



Programa de la asignatura:

Diseño de sistemas fotovoltaicos

U2

Diseño de sistemas
fotovoltaicos autónomos e
interconectados a la red





Índice

Unidad 2. Diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos e interconectados a

la red.....	3
Introducción	4
Competencia específica	6
Propósitos	6
2.1. Requerimientos de diseño	7
2.1.1. Consumo de energía.....	7
2.1.2. Características del sitio de instalación	8
2.2. Dimensionamiento y diseño del sistema autónomo.....	13
2.2.1. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	17
2.2.2. Dimensionamiento del banco de baterías	22
2.2.3. Dimensionamiento del controlador de carga	25
2.2.4. Dimensionamiento del inversor de CD/CA	26
2.3. Sistema de seguridad y conductores eléctrico.....	33
2.3.1. Cálculo de protecciones eléctricas	34
2.3.2. Cálculo de cables eléctricos	41
2.4. Requerimientos de diseño interconectado a la red.....	50
2.4.1. Requerimientos energéticos.....	51
2.4.2. Recurso solar disponible y características del sitio de instalación.....	54
2.5. Dimensionamiento y diseño del sistema FV	59
2.5.1. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	59
2.5.2. Diseño y selección del inversor de CD/CA	62
2.5.3. Diseño del sistema de protecciones	70
2.5.4. Diseño del sistema de cableado.....	72
2.6. Proyecto.....	79
2.6.1. Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red.....	80
Cierre de la unidad.....	87
Fuentes de consulta	88



Unidad 2. Diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos e interconectados a la red



Introducción



Como has visto en el desarrollo de tu carrera, la tecnología fotovoltaica convierte la luz solar en energía eléctrica para ser aprovechada en procesos útiles. La primera parte de esta se enfoca en el estudio y diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos; es decir, sistemas fotovoltaicos que no interactúan con la red eléctrica durante su operación. Los sistemas fotovoltaicos autónomos se diseñan y dimensionan de acuerdo con la aplicación que se desee satisfacer y presentan problemáticas diferentes que dependen de dichas aplicaciones; los diseños autónomos destinados a proveer de energía a usuarios domésticos son especialmente complicados por la variabilidad del consumo, tanto en la cantidad como en el horario de dichos usuarios. Algunas aplicaciones para los sistemas fotovoltaicos autónomos son: luminarias, sistemas de comunicaciones (antenas celulares y microondas), sistemas de señalización, etc.

La segunda parte de la unidad está enfocada en los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica; es decir, a sistemas fotovoltaicos que no sólo proveen de energía eléctrica a la edificación, al equipamiento o a la carga eléctrica a la que están conectados, sino que además interactúan con la red eléctrica (en el caso de México con la red de la Comisión Federal Electricidad CFE). Ésta se puede apoyar de la red eléctrica cuando existe un déficit de energía generada por el sistema fotovoltaico con respecto a la demandada por la carga eléctrica (por las noches, es claro que el total de la carga eléctrica será satisfecha por medio de electricidad tomada de la red); en caso contrario, de existir superávit de la producción del sistema fotovoltaico con respecto a la carga, dicho excedente puede ser inyectado a la red de distribución del operador del sistema eléctrico. Para su operación, este tipo de sistema fotovoltaico no cuenta con baterías por



lo que el procedimiento de diseño e implementación presenta variaciones comparados con los sistemas fotovoltaicos estudiados en la unidad anterior.



Competencia específica



Diseña sistemas fotovoltaicos autónomos e interconectados a la red eléctrica mediante el cálculo de sus diversos componentes y analizando los requerimientos energéticos para determinar sus ventajas.

Propósitos

- Determinar la necesidad eléctrica a satisfacer.
- Dimensionar los componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.
- Diseñar un sistema fotovoltaico autónomo (aislado de la red eléctrica).
- Identificar las ventajas de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica.
- Dimensionar un proyecto fotovoltaico.
- Diseñar un sistema fotovoltaico interconectado a la red.



2.1. Requerimientos de diseño

Es deseable que en el diseño de un sistema fotovoltaico se tome en cuenta que el servicio sobre los kWh debe ser prioritario, porque normalmente el usuario de un sistema de energía no requiere la energía como tal, sino los servicios que usen la energía eléctrica para funcionar. Ante esto, la elección de los electrodomésticos o elementos de consumo es crucial: se puede proporcionar el mismo servicio con menos kWh de consumo con el consecuente ahorro económico.

2.1.1. Consumo de energía

La demanda de energía eléctrica a satisfacer y el área disponible para la implementación de un sistema fotovoltaico son, sin duda, parámetros vitales para su correcto diseño. Para la determinación de los niveles de demanda eléctrica se puede recurrir a diferentes esquemas; entre estos, el principal es realizar un estudio que determine las cargas conectadas en el sistema eléctrico y su periodo de funcionamiento durante el día; es decir, la energía demandada por dichas cargas. Por ejemplo, un foco de 100 W que permanezca encendido tres horas al día demandará una energía de 300 Wh por día. Si se repite este cálculo para cada carga conectada al sistema, es posible estimar la energía total que tendrá que proveer el sistema fotovoltaico autónomo. En este punto, es preciso enfatizar que si se efectúa un acoplamiento directo entre un sistema fotovoltaico y el equipo que usará la energía, dicho equipo operará únicamente cuando haya sol, porque los paneles solares (o módulos fotovoltaicos) no almacenan energía. Si se quiere proveer de energía eléctrica de manera continua a un equipo o sistema, éste se conecta a un banco de baterías para que la energía almacenada pueda ser usada durante la noche o en periodos de nublados; así, en los sistemas fotovoltaicos, las baterías se emplean como un sistema de almacenamiento energético, debido a la diferencia horaria que pueda surgir entre el periodo de generación (durante las horas de sol) y los periodos de consumo cuando el recurso solar no se encuentre disponible.

Las baterías más utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas son las de plomo-ácido (Pb-a), aunque no es extraño encontrar baterías de plomo-calcio (Pb-Ca) y plomo-antimonio (Pb-Sb). Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga, mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y tienen mejores prestaciones para niveles bajos de carga.



2.1.2. Características del sitio de instalación

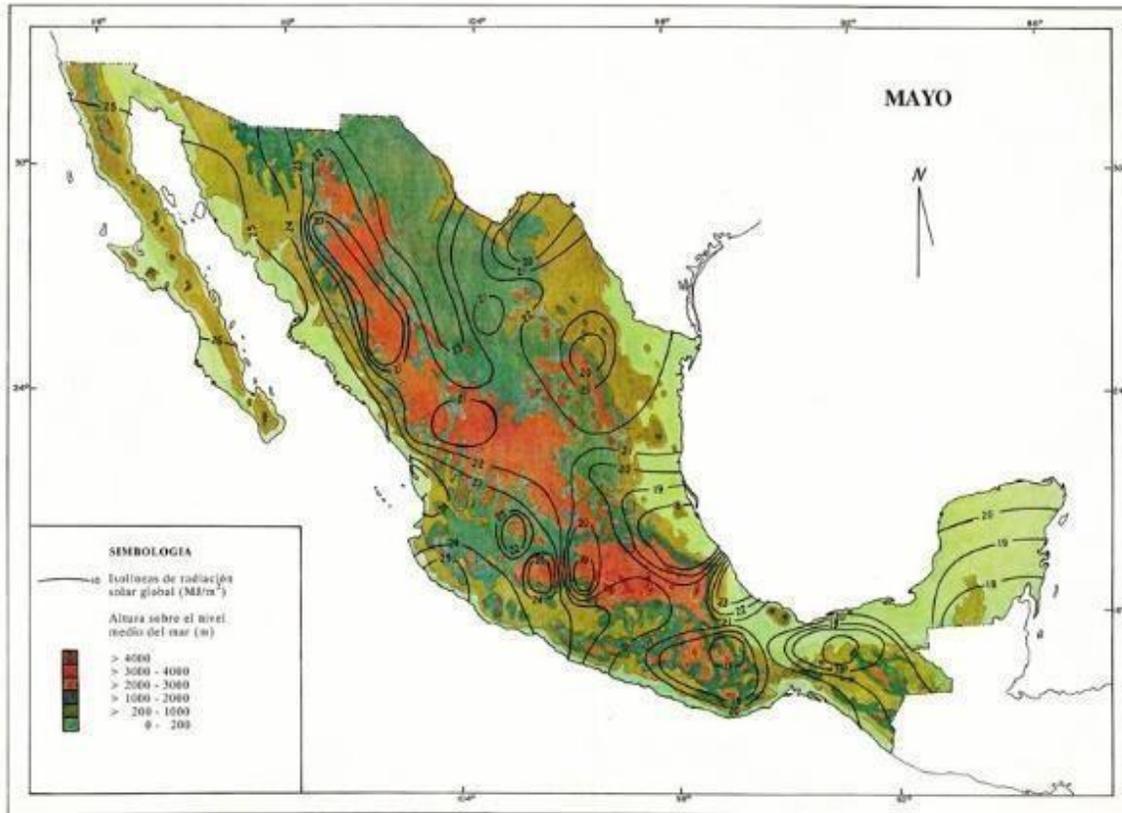
El recurso solar es indispensable para la posible implementación de un sistema fotovoltaico, porque es la fuente que hace funcionar a los sistemas fotovoltaicos, por lo cual a continuación se retoman algunos conceptos básicos sobre energía solar.

La radiación solar es el término usado para describir la energía que el sol envía a la tierra, mientras que la irradiancia es la intensidad de la radiación solar que “golpea” la tierra y se mide al determinar su potencia sobre un área. La unidad de la irradiancia es el watt por metro cuadrado (W/m^2), aunque es frecuente que las cantidades se manejen en kilowatts por metro cuadrado (kW/m^2) (Mayfield, 2010). Es importante notar que la cantidad de radiación solar y la irradiancia en una zona dependen de diversos factores, como la ubicación geográfica, las condiciones de la atmósfera, la temporada del año, etc. Por ejemplo, en un día nublado, es evidente que la radiación solar directa es menor que en un día despejado.

Todos los fabricantes de módulos fotovoltaicos reportan, en las hojas técnicas de los mismos, los valores de tensión y corriente que produce el módulo bajo condiciones estándar de prueba (condiciones STC/*standard test conditions*), donde a la irradiancia le corresponde un valor de $1000 W/m^2$, este valor comúnmente se conoce como “sol pico”.

De esta manera, los módulos fotovoltaicos producen tensión y corriente cuando se colocan bajo la luz del sol. El valor de la corriente depende directamente de la irradiancia a la cual es expuesto el módulo; en cambio, el voltaje se ve marginalmente afectado por los niveles de irradiancia. Por lo anterior, es fácil deducir que conocer el recurso solar, o los valores de irradiancia del lugar donde se planea establecer un proyecto fotovoltaico, es un dato vital para su diseño.

La medición del recurso solar se efectúa por medio de un instrumento denominado pirheliómetro, que tiene un costo que va desde cientos hasta miles de dólares según su precisión. Con reserva de las mediciones realizadas *in situ*, existen registros de la radiación solar existente en México y en el mundo. En las dos figuras siguientes, se muestran los mapas de la radiación solar en la República Mexicana, con ellos es posible obtener una idea clara sobre el recurso solar existente en cada región o localidad del país (dato que se necesitará para el desarrollo de tus posibles proyectos).



Atlas solar mensual para la República Mexicana, mes de mayo.
Tomado de <http://www.geofisica.unam.mx/ors/atlas.php>



Estaciones meteorológicas automáticas para el estado de Oaxaca.
Tomado de <http://smn.cna.gob.mx/emas/>

Para complementar la información proporcionada por el SMN se sugiere tomar en cuenta como fuente de información meteorológica la del Centro de Datos de Ciencias de la Atmósfera de la NASA, a la cual puedes acceder desde el momento de publicación de este documento a través de la dirección web:

<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>. En este sitio se te solicitará la latitud y la longitud del lugar del que se requiera la información; por ejemplo, para la ciudad de Monterrey (latitud 25.67. y longitud -100.3) se despliega la información que se muestra en la figura siguiente, donde también puede apreciarse, en la cuarta columna de la sección inferior, la radiación solar diaria promedio para los diferentes meses del año.



	Unit	Climate data location				
Latitude	°N	25.67				
Longitude	°E	-100.3				
Elevation	m	1082				
Heating design temperature	°C	5.48				
Cooling design temperature	°C	29.74				
Earth temperature amplitude	°C	14.68				
Frost days at site	day	2				

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C
January	12.3	61.3%	3.83	89.8	3.9	13.5
February	14.5	55.4%	4.61	89.7	4.1	16.2
March	17.4	49.3%	5.73	89.5	4.3	19.9
April	20.7	51.1%	5.94	89.3	4.3	23.6
May	22.3	63.9%	6.27	89.3	3.9	24.9
June	22.9	71.1%	6.19	89.4	3.8	25.3
July	23.5	66.3%	6.06	89.6	4.1	26.1
August	23.4	67.2%	5.74	89.6	4.0	26.0
September	21.1	74.5%	5.05	89.6	3.7	23.2
October	18.8	72.5%	4.66	89.7	3.7	20.5
November	15.6	67.3%	4.20	89.8	4.0	16.8
December	12.6	62.8%	3.64	89.8	3.9	13.7
Annual	18.8	63.6%	5.16	89.6	4.0	20.8
Measured at (m)					10.0	0.0

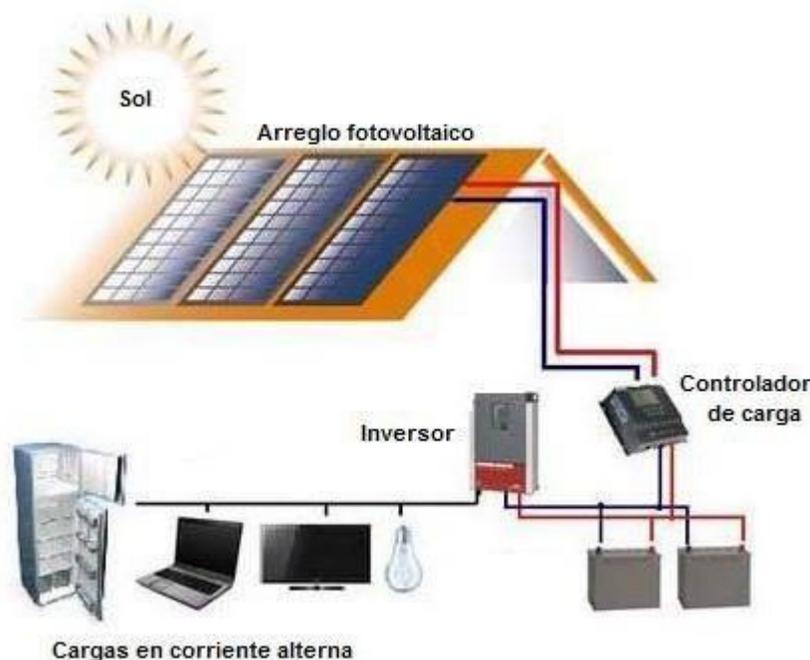
Datos meteorológicos Monterrey, Nuevo León.
Tomada de <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

Así, el recurso solar disponible de algún sitio puede ser conocido a través de diversas herramientas; entre ellas, la mejor es la medición *in situ*. Sin embargo, en la práctica es muy complicado conocerlo, por lo cual se suele recurrir a bases de datos para conocer los parámetros meteorológicos del sitio en cuestión. Ante esto, se sugiere que se utilicen fuentes de información de reconocido prestigio. En los siguientes subtemas se utilizarán las condiciones meteorológicas y geográficas de un sitio para el diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos.



2.2. Dimensionamiento y diseño del sistema autónomo

Los sistemas auto sustentados se utilizan en zonas rurales donde no se cuenta con la red eléctrica ni con la infraestructura necesaria para electrificar dichas zonas. Este tipo de sistemas están conectados a un sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías) a través de un equipo electrónico que controla la carga y descarga de las baterías. Debido a que los equipos eléctricos convencionales funcionan con corriente alterna, se utiliza un equipo capaz de convertir la corriente directa en corriente alterna: el inversor. En la siguiente figura se muestra la estructura típica de este tipo de sistemas (Sánchez, A., 2008).



Sistema fotovoltaico autónomo.
Tomada de <http://www.adriaticpacbc.org/>

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo requiere de una correcta unión entre el arreglo fotovoltaico y el sistema de acumulación para satisfacer las necesidades de consumo de manera fiable y segura.

El dimensionamiento es el procedimiento mediante el cual se determina la potencia pico necesaria para lograr abastecer la demanda eléctrica de las cargas de manera eficiente. Para esto es necesario conocer las eficiencias de todos los elementos que conforman el sistema fotovoltaico. El funcionamiento de estos elementos se ve afectado por factores geográficos y energéticos.



El dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo se realiza con base en los siguientes pasos (Mayfield, 2010):

- **Estimación del consumo:** se debe determinar la energía que consume el usuario. Estos datos deben ser lo más realistas posibles para evitar errores en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- **Datos del sitio de instalación:** es necesario conocer las características de irradiancia, orientación y las características geográficas del lugar donde se instalará el sistema.
- **Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico (AFV):** en este paso se determina la potencia pico fotovoltaico a instalar, la selección del módulo fotovoltaico (MFV), número de MFV necesarios y la configuración de la interconexión del AFV.
- **Dimensionamiento del sistema de acumulación:** se determina la capacidad del banco de baterías que se necesita para abastecer la energía requerida por el usuario cuando no haya generación por parte del AFV.
- **Dimensionamiento del regulador:** se establecen las características del controlador de carga para que sea capaz de proteger a las baterías de sobrecargas y sobre descargas.
- **Dimensionamiento del inversor:** en caso de que las cargas sean en corriente alterna, se utiliza un inversor CD-CA.

Estimación del consumo energético

Cuando se realiza un sistema eléctrico con un sistema de almacenamiento (baterías) es necesario establecer con exactitud las cargas que el cliente quiere energizar y por cuánto tiempo las utilizará. Para ello se debe obtener el consumo promedio diario de los diferentes equipos que se desea alimentar en Amper-hora. Este valor debe ser lo más real posible y constante a lo largo del año, por lo cual se establece un perfil de consumo diario. Este perfil de consumo diario permitirá obtener la potencia a la que debe operar el inversor (Fields, 2011).

Para determinar el perfil de consumo, se puede realizar un listado de los diferentes equipos y aparatos que serán energizados por el sistema fotovoltaico. En la siguiente tabla se muestra un ejemplo del listado de las diferentes cargas de una vivienda y su consumo eléctrico.

Cantidad	Carga	Potencia unitaria (watt)	Tensión (V)	Horas de funcionamiento (horas)	Energía consumida al día (Wh/día)
1	Horno de	1,200	127	1/4	300



		microondas			
1	Refrigerador	250	127	4	1,000
1	Licuada	700	127	1/4	175
4	Lámparas	25	127	5	125
Energía total de consumo					1,600

Tabla. Perfil de consumo de una vivienda.

