16,42 = 20,53 \text{ A}$$

$$A_{mp. \text{ req. cables}} \geq 1,25 \cdot I_{sc \text{ corregida}} \quad (31)$$

Para:

$$I_{sc \text{ corregida}} = 20,53 \text{ A}$$

$$A_{mp. req. cables} \geq 1,25 \cdot 20,53 A$$

$$A_{mp. req. cables} \geq 25,66 A$$

La ampacidad sin corregir de los conductores que conectan los 2 módulos debe ser 25,66 A. Según la Tabla 310.16 del C.E.N., la capacidad del cable USE-2, calibre 10 AWG con aislamiento de 90°C a una temperatura ambiente de 30°C es de 40 A. A este valor hay que aplicarle los factores de corrección por temperatura (0,87) y por número de conductores en el tubo (0,8), quedando de la siguiente manera:

$$A_{mp. corregida} = 40 \cdot 0,8 \cdot 0,87 = 27,84 A$$

Este valor es mayor que la ampacidad requerida, por lo que se utilizará este calibre de conductor (10 AWG) para realizar las conexiones de los módulos. Se escogió este tipo de conductor (USE-2) tomando en cuenta las recomendaciones del Estándar 1374-1998 de la IEEE (Sección 5.1.1). Como el tramo que une los conductores a la caja de conexión donde estos se conectarán en paralelo es corto (esta caja de conexiones estará ubicada justo al lado de los 8 módulos. Ver anexo 3), no se hará cálculo de caída de tensión para este conductor.

#### 4.11.1.2 Paneles de 4 módulos

A continuación se presentan los cálculos para el dimensionamiento del cable que recoge la corriente de un grupo de 4 módulos y la lleva hasta uno de los controladores de carga, según la ecuación 30.

$$I_{sc corregida} = 1,25 \cdot I_{sc mód paralelo} \tag{30}$$

Para:

$$I_{sc mód paralelo} = 4 \cdot 8,21 = 32,84 A$$

$$I_{sc \text{ corregida}} = 1,25 \cdot 32,84 = 41,05 \text{ A}$$

$$A_{mp. \text{ req. cables}} \geq 1,25 \cdot I_{sc \text{ corregida}} \quad (31)$$

Para:

$$I_{sc \text{ corregida}} = 41,05 \text{ A}$$

$$A_{mp. \text{ req. cables}} \geq 1,25 \cdot 41,05 \text{ A}$$

$$A_{mp. \text{ req. cables}} \geq 51,31 \text{ A}$$

La ampacidad sin corregir de los conductores que transportan la corriente de los 4 módulos debe ser 51,31 A. Según la Tabla 310.16 del C.E.N., la capacidad del cable USE-2, calibre 6 AWG con aislamiento de 90°C a una temperatura ambiente de 30°C es de 75 A. A este valor hay que aplicarle un factor de corrección por número de conductores en el tubo (0,8), quedando de la siguiente manera:

$$A_{mp. \text{ corregida}} = 75 \cdot 0,8 = 60 \text{ A}$$

Este valor es mayor a la ampacidad requerida; sin embargo, debido a que el recorrido del cable es de 20 m aproximadamente (desde el techo del Edificio de Eléctrica hasta los controladores de carga ubicados en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas. Ver anexo 3), se debe verificar que la caída de tensión no sea mayor a 2V (se escogió este valor de caída de tensión para garantizar que las baterías puedan ser cargadas a la tensión recomendada por el fabricante). Para ello se utilizará la ecuación 38.

$$\phi_{cond} = \frac{0,036 \cdot l \cdot i}{\Delta V} \quad (38)$$

Para:

$$l = 20 \text{ m}$$

$$i = 41,05 \text{ A}$$

$$\Delta V = 2 \text{ V}$$

$$\phi_{cond} = \frac{0,036 \cdot 20 \cdot 41,05}{2} = 14,78 \text{ mm}^2$$

La sección transversal del conductor calibre 4 AWG es de  $21,2 \text{ mm}^2$ , la cual es superior a la sección requerida; por lo tanto se utilizará este conductor en lugar del cable calibre 6 AWG (ya que la sección de este conductor es de  $13,3 \text{ mm}^2$ ). Este mismo conductor llevará la corriente de los controladores de carga hasta las baterías.

#### **4.11.2 Dispositivos de sobrecorriente asociados a los módulos y controladores de carga**

Para cada panel de 2 módulos se utilizarán fusibles extraíbles, los cuales serán instalados en la caja de conexiones que estará ubicada en el techo de la Escuela (Ver Anexo N° 3). La capacidad de corriente de estos fusibles se calcula de acuerdo a la ecuación 32:

$$A_{mp. req. SC} \geq I_{sc \text{ corregida}} \quad (32)$$

Para:

$$I_{sc \text{ corregida}} = 20,53 \text{ A}$$

$$A_{mp. req. SC} \geq 20,53 \text{ A}$$

Se usarán fusibles de 25 A por ser este el régimen de corriente normalizado inmediatamente superior.