Tomado de http://www.cfe.gob.mx/casa/4_Informacionalcliente/Paginas/Ahorro-de-Energia.aspx

Con una tabla como la anterior se puede establecer un perfil de consumo considerando que éste es el mismo para los 365 días del año. En este caso, el dimensionamiento del sistema se hace en relación con el consumo promedio diario. Si se tienen equipos que no se utilizan los siete días de la semana, la energía promedio diaria se puede obtener de la siguiente forma (Mayfield, 2010):

$$\text{Energía} = (\text{watt} \times \text{horas de uso} \times \text{días de uso a la semana}) \div 7 \text{ días de la semana}$$

Ejemplo:

En una casa habitación se tienen dos lámparas de 100 watts encendidas durante dos horas, un refrigerador (con un consumo de 575 watts) que funciona las 24 horas y una licuadora de 550 watts que lo hace durante 15 minutos; estas cargas se utilizan los siete días a la semana, además se cuenta con una lavadora de 175 watts por 45 minutos, que se usa tres veces a la semana. ¿Cuál es la energía de consumo promedio diario de dicha casa?

Resolución:

$$\text{Energía de lámpara} = (25 \text{ watts} \times 2 \text{ horas}) = 50 \text{ watts/día}$$

$$\text{Energía refrigerador} = (275 \text{ watts} \times 4 \text{ horas}) = 1,100 \text{ watts/día}$$

$$\text{Energía licuadora} = (350 \text{ watts} \times .25 \text{ horas}) = 87.5 \text{ watts/día}$$

$$\text{Energía lavadora} = (175 \text{ watts} \times 0.75 \text{ horas} \times 3 \text{ días}) \div 7 = 56.25 \text{ watts/día}$$

La energía de consumo promedio diario de la casa habitación es de aproximadamente 1,343.75 Wh/día.

Cuando se realiza el levantamiento del perfil de consumo es posible que sus características energéticas no sean visibles en los aparatos, por lo cual la potencia de consumo se puede obtener a través de mediciones eléctricas o por medio de los valores promedio de consumo de los aparatos. Esta información se puede obtener del fabricante (CFE) o de otra fuente de información confiable.



Cuando el usuario conoce su perfil de consumo mensual se puede obtener el consumo promedio diario. Por ejemplo:

Mes	Energía consumida (kWh)	Energía promedio diario mensual (kWh)
Enero	145	4.67
Febrero	152	5.42
Marzo	149	4.80
Abril	154	5.13
Mayo	160	5.16
Junio	165	5.50
Julio	164	5.29
Agosto	162	5.22
Septiembre	159	5.30
Octubre	155	5.00
Noviembre	157	5.23
Diciembre	150	4.84

Tabla. Perfil de consumo diario de una vivienda

Para el caso anterior, el dimensionamiento del sistema se puede realizar con base en el mes con mayor consumo diario.

Datos del sitio de instalación

Otros factores que influyen en el dimensionamiento del AFV son:

- Ángulo óptimo de inclinación del AFV. Este ángulo de inclinación se puede determinar para obtener la mayor captación de energía solar en el mes en el que se tiene la menor cantidad de recurso solar, en relación con el consumo por mes (Abella, 2005).

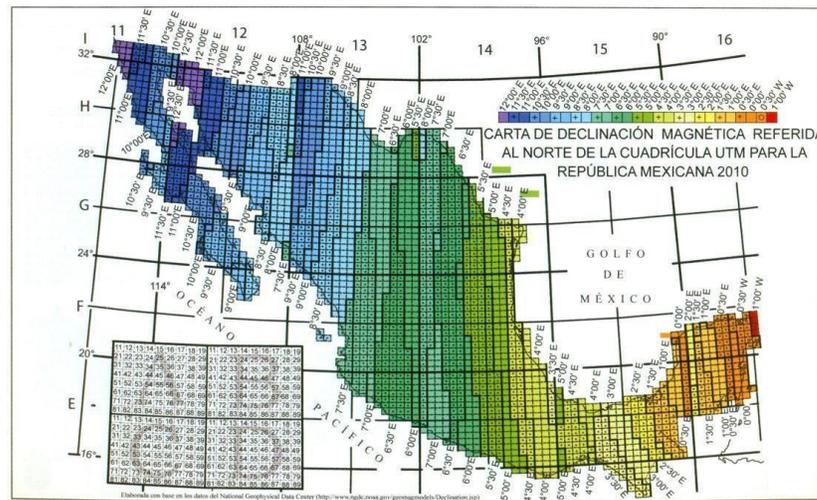
El ángulo de inclinación se determina comúnmente como:

$$\text{Latitud del lugar} + 15^\circ \text{ para invierno}$$



Latitud del lugar – 15° para verano

- Horas solares pico. Una hora solar pico corresponde a 1000 W/m^2 . Es necesario conocer cuántas horas solares pico se tienen en la región donde se instalará el sistema fotovoltaico. Por ejemplo, la irradiancia medida en el D.F. es de $4500 \text{ W/m}^2/\text{día}$, esto se debe a que se tienen 4.5 horas solares pico; es decir, que durante estas horas se tiene una irradiancia de 1000 W/m^2 .
- Orientación del sistema. El sistema fotovoltaico debe estar orientando hacia el sur verdadero. La corrección de la orientación se puede realizar a través de mapas de declinación magnética; en la siguiente imagen se muestra este tipo de mapas.



Carta de declinación magnética.
Tomado de geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/14xDecMagSE.pdf

- Temperatura de operación. Es la temperatura que alcanzarán los módulos fotovoltaicos al estar funcionando, para determinarla es necesario conocer la temperatura ambiente *in-situ*.

2.2.1. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

Una vez que se tiene el consumo energético de las diferentes cargas que se deben alimentar, se debe identificar la tensión nominal a la que estas cargas operan. Se recomienda que todas las cargas operen a la misma tensión nominal V_n . Asimismo, para determinar la estructura del sistema fotovoltaico autónomo, se debe saber si las cargas eléctricas son de corriente directa o corriente alterna (Sánchez J., 2014).



Si los equipos eléctricos están solamente en corriente directa, la tensión nominal del SFV autónomo se puede determinar como:

$$V_{n(\text{sistema})} = V_{n(\text{máximo de la carga})} = V_{n(\text{AFV})} = V_{n(\text{BAT})}$$

Ejemplo:

Se tiene cargas eléctricas a 12V y 24V; para este caso, la tensión del sistema es 24V. Cuando las cargas eléctricas son de corriente alterna, la tensión nominal del sistema está determinada por la tensión del inversor seleccionado; es decir:

$$V_{n(\text{sistema})} = V_{n(\text{inversor})} = V_{n(\text{AFV})} = V_{n(\text{BAT})}$$

Posteriormente, se realiza un balance de energía, donde la generada por el arreglo fotovoltaico es igual a la energía consumida por las cargas y a todos los acondicionadores de energía; esta relación se puede determinar de la siguiente manera:

$$E_G = E_C / \eta_T$$

Donde E_G es la energía generada, E_C es la energía total consumida y η_T es la eficiencia total del sistema, la cual se determina multiplicando la eficiencia de cada uno de los componentes del sistema. Los valores usuales son: eficiencia en las líneas de transmisión (cableado) $\eta_w=97\%$, en los acondicionadores de energía $\eta_{cc}=95\%$, en el inversor $\eta_i=95\%$, en baterías $\eta_B=85\%$ (eficiencia Coulómbica en el acumulador $\eta_{CB} =95-98\%$, en el voltaje de carga $\eta=88\%$).

El dimensionamiento del arreglo fotovoltaico se puede realizar tomando en cuenta dos criterios de diseño: el de Watt-hora (W-h) y el de Amper-hora (A-h).

Criterio de A-h

Este método se recomienda para sistemas fotovoltaicos cuyo voltaje nominal sea menor de 48 V en corriente directa. Para determinar cuántos módulos en serie se necesitan para formar un panel, se tiene que:

$$N_s = V_N(S) / V_{PP}$$

Donde $V_N(S)$ es el voltaje nominal del sistema y V_{PP} es el voltaje nominal del módulo. Para conocer el número de paneles conectados en paralelo se tiene que:

$$M_P = E_C F_S / (H_P I_M \eta_T)$$



En donde E_c debe expresarse en A-h al voltaje nominal del sistema, F_s es el factor de sobredimensionamiento (1.05%) e I_M es la corriente del módulo seleccionado en el punto de máxima potencia bajo STC.

Ejemplo 1:

Se requiere energizar tres lámparas en corriente directa de 25 watts, que consumen una corriente de 1.5 A a una tensión nominal de 12 V. ¿Cuál es la energía de consumo, si dichas lámparas están encendidas durante un periodo de cinco horas? ¿Cuál es la configuración del arreglo fotovoltaico?

Resolución:

Paso 1: cálculo de la energía de consumo

$$E_c = 1.5 \text{ A} \times 5 \text{ horas} = 7.5 \text{ Ah @ 12 V por cada lámpara}$$

La energía total de consumo es:

$$E_c = 7.5 \text{ A} \times 3 = 22.5 \text{ Ah @ 12 V por las 3 lámparas}$$

Paso 2: selección del módulo fotovoltaico

Para este caso es recomendable utilizar un módulo de 36 celdas, ya que están diseñadas para cargar baterías a 12 Volt. Las características eléctricas del módulo seleccionado se muestran en la siguiente tabla.

Modelo	KD140
Potencia máxima	140W
Número de celdas	36
Tolerancia	+7% / -0%
Tensión máxima del sistema	600V
Tensión en el punto de máxima potencia	17.7V
Corriente en el punto de máxima potencia	7.91A
Tensión de circuito abierto	22.1V
Corriente de corto circuito	8.68A
Capacidad del fusible	15A



en serie	
Largo	59.1"
Ancho	26.3"
Espesor	1.8"
Peso	28.4 lbs

Tabla. Características eléctricas del módulo Kyocera KD140.
Tomado de la hoja de especificaciones del módulo.

Paso 3: módulos en serie

$$N_s = \frac{12 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 1 \text{ módulo en serie}$$

Paso 4: paneles en paralelo

Considerando una eficiencia total de 81% y un recurso solar de 4.5 Hp:

$$M_P = \frac{E_C F_s}{H_P I_M \eta_T} = \frac{22.5 \text{ Ah} \times 1.05}{4.5 \times 7.91 \times 0.81} = \frac{23.625}{28.83195} = 0.82 = 1 \text{ panel en paralelo}$$

Por lo tanto, la potencia del arreglo fotovoltaico que se requiere instalar para energizar dicha carga es de 140 watts, con una configuración de 1 S x 1 P.

Criterio de W-hr

Se utiliza cuando no se conoce la corriente total de consumo de las cargas. Por lo tanto, la potencia del arreglo fotovoltaico (P_{AFV}) será determinada como (Mayfield, 2010):

$$P_{AFV} = E_C / H_P R_M$$

$$[P_{AFV}] = \text{Watt} - \text{pico}$$

Donde η_T es la eficiencia total del sistema, R_M es el rendimiento del módulo, que bajo las condiciones NOCT (*Nominal Operating Cell Temperatura*) se toma el valor de 85% para sistemas donde no se cuente con baterías. El número de módulos que se necesita se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$N_T = \frac{P_{AFV}}{P_P}$$



Donde P_p es la potencia pico del módulo seleccionado. Del total de módulos obtenidos se calcula el número de módulos en serie y en paralelo para configurar el sistema de acuerdo con el voltaje nominal de operación.

$$N_s = V_N / V_{PP}$$

$$M_p = N_T / N_s$$

Ejemplo 2:

Se requiere alimentar una carga eléctrica, cuyo consumo es de 2.5 kWh/día, a una tensión nominal de 24 V. ¿Cuál es la potencia del arreglo fotovoltaico y la configuración del mismo? El sitio donde se instalará el arreglo cuenta con un recurso solar de 4,500 Wh/día, la eficiencia del sistema es de 81% y el rendimiento térmico del módulo es 86%. Paso 1: cálculo de la potencia fotovoltaica a instalar.

$$P_{AFV} = \frac{2,500 \text{ Wh}}{4.5 \text{ Hp} \times 0.86} = \frac{2,500}{3.87} = 646 \text{ watts}$$

Paso 2: número de módulos a utilizar con base en el módulo seleccionado previamente.

En este caso, se usa el módulo Kyocera KD140, cuyas características eléctricas se presentaron en la tabla anterior (ver ejemplo anterior).

$$N_T = \frac{646 \text{ W}}{140 \text{ W}} = 4.61$$

En este caso, el número de módulos que se necesita no es un número entero; por esto, el diseñador debe determinar si utiliza cuatro o cinco módulos. Para este caso se consideran cinco módulos.

Paso 3: módulos en serie

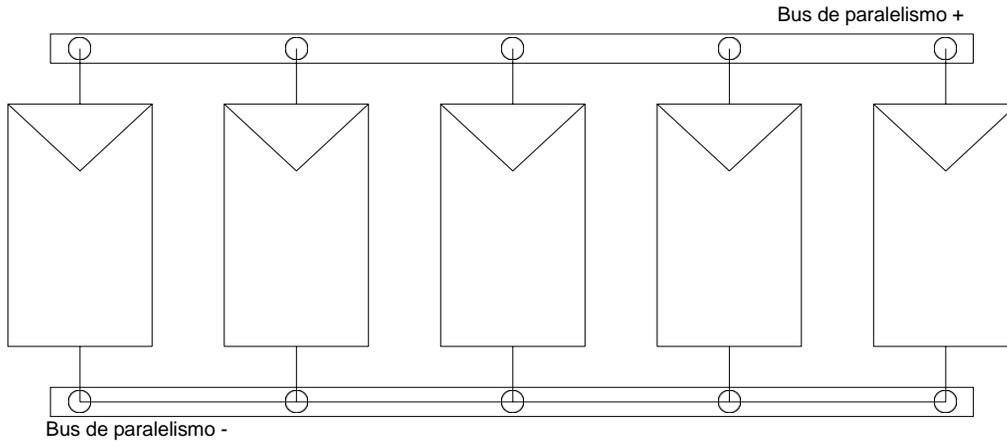
$$N_s = \frac{24 \text{ V}}{17.7 \text{ V}} = 1.35 = 1 \text{ módulos en serie}$$

Paso 4: módulos en paralelo

$$M_p = 5 / 1 = 5 \text{ paneles en paralelo}$$



La configuración del AFV es 1S x 3P; la potencia pico a instalar es de 700 watts. La conexión en paralelo de los paneles se debe hacer por medio de un bus de paralelismo. Se tiene un bus de paralelismo para las terminales positivas y uno para las terminales negativas. En la siguiente figura se muestra la correcta conexión del arreglo fotovoltaico.



En este tema se visualizó el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico, dependiendo de la carga eléctrica a satisfacer; más adelante se presenta el cálculo de los demás componentes (y la interacción entre los mismos) de un sistema FV autónomo.

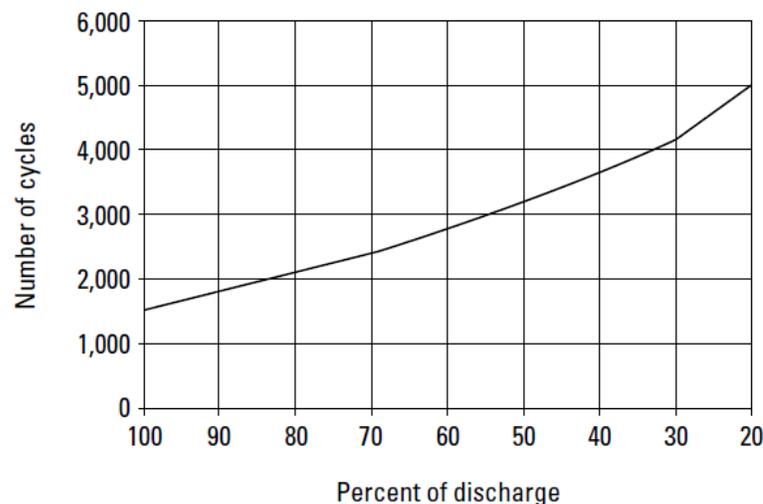
2.2.2. Dimensionamiento del banco de baterías

Como se mencionó anteriormente, en los sistemas fotovoltaicos autónomos se requiere un sistema de almacenamiento que proporcione la energía requerida por el usuario en el momento en que él lo requiera y en el que no se cuente con otra fuente de energía (ya sea que no exista generación por parte del AFV, no se cuente con acceso a la red eléctrica o con otra fuente de energía, como los motogeneradores). El banco de baterías debe ser capaz de proporcionar la energía requerida por el usuario de manera constante, confiable y segura.

Para ello, los parámetros que se consideran en el momento de dimensionar un sistema de almacenamiento con baterías son: consumo diario, número de días de autonomía, profundidad de descarga de la batería, la tensión del sistema y la eficiencia del inversor, en caso de que se requiera este acondicionador de energía (Mayfield, 2010).



- **Días de autonomía:** es el número de días que se espera que el banco de baterías proporcione la energía necesaria sin necesidad de ser cargadas por el AFV u otra fuente. Este número debe ser proporcionado por el usuario para su propia satisfacción; sin embargo, como diseñador e instalador puedes sugerir los días necesarios de autonomía, basándote en las características climatológicas del lugar. Para ello, es necesario conocer el número de días nublados consecutivos y la frecuencia de lluvia, entre otros factores.
- **Eficiencia del inversor:** cuando se cuenta con cargas en corriente alterna se requiere de un convertidor de corriente directa a corriente alterna. Esto está asociado con pérdidas por conversión de CD a CA, por lo que es recomendable que el inversor tenga una eficiencia alta (mayor al 85%).
- **Profundidad de descarga:** es la cantidad de energía que puede proporcionar el banco de baterías. Mientras menor sea la profundidad de descarga, mayor será el número de ciclos de la batería. Por ejemplo, se considera un bando de baterías de 400 Ah con una profundidad de descarga del 50%. Observando la siguiente gráfica, se obtiene que el número de ciclos de este bando de baterías es de aproximadamente 3200 ciclos.



Número de ciclos de un banco de baterías *versus* porcentaje de descarga. Tomada de Mayfield, 2010.

Para baterías de placa delgada, la profundidad de descarga es del 50%, mientras que para las baterías de placa gruesa la profundidad de descarga es del 80%.

- **Tensión nominal del sistema.** Los voltajes nominales más usados para sistemas con baterías son 12 V, 24 V, 48 V. Estas tensiones corresponden, en gran parte, a las características de entrada de los inversores que existen en el mercado. Recuerda que entre mayor es la tensión, menor será la corriente que deba soportar el cableado; sin embargo, las caídas de tensión pueden ser significativas.



Para entender más a detalle el dimensionamiento del banco de baterías se presenta el siguiente ejemplo.

Ejemplo 3:

Se desea instalar un sistema fotovoltaico autónomo, el consumo de las cargas en corriente alterna es de 5 kWh/día, la eficiencia del inversor seleccionado es del 95%, la eficiencia del controlador es 95%, la eficiencia coulombica de la batería es del 95%, eficiencia del cableado 95%, el consumo de las cargas en corriente directa es de 500 Wh/día, la tensión del sistema es de 24 V, las baterías son de plomo ácido con una profundidad de descarga del 80% de 115 Ah@ 12 V. Debido a las condiciones climatológicas del lugar se establece que se requieren tres días de autonomía. Responde lo que se pide a continuación: ¿cuál es la capacidad del banco de baterías? ¿Cuántas baterías en serie y paralelo se requieren? Realiza un diagrama a bloques del sistema fotovoltaico.

Resolución:

Paso 1: determinación del consumo de energía.

$$\text{Cargas en corriente alterna } E_{C(CA)} = \frac{5,000}{0.81} = 6,172 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Cargas en corriente directa } E_{C(CD)} = 500 \text{ Wh/día}$$

$$E_{C(TOTAL)} = 6,172 \text{ Wh} + 500 \text{ Wh} = 6,672 \text{ Wh/día}$$

La energía que debe proporcionar el banco de baterías al día es 6,672 Wh.

Paso 2: capacidad del banco de baterías

$$C_B = \frac{E_{C(TOTAL)} \times \text{días de autonomía}}{\text{profundidad de descarga} \times V_{n(\text{sistema})} \times F_i} = \frac{(6,672 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}) (3 \text{ días})}{0.8 \times 24 \text{ V} \times 1.35} = 25.92$$

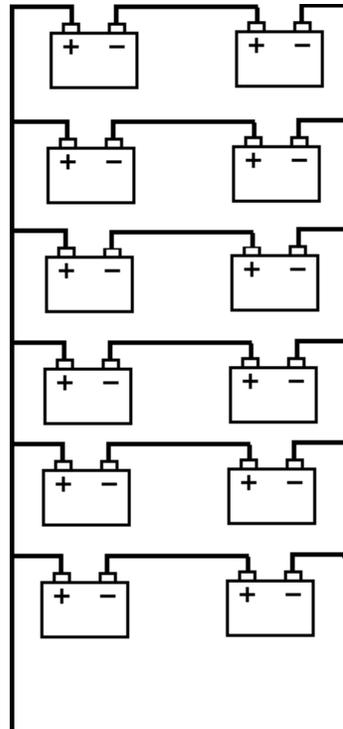
$$C_B = 772 \text{ Ah}$$

Paso 3: baterías en serie y paralelo

$$\text{BAT}_s = \frac{\text{Tensión nominal del sistema}}{\text{Tensión nominal de la batería}} = \frac{24}{12} = 2 \text{ baterías en serie}$$

$$\text{BAT}_p = \frac{C_B}{C_{\text{BAT}}} = \frac{772 \text{ Ah}}{115 \text{ Ah}} = 6.71 \text{ baterías en paralelo}$$

La configuración del banco de baterías es 2S x 7P



Configuración del banco de baterías

Recuerda que el cálculo del banco de baterías es crucial en los sistemas autónomos de energía porque es el único medio de almacenamiento de la energía producida por el arreglo fotovoltaico.

2.2.3. Dimensionamiento del controlador de carga

Los controladores de carga son dispositivos electrónicos, cuya función es proteger a las baterías de posibles sobrecargas y descargas excesivas. Los controladores que se encuentran actualmente en el mercado cuentan con una ventana amplia de tensión, que se puede programar de acuerdo con la tensión del sistema (12 V, 24 V, 48 V); algunos modelos integran sensores de temperatura para compensar el efecto de la temperatura. Para determinar la capacidad del controlador de carga se considera la corriente máxima que puede entregar el AFV multiplicado por un factor de seguridad de 1.25; ésta es la corriente que el controlador debe soportar a su entrada y está dada por la ecuación:

$$I_{in(\text{controlador})} = 1.25 \times I_{sc(\text{módulo})} \times \text{paneles en paralelo}$$

Otra forma de aplicar la ecuación es



$$I_{in(\text{controlador})} = 1.25 \times I_{sc(\text{AFV})}$$

Ejemplo 4:

Considerando el ejemplo dos, determine la capacidad del controlador de cargas.

Modelo	KD140
Potencia máxima	140W
Número de celdas	36
Tolerancia	+7% / -0%
Tensión máxima del sistema	600V
Tensión en el punto de máxima potencia	17.7V
Corriente en el punto de máxima potencia	7.91A
Tensión de circuito abierto	22.1V
Corriente de corto circuito	8.68A
Capacidad del fusible en serie	15A
Largo	59.1"
Ancho	26.3"
Espesor	1.8"
Peso	28.4 lbs

Resolución:

La configuración del AFV es 1S X 5P, por lo tanto, la corriente que debe soportar el controlador de carga es 54.25 A.

$$I_{in(\text{controlador})} = 1.25 \times 8.68 \text{ A} \times 5 = 54.25 \text{ A}$$

En el mercado no se cuenta con un controlador que soporte esta corriente, por lo que se debe elegir el controlador cuya capacidad sea el inmediato superior, en este caso se debe elegir un controlador de 60A @ 24 V, considerando que 24 V es la tensión del sistema.

2.2.4. Dimensionamiento del inversor de CD/CA



Cuando se tienen cargas en la corriente alterna es necesario contar con un dispositivo electrónico que convierta la corriente directa en alterna. Los parámetros que se consideran en el momento de dimensionar y/o seleccionar el inversor son: tensión de entrada, tensión de salida, potencia nominal (de acuerdo con el consumo de las cargas), la frecuencia y la forma de la onda.

- Frecuencia: en México todos los aparatos en corriente alterna funcionan con una frecuencia de 60 Hz, ya que es la frecuencia que proporciona CFE; por esta razón, se debe asegurar que tanto las cargas como el inversor estén en esta frecuencia.
- Forma de onda: es importante conocer la forma de onda a la que responden los aparatos eléctricos que se desea energizar; por ejemplo, si los aparatos funcionan con una onda senoidal pura y el inversor es de onda cuadrada, los aparatos no funcionarán.
- Tensión de entrada: la tensión de entrada debe ser la misma que la del arreglo fotovoltaico y la del banco de baterías. Esta tensión de entrada se debe considerar en el momento de seleccionar la tensión nominal del sistema.
- Tensión de salida: en el momento de realizar el perfil de consumo se debe anotar la tensión a la que operan los aparatos para así poder elegir el inversor con dicha tensión de salida. En el sector residencial, la tensión que requieren las cargas es, en su mayoría: 127 V /240 Vca; en algunos edificios comerciales pequeños, la tensión es de 120/208 Vca.
- Potencia nominal. Para determinar la potencia del inversor se consideran únicamente las cargas en corriente alterna y se aplica un factor de seguridad del 20% aproximadamente. Por ejemplo, se tiene un consumo eléctrico de 1,000 watts en corriente alterna:

$$P_{\text{inversor}} = 1.20 \times 1,000 \text{ watts} = 1,200 \text{ watts}$$

Es decir, la potencia de nuestro inversor debe ser de 1.2 kW. Cuando se cuenta con aparatos eléctricos con motor, presentan un pico de arranque que demanda una mayor potencia; ante esto, se debe considerar un factor de sobredimensionamiento que contemple los picos de arranque. Algunos aparatos que presentan estos picos son refrigeradores, hornos de microondas, lavadoras, etc.

Ejemplo 5:

El consumo de las cargas es de 3 kW y, en el momento del arranque, una de las cargas consume 500 W. ¿Cuál es la potencia que debe tener el inversor?

Resolución:



Para este caso, el inversor debe ser capaz de entregar 3.5 kW en el momento del arranque de la carga.

Otra forma de determinar la potencia del inversor es considerando factores de cuatro o cinco veces la potencia nominal asignada (Fields, 2011). Por ejemplo, se tiene una carga de 200 watts, la cual genera un pico al arranque ¿Cuál es la potencia del inversor?

$$P_{\text{inversor}} = 1.20 \times 200 \text{ Wat} \times 4 = 960 \text{ Watt}$$

La potencia del inversor debe ser de 1 kW aproximadamente para soportar el arranque de la carga. Sin embargo, en el mercado no se encuentran inversores de 960 W, por lo que se elige el inversor de 1,000 watts.

Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo

Hasta ahora se han dimensionado los diferentes componentes del sistema fotovoltaico autónomo por separado; a continuación, se presenta un ejercicio donde se incluyen todos los procedimientos antes vistos.

Ejercicio 1

Se requiere energizar una casa habitación con un sistema fotovoltaico autónomo. El perfil de consumo y el recurso solar se presentan en las siguientes tablas. La energía de consumo para este ejercicio es la misma durante los 365 días del año.

Considerar las siguientes eficiencias: la eficiencia del cableado es del 97%, la eficiencia del controlador de carga es igual a 98%, la del inversor es del 96% y la eficiencia coulombica de la batería es del 95%. Los días de autonomía que se requieren son tres.

Cantidad	Carga	Potencia unitaria (watt)	Tensión (V)	Horas de funcionamiento (horas)	Energía consumida al día (Wh/día)
1	Horno de microondas	1,200	127	1/4	300
1	Refrigerador	250	127	4	1,000
1	Licuadora	700	127	1/4	175
4	Lámparas	25	127	5	125
1	Pantalla	200	127	5	1,000



LED

Energía total de consumo

2,600

Tabla. Perfil de consumo promedio diario de cargas eléctricas

Mes	Recurso solar Wh/m ²
Enero	4,730
Febrero	5,270
Marzo	5,560
Abril	5,420
Mayo	4,880
Junio	4,250
Julio	3,940
Agosto	4,060
Septiembre	4,630
Octubre	4,700
Noviembre	4,840
Diciembre	4,590

Se utiliza el método de dimensionamiento de mes crítico. Este método se realiza considerando al mes con un menor recurso solar, por eso se encuentra que la potencia pico del arreglo fotovoltaico es:

$$P_{AFV} = \frac{2,600 \text{ Wh}}{3.94 \text{ Hp} \times 0.86} = 767.32 \text{ Watt}$$

Aunado a esto, se debe considerar que el módulo fotovoltaico KC135 es de la compañía Kyocera, cuyos datos se presentan en la siguiente tabla.

Características eléctricas en *STC	
Potencia máxima (Pmax)	87W



Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp)	17.4V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	5.02A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	21.7V
Corriente de corto circuito (Isc)	5.34A
Tensión máxima del sistema	600V
Coeficiente de temperatura de Voc	$-8.21 \times 10^{-2} \text{ V/}^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura de Isc	$2.12 \times 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$
*STC: Irradiancia 1000 W/m^2 , AM1.5 spectrum, temperatura de celda 25°C	
Características eléctricas a 800 W/m^2, *NOCT, AM1.5	
Potencia máxima	92W
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp)	15.5V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	5.94A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	19.9V
Corriente de corto circuito (Isc)	6.47A
*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): 47.9°C	
Número de celdas	36
Características del módulo	
Longitud x ancho x espesor	39.6in x 25.7in x 2.3in
Peso	18.3lbs

Tabla. Características eléctricas del módulo Kyocera KC85T.

Tomada de <http://www.wholesalesolar.com/products.folder/module-folder/kyocera/KC85T.html>

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico se puede determinar la configuración del arreglo fotovoltaico.

$$N_T = 767.32 \text{ W} / 87 \text{ W} = 8.82 \text{ módulos en total}$$

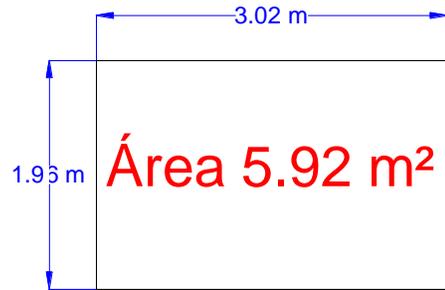
La tensión nominal del sistema se establece en 48 V, considerando que los inversores disponibles en el mercado son de 12 V, 24V o 48 V, y que entre mayor sea la tensión, menor será la corriente que circula por el sistema.

$$N_s = 48 \text{ V} / 17.4 \text{ V} = 2.75 = 3 \text{ módulos en serie}$$

$$M_p = 9 / 3 = 3 \text{ paneles en paralelo}$$

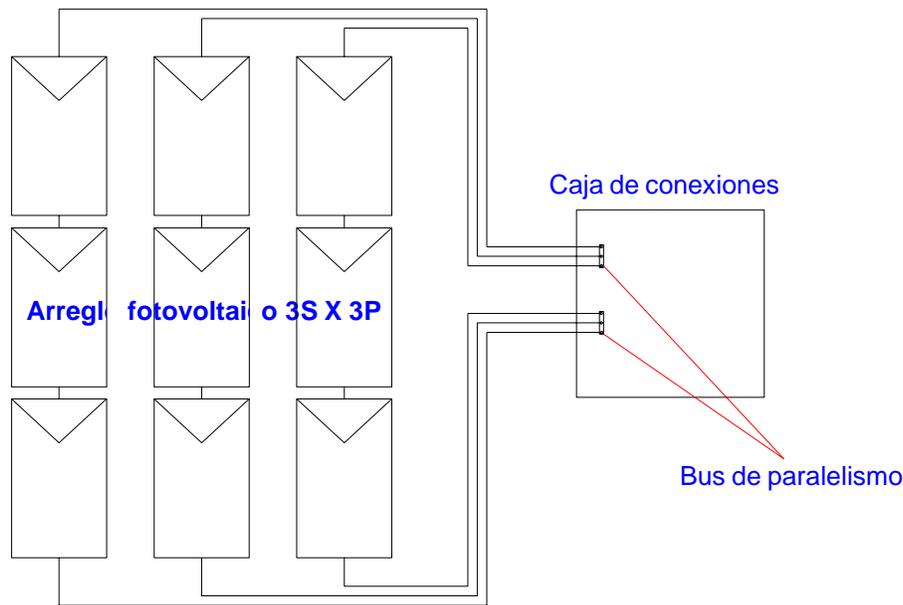


Para este sistema el arreglo fotovoltaico tiene una configuración de 3S x 3P, y el arreglo fotovoltaico requiere de un área de instalación de aproximadamente seis metros cuadrados. Es necesario recordar que se debe dejar un espacio de aproximadamente 3 o 7 mm entre los paneles.



Área requerida para la instalación del arreglo fotovoltaico

La conexión del AFV se muestra en la siguiente figura.



Interconexión de un arreglo fotovoltaico 3S x 3P

Una vez que se tiene el tamaño del arreglo fotovoltaico, se procede a determinar la capacidad del banco de baterías y se considera utilizar baterías de descarga profunda.

$$C_B = \frac{\left(\frac{2,600 \text{ Wh/día}}{0.86}\right) (3 \text{ días})}{48 \text{ V} \times 0.8 \times 1.35} = \frac{9067 \text{ Wh}}{51.84 \text{ V}} = 174.90 \text{ Ah}$$



A continuación, se selecciona una batería disponible en el mercado. La batería elegida para este ejercicio tiene las siguientes características.

Especificaciones técnicas de una batería de ciclo profundo

Tecnología de la batería	AGM Battery
Tensión	12 Volts
Capacidad C/20	104 Ah
Tipo de terminal	M8 aleación de cobre
Dimensiones	305x168x227 mm
Peso	30 Kg.

$$BAT_{serie} = \frac{48 V}{12 V} = 4 \text{ baterías en serie}$$

$$BAT_{paralelo} = \frac{174.90 Ah}{104 Ah} = 1.68 \text{ baterías en paralelo}$$

El banco de baterías tiene una configuración de 4S x 2P, por lo que la capacidad del bando de baterías es 208 Ah @ 48 V.

El controlador de carga debe tener la capacidad para soportar una corriente máxima de entrada de 20.25 A. En el mercado se encuentran controladores de carga con de 20 A @ 48 V, con una eficiencia del 98%.

$$I_{in(\text{controlador})} = 1.25 \times 5.34 \times 3 = 20.025 \text{ A}$$

En caso de que en el mercado no se encuentren los controladores con las especificaciones requeridas se pueden utilizar controladores de carga con una menor capacidad y conectarlos en paralelo si la configuración del sistema lo permite.

Por último se determina la potencia del inversor. Para este ejercicio se considera que la energía requerida para el arranque de los motores ya está incluida en el consumo promedio diario determinado en el perfil de consumo.

$$P_{inversor} = 1.2 \times 2,600 \text{ watts} = 3,120 \text{ watts}$$

Por lo tanto, el inversor debe tener una potencia de 3.2 kW aproximadamente, con una tensión de salida de 127 V, una frecuencia de 60 Hz y con una forma de onda senoidal pura.



En este tema se mostró la relación que existe entre los diversos componentes de un sistema fotovoltaico autónomo y el diseño de este como un todo; es decir, el cálculo, el dimensionamiento de los módulos FV y los demás componentes de un sistema fotovoltaico autónomo. A continuación, se visualizará el enlace entre los componentes mencionados, el cableado del sistema fotovoltaico y los sistemas de seguridad.

2.3. Sistema de seguridad y conductores eléctrico

Los sistemas fotovoltaicos, al igual que cualquier otro sistema de generación de energía eléctrica, están regidos por normas eléctricas para garantizar la seguridad, el almacenamiento, la transportación y el consumo de la electricidad. En el ámbito internacional para sistemas fotovoltaicos, se cuenta con el artículo 690 del Código Eléctrico Nacional (NEC) que fue establecido en el año de 1897 (Wiles, 2011). Actualmente, en México, se cuenta con la Norma mexicana NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (utilización).

Hoy en día, muchos de los sistemas fotovoltaicos que se encuentran instalados no están regulados con la normatividad, lo que ha generado la mala reputación de la energía solar fotovoltaica (debido a las fallas que presentan estos sistemas). Algunos de los factores que contribuyen a un mal diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos son:

- La industria fotovoltaica a nivel nacional e internacional presentó un crecimiento que ha generado un gran número de instaladores (pseudoinstaladores) que no son conscientes de los peligros asociados con la baja y alta tensión de la corriente directa y la corriente alterna de los sistemas de energía eléctrica.
- Actualmente un gran número de ingenieros eléctricos, electricistas, inspectores, etc., no han tenido una experiencia significativa con la corriente directa, por lo cual desconocen las normas que rigen estos sistemas.
- Hasta hace unos años la industria eléctrica (fabricantes de equipos eléctricos) no hacía publicidad ni una distribución amplia sobre los dispositivos eléctricos especiales para uso en corriente directa. En México, actualmente los equipos de corriente eléctrica son distribuidos por empresas dedicadas a la energía solar fotovoltaica o directamente con algunos fabricantes que se encuentran en el país como ABB, EATON, BURNDY y SCHNEIDER ELECTRIC.