En el centro de potencia fotovoltaico que estará ubicado en el Laboratorio de Máquinas (ver Anexo N° 3) se instalarán breakers tanto a la salida como a la entrada de los controladores de carga. Estos breakers actúan al mismo tiempo como elementos limitadores de corriente y como medios de desconexión. De acuerdo a la ecuación 32 la capacidad de los mismos debe ser:

$$A_{mp. req. SC} \geq I_{sc\ corregida} \quad (32)$$

Para:

$$I_{sc\ corregida} = 41,05\text{ A}$$

$$A_{mp. req. SC} \geq 41,05\text{ A}$$

Se deben usar breakers de 45 A por ser este el régimen de corriente normalizado inmediatamente superior. Todos estos elementos de protección deben estar especificados para funcionamiento continuo al 100% de su régimen.

### **4.11.3 Cableado y protecciones del inversor**

#### **4.11.3.1 Cableado y protecciones de la entrada DC del inversor**

De acuerdo a las ecuaciones 33-35 se determina la ampacidad de los cables y dispositivos de sobrecorrientes asociados a la entrada DC del inversor.

$$I_{DC} = \frac{P_{inv}}{V_{mín} \cdot \eta_{inv}} \quad (33)$$

Para:

$$P_{inv} = 4.000 \text{ W}$$

$$V_{min} = 22 \text{ V} \text{ (Ver Anexo N° 6)}$$

$$\eta_{inv} = 0,89 \text{ (Ver Anexo N° 6)}$$

$$I_{DC} = \frac{4.000}{22 \cdot 0,89} = 204,3 \text{ A}$$

$$A_{mp. req. cables} \geq 1,25 \cdot I_{DC} \tag{34}$$

Para:

$$I_{DC} = 204,3 \text{ A}$$

$$A_{mp. req. cables} \geq 1,25 \cdot 204,3$$

$$A_{mp. req. cables} \geq 255,4 \text{ A}$$

$$A_{mp. req. SC} \geq I_{DC} \tag{35}$$

Para:

$$I_{DC} = 204,3 \text{ A}$$

$$A_{mp. req. SC} \geq 204,3 \text{ A}$$

El cálculo del cableado del inversor se realizó suponiendo que el mismo estaría cargado a su capacidad nominal (4000 W). Si bien el motor de inducción solo le exigirá un poco más de la mitad de este valor. Esto es para garantizar que se podrá utilizar toda la capacidad disponible del inversor en caso de que se requiera alimentar

una carga distinta al motor monofásico de inducción. Para realizar la conexión entre el inversor y las baterías se utilizarán 2 conductores tipo USE/RHH/RHW del número 4/0 AWG bajo tubo. La ampacidad de este cable especificada a 90°C de aislamiento es de 260 A. Este tipo de cable se escogió de acuerdo a las recomendaciones hechas en el Estándar 1734-1998 de la IEEE. El mismo es un cable flexible, lo cual facilita su instalación. Este mismo conductor se utilizará para la interconexión de las celdas que componen el banco de baterías, así como para conectar este al centro de potencia fotovoltaico.

Posteriormente se calcula la máxima distancia permitida entre el inversor y las baterías para verificar que la caída de tensión en este tramo no sea mayor a 0,2V. Se usa este valor para que cuando se tenga la tensión mínima en las baterías, la tensión en el inversor no esté por debajo de la tensión mínima de operación. Para ello se utiliza la ecuación 38.

$$\phi_{cond} = \frac{0,036 \cdot l \cdot i}{\Delta V} \quad (38)$$

Despejando de allí la longitud resulta:

$$l = \frac{\phi_{cond} \cdot \Delta V}{0,036 \cdot i} \quad (39)$$

Para:

$$\phi_{cond} = 107,22 \text{ mm}^2 \text{ (Sección transversal del cable 4/0 AWG)}$$

$$i = 204,3 \text{ A}$$

$$\Delta V = 0,2 \text{ V}$$

$$l = \frac{107,22 \cdot 0,2}{0,036 \cdot 204,3} = 2,92 \text{ m}$$

Esta distancia representa la máxima separación permitida entre el inversor y el banco de baterías para evitar que la caída de tensión en este tramo supere los 0,2 V.

Para proteger tanto al conductor como al banco de baterías se utilizará un breaker de 225 A, por ser este el régimen de corriente normalizado inmediatamente superior a la máxima corriente que es capaz de entregar el inversor en régimen continuo. Este breaker debe tener un AIR (Amperes Interrupting Rating) de al menos 16,8 kA debido a las elevadas corrientes de cortocircuito que se pueden generar en el banco de baterías (Ver Anexo N° 4) y debe estar especificado para funcionamiento continuo al 100% de su régimen.