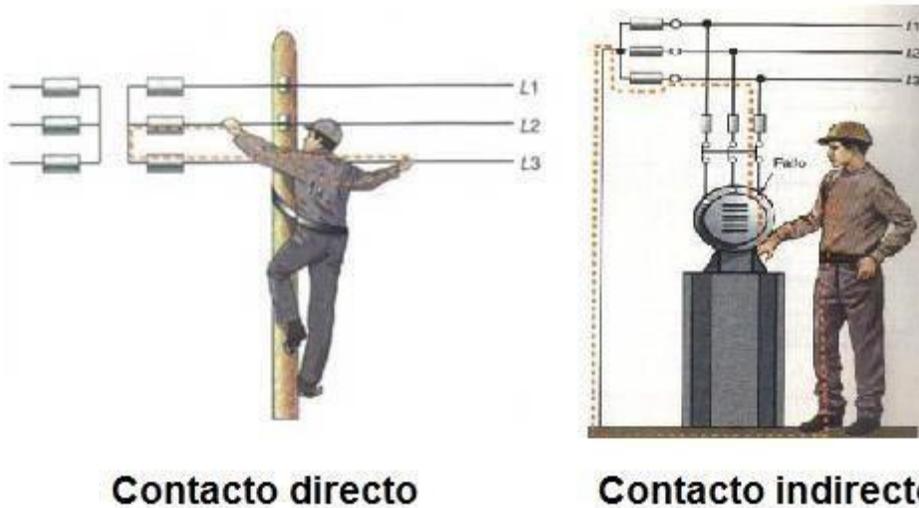
A continuación, se presentarán los lineamientos para el cálculo de protecciones eléctricas, el equipamiento y el cableado a utilizar en una instalación fotovoltaica.



2.3.1. Cálculo de protecciones eléctricas

La tecnología fotovoltaica genera energía en corriente directa que, al igual que la energía en corriente alterna, puede presentar un riesgo para el usuario y los equipos que componen el sistema fotovoltaico. En una instalación fotovoltaica donde se tenga dos módulos de 36 celdas conectados en serie, se requiere de un sistema de protección, debido a que existe el riesgo de un choque eléctrico.

Los **choques eléctricos** se pueden originar de dos formas diferentes: por **contacto directo** o por **contacto indirecto**. El **choque eléctrico por contacto directo** es cuando las personas tienen un contacto accidental con un conductor activo o alguna pieza conductora que tiene alguna tensión. Por su parte, el **choque eléctrico por contacto indirecto** es cuando una persona tiene contacto con una masa metálica que accidentalmente fue puesta bajo tensión. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de choques eléctricos por contacto directo e indirecto.



Contacto directo

Contacto indirecto

Ejemplo de choques eléctricos por contacto directo e indirecto.

Tomada de

<http://www.etitudela.com/profesores/isi/fotovoltaica/04f7af9d3c0f61704/04f7af9d3c0f84112/index.html>

En la siguiente tabla se muestran los efectos que tiene la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano.

Descarga de corriente		Reacción
Corriente directa	Corriente alterna	
1 mA	6 mA	Cosquilleo tibieza



2 mA	9 mA	Pérdida de control muscular, posibles heridas.
20 mA	90 mA	Severa pérdida de control muscular no permite soltarse, quemaduras y asfixia.
100	500 mA	Arritmia ventricular, riesgo de muerte.
>1 A		Paro cardiaco, incremento de la temperatura corporal. La muerte ocurre en minutos.

Tabla. Efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano.
 Datos tomados de notas del curso sistemas fotovoltaicos interconectados a la red. Sánchez, (2014).

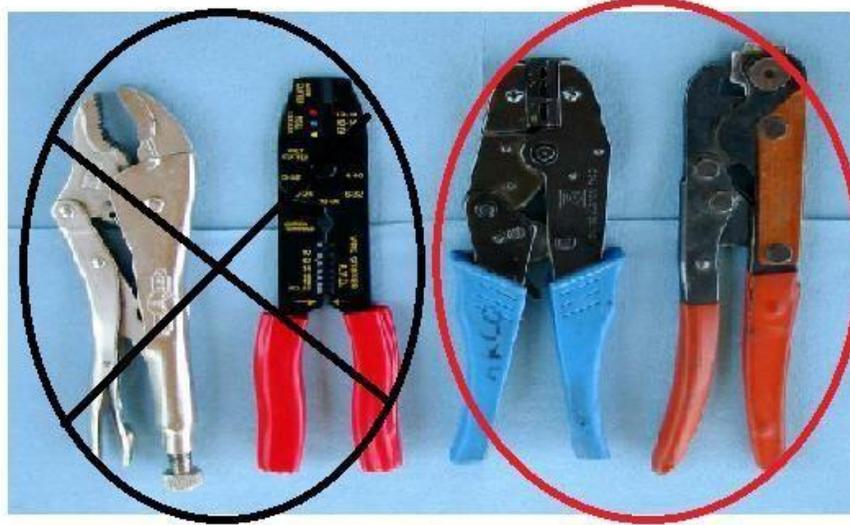
Las protecciones que se utilizan comúnmente para un cortocircuito son: fusibles, interruptores termomagnéticos, interruptores diferenciales, entre otros.

Para evitar cualquier tipo de accidentes al instalar los sistemas fotovoltaicos se recomienda realizar el cableado del sistema con las herramientas y conectores adecuados. Las herramientas de trabajo como pinzas, desarmadores, llaves, etc., deben estar aisladas y tener la medida correcta para instalar las tuercas, terminales, de una forma confiable. Las terminales, conectores, tornillos etc., deben ser seleccionados para trabajar en la intemperie; es decir, que estos materiales deben ser capaces de trabajar a altas temperaturas (>75°C) y deben tener resistencia a la corrosión.

En las siguientes figuras se muestran algunas de las herramientas y el material eléctrico que se pueden utilizar en los sistemas fotovoltaicos y los que no son aceptables por seguridad.



Uso permitido

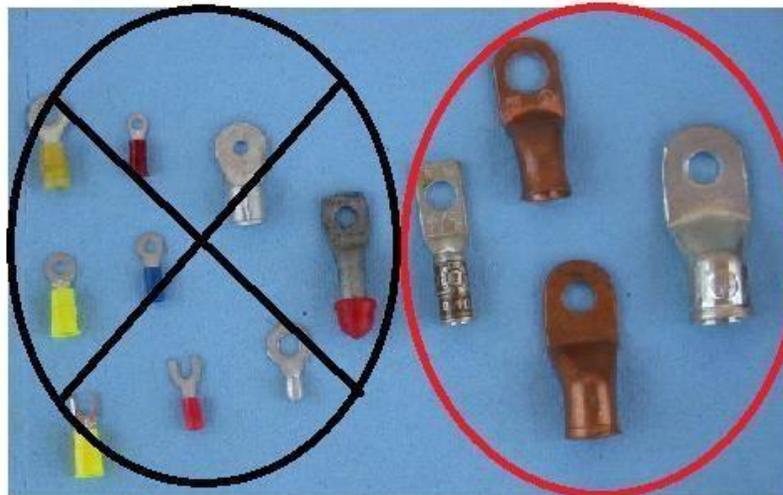


Uso no permitido

Herramientas para ponchar terminales.
Tomada de Wiles, 2011.

En la figura anterior, se puede observar que las herramientas que se encuentran en el círculo negro no deben ser usadas para la instalación de sistemas fotovoltaicos, debido a que una de ellas carece de aislamiento, mientras que la otra es una pinza utilizada especialmente en electrónica.

Uso no permitido



Uso permitido

Terminales de ojillo para uso en electrónica y uso en sistemas eléctricos.
Tomada de Wiles, 2011.



Es importante tomar en cuenta las recomendaciones que se establecen para la instalación de un sistema fotovoltaico, porque de ello dependerá el buen funcionamiento del sistema y la conformidad del usuario. Ahora bien, otro requisito importante de los sistemas fotovoltaicos es que deben contar con sistemas de protección, tanto en la parte de corriente directa como en la de corriente alterna, según lo marca la NEC 2012 y la NOM-001-SEDE-2012. En la siguiente figura se muestra un diagrama a bloques de la sección en corriente directa del SFV.

Como se mencionó anteriormente, la conexión en paralelo de los paneles se realiza a través de una bus de paralelismo, el cual debe ser capaz de soportar la corriente máxima que puede proporcionar el AFV. El bus de paralelismo se encuentra dentro de una caja de conexión que debe ser para uso en la intemperie con un aislamiento IP65 o NEMA 3R. Dentro de esta caja de conexiones, se encuentran las protecciones eléctricas del arreglo fotovoltaico. El cálculo para determinar la capacidad de los dispositivos de seguridad están dados por la corriente máxima que puede entregar el circuito, que se puede determinar como:

$$I_{amp} = 1.25 \times 1.25 \times I_{sc}$$

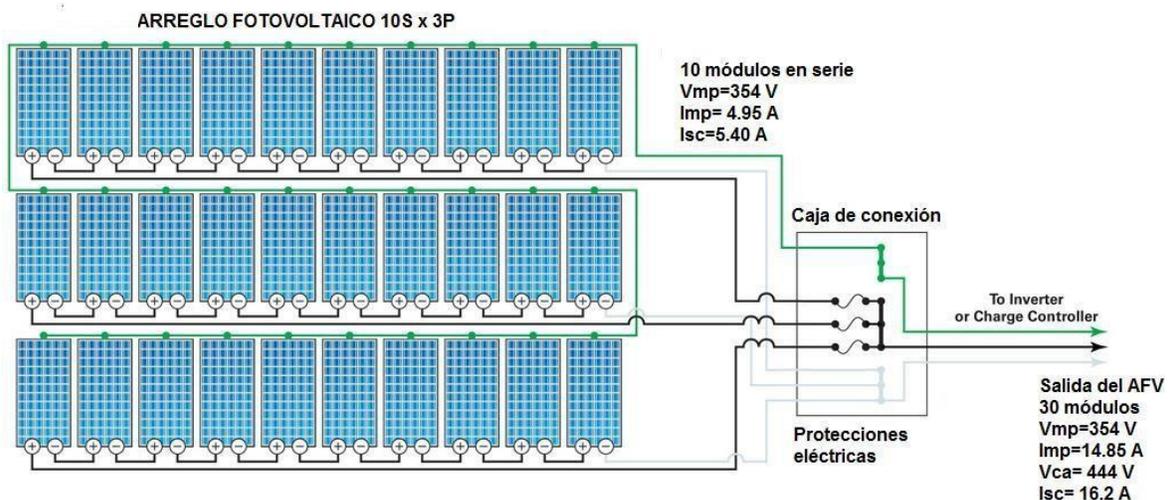


Diagrama de la caja de conexiones en la parte de corriente directa de un SFV.

Tomado de www.homepower.com

Ejemplo:

Considera el sistema fotovoltaico de la figura anterior y determina la capacidad de las protecciones eléctricas terminales, y realiza un diagrama bifilar del sistema de protección.

Resolución:



Paso 1: se toma en cuenta que para cada cadena (10 módulos en serie) se requiere de una protección contra sobrecorrientes: un fusible o un interruptor termomagnético. Para determinar la capacidad de dicho desconector se tiene que:

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.25 \times 1.25 \times 5.40 = 8.424 \text{ A}$$

La capacidad del primer desconector debe ser de 8.424 A; en este caso, se elige el dispositivo cuyo valor sea inmediato al superior.

Paso 2: el diodo de bloque se determina en relación con la tensión de operación del sistema fotovoltaico y la corriente máxima que debe soportar.

$$V_{\text{op}} = 1.25 \times V_{\text{n(sist.DC)}}$$
$$V_{\text{op}} = 1.25 \times 354 \text{ V} = 442.5 \text{ V}$$

El diodo debe tener una ampacidad $\geq 8.424 \text{ A @ } 442.5 \text{ V}$.

Paso 3: determinación de la ampacidad del bus de paralelismos. Se debe considerar que en esta terminal se realizará la conexión en paralelo de los paneles, por lo cual la ampacidad que debe soportar este elemento es de tres veces la corriente máxima que puede proporcionar el generador fotovoltaico que se obtiene de la ecuación:

$$I_{\text{amp(bus)}} = 3 \times 8.424 \text{ A} = 25.27 \text{ A}$$

El bus de paralelismo debe estar tasado para soportar 25.27 A @ la tensión del sistema. En este ejercicio, la tensión del sistema es 354 V; sin embargo, por lo general este tipo de materiales están tasados a 600 Volt o 1,000 Volt, que son los valores de tensión más comunes a nivel internacional. Sin embargo, en México los diferentes dispositivos empleados para sistemas fotovoltaicos están tasados principalmente a 600 Volt. En la siguiente figura se muestran dos tipos de empalme (bus de paralelismo); no obstante, el conector **B** no es recomendable para su uso en sistemas fotovoltaicos.



Terminales de empalme para conductores eléctricos.
Tomada de Wiles, 2011.

La ampacidad del interruptor manual debe ser de 25.27A a 600V, mientras que el supresor contra descargas atmosféricas debe estar tasado a 600V con una descarga nominal de 15kA.

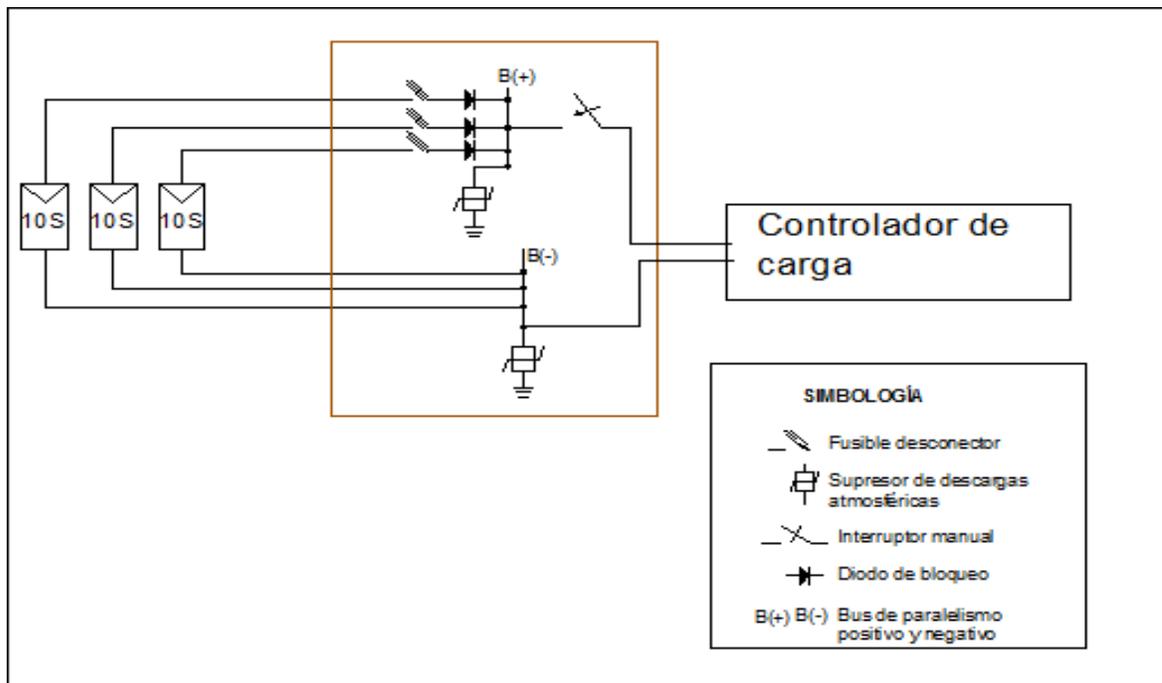


Diagrama bifilar de la sección en corriente directa del sistema fotovoltaico



Del controlador de cargas hacia las baterías e inversor se requiere de un sistema contra sobrecorrientes. El dispositivo que elegir deber ser, aproximadamente, de 1.25 veces la corriente nominal del arreglo fotovoltaico. Considerando el ejemplo anterior se tiene que:

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.25 \times 14.85 = 18.56 \text{ A}$$

Para que el inversor proteja de las “cargas, el dispositivo se dimensiona para una ampacidad de 1.25 veces la corriente nominal del inversor, que se determina de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.25 \times I_{n(\text{inversor})}$$

Si se considera que el inversor tiene una corriente nominal de 5.2 Amper, ¿cuál es la ampacidad del dispositivo de protección que se requiere entre el inversor y las cargas?

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.25 \times 5.2 \text{ A} = 6.5 \text{ A}$$

En la siguiente figura se muestra un diagrama a bloques de las conexiones que se requieren en un sistema fotovoltaico. El sistema fotovoltaico debe contar con un sistema de tierra.

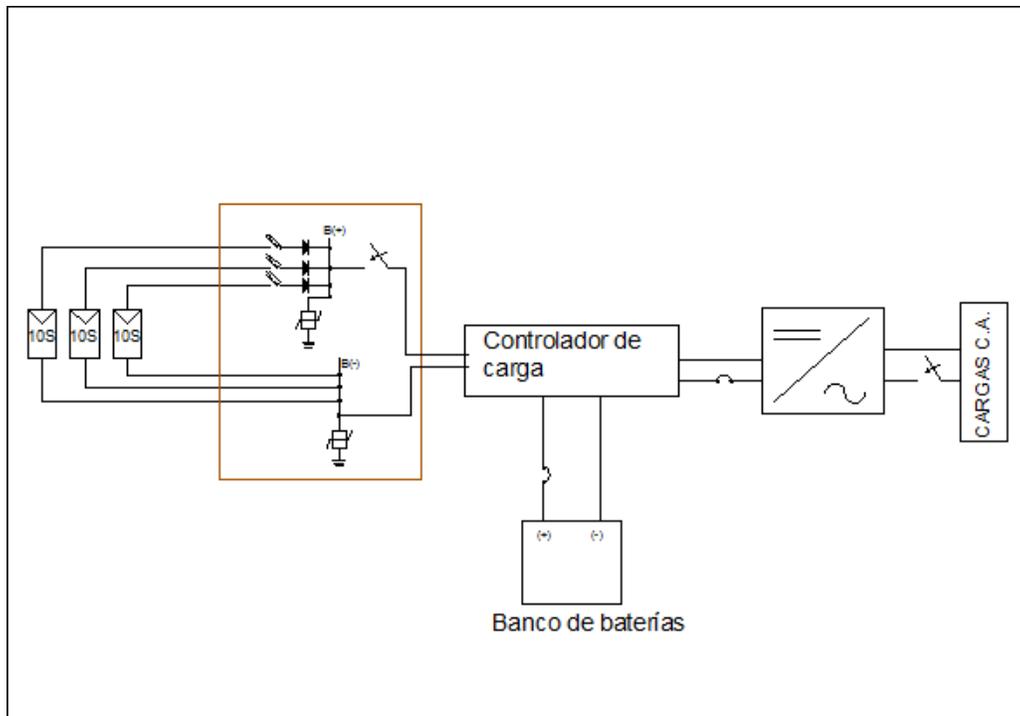


Diagrama de ubicación de protecciones en un sistema fotovoltaico



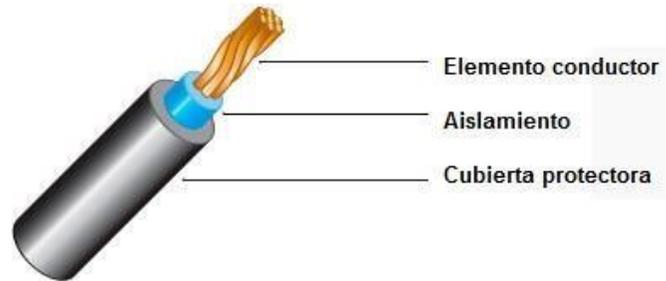
Es de suma importancia tener siempre presentes los lineamientos de seguridad en una instalación eléctrica; no es válido sustituir piezas o componentes por otros que no cumplan con la normatividad. Recuerda que no sólo se trata de la seguridad de los equipos, tanto del sistema fotovoltaico como de las cargas conectadas; lo más importante es la seguridad que debe proporcionársele al usuario u operador del sistema. Una mala instalación puede ocasionar heridas graves e incluso la muerte.