#### 4.11.3.2 Cableado y protecciones de las entradas y salidas AC del inversor

El calibre de los conductores de las entradas y salidas AC del inversor se calcula de acuerdo a la ecuación 36 y a la tabla 310.16 del C.E.N. Los valores de corrientes del inversor fueron tomados del Manual del XW4024, Apéndice A, p.A-2. (Ver anexo 6).

$$A_{mp. req. cables} \geq 1,25 \cdot I_{nom. AC} \quad (36)$$

Para:

$$I_{salida nom.} = 25 A (L-N)$$

$$I_{salida nom.} = 16,7 A (L-L)$$

$$I_{entrada nom.} = 27,5 A (L-N)$$

$$I_{entrada nom.} = 18,3 A (L-L)$$

$$I_{salida corregida} = 1,25 \cdot 25 = 31,25 A (L-N)$$

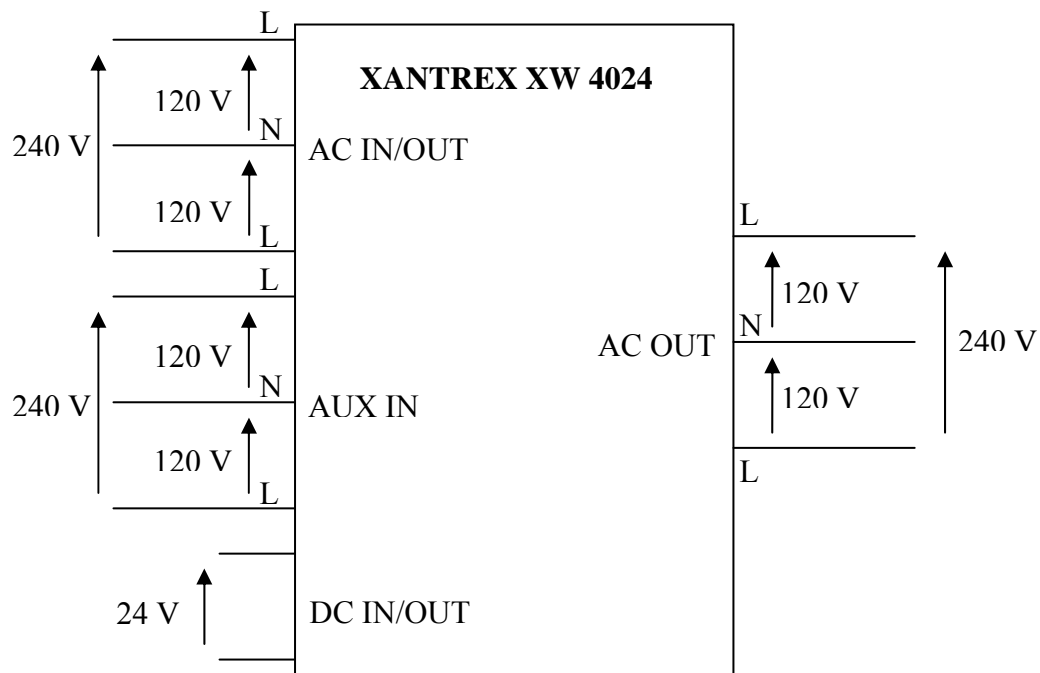
$$I_{salida corregida} = 1,25 \cdot 16,7 = 20,88 A (L-L)$$

$$I_{\text{entrada corregida}} = 1,25 \cdot 27,5 = 34,38 \text{ A (L-N)}$$

$$I_{\text{entrada corregida}} = 1,25 \cdot 18,3 = 22,88 \text{ A (L-L)}$$

Tanto para la entrada como para la salida en AC se usará calibre 10 AWG para las fases y calibre 8 AWG para el conductor del neutro debido a que en este se suman las corrientes de ambas fases. La ampacidad requerida para los elementos de desconexión será de 30 A, ya que este es el valor inmediatamente superior a la máxima corriente de operación. Dichos elementos deben estar especificados para funcionamiento continuo al 100% de su régimen.

En la siguiente figura se muestra un diagrama del inversor:



**Figura 25. Diagrama del inversor Xantrex XW 4024**

En esta figura se observan los diferentes terminales de entrada y salida del inversor y las mismas se describen a continuación:

- La entrada AC IN/OUT es la conexión del inversor con la red eléctrica y la misma puede ser entrada o salida dependiendo de si el inversor está tomando energía de la red para cargar las baterías o si está suministrando energía a la red.
- La entrada DC IN/OUT es la conexión del inversor con el banco de baterías y la misma puede ser entrada o salida dependiendo de si el inversor está tomando energía de las baterías o si está tomando energía de la red para cargar a las baterías.
- La entrada AUX IN es la conexión del inversor con un motogenerador auxiliar para cargar las baterías en caso de que no se encuentren disponibles ni la red ni el arreglo fotovoltaico.
- La salida AC OUT es la conexión del inversor con las cargas AC que el mismo va a alimentar.