2.3.2. Cálculo de cables eléctricos

En todo circuito eléctrico se necesita de un medio de conducción, el cual permita un desplazamiento fácil de la corriente eléctrica (flujo de electrones). A este medio de conducción se le ha llamado conductor eléctrico (cable). Como se sabe, los metales son buenos conductores de electricidad; sin embargo, no todos conducen la electricidad con la misma facilidad. Dentro de los metales, el mejor conductor de electricidad es la plata, después el cobre, el oro y el aluminio. Comercialmente, el metal más utilizado en la industria eléctrica es el cobre por sus características eléctricas y mecánicas.

Los conductores eléctricos están identificados de acuerdo con el tamaño de su calibre, que puede ser expresado en unidades milimétricas (mm^2) o en unidades americanas (AWG o MCM, ambas con equivalencia en mm^2). Las partes que componen un conductor eléctrico son tres: el elemento conductor, el aislamiento y las cubiertas protectoras (PROCOBRE).

- **Elemento conductor:** es la parte del conductor que proporciona el camino a la energía eléctrica, desde el punto de generación hasta el punto de distribución (consumo). Estos conductores se clasifican de acuerdo con la forma en la cual están constituidas. La clasificación de un conductor eléctrico puede ser: monoconductor, multiconductor, alambre, cable.
- **El aislante:** la principal función del aislante es evitar que la energía eléctrica, que circula por el conductor, entre en contacto con personas o con algún objeto que forme parte de una instalación eléctrica (ductos, gabinetes, equipos, etc.). Asimismo, el aislamiento debe evitar que dos conductores con distintas tensiones puedan hacer contacto. El tipo de aislante de un conductor eléctrico se obtiene al considerar el medio ambiente y las condiciones de uso a las que se verá sometido.
- **Cubierta protectora:** su principal función es proteger la integridad de la aislación y del elemento conductor contra daños mecánicos (golpes, raspaduras, etc.). Si las cubiertas protectoras son de cinta, alambre o alambre trenzado, se le denomina “armadura”. En caso de que la protección, en vez de cinta, esté constituida por alambres de cobre, se le denomina “pantalla o blindaje”. En la siguiente figura se muestran las partes que componen un conductor eléctrico.



Composición básica de un conductor eléctrico.

Tomada de <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IDEntrega=3159>

Al realizar el dimensionamiento y el diseño de los conductores eléctricos, se debe considerar diferentes factores, como la tensión del sistema, la corriente o la potencia que se le suministrará, la temperatura de operación, el tipo de instalación, entre otros factores. Sin embargo, la selección de conductores eléctricos se realiza considerando dos parámetros: la **ampacidad** y la **caída de tensión**.

Diseño de cableado por ampacidad

La **ampacidad** se define como la capacidad de conducción de corriente que tiene un conductor eléctrico. Esta capacidad es limitada por dos factores: la conductividad del metal y la capacidad térmica del aislamiento.

Para calcular la ampacidad de un conductor en un circuito eléctrico con cargas de operación continua, se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.25 \times I$$

Donde I es la corriente de operación.

Para un sistema fotovoltaico, los conductores, que van desde el arreglo fotovoltaico hacia la caja de paralelismo, el controlador de carga y el inversor, deben soportar 1.56 veces la corriente máxima que puede generar el AFV, que está dada por la ecuación:

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.25 \times 1.25 \times I_{sc}$$

Donde I_{sc} es la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico, 1.25 se debe a la variación de irradiancia en el panel fotovoltaico y 1.25 es un incremento de tolerancia. En el momento de seleccionar el cable se debe tomar en cuenta que la ampacidad no exceda a la temperatura de operación. En la siguiente tabla se muestran algunos valores de ampacidad de conductores eléctricos a diferentes temperaturas.



Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)					
mm ²	AWG o kcmil	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		TIPOS TW* CCE TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT, USE	TIPOS MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THHW- LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2 FEP*, FEPB*	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHW-2, XHHW*, XHHW-2, DRS
		Cobre			Aluminio		
0,824	18	---	---	14	---	---	---
1,31	16	---	---	18	---	---	---
2,08	14	20*	20*	25*	---	---	---
3,31	12	25*	25*	30*	---	---	---
5,26	10	30	35*	40*	---	---	---
8,37	8	40	50	55	---	---	---
13,3	6	55	65	75	40	50	60
21,2	4	70	85	95	55	65	75
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230

Tabla. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislador para 0 a 2000 V nominales y 60°C a 90°C.

Tomada de la NOM-001-SEDE-2012.

Como se observa en la tabla no hay más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C.

Diseño de cableado por caída de tensión

La caída de tensión es la diferencia que existe entre el voltaje aplicado al extremo alimentador de una instalación y el obtenido en cualquier otro punto de la misma, cuando está circulando la corriente nominal:

$$\Delta V = V_A - V_T$$

Si se expresa como porcentaje se le conoce como regulación de voltaje:

$$e = \frac{\Delta V}{V_{nominal}} \cdot 100\%$$



La caída de voltaje máxima permitida por las NTIE es de 3% para el circuito alimentador (o principal) y de 3% para el circuito derivado, sin que los dos circuitos juntos sobrepasen el 5% (Wiles, 2011).

Para sistemas con una tensión menor de 48 V, se recomienda limitar la caída de tensión al 3%, y no debe ser mayor al 5% para sistemas con tensiones mayores o iguales a 48 V. Para este método, se recomienda usar las tablas de resistencia por kilómetro del fabricante.

El calibre de cable conductor, en las líneas de transmisión, se selecciona por su resistencia por kilómetro de longitud. Si R_L es la resistencia por kilómetro, entonces por la ley de ohm se tiene que:

$$R_L = \frac{\Delta V \times 1000}{I \times L}$$

Donde:

ΔV = es la caída de tensión cuando por el conductor circula una corriente I .

L = es la longitud del conductor.

En la siguiente tabla se muestran algunos valores de resistencia eléctrica en algunos conductores.



Designación del conductor		Resistencia eléctrica en ohms/km							
Calibre AWG o kcmil	Área de la sección transversal mm ²	Corriente directa				Corriente alterna (60 Hz)*			
		20 °C	60 °C	75 °C	90 °C	20 °C	60 °C	75 °C	90 °C
20	0,519	33,88	38,98	41,21	43,21	33,88	38,98	41,21	43,21
18	0,824	21,35	24,57	25,98	27,24	21,35	24,57	25,98	27,24
16	1,31	13,46	15,48	16,37	17,16	13,46	15,48	16,37	17,16
14	2,08	8,447	9,720	10,27	10,77	8,447	9,72	10,27	10,77
12	3,31	5,318	6,119	6,469	6,783	5,318	6,119	6,469	6,783
10	5,26	3,343	3,847	4,067	4,264	3,343	3,847	4,067	4,264
8	8,37	2,102	2,419	2,557	2,681	2,102	2,419	2,557	2,681
6	13,3	1,322	1,522	1,609	1,687	1,322	1,522	1,609	1,687
4	21,2	0,831 5	0,956 8	1,011	1,060	0,831 6	0,956 9	1,011	1,060
2	33,6	0,523 1	0,601 9	0,636 3	0,667 2	0,523 3	0,602 1	0,636 5	0,667 4
-	35,0	0,502 5	0,578 2	0,611 3	0,640 9	0,502 7	0,578 4	0,611 5	0,641 1
-	50,0	0,351 7	0,404 7	0,427 9	0,448 6	0,352 1	0,405 0	0,428 2	0,448 9
1/0	53,5	0,328 8	0,378 4	0,400 0	0,419 4	0,329 2	0,378 7	0,400 3	0,419 7
2/0	67,4	0,260 8	0,300 1	0,317 3	0,332 7	0,261 3	0,300 5	0,317 7	0,333 0
-	70,0	0,251 2	0,289 1	0,305 6	0,320 4	0,251 7	0,289 5	0,306 0	0,320 8
3/0	85,0	0,206 9	0,238 1	0,251 7	0,263 9	0,207 4	0,238 6	0,252 1	0,264 3
4/0	107	0,164 0	0,188 8	0,199 6	0,209 2	0,164 8	0,189 4	0,200 2	0,209 8
250	127	0,138 8	0,159 7	0,168 9	0,177 0	0,139 7	0,160 5	0,169 6	0,177 7
-	150	0,117 2	0,134 9	0,142 6	0,149 5	0,118 3	0,135 8	0,143 5	0,150 3
300	152	0,115 7	0,133 1	0,140 7	0,147 6	0,116 7	0,134 0	0,141 6	0,148 4
350	177	0,099 20	0,114 1	0,120 7	0,126 5	0,100 4	0,115 2	0,121 7	0,127 5
400	203	0,086 76	0,099 84	0,105 54	0,110 66	0,088 15	0,101 05	0,106 70	0,111 76
-	240	0,073 27	0,084 32	0,089 14	0,093 46	0,074 93	0,085 76	0,090 51	0,094 77
500	253	0,069 40	0,079 86	0,084 43	0,088 52	0,071 14	0,081 39	0,085 87	0,089 90
600	304	0,057 85	0,066 57	0,070 37	0,073 79	0,059 94	0,068 40	0,072 11	0,075 45
750	380	0,046 28	0,053 25	0,056 30	0,059 03	0,048 87	0,055 54	0,058 47	0,061 10
1 000	507	0,034 71	0,039 94	0,042 22	0,044 27	0,038 09	0,042 95	0,045 09	0,047 02

Nota: * Cables en configuración plana con una distancia entre centros de cables de 20 cm

Tabla. Resistencia eléctrica en ohms/km de conductores eléctricos.
Tomada de www.latincasa.com.mx/.../Resistencia%20electrica%20de%20conductore

Ejemplo:

En un circuito eléctrico circula una corriente de 7 A. La tensión del circuito es de 12 V en corriente directa y la longitud del sistema es de 24 m. ¿Cuál es el calibre del conductor si se requiere que la caída de tensión sea de 3%?

Resolución:

$$R_L = \frac{(.03 \times 12) \times 1000}{7 \text{ A} \times 24 \text{ m}} = \frac{360}{168}$$

$$R_L = 2.1428$$

Con el valor obtenido de la resistencia, se busca en la tabla de resistencia de conductores dicho valor a una temperatura de operación de 90°C. El aislante debe ser a 90°C, porque los conductores estarán expuestos a los rayos del sol.



En la tabla se observa que a 90°C no se tiene el valor obtenido, por lo cual se consideran los valores más cercanos al calculado. Para este caso, el conductor calibre 8 AWG tiene una resistencia de 2.681 ohm/km y el calibre 6 AWG una resistencia de 1.687 ohm/km. Se elige el conductor con el cual no se tenga una caída de tensión mayor al 3%.

Evalutando el conductor calibre 6 AWG, se tiene que:

$$\Delta V = \frac{1.687 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 7\text{A} \times 24\text{ m}}{1000}$$

$$\Delta V = 0.283$$

$$e = \frac{0.283}{12V} \cdot 100\% = 2.3618\%$$

Evalutando el conductor calibre 8 AWG, se tiene que:

$$\Delta V = \frac{2.681 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 7\text{A} \times 24\text{ m}}{1000}$$

$$\Delta V = 0.450$$

$$e = \frac{0.450}{12V} \cdot 100\% = 3.7534\%$$

El calibre del conductor para el circuito eléctrico es el cable calibre 6 AWG, con el cual se tiene una caída de tensión de 2.36% que cumple con lo establecido anteriormente. Posteriormente, se verifica que este conductor tenga la ampacidad requerida.

$$I_{\text{ampacidad}} = 1.56 \times 7\text{ A} = 10.94\text{ A}$$

En la tabla de ampacidades a 75°C se indica que el calibre 6 AWG tiene una ampacidad de 65° A este valor se le aplican factores de corrección por temperatura y, por el tipo de canalización en el que vaya, debe soportar la ampacidad requerida.

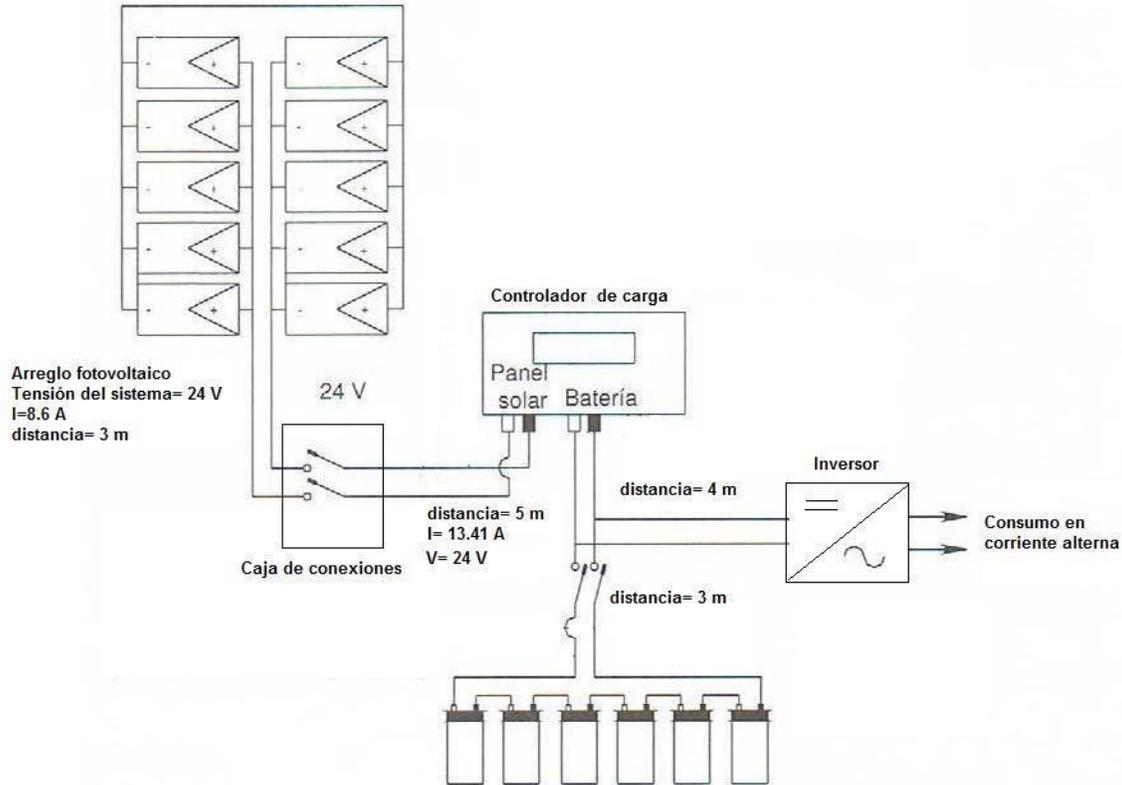
Ejemplo:

Se tiene un sistema fotovoltaico autónomo para el cual se necesita calcular el calibre de los conductores para realizar el cableado del sistema (si se requiere que la caída de tensión sea del 3%). En la siguiente figura se muestran las distancias y parámetros eléctricos del sistema.

- Calcula el tamaño del calibre del conductor que va del arreglo fotovoltaico a la caja de conexión.



- b) Calcula el tamaño del calibre del conductor que va de la caja de conexión al controlador de carga.



- a) Selección del cable AFV-caja de conexiones

$$R_L = \frac{(.02 \times 24) \times 1000}{8.6 \text{ A} \times 6 \text{ m}} = \frac{480}{51.6} = 9.30 \Omega/\text{km}$$

- b) Al evaluar el conductor calibre 12 AWG, se tiene que:

$$\Delta V = \frac{6.783 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 8.6 \text{ A} \times 6 \text{ m}}{1000} = 0.35$$

$$\Delta V = 0.35$$

$$e = \frac{0.35}{24 \text{ V}} \cdot 100\% = 1.46\%$$

- c) Caja de conexión-controlador de carga

$$R_L = \frac{(.01 \times 24) \times 1000}{13.41 \text{ A} \times 10 \text{ m}} = \frac{240}{134.1} = 1.78 \Omega/\text{km}$$

Al evaluar el conductor calibre 4 AWG, se tiene que:



$$\Delta_V = \frac{1.06 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 13.41 \text{ A} \times 10 \text{ m}}{1000} = 0.1421$$

$$\Delta_V = 0.1421$$

$$e = \frac{0.1421}{24V} \bullet 100\% = 0.59\%$$

Código de colores:

Otro de los criterios a considerar en los conductores es la nomenclatura de colores que se van a utilizar para determinar las partes positivas y negativas en la instalación del sistema (Asociación de Normalización y Certificación A.C., 2013).

- Sistemas de corriente alterna:
 - Blanco o gris para el neutro (puesto a tierra).
 - Negro para el conductor no puesto a tierra.
- Sistema de corriente directa:
 - blanco o gris para el negativo (puesto a tierra).
 - Se puede usar otro color con marcas blancas en los extremos si el conductor es 6 AWG o menor.
 - Se permite usar negro para conexiones en el arreglo fotovoltaicos solamente.
 - Negro o rojo para el positivo.
- Conductores de tierra:
 - Verde.
 - Verde con amarillo.
 - Desnudo o aislante transparente.

Fuerza de tiro en el proceso de cableado

La fuerza de tiro se debe considerar en el momento de decidir las distancias entre registros o cajas, el número de cambios de dirección (codos), los recorridos verticales y, en general, cualquier obstáculo que provoque una tensión mecánica en el conductor a la hora de instalarlo. La fuerza de tiro máxima que puede aplicarse antes de ocasionar alongamientos o roturas en los cables depende del tipo de conductor utilizado.

La tensión mecánica permitida en los conductores de cobre depende del temple, que puede ser: suave, duro o semiduro. Los conductores forrados para instalaciones interiores o subterráneas son de cobre recocido, que tiene la ventaja de ser el de conductibilidad



eléctrica más alta (el temple duro tiene aproximadamente el 96% de la conductibilidad del temple suave).

Si un conductor se somete durante el proceso de cableado a una fuerza de tiro descontrolada, puede cambiar su temple y aumentar su resistencia eléctrica; asimismo si esta fuerza es muy grande, se puede, inclusive, provocar la ruptura del cable. En la siguiente tabla se menciona la carga de ruptura para cada temple y el calibre de algunos conductores:

Temple	Tensión de ruptura	Calibre (AWG)
Temple duro	47 kg/mm ²	18
Temple duro	34.5 kg/mm ²	4/0
Temple suave	27 kg/mm ²	23
Temple suave	25.3 kg/mm ²	4/0

Tabla. Carga de ruptura de conductores eléctricos.

Tomada del Catálogo de alambres y cables desnudos de Conductores de Monterrey (<http://www.viakon.com/>)

La fuerza de tiro se puede obtener de la siguiente manera:

$$F_{tiro} = K_u \cdot \sigma \cdot A$$

Donde:

K_u = Coeficiente de uniformidad (menor que la unidad).

σ = Esfuerzo unitario en kg/mm².

A = Sumatoria de la sección transversal de todos los conductores.

Es indispensable vigilar que en el proceso de cableado no sufra un daño al rozar con las paredes de los tubos o ductos.



2.4. Requerimientos de diseño interconectado a la red

Como se mencionó en unidades anteriores, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar dependiendo de la aplicación final que se le dé; estos pueden ser sistemas interconectados a la red o aislados de ella. En esta unidad se abordará el estudio de los sistemas fotovoltaicos que interactúan con la red eléctrica. Estos a su vez se clasifican en sistemas de pequeña, mediana y gran escala. En la siguiente figura se muestra el diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

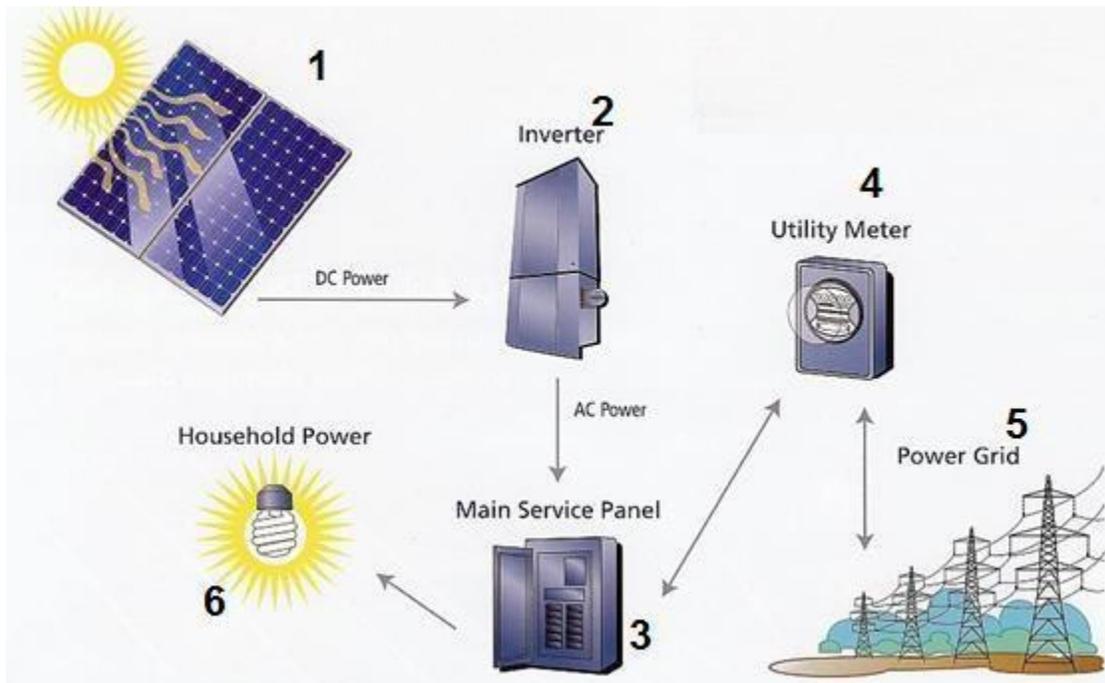


Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Fuente tomada de <http://www.sundogsolarstore.com/images/grid-tied-solar-power-system-diagram-large.jpg>

¿Cómo funciona un sistema fotovoltaico interconectado a la red?

Cuando un inmueble cuenta con un sistema fotovoltaico interconectado, se dice que cuenta con dos fuentes de energía en paralelo que alimentan las cargas conectadas al tablero de distribución. El principio de funcionamiento del SFV es el efecto fotovoltaico, por el cual los módulos fotovoltaicos captan la energía del sol y la convierten en energía en corriente directa que, a su vez, se transforma en energía en corriente alterna a través de un inversor. Mientras hay sol, el SFV interconectado proporciona energía a las cargas. Cuando se excede la energía de consumo, es decir, que el sistema genera más energía que la que se utiliza, ésta se inyecta a la red eléctrica convencional.



En México, el modelo de contrato de interconexión a la red permite al usuario inyectar energía a la red eléctrica durante el día, y provee la energía requerida por el usuario durante la noche a través de la red eléctrica. Además, el modelo de interconexión permite al usuario utilizar un banco de energía; por ejemplo, si un sistema fotovoltaico genera 20 kWh al bimestre y el usuario utiliza 15 kWh, entonces tiene 5 kWh a su favor que podrá usar posteriormente. Si en el siguiente bimestre genera 10 kWh y consume 15 kWh, podrá utilizar la energía que tiene a su favor; a esto se le conoce como banco de energía (SENER, 2011).

En algunos países, como Singapur, la aplicación principal de los SFV es conectados a la red, ya que estos países han obtenido un beneficio de su arquitectura y, por tanto, en el ahorro eléctrico. Esto se debe a que han logrado integrar los SFV de una manera atractiva en los edificios y han originado las llamadas BIPV (por sus siglas en inglés *Building Integrated Photovoltaic*). En estos proyectos, los módulos fotovoltaicos sustituyen otros componentes de construcción como el cristal de la ventana o el revestimiento de la pared, entre otras (SENER, 2011).

En México, la energía solar fotovoltaica BIPV es menos utilizada que los sistemas fotovoltaicos instalados en los techos. En el 2013 se tenía una capacidad instalada de 26,583 kW con una energía generada de 7,317,798 kWh. De la potencia fotovoltaica instalada, el 74% corresponden a los sistemas solares en pequeña escala y el 26% a los sistemas solares en mediana escala. De acuerdo con los reportes de la Comisión Federal de Electricidad, en el año 2013 se elaboraron 28 contratos de interconexión a la red en mediana escala y 2,599 contratos en pequeña escala (CFE, 2014).

En el siguiente subtema se mostrará la importancia de un adecuado manejo del requerimiento energético, que debe satisfacer el sistema fotovoltaico interconectado a la red. Dicho parámetro es vital en el proceso de diseño, porque de la necesidad de satisfacer dependerán los diversos componentes del sistema.

2.4.1. Requerimientos energéticos

En un sistema fotovoltaico autónomo se requiere conocer las necesidades energéticas del usuario para dimensionar correctamente un sistema fotovoltaico. En este tipo de proyectos, la información de la energía requerida se obtiene a través de los recibos de luz. Se recomienda utilizar el promedio histórico de la energía consumida por el usuario en un año; sin embargo, para estos sistemas no es necesario dimensionar para el mes crítico.

En la siguiente figura se muestra, como ejemplo, el recibo de luz para usuarios residenciales. Como se puede observar, en el recibo se señalan datos importantes que se deben considerar en el momento de realizar sistemas fotovoltaicos interconectados a la



Se desea instalar un sistema fotovoltaico interconectado a la red, considere el consumo energético del recibo de luz que se muestra en la figura anterior. ¿Cuál es el consumo promedio diario del usuario?

Solución: se realiza una tabla de datos para colocar los valores del consumo mensual del usuario; en este caso, los datos son bimestrales, por lo tanto, se coloca el consumo de energía de cada uno de los bimestres en una columna. En la siguiente columna se coloca el número de días que corresponden al bimestre, y en la última columna se obtiene el consumo promedio diario del usuario durante un año. Para este estudio no se consideraron los primeros dos bimestres del año 2011, debido a que no son valores representativos, ya que en ese periodo la casa estuvo desocupada.

Periodo de facturación 2011-2012			
Bimestre	Consumo kWh bimestral	Días	Consumo promedio diario kWh
Mayo	459	60	7.65
Julio	359	61	5.89
Septiembre	329	61	5.39
Noviembre	301	60	5.02
Enero	211	61	3.46
Marzo	257	60	4.28
Mayo	355	61	5.82
Julio	348	62	5.61
Consumo promedio diario anual			5.39

Como se observa en la tabla anterior, el consumo diario anual del usuario es de, aproximadamente, 5.39 kWh.

Algunos puntos que se deben cuidar en el momento de dimensionar y diseñar un sistema fotovoltaico son:

- Capacidad del servicio contratado. Se recomienda que la energía generada por el sistema fotovoltaica sea menor que la energía contratada por el usuario.
- Tensión de interconexión. Se debe conocer la tensión a la que está la instalación eléctrica del edificio, que puede ser de baja tensión (< 1,000 Volts), media tensión (>1,000 Volts pero < 35,000 Volt) o alta tensión (a nivel de subtransmisión suministra tensiones mayores a 35,000 Volts, pero menores a 220,000 volts). Para sistemas de servicio doméstico, la tensión de distribución para sistemas monofásico es 127 V y para sistemas trifásicos 220 V o 240 V.



- Número de fases del edificio. En México, la CFE proporciona servicio monofásico a dos hilos a usuarios no mayores de 5 kW, y servicio monofásico a tres hilos, o bifásico a tres hilos, a usuarios entre 5 kW y 10 kW (CFE, 2014).
- Punto de interconexión. Preferentemente, un sistema fotovoltaico debe conectarse del lado de la carga, donde se encuentra el interruptor general del servicio del inmueble. El punto de interconexión del SFV con la red se puede realizar en otro punto del sistema eléctrico del inmueble, siempre que se cumpla con lo establecido en la especificación CFE-60100-04 para sistemas de pequeña escala (CFE, 2008).
- Frecuencia de operación. El sistema fotovoltaico debe funcionar en sincronía con la red eléctrica y no causar desviaciones en su frecuencia que sobrepasen el límite establecido, para México es de 59.2 Hz a 60.8 Hz.
- Protecciones en corriente directa y corriente alterna. Se deben instalar los dispositivos mínimos necesarios para el funcionamiento correcto del sistema y proporcionar seguridad al usuario y a los equipos que componen el sistema. Estas protecciones deben cumplir con la normatividad vigente.
- Cumplimiento de la normatividad y especificaciones vigentes para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

Estas son algunas de las consideraciones que se deben tomar en cuenta en el momento de diseñar e instalar un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

2.4.2. Recurso solar disponible y características del sitio de instalación

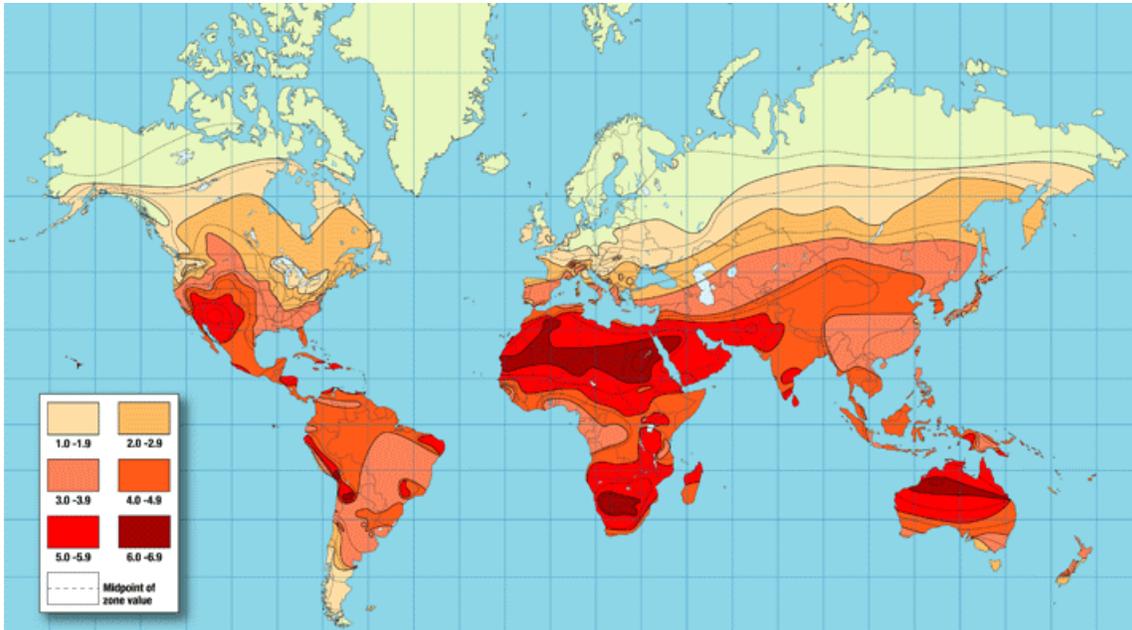
Cada sistema fotovoltaico tiene un objetivo específico, que dependerá tanto de los requerimientos eléctricos a satisfacer (cuánta energía debe producir), como de las particularidades del sitio de emplazamiento (qué recursos están disponibles para producir). En cuanto a las características del sitio de emplazamiento, es obligatorio considerar los siguientes factores:

Recurso solar

Una de las principales variables que se deben considerar durante el diseño de un sistema fotovoltaico es el recurso solar con el que cuenta el sitio donde se realiza el proyecto. Como se mencionó en las unidades anteriores, la irradiancia es la densidad de energía instantánea que se recibe en un área de un m^2 ; asimismo, la irradiación es la energía acumulada en un tiempo determinado (kWh/m^2). Se puede determinar el recurso solar que posee una región a través de las bases de datos y/o realizando mediciones en campo.



Las bases de datos pueden ser mapas de radiación solar o tablas; en las siguientes figuras se muestra un ejemplo sobre estas bases de datos.



Mapa a nivel mundial de radiación solar. Fuente tomada de http://www.tecnosolar.com.mx/images/mapa_radiacion_solar_mundo.png

Parameters for Solar Cooking:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day)												
Lat 18.23 Lon -99.45	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.19	6.10	6.96	7.06	6.66	6.01	6.28	6.00	5.43	5.37	5.26	4.90

[Parameter Definition](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day)													
Lat 18.23 Lon -99.45	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	5.19	6.10	6.96	7.06	6.66	6.01	6.28	6.00	5.43	5.37	5.26	4.90	5.93

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Insolation (%)												
Lat 18.23 Lon -99.45	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	-21	-8	-11	-8	-8	-10	-10	-13	-15	-9	-10	-6
Maximum	9	7	7	6	8	10	8	9	7	12	6	7

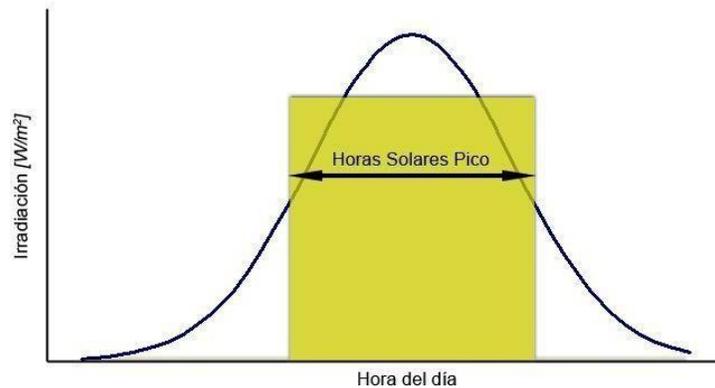
[Parameter Definition](#)

Tabla de datos de radiación solar. Fuente tomada de <https://eosweb.larc.nasa.gov>

Para determinar el recurso solar de un lugar, se utilizan equipos de medición como piranómetros, licor o celdas solares. Asimismo, se recomienda que estos equipos estén calibrados con base en un dispositivo de referencia certificado, con el fin de tener mayor confiabilidad en los datos que se tomen. Por otra parte, se debe contar con un sistema de adquisición de datos para, después, procesar y analizar los resultados. En la siguiente



figura se muestra la curva típica de irradiancia en un periodo de tiempo; posteriormente, se integra el área bajo la curva para obtener las horas solares que tiene el sitio. Se recomienda que las mediciones de irradiancia se realicen por lo menos durante un año.



Curva típica de irradiancia a lo largo del día. Fuente tomada de

<http://start.iment.com/StartWeb/3082/toolbarmdefault/#q=curva%20radiaci%C3%B3n%20solar&s=images&p=1>

Área disponible

Cuando se está realizando un proyecto fotovoltaico se debe considerar el área disponible con la que se cuenta. El área requerida por un sistema fotovoltaico depende de la potencia instalada y de la tecnología fotovoltaica (módulos fotovoltaicos) que se utilicen; ante esto, se puede considerar que un sistema de 1 kWp ocupa un área de 10 m². Se debe tomar en cuenta las implicaciones de instalar en los techos o de instalar en el suelo. Al instalar en techo, tome en cuenta el peso de las estructuras y el equipo necesario para subir los equipos y materiales al techo (Arivilca, 2010).

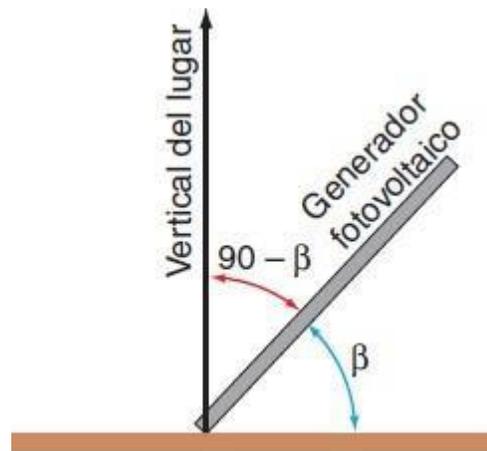
Orientación

Para tener el mayor aprovechamiento del recurso solar, el arreglo fotovoltaico debe estar orientado correctamente; por esto, es importante considerar esta característica en el momento de seleccionar el sitio de la instalación. Se recomienda que la orientación sea hacia el sur; es decir, que, independientemente del ángulo de inclinación que tienen los módulos fotovoltaicos, éstos deben estar hacia el sol. Para el caso de los países ubicados en el hemisferio norte (como México), se recomienda que la orientación del arreglo fotovoltaico sea hacia el sur. En algunos casos, existen circunstancias locales que no permiten la orientación correcta de los módulos, sin que esto afecta el rendimiento del sistema; no obstante, cuando la orientación juegue un papel trascendental, es necesario buscar alternativas de instalación que permitan compensar la falta de orientación. Para determinar el norte o sur de un sitio se recomienda utilizar una brújula certificada (*Energy Market Authority*).