#### **4.12 Calibre de los conductores de puesta a tierra del sistema**

La puesta a tierra del sistema se hará a la salida de los reguladores (terminal negativo del banco de baterías). Como el mayor conductor presente en este sistema es de calibre 4/0 AWG, este será el que se utilice para la conexión con el electrodo de tierra.

#### **4.13 Calibre de los conductores de puesta a tierra de los equipos**

**Inversor:** El calibre del conductor de puesta a tierra del inversor debe ser 4 AWG. El calibre de este conductor se determinó en base a la capacidad del dispositivo de sobrecorrientes asociado al inversor (según la Tabla 250.122 del C.E.N.).

**Controlador de Carga:** De acuerdo a las recomendaciones hechas por el Manual del controlador de carga TriStar TS-45 (Manual del TriStar, p. 17) y a la

Tabla 250.122 del C.E.N., el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de este equipo debe ser 10 AWG.

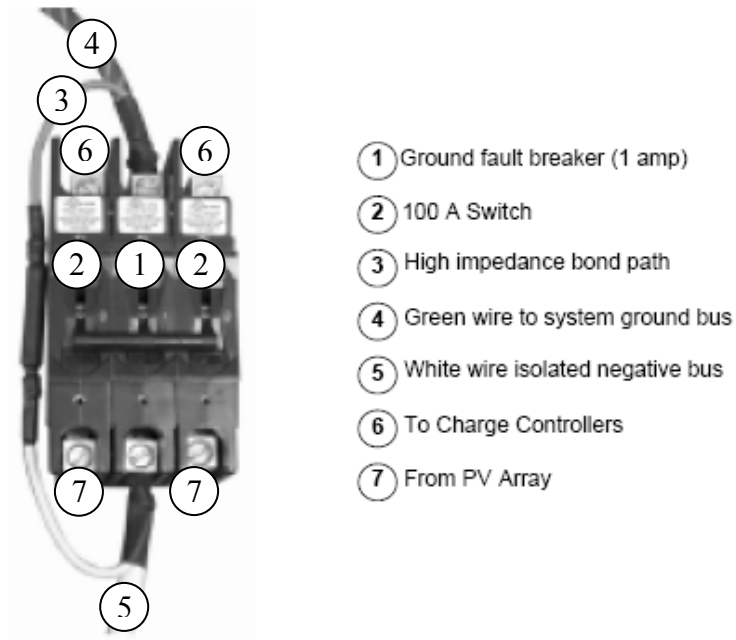
**Módulos Fotovoltaicos:** De acuerdo al Estándar 1374 de IEEE, cada uno de los marcos de los módulos deben ser conectados a tierra utilizando un conductor de calibre no menor a 10 AWG. Estos conductores se conectarán a un único punto en la estructura de soporte de los mismos y de este punto al electrodo de tierra se utilizará conductor calibre 6 AWG (IEEE Std. 1374-1998, p. 60).

El C.E.N. exige que el valor de la resistencia de puesta a tierra no sea mayor a  $25 \Omega$ .

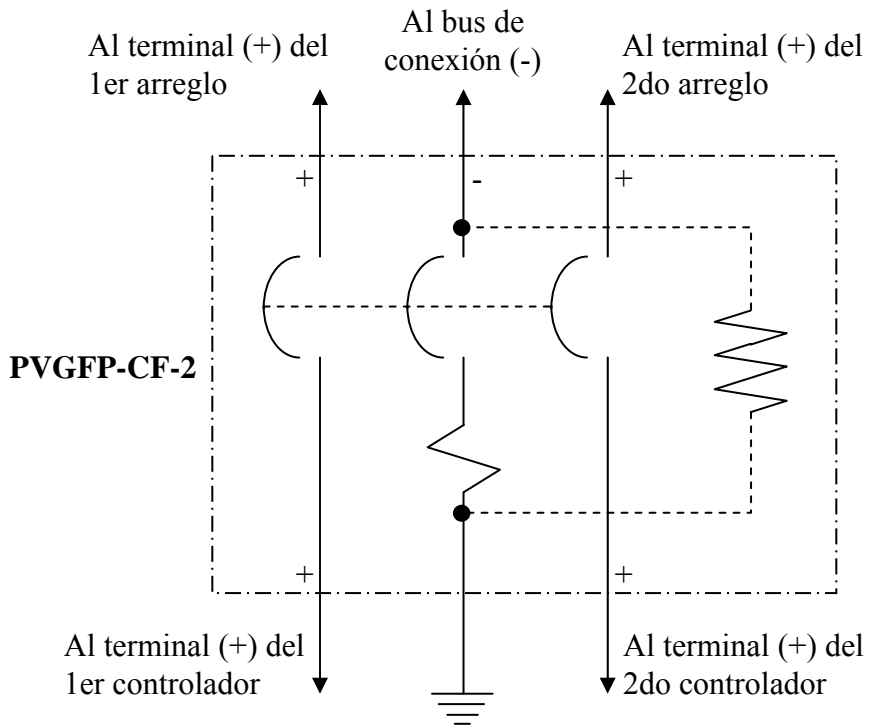
#### **4.14 Protección de falla a tierra**