Ángulo de Inclinación

La orientación más sencilla de los módulos fotovoltaicos es horizontal; sin embargo, con esta orientación no se garantiza la optimización de la captación, debido a que el componente de la radiación es proporcional al coseno del ángulo entre el haz incidente y la normal, al plano del colector. El ángulo de inclinación lo forma la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal; si el módulo se coloca horizontal su valor es 0° y si se coloca de manera vertical es 90° .



Ángulo de inclinación. Fuente tomada de oretano.iele-ab.uclm.es/...on/Bibliografia/Módulos....

Para fines prácticos, el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico es una inclinación equivalente a la latitud geográfica del sitio de instalación. Con esta inclinación se maximiza la captación del recurso solar a lo largo del año. Sin embargo, se debe considerar un ángulo mínimo de inclinación (15°) para permitir que el agua de la lluvia drene fácilmente y lave, así, el polvo que se adhiera a la tecnología fotovoltaica.

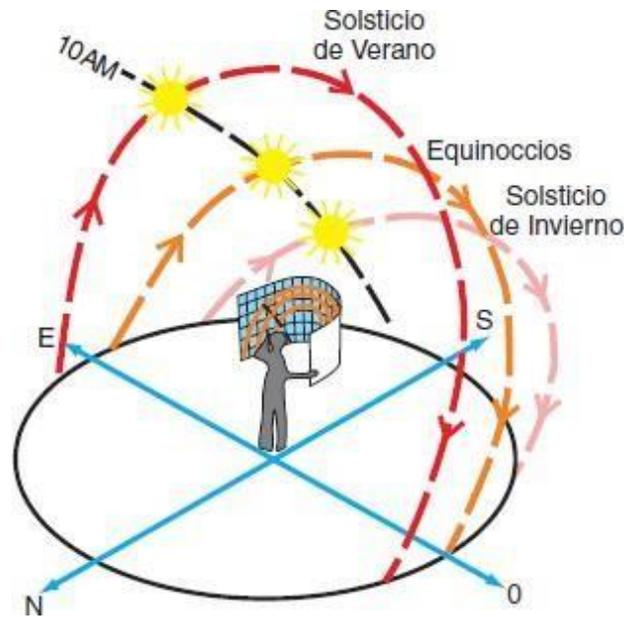
Sombreado

El sombreado en los módulos es uno de los factores que se debe cuidar en el momento de realizar un proyecto fotovoltaico. Para que el sistema funcione adecuadamente (aparte de efectuar una buena instalación eléctrica) se deben evitar las sombras, porque pueden originar algunos problemas en el sistema:

- El sombreado de los módulos puede originar la disminución significativa en la corriente.
- El sombreado puede crear problemas con puntos calientes.
- Influencia significativa en el rendimiento del sistema.



A partir de los puntos antes mencionados, se debe cuidar que el área de instalación esté libre de sombras. En los casos en los que es inevitable la presencia de objetos (edificios, árboles, etc.) que ensombrezcan el arreglo fotovoltaico, se recomienda analizar la trayectoria solar para conocer las sombras que se generaran y, así, poder tomar precauciones en el momento de instalar el sistema. En la siguiente figura se muestra una trayectoria solar.



Trayectoria solar. Fuente tomada de oretano.ielle-ab.uclm.es/...on/Bibliografia/Módulos..

Hoy en día, existen diferentes tipos de *software* con los cuales es posible realizar un análisis de sombreado, ya que permiten diseñar sistemas fotovoltaicos con inclinación, orientación y edificios alrededor del sistema.



2.5. Dimensionamiento y diseño del sistema FV

En esta parte del curso se establecerá el proceso, y sus criterios, para el cálculo/dimensionamiento de un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Primeramente, se abordará el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico, la selección del inversor del sistema, las protecciones y el cableado.

Para una mejor comprensión de los temas a tratar, se utilizarán ejemplos que clarifiquen los pasos del proceso del diseño de un sistema fotovoltaico interconectado.

2.5.1. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

Si se requiere satisfacer cierta demanda eléctrica a través de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, se deben efectuar los siguientes pasos:

- 1) Conocer el recurso solar de la localidad en la cual se pretende instalar el sistema fotovoltaico.

Este dato puede obtenerse, como se ha visto, mediante mediciones en sitio o al consultar bases de datos solarimétricas.

- 2) Determinar la potencia pico del arreglo fotovoltaico (P_p) a instalar, que sea capaz de cumplir con el requerimiento energético; esto puede efectuarse cuando se aplica la relación siguiente:

$$P_p = \frac{E_s}{R_s \eta}$$

Donde E_s es la energía que se busca satisfacer con el arreglo fotovoltaico en Wh al día, R_s es el recurso solar en horas solares pico y η es la eficiencia del módulo fotovoltaico; comúnmente se considera este valor como del 80 %.

Ejemplo 1

En la localidad de Arriaga, en Chiapas, una empresa de transporte desea instalar un sistema fotovoltaico interconectado a la red para disminuir la facturación de energía eléctrica en sus instalaciones. El consumo de electricidad promedio diario es de 30 KWh al día y se busca satisfacer el 75% de esta demanda eléctrica, mediante el sistema fotovoltaico.



- 1) El recurso solar para la localidad de Arriaga Chiapas. Esta localidad se ubica en las coordenadas geográficas 16° 14' 2" N, 93° 53' 55" W , al efectuar la búsqueda de las condiciones del recurso solar para dicha localidad, se encontró que el recurso solar promedio anual es de 5.15 horas solares pico (ver figura siguiente).

Latitude 16.234 / Longitude -93.899 was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	16.234
Longitude	°E	-93.899
Elevation	m	527
Heating design temperature	°C	15.91
Cooling design temperature	°C	30.87
Earth temperature amplitude	°C	10.78
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m ² /d	Atmospheric pressure kPa
January	21.5	64.3%	4.33	95.6
February	22.8	60.9%	5.01	95.5
March	24.2	58.0%	5.92	95.4
April	25.2	61.4%	6.15	95.3
May	25.2	70.1%	5.90	95.3
June	24.8	77.1%	5.32	95.3
July	24.7	74.1%	5.64	95.4
August	24.9	72.7%	5.45	95.4
September	24.1	78.3%	4.74	95.3
October	23.4	75.8%	4.52	95.4
November	22.7	70.7%	4.50	95.5
December	21.7	67.7%	4.28	95.6
Annual	23.8	69.3%	5.15	95.4

Figura. Datos meteorológicos para la localidad de Arriaga Chiapas. Fuente tomada de <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

- 2) Determinar la potencia del arreglo fotovoltaico.

Primeramente, se determina la energía que el arreglo fotovoltaico proveerá a la carga. Si el objetivo inicial es que el 75 % del consumo eléctrico total de 30 kWh sea producido por el sistema fotovoltaico, se tiene que:

$$E_s = (30 \text{ kWh})(0.75) = 22.5 \text{ kWh}$$

Por lo cual, la potencia pico instalada del sistema fotovoltaico está dada por:

$$P_p = \frac{22.5 \text{ kWh}}{(5.15 \text{ hsp})(0.8)} = 5.46 \text{ kW}_p$$

Es decir, para proveer el 75% de la energía por medio de un sistema fotovoltaico interconectado, se requiere la instalación de un arreglo fotovoltaico con una



potencia pico de 5.46 kW; este valor sólo es válido para la localidad ya comentada o para alguna otra que tenga un recurso solar similar.

Ahora bien, si se opta por emplear un módulo fotovoltaico de 325 W_P, el número total de módulos por utilizar en el arreglo será:

$$N = \frac{P_p}{P_{mod}} = \frac{5.46 \text{ kW}_P}{325 \text{ W}_P} = 16.80 \text{ módulos}$$

Por lo anterior, el resultado es un total preliminar de 17 módulos.

Un posible módulo fotovoltaico que puede ser utilizado es el Kyocera KD325, cuyas características principales se muestran a continuación.

Kyocera KD325	
Potencia pico	325 W
Número de Celdas	80
Voltaje máx. de sistema (V _{ms})	600 V
Voltaje máx. de potencia (V _{mp})	40.3 V
Corriente máx. de potencia (I _{mp})	8.07
Voltaje circuito abierto (Voc)	49.7 V
Corriente corto circuito (Icc)	8.69 A
Largo	65.4 "
Ancho	52 "
Espesor	1.81 "
Peso	60.6 lbs.

Tabla. Características módulo seleccionado. Fuente adaptada de <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5133.pdf>

Es preciso aclarar que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico es un proceso dinámico; es decir, el resultado final depende de los resultados parciales obtenidos y es común que, a su término, el sistema final varíe del sistema previsto en las primeras estimaciones. A continuación, se presentará el proceso de selección e implementación del inversor del sistema fotovoltaico interconectado a la red.



2.5.2. Diseño y selección del inversor de CD/CA

Es importante recordar que el inversor es el dispositivo que convierte la corriente directa que produce el arreglo fotovoltaico en corriente alterna, para su uso en la mayoría de las aplicaciones eléctricas domésticas y comerciales.

El principal criterio de selección del inversor es el rango de tensión de salida que proporciona a la potencia, porque a dicha tensión operará el sistema eléctrico al que el sistema fotovoltaico provea de energía.

Si se considerando el ejemplo 1, la instalación eléctrica del inmueble opera a 240 VCA monofásico; por lo cual se requiere un inversor que proporcione en su salida una tensión de 240 VCA monofásico y que tenga un rango de potencia de entrada igual o mayor al del arreglo fotovoltaico, que para este caso es de 5.46 kW_P.

En el mercado, abundan inversores que cumplen con estos parámetros; como ejemplo se propone el uso del inversor Solar Edge SE 5000 A-US, cuyas principales características se muestran en la figura siguiente.



Inversores monofásicos (para Norteamérica)

SE3000A-US / SE3800A-US / SE5000A-US / SE6000A-US
SE7600A-US / SE10000A-US / SE11400A-US

	SE3000A-US	SE3800A-US	SE5000A-US	SE6000A-US	SE7600A-US	SE10000A-US	SE11400A-US		
SALIDA									
Salida de CA Nominal	3900	3840	5000	6000	7680	9980 @ 208V 10000 @ 240V	11520	VA	
Salida Máx. de CA	3650	4150	5400 @ 208V 5450 @ 240V	6000	8350	10800 @ 208V 10950 @ 240V	12000	VA	
Voltaje de salida de CA	-	-	✓	-	-	✓	-		
Mín.-Nom.-Máx. * 183 - 208 - 229 Vca	-	-	✓	-	-	✓	-		
Voltaje de salida de CA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
Mín.-Nom.-Máx. * 211 - 240 - 264 Vca	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
Frecuencia de CA Min.-Nom.-Máx. *	59,3 - 60 - 60,5 (57 - 60 - 60,5 con puesta de país HI)								Hz
Máx. corriente continua de salida	14	16	24 @ 208V 21 @ 240V	25	32	48 @ 208V 42 @ 240V	48	A	
IDFT (Interruptor detector de falla de conexión a tierra)					1			A	
Monitoreo de utilidad, protección aislante, Parámetros configurables por país					Sí				
ENTRADA									
Máx. CD recomendable ** (STC)	4100	4800	6250	7500	9600	12400	14400	W	
No transformador, sin conexión a tierra	Sí								
Máx. voltaje de entrada	500								
Voltaje de entrada de CD nominal	325 @ 208V / 350 @ 240V								
Máx. corriente de entrada ***	11	13	16,5 @ 208V 15,5 @ 240V	18	23,5	33 @ 208V 30,5 @ 240V	35	Accd	
Máx. corriente de cortocircuito de entrada	30				45			Accd	
Protección contra reversión de polaridad	Sí								
Detección de aislamiento por falla de conexión a tierra	Sensibilidad de 600k ω								
Máxima eficiencia del inversor	97,7	98,2	98,3	98,3	98	98	98	%	
Eficiencia ponderada (CEC)	97,5	98	97,5 @ 208V 98 @ 240V	97,5	97,5	97 @ 208V 97,5 @ 240V	97,5	%	
Consumo energético nocturno	< 2,5				< 4			W	
CARACTERÍSTICAS ADICIONALES									
Interfases de comunicación soportadas	RS485, RS232, Ethernet, Zigbee (opcional)								
Medidor de grado de ganancia									

Figura. Especificaciones inversores Solar-Edge familia SE. Fuente tomada de www.solaredge.us

En la tabla de especificaciones del inversor, puede observarse que, en su caso, la máxima potencia de entrada es de 6.25 kW (valor que está por encima de los 5.46 KW que proporcionaría el arreglo fotovoltaico). Esto no ocurriría si se hubiese seleccionado, por ejemplo, el modelo SE 3800 A-US, ya que su máxima potencia de entrada está limitada a 4.8 kW.

Un arreglo fotovoltaico consta de módulos interconectados en serie-paralelo en donde el número de módulos en serie Nm_s está dado por:

$$Nm_s = \frac{Vm_l}{Vmp_{(m)}}$$

Donde Vm_l es el valor medio de la ventana del voltaje de entrada del inversor y $Vmp_{(m)}$ es el voltaje a máxima potencia del módulo seleccionado para la aplicación fotovoltaica.



Ahora bien, el número de cadenas de módulos fotovoltaicos (cuántas conexiones en serie existirán) que tendrá nuestro arreglo fotovoltaico está dado por:

$$N_c = \frac{N_{Tm}}{Nm_s}$$

Donde N_c es el número de cadenas y N_{Tm} es el número total de módulos que tendrá el arreglo.

Es fácil deducir que la potencia pico del arreglo fotovoltaico está facilitado por la ecuación siguiente:

$$Pp_{(AFV)} = (Nm_s)(N_c)(Pp_m)$$

Donde Pp_m es la potencia pico del módulo fotovoltaico en cuestión a temperatura estándar, 25°C. Por otra parte, es claro que, en condiciones normales de operación, la temperatura del sitio puede ser mayor a la temperatura en condiciones estándar; por esto, se debe calcular el comportamiento de los módulos fotovoltaicos ante los cambios de temperatura.

A continuación, se presenta un ejemplo para el dimensionamiento de un arreglo fotovoltaico de un sistema interconectado a la red.

Ejemplo

Con los datos del ejemplo anterior y considerando el uso del inversor SE 5000-A US, determine el arreglo de módulos fotovoltaicos capaz de satisfacer el requerimiento energético de dicho caso.

Solución

Datos:

- Potencia preliminar del arreglo fotovoltaico= 5.46 KWp
- Número total de módulos del arreglo fotovoltaico= 17 módulos
- Voltaje a máxima potencia del módulo fotovoltaico= 40.3 V

Ahora bien, la operación del inversor SE 5000-A US, en un nivel de voltaje de salida de 240V, requiere un nivel de voltaje en su entrada de 350 VDC (la ventana de voltaje de entrada es de 250 a 450 V); por lo cual, este voltaje es el que debe ser proporcionado por el arreglo fotovoltaico al inversor. Para este ejemplo se establece que:



$$Vm_l = 350 V$$

Por lo tanto, el número de módulos en serie que se requieren en el arreglo fotovoltaico está dado por:

$$Nm_s = \frac{Vm_l}{Vmp_{(m)}} = \frac{350 V}{40.3 V} = 8.68 \text{ módulos en serie} \cong 9 \text{ módulos}$$

Mientras que el número de cadenas está dado por:

$$N_c = \frac{N_{Tm}}{Nm_s} = \frac{17}{9} = 1.88 \text{ cadenas de módulos} \cong 2 \text{ cadenas}$$

Al verificar que la potencia que proporcione el arreglo fotovoltaico calculado no excede el rango de potencia aceptado por el inversor, se tiene que la potencia pico del arreglo fotovoltaico con la configuración 9S x 2P es igual a:

$$Pp_{(AFV)} = (Nm_s)(N_c)(Pp_m) = (9)(2)(325 W) = 5.85 kW$$

Este valor cae dentro de la ventana de potencia de entrada del inversor, la cual, si se recuerda, tiene un valor máximo de 6.25 kW.

Ahora bien, para calcular el comportamiento de los módulos fotovoltaicos de acuerdo con las condiciones climáticas del sitio de instalación, se debe primero conocer la temperatura mínima y máxima del sitio, para el caso de Arriaga, Chiapas dichas temperaturas equivalen a 21.7 y 25.2°C, respectivamente.

Como se ha comentado, el comportamiento de los módulos fotovoltaicos varía dependiendo de la temperatura a la que estén operando y se observa un decaimiento en su entrega de voltaje cuando aumenta la temperatura. En la tabla siguiente se muestran los parámetros de operación del módulo ante condiciones NOCT (*Nominal Operating Cell Temperatura*). La NOCT se define como la temperatura a la que funcionan las celdas fotovoltaicas bajo las condiciones de operación estándar: irradiancia de 800 W/m², 20 ° C de temperatura ambiente, velocidad del viento de 1 m/s, etc.



NOCT = 800 W/m ² irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*		
T _{NOCT}	45	°C
P _{max}	234	W
V _{mp}	36.2	V
I _{mp}	6.47	A
V _{oc}	45.5	V
I _{sc}	7.04	A
PTC	290.4	W

Tabla. Características eléctricas en condiciones NOCT. Fuente tomada de <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5133.pdf>

Los coeficientes de temperatura del módulo Kyocera KD325, con respecto a los cambios de temperatura, se muestran a continuación.

Coefficientes de temperatura

P _{max}	-0.45	%/°C
V _{mp}	-0.47	%/°C
I _{mp}	0.025	%/°C
V _{oc}	-0.36	%/°C
I _{sc}	0.060	%/°C

Tabla. Coeficientes de temperatura del módulo Kyocera KD325. Fuente tomada de <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5133.pdf>

En esta última tabla, se puede observar que para el módulo el voltaje de máxima potencia V_{mp} disminuye 0.47% por cada grado Celsius que aumente su temperatura de operación.