El C.E.N. en su artículo 690.5 exige que los sistemas fotovoltaicos montados en el tejado de los edificios de las viviendas tengan protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio. También exige que el dispositivo de protección de falla a tierra sea capaz de detectar una falla, interrumpir el flujo de corriente de falla y dar una indicación de que ocurrió la falla.

De las opciones disponibles que hay en el mercado, se decidió trabajar con el dispositivo detector de falla a tierra PVGFP-CF-2 de *Xantrex*, ya que el mismo cumple con todos los requerimientos del C.E.N. y se puede instalar con facilidad en el tablero DC ubicado al lado del inversor. En la figura 27 se muestra un diagrama de conexión de este dispositivo.



**Figura 26. PVGFP-CF-2**



**Figura 27. Diagrama de conexión del PVGFP-CF-2**

## **4.15 Especificación de obras civiles necesarias para la instalación del sistema**

### **4.15.1 Estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos serán soportados por estructuras metálicas fijas ancladas a la superficie de la azotea del edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica. La orientación de los módulos debe ser hacia el Sur debido a que nuestro país se encuentra ubicado en el hemisferio Norte. El ángulo de inclinación de dichas estructuras debe ser de  $15^\circ$  (Manual de instalación de los Módulos Kyocera KC-Series, p. 2. Ver Anexo N° 2). Esto corresponde a la latitud de nuestro país +  $5^\circ$ . Estas estructuras deben ser de un material resistente a la corrosión, como por ejemplo aluminio anodizado o acero inoxidable. De las opciones que existen actualmente en el mercado, se escogió trabajar con los soportes marca Unirac, serie SolarMount, ya que los mismos son de fácil instalación y poseen un modelo de bajo perfil, tal como se muestra en la figura 28.



*Figura 28. Estructuras de soporte de los módulos*

### **4.15.2 Envoltentes de los conductores**

Se utilizará tubería EMT para los tramos que van desde los módulos fotovoltaicos a las cajas de conexiones ubicadas en la azotea del edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica. También se requiere una caja de conexiones ubicada justo sobre la columna hueca. Esta columna se debe perforar para bajar los

conductores por dentro de la misma hasta el Laboratorio de Máquinas Eléctricas. Una vez allí, los conductores llegarán hasta el centro de potencia DC (tablero) mediante el uso de tubería flexible tipo *liquid tight*, ya que la misma es bastante manejable y de fácil instalación, también se utilizarán cajas de paso para realizar el cableado dentro del Laboratorio (Ver Plano de la Escuela. Anexo N° 3).

#### **4.15.3 Ubicación de los equipos**

Las baterías serán instaladas en un armario para evitar que las mismas sean manipuladas por personal no autorizado, debido al riesgo de cortocircuito y a las elevadas corrientes que este generaría. Las dimensiones del mismo vendrán dadas por las dimensiones de cada una de las 16 baterías que componen el banco de baterías. En la figura 29 se muestra un armario típico para contener estas baterías. El mismo es el EC-20 de C & D Technologies, Inc. Este tiene las dimensiones adecuadas para contener las 16 baterías que componen el banco; sin embargo, esta foto viene a ser solo referencial debido a que estos armarios pueden ser fabricados bajo pedido por alguno de los proveedores locales de baterías, lo cual evita tener que importar este componente.



***Figura 29. Armario para las baterías***

El inversor estará ubicado en la pared del fondo del Laboratorio de Máquinas (Ver plano de la Escuela. Anexo N° 3), en el espacio comprendido entre las dos columnas. A la derecha del inversor estará ubicado el centro de potencia fotovoltaico (Tablero) y a la izquierda del mismo estará ubicado el Tablero de distribución de cargas (Ver Anexo N° 3), los controladores de carga se ubicarán justo al lado del centro de potencia fotovoltaico.

#### 4.16 Cómputo de equipos y materiales requeridos

A continuación se presenta un resumen de las características y cantidades de los materiales y equipos requeridos por el sistema solar fotovoltaico del Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Universidad Central de Venezuela. Los data sheets de todos estos equipos se encuentran en los anexos.

**Tabla N° 1. Cómputo de materiales y equipos requeridos**

CANT.	EQUIPO	DESCRIPCIÓN
8	Módulos Fotovoltaicos	<p>Marca: Kyocera            Modelo: KC200GT            Potencia de salida máxima: 200 Wp (+10%/-5%)            Voltaje a potencia máxima: 26,3 V            Corriente a potencia máxima: 7,61 A            Voltaje de Circuito Abierto: 32,9 V            Corriente de cortocircuito: 8,21 A            Tensión máxima del sistema: 600 V  <i>Las especificaciones eléctricas indicadas corresponden a condiciones normalizadas de pruebas: 1 kW/m<sup>2</sup>, masa de aire: 1,5 Temperatura de celda 25°C.</i>            Tipo de celda: Silicio policristalino de alta eficiencia            Número de celdas por módulo: 54</p>
2	Reguladores	<p>Marca: Morningstar            Modelo: Tristar-45            Tensión nominal: 24 VDC            Corriente nominal: 45 A</p>
16	Baterías de Plomo-ácido reguladas por válvula (VRLA)	<p>Marca: Sprinter            Modelo: P6V2030            Voltaje Nominal: 6 V            Capacidad nominal: C<sub>5</sub>=158,5 Ah a una tensión de corte de 1,85 V/C y 25°C.            Placas Planas</p>
1	Inversor	<p>Marca: Xantrex            Modelo: XW4024            Vin: 22-32 VDC            Vout: 120/240 VAC            Frecuencia: 60 Hz            Forma de onda de salida: Onda senoidal            Potencia nominal: 4000 W            Corriente máxima de salida (20 S): 75 Arms (L-N); 35 Arms (L-L)</p>
1	Motor de inducción monofásico	<p>Marca: Leeson            Potencia: 1,5 HP            Voltaje nominal: 115 / 208 - 230 V            Corriente a plena carga: 8,6 A</p>

		Velocidad nominal: 1725 RPM Frecuencia: 60 Hz
1	Centro de potencia fotovoltaico (tablero de distribución)	<p>Marca: Xantrex Modelo: FGA: 865-1015 Este incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 breakers AC bipolares de 30 A, 120/240 VAC, Tipo: QOU, Marca: Square-D</li> <li>• 1 breaker DC monopolar de 225 A</li> <li>• 2 breakers DC monopolares de 45 A.</li> <li>• 2 barras colectoras para conexión a tierra de los equipos</li> <li>• 1 barra colectoras para conexión del neutro</li> <li>• 1 barra colectoras para los terminales negativos</li> <li>• 1 par de cables de batería calibre 4/0 AWG</li> <li>• 1 Dispositivo de protección contra falla a tierra, Tipo: PVGFP-CF-2, Marca: Xantrex. I<sub>max</sub>: 200 A, V<sub>nom</sub>: 24V, V<sub>oc</sub> máx: 125 VDC</li> </ul>
1	Caja de paso	<p>Marca: Xantrex Modelo: FGA: 865-1025</p>
1	Armario para las baterías	<p>Componente de procura local. Dimensiones: (HxWxD) (1,4x0,87x0,6) m El mismo debe tener 4 niveles (4 baterías/nivel)</p>
16	Conectores para módulos fotovoltaicos	<p>Marca: Multi-Contact Serie: Solarline 1 Corriente nominal: 30 A V<sub>máx</sub>: 1000 V Estos 16 conectores se distribuyen de la siguiente manera: 4 MMF, 4 FFM, 4 M y 4 F.</p>
1	Caja de conexión	<p>Modelo: PACS-2 Aislamiento: NEMA 3R Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Protección contra sobretensiones</li> <li>• 4 fusibles extraíbles de 25 A</li> </ul>
1	Tablero de distribución de cargas AC	<p>Este incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 breakers AC bipolares de 20 A, 120/240 VAC, Tipo: QOU, Marca: Square-D</li> <li>• 1 barra colectoras para conexión a tierra</li> <li>• 1 barra colectoras para conexión del neutro</li> </ul>
1	Juego de soportes para módulos fotovoltaicos	<p>Marca: Unirac Modelo: Solarmount Juego de soportes de bajo perfil, incluye herrajes para fijarlos al techo.</p>
-	Tubería eléctrica EMT	
-	Tubería flexible <i>liquid tight</i>	
-	Cable #10 AWG	USE-2 (Para conexión de los módulos)
-	Cable #8 AWG	
-	Cable #4 AWG	
-	Cable #2 AWG	
-	Cable #4/0 AWG	USE (Para conexión del banco de baterías)
-	Terminales para cables 10, 8, 4, 2 y 4/0 AWG	

#### 4.17 Estimación de costos

Una vez realizado el diseño del sistema solar fotovoltaico para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas y habiendo determinado la cantidad de materiales necesarios para su instalación, se muestra a continuación una propuesta económica para la procura de los principales elementos de dicho sistema (no se incluyen costos de cableado y canalizaciones). Es importante señalar que en esta propuesta no se incluyen los costos de instalación y muchos de los precios son proporcionados por los fabricantes de los equipos y no por proveedores locales, por lo cual habría que considerar gastos adicionales por concepto de importación de estos equipos.

**Tabla N° 2. Estimado de costos de los componentes del sistema**

<b>CANT.</b>	<b>EQUIPO</b>	<b>PROV.</b>	<b>COSTO</b>
1	Motor de inducción monofásico	1	570 \$
8	Módulos Fotovoltaicos	2	7.192 \$
2	Controladores de carga	3	338 \$
16	Baterías de Plomo-ácido reguladas por válvula (VRLA)	4	18.605 \$
1	Armario para las baterías	4	2.790 \$
1	Inversor	5	3.250 \$
1	Centro de potencia fotovoltaico	5	1.500 \$
1	Dispositivo de protección contra falla a tierra	3	325 \$
1	Caja de paso (XW conduit-box)	5	175 \$
4	Fusibles de 25 A	3	72 \$
2	Breaker DC monopolares de 45 A	3	58 \$
16	Conectores para módulos fotovoltaicos	3	176 \$
1	Caja de conexión (PACS-2)	3	175 \$
1	Juego de soportes para módulos fotovoltaicos	3	800 \$
		Total	36.026 \$

La siguiente es la lista de los proveedores consultados para realizar el estimado de costos. El número de proveedor corresponde al indicado en la Tabla N° 2:

- 1) Leeson: <<http://www.leeson.com/>> [Consulta: 2008]
- 2) Affordable Solar: <<http://www.affordable-solar.com/>> [Consulta: 2008]
- 3) Europrospect: <<http://www.europrospect.com/>> [Consulta: 2008]
- 4) E.A.S.E.V.,S.A.: <<http://www.energiasolardevenezuela.com/>> [Consulta: 2008]
- 5) AEE Solar: <<http://www.aeesolar.com/>> [Consulta: 2008]

## CONCLUSIONES

En este trabajo se determinó una metodología de diseño para dimensionar un arreglo solar fotovoltaico, basada en las recomendaciones hechas por la IEEE y UL en sus estándares relacionados con este tema, así como en el Código Eléctrico Nacional y los escritos de diversos autores especializados en esta materia. Dicha metodología se puso en práctica para obtener un diseño adecuado a los requerimientos inicialmente planteados para este trabajo.

Si bien no se utilizó ningún software de simulación para realizar el dimensionamiento de este sistema, ni para verificar los resultados obtenidos, cada una de las ecuaciones utilizadas en el diseño está soportada por alguna de las publicaciones anteriormente mencionadas, por lo que se puede asegurar que lo que valida este diseño es que el mismo cumple con todas las exigencias hechas por los organismos especializados en esta materia (IEEE, UL, Código Eléctrico Nacional y Sandia National Laboratories, entre otros).

Cada uno de los fabricantes de los equipos a ser instalados proporcionan información y dan recomendaciones acerca del calibre que deben tener los conductores y los dispositivos de protección contra sobrecorrientes asociados a los mismos; sin embargo, todos estos cálculos fueron realizados en este diseño de acuerdo a la metodología establecida inicialmente.

## RECOMENDACIONES

El inversor instalado permite la conexión al sistema de un motogenerador auxiliar y se puede instalar un sistema automático para el arranque del mismo, lo cual si bien no se incluyó en este sistema, pudiera ser una añadidura interesante para hacer que el sistema sea aún más completo. Adicionalmente se pudiera instalar un sistema automático de monitoreo y control de este sistema, lo cual lo haría bastante atractivo desde el punto de vista didáctico.

Si bien este sistema se diseñó para que los módulos fotovoltaicos sean los cargadores de las baterías, el inversor también se puede utilizar para este fin en caso de que fuera necesario (Por ejemplo, si se requiere una carga rápida de las baterías).

Se recomienda instalar un sensor de temperatura en el banco de baterías a fin de que los controladores de carga puedan ajustar sus valores de tensión máximos y mínimos en función de la temperatura en todo momento. En caso de que se utilice el inversor como cargador, ya este incluye su propio sensor.

Si a este sistema se van a conectar cargas diferentes a aquella para la cual se diseñó, se debe tener en cuenta que la autonomía de las baterías se puede ver modificada, por lo que se recomienda calcular primero la nueva autonomía que las baterías le pueden brindar a la carga, antes de conectar esta.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Sánchez Miño, Santiago. *Energías Renovables. Conceptos y aplicaciones*, Ecuador: WWF-Fundación Natura, 2003, p.21.

[2] *Ibíd.*, p.22.

[3] Perales Benito, Tomás. *Guía del instalador de Energías Renovables*, México: Ed. Limusa, 2006. p. 25.

[4] Alcor Cabrerizo, Enrique. *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Sevilla: España: Promotora General de Estudios S.A. (PROGENSA), 1987. p. XI.

[5] Universidad Nacional Autónoma de México, Departamento de Ingeniería, Control y Robótica [en línea]. <<http://dctrl.fi-b.unam.mx/>> [Consulta: 2007]

[6] Fondonorma 200:2004. Código Eléctrico Nacional, Venezuela: Codelectra, 2004. p.622.

[7] *Ibíd.*, p.621.

[8] Perales Benito, Tomás. *Guía del instalador de Energías Renovables*, México: Ed. Limusa, 2006. p.p 44-45.

[9] *Ibíd.*, p.p 107-110.

[10] S & C Electric Company, [en línea]. <<http://www.sandc.com/>> [Consulta: 2008]

[11] Muñoz Cano, Javier. *Recomendaciones sobre el uso de corriente alterna en la electrificación rural fotovoltaica*, (Tesis).—Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2004, p.41.

[12] Kosow, Irving L. *Máquinas Eléctricas y Transformadores*, México: Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A., 1993, p. 406.

[13] *Ibíd.*, p. 390.

[14] Wiles, John. *Sistemas de Energía Fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional: Prácticas Recomendadas*, Las Cruces, New Mexico: The Photovoltaic Systems Assistance Center, Sandia National Laboratories, 1996. p. 27.

[15] Surface Meteorology and Solar Energy, [en línea]. <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> [Consulta: 2008].

[16] Perales Benito, Tomás. *Guía del instalador de Energías Renovables*, México: Ed. Limusa, 2006. p. 136.

[17] *Ibíd.*

## BIBLIOGRAFÍAS

Alcor Cabrerizo, Enrique. *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Sevilla: España, Promotora General de Estudios S.A. (PROGENSA), 1987.

ANSI/IEEE Std. 928-1986, *IEEE Recommended Criteria for Terrestrial PV Power Systems*, New York, USA, 1986.

ANSI/IEEE Std. 929-2000, *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, New York, USA, 2000.

ANSI/IEEE Std. 1013-2000, *IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems*, New York, USA, 2000.

ANSI/IEEE Std. 1374-1998, *IEEE Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*, New York, USA, 1998.

Astronomía educativa, [en línea]. <<http://www.astromia.com/solar/sol.htm>>  
[Consulta: 2008]

Fondonorma 200:2004. Código Eléctrico Nacional, Venezuela: Codelectra, 2004.

*Installation Manual for the KC-Series Photovoltaic Modules*. Kyocera Corporation.

Kosow, Irving L. *Máquinas Eléctricas y Transformadores*, México: Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A., 1993.

*Manual de baterías de AGM-VRLA*. Exide Technologies. 2005

Millman, Jacob. *Microelectrónica. 6ta. Edición*, Barcelona: España: Editorial Hispano Europea, S.A., 1993.

Muñoz Cano, Javier. *Recomendaciones sobre el uso de corriente alterna en la electrificación rural fotovoltaica*, (Tesis).—Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2004.

Patel, Mukund R. *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press LLC, 1999.

Perales Benito, Tomás. *Guía del instalador de Energías Renovables*, México: Ed. Limusa, 2006.

S & C Electric Company, [en línea]. <<http://www.sandc.com/>> [Consulta: 2008]

Sánchez Miño, Santiago. *Energías Renovables. Conceptos y aplicaciones*, Ecuador: WWF-Fundación Natura, 2003.

Sandia National Laboratories, [en línea]. <<http://photovoltaics.sandia.gov/>> [Consulta: 2008]

*Solar Mount. Sizing Charts*. Unirac Inc. 2008

Surface Meteorology and Solar Energy, [en línea]. <<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>> [Consulta: 2008]

*TriStar Solar System Controller. Installation and Operation Manual.* Morningstar Corporation.

Underwriters Laboratories Std. UL-1703, *Flat-Plate PV Modules and Panels*, USA, 2002.

Universidad Nacional Autónoma de México, Departamento de Ingeniería, Control y Robótica [en línea]. <<http://dctrl.fi-b.unam.mx/>> [Consulta: 2008]

Wiles, John. *Sistemas de Energía Fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional: Prácticas Recomendadas*, Las Cruces, New Mexico: The Photovoltaic Systems Assistance Center, Sandia National Laboratories, 1996.

*XW Power System. Installation Guide.* Xantrex Technology Inc. 2008