Para evaluar el comportamiento del módulo fotovoltaico en el sitio de instalación, se determina, primeramente, la constante que relaciona la radiación existente con la temperatura de la celda bajo condiciones NOCT; así, se tiene la siguiente relación:



$$T_{celda(NOCT)} = Ta_{(NOCT)} + C_{(NOCT)}G_{(NOCT)}$$

Donde $Ta_{(NOCT)}$ es la temperatura ambiente para condiciones NOCT, $C_{(NOCT)}$ es la constante de proporcionalidad para condiciones NOCT y G es la irradiancia para condiciones NOCT. Si se despejan y se aplican los valores específicos para el módulo seleccionado se tiene:

$$C_{(NOCT)} = \frac{T_{celda(NOCT)} - Ta_{(NOCT)}}{G_{(NOCT)}} = \frac{45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} = 0.03125 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W/m}^2}$$

Podemos ahora calcular la temperatura de la celda bajo las condiciones del sitio donde se instalará el sistema fotovoltaico, cuando se presente un recurso solar de un sol pico (1000W/m^2).

a) Para la máxima temperatura ambiente del sitio: $Ta=25.2^{\circ}\text{C}$

$$T_{celda} = Ta + C_{(NOCT)}G = 25.2^{\circ}\text{C} + (0.03125 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W/m}^2})(1000 \text{ W/m}^2) = 56.45^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = T_{celda} - T_{stc} = 56.45^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 31.45^{\circ}\text{C}$$

Por lo tanto:

$$\Delta Vmp_{(\%) } = (0.51\%/^{\circ}\text{C})(\Delta T) = (0.51\%/^{\circ}\text{C})(31.45^{\circ}\text{C}) = 16.03\%$$

A causa de esto, el voltaje a máxima potencia, en condiciones de la temperatura ambiente máxima, está dado por:

$$Vmp_{(Tmax)} = Vmp - ((Vmp)(\Delta Vmp_{(\%)})/100)$$

$$Vmp_{(Tmax)} = 40.3\text{V} - \left(\frac{(40.3\text{V})(16.03)}{100}\right) = 33.83\text{V}$$

Considerando que se tienen nueve módulos en serie

$$Vserie_{Tmax} = (Nm_s)(Vmp_{(Tmax)})$$

$$Vserie_{Tmax} = (9)(33.83\text{V}) = 304.47 \text{ V}$$

b) Para la mínima temperatura ambiente del sitio; es decir, $Ta = 21.7^{\circ}\text{C}$



$$T_{celda} = T_a + C_{(NOCT)} G = 21.7^{\circ}C + (0.03125 \frac{^{\circ}C}{W/m^2})(1000 W/m^2) = 52.95^{\circ}C$$

$$\Delta T = T_{celda} - T_{stc} = 52.95^{\circ}C - 25^{\circ}C = 27.95^{\circ}C$$

Por lo tanto:

$$\Delta V_{mp(\%)} = (0.51\%/^{\circ}C)(\Delta T) = (0.51\%/^{\circ}C)(27.95^{\circ}C) = 14.25\%$$

Por lo que el voltaje a máxima potencia, en condiciones de la temperatura ambiente mínima, está dado por:

$$V_{mp(T_{min})} = V_{mp} + ((V_{mp})(\Delta V_{mp(\%)}))/100$$

$$V_{mp(T_{min})} = 40.3V + \left(\frac{(40.3V)(14.25)}{100} \right) = 46.03V$$

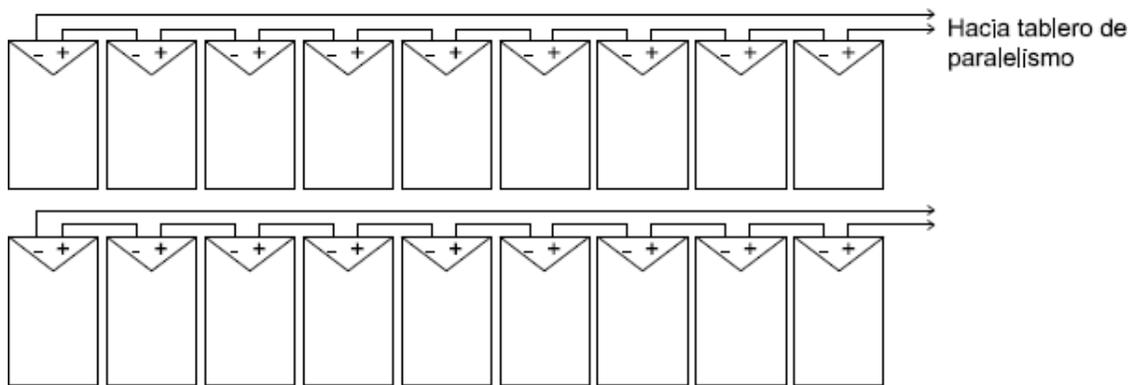
Considerando que se tienen nueve módulos en serie

$$V_{serieT_{min}} = (Nm_s)(V_{mp(T_{min})})$$

$$V_{serieT_{min}} = (9)(46.03) = 414.27 V$$

Así, se comprueba que $V_{serieT_{max}}$ y $V_{serieT_{min}}$ no exceden, respectivamente, el límite superior e inferior del voltaje en la entrada del inversor; para el modelo propuesto el rango establecido es de 250 a 450 VDC.

Por lo tanto, se concluye que la configuración 9S x 2P del arreglo fotovoltaico es adecuada para el ejemplo propuesto. La configuración del arreglo fotovoltaico se muestra en la figura siguiente:



Características eléctricas del AFV	
P_{max} (W)	5850
V_{oc} (V)	447.30
V_{max} (V)	362.70
I_{sc} (A)	17.38
I_{max} (A)	16.14

Configuración del arreglo fotovoltaico 9S x 2P

Una vez seleccionado y validado el inversor que se utilizará, y establecida la configuración del arreglo fotovoltaico, es necesario determinar los otros componentes del sistema, como son el sistema de protecciones y el cableado, temas que se abordarán en las secciones siguientes.



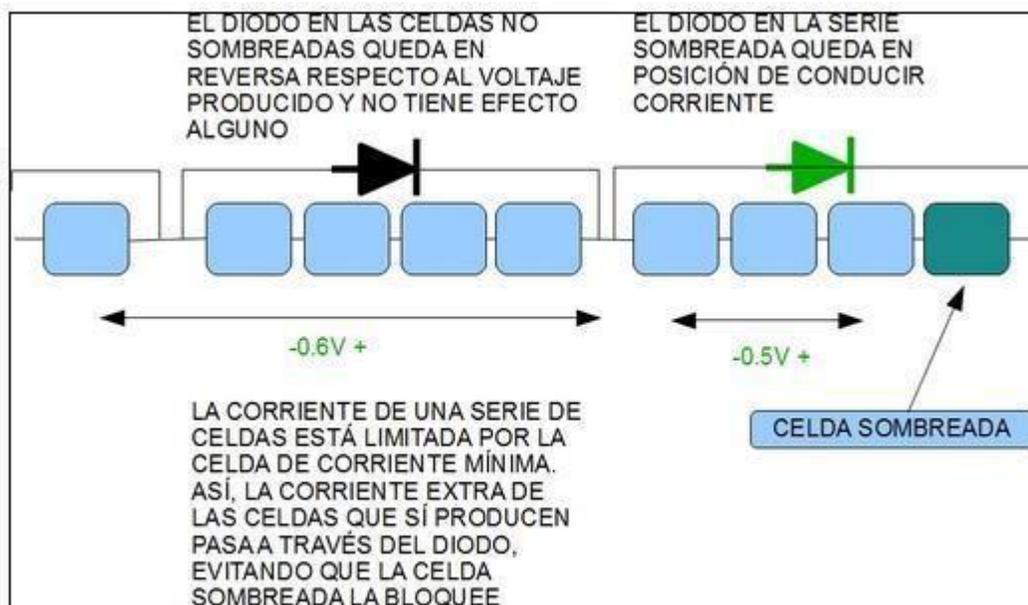
2.5.3. Diseño del sistema de protecciones

Las protecciones en un sistema fotovoltaico pueden ser de tipo preventivo o pueden ser diseñadas para contrarrestar los problemas que sean difíciles de eliminar (por ejemplo, las descargas atmosféricas).

Los dispositivos que se deben considerar en un sistema fotovoltaico se presentan a continuación:

1) Diodos de bloqueo

Los diodos de bloqueo tienen la finalidad de proteger a cada panel fotovoltaico de los posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos.



Uso de diodos en un sistema fotovoltaico. Fuente tomada de <http://energia-solar.com.mx/wp-content/uploads/2012/03/EXPLICACION-DIODOS.jpg>

2) Dispositivos de sobre corriente

Su principal finalidad es proteger al arreglo fotovoltaico contra sobre corrientes a través de interruptores termomagnéticos o de dispositivos de desconexión que tengan incorporados fusibles de protección.



Las principales características que deben cumplir los dispositivos de sobre corriente para la protección de los módulos fotovoltaicos son:

- Tener especificación de uso. Si es un sistema de corriente directa, no deben permitirse dispositivos de desconexión o de protección especificados para corriente alterna.
- En su implementación, se debe comprobar que cuentan con un nivel de voltaje adecuado.
- Su capacidad debe ser, aproximadamente, 1.56 veces más que la corriente de corto circuito.

3) Protección contra sobrevoltaje

La principal causa de sobrevoltaje en un sistema fotovoltaico es la presencia de descargas atmosféricas. Ante esto, se deben cumplir con las premisas siguientes (Instituto de investigaciones Eléctricas, 2010):

- Instalar el arreglo FV lejos del conductor del sistema interceptor de rayos, si existe.
- Evitar que el cableado del arreglo forme lazos conductores de gran área. Alambrear los polos de cada circuito dentro de un mismo ducto.
- Maximizar la sección transversal de las estructuras metálicas que soportan el arreglo.
- Usar cables con malla metálica (blindados) para el circuito de salida del arreglo o subarreglo.

4) Puesta a tierra.

Una adecuada puesta a tierra protege al usuario y al sistema eléctrico; para esto, todos los componentes del sistema deben estar correctamente aterrizados, sin excepción y respetando la normatividad respectiva.

Los sistemas fotovoltaicos deben estar protegidos tanto como cualquier sistema eléctrico, más aún cuando éstos se encuentren al alcance del usuario. El respeto de las normas, de los valores nominales de las protecciones, de los sistemas de cableado, etc., sin duda culminan en un sistema fotovoltaico seguro y confiable, lo que contribuye a la buena fama de la tecnología.



2.5.4. Diseño del sistema de cableado

Los conductores eléctricos son la vía de transferencia de la energía eléctrica entre los diversos componentes de un sistema eléctrico. Es importante recalcar que no todos los cables o conductores tienen las mismas propiedades y, por lo tanto, no todos los cables o conductores pueden cumplir con las mismas funciones; por lo cual, es de vital importancia respetar y exigir que se respeten los lineamientos y las normas referentes al cableado eléctrico, porque en ello reside la seguridad de la instalación y la de las personas que lo utilizan.

La selección de los conductores eléctricos se realiza mediante dos parámetros.

a) La ampacidad del conductor

La ampacidad se define como la capacidad de conducción de corriente de un conductor, lo cual depende primordialmente de 2 factores:

- Conductividad del metal
- Capacidad térmica del aislamiento.

b) El tipo de recubrimiento o aislante que tenga el conductor

Un aislante es aquel material de baja conductividad eléctrica, por lo que el paso de la corriente eléctrica a través de él es prácticamente nulo, ya que la electricidad no viaja a través de él. Para cada aislamiento eléctrico se tiene cierta cantidad de características o parámetros que permiten estudiar, evaluar y comparar estos materiales. Entre las cualidades eléctricas que presentan los aislantes están: la rigidez dieléctrica del material, su resistividad, su factor de potencia y su constante dieléctrica:

- I. Rigidez dieléctrica. La rigidez dieléctrica de un aislante representa la cantidad de volts que soportar el aislante antes de perforarse y está expresada en kV/mm .
- II. Constante dieléctrica. La constante dieléctrica o capacidad inductiva específica determina la corriente de carga capacitiva que se produce en el cable, lo que se traduce en pérdidas dieléctricas. La constante dieléctrica es adimensional.
- III. Factor de potencia. También es conocido como factor de pérdidas de aislamiento y representa la relación entre la potencia activa disipada en el dieléctrico y la potencia reactiva. La corriente de pérdidas (I_p) será mayor cuando el desfase entre la tensión (volts) aplicada y la corriente capacitiva (I_c) inducida sea menor de 90° . Este valor es adimensional.
- IV. Resistencia de aislamiento. Es la resistencia media entre el conductor y un electrodo que se encuentra envolviendo a la superficie exterior de aislamiento; se expresa en $Mohm/km$.



En la tabla siguiente se presentan la comparación entre las propiedades de los principales materiales aislantes que se usan en la actualidad.

CARACTERÍSTICAS	BUTILO	POLIETILENO CLORO SULFONADO (HYPALON, CP)	ETILENO PROPILENO (EPR)	POLICLORO-PRENO (NEOPRENO)	POLICLORURO DE VINILO (PVC)	POLIETILENO (PE)	POLIETILENO VULCANIZADO (XLPE)
Resistividad Ohm/cm	10 ¹⁷	10 ¹⁴	10 ¹⁵ - 10 ¹⁷	10 ¹¹	10 ¹¹	10 ¹⁴	10 ¹⁵ - 10 ¹⁷
Rigidez dieléctrica kV/mm (c.a. elev. rápida)	16	—	18	14	16	20	20
Rigidez dieléctrica kV/mm (impulsos)	47	—	54	48	47	60	60
Constante dieléctrica (SiC) a 60Hz y 75°C	3.5	7.0	2.7	9.0	5.5	2.5	2.5
Factor de potencia % a 60Hz y 75°C	1.5	3.0	0.05	3.5	3.0	0.05	0.05
Resistencia a la tracción kg/cm ²	175-211	175	35	211-283	120	120-170	—
Alargamiento %	400-800	700	200-400	800-900	500	375-300	400-600
Densidad	0.91	1.12-1.28	1.2	1.23-1.25	1.21	0.93-0.95	0.92
Temperatura de fragilidad °C	-60	-60	-70	-55	-55	-60	-80
Temperatura máx. de operación °C	105	105	90	90	60-75-90-105	90	90
Resistente a:							
oxidación	B - E	E	E	E	R	E	E
ozono	E	E	E	E	R	E	E
desgarre	B	E	R-B	B	MB	B	B
abrasión	B	E	B-E	E	E	E	E
radiación	P	R-B	—	P	R	P-R	P-R
ácidos diluidos	E	E	E	E	P	B	R
ácidos concentrados	E	MB	E	B	P	R	R
hidrocarburos alifáticos	P	B	P	B	P	R	R
hidrocarburos aromáticos	P	R	P	R	B	B	B
hidrocarburos clorinados	P	P	P	M	B	B	B
aceites y gasolinas	M	B	P	B	B	B	B
aceite animal y vegetal	E	B	B-E	B	B	E	B
absorción de agua	E	B	E	B	M	E	E
envejecimiento solar	M	E	E	MB	E	E	E
envejecimiento por:							
temperatura (100°C)	B	E	E	B	B	B	E
Flama	P	B	P	B	B	R	B
Alcalis	M	B	MB	B	B	B	B

E = excelente, MB = muy bueno, B = bueno, R = regular, P = pobre, M = malo.

Tabla. Propiedades de los aislantes eléctricos dependiendo del material del mismo. Fuente tomada de (Viakon, 2011).

Como ya se ha establecido el concepto de ampacidad y los parámetros más importantes de los aislamientos de los conductores, ahora se presenta el procedimiento para la selección adecuada del cableado que se tendrá en el sistema fotovoltaico interconectado a la red, el cual consta de los siguientes puntos:



1. Establecer la caída de tensión máxima que se tendrá en el sistema.
2. Determinar la temperatura de operación.
3. Establecer el número de conductores o cables que se tendrán por segmento de ducto.
4. Realizar el cálculo de ampacidad.

A continuación, se detallará el proceso enlistado anteriormente:

1. Establecer/calcular la caída de tensión máxima que se tendrá en el sistema

Para los sistemas fotovoltaicos se sugiere limitar las caídas de voltaje en los conductores del sistema en un máximo de 3% (Asociación Nacional de Normalización y Certificación A.C., 2010).

Las tablas que suelen proveer los fabricantes de conductores eléctricos suelen expresar la resistencia del conductor por cada kilómetro de extensión. Una tabla típica de resistencia eléctrica de conductores de cobre se muestra a continuación.

Designación del conductor		Resistencia eléctrica en ohms/km							
Calibre AWG o kcmil	Área de la sección transversal mm ²	Corriente directa				Corriente alterna (60 Hz)*			
		20 °C	60 °C	75 °C	90 °C	20 °C	60 °C	75 °C	90 °C
20	0.519	33.88	38.98	41.21	43.21	33.88	38.98	41.21	43.21
18	0.824	21.35	24.57	25.98	27.24	21.35	24.57	25.98	27.24
16	1.31	13.46	15.48	16.37	17.16	13.46	15.48	16.37	17.16
14	2.08	8.447	9.720	10.27	10.77	8.447	9.72	10.27	10.77
12	3.31	5.318	6.119	6.469	6.783	5.318	6.119	6.469	6.783
10	5.26	3.343	3.847	4.067	4.264	3.343	3.847	4.067	4.264
8	8.37	2.102	2.419	2.557	2.681	2.102	2.419	2.557	2.681
6	13.3	1.322	1.522	1.609	1.687	1.322	1.522	1.609	1.687
4	21.2	0.8315	0.9568	1.011	1.060	0.8316	0.9569	1.011	1.060
2	33.6	0.5231	0.6019	0.6363	0.6672	0.5233	0.6021	0.6365	0.6674
-	35.0	0.5025	0.5782	0.6113	0.6409	0.5027	0.5784	0.6115	0.6411
-	50.0	0.3517	0.4047	0.4279	0.4486	0.3521	0.4050	0.4282	0.4489
1/0	53.5	0.3288	0.3784	0.4000	0.4194	0.3292	0.3787	0.4003	0.4197
2/0	67.4	0.2608	0.3001	0.3173	0.3327	0.2613	0.3005	0.3177	0.3330
-	70.0	0.2512	0.2891	0.3056	0.3204	0.2517	0.2895	0.3060	0.3208
3/0	85.0	0.2069	0.2381	0.2517	0.2639	0.2074	0.2386	0.2521	0.2643
4/0	107	0.1640	0.1888	0.1996	0.2092	0.1648	0.1894	0.2002	0.2098
250	127	0.1388	0.1597	0.1689	0.1770	0.1397	0.1605	0.1696	0.1777
-	150	0.1172	0.1349	0.1426	0.1495	0.1183	0.1358	0.1435	0.1503
300	152	0.1157	0.1331	0.1407	0.1476	0.1167	0.1340	0.1416	0.1484
350	177	0.09920	0.1141	0.1207	0.1265	0.1004	0.1152	0.1217	0.1275
400	203	0.08676	0.09984	0.10554	0.11066	0.08815	0.10105	0.10670	0.11176
-	240	0.07327	0.08432	0.08914	0.09346	0.07493	0.08576	0.09051	0.09477
500	253	0.06940	0.07986	0.08443	0.08852	0.07114	0.08139	0.08587	0.08990
600	304	0.05785	0.06657	0.07037	0.07379	0.05994	0.06840	0.07211	0.07545
750	380	0.04628	0.05325	0.05630	0.05903	0.04887	0.05554	0.05847	0.06110
1000	507	0.03471	0.03994	0.04222	0.04427	0.03809	0.04295	0.04509	0.04702

Tabla. Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave. Fuente tomada de

<http://www.latincasa.com.mx/ES/Paginas/Latincasa.aspx>



La fórmula que relaciona la resistencia del conductor con la caída de voltaje permisible, para un sistema eléctrico en corriente directa, es:

$$\Delta V = \frac{2IR_L L}{1000}$$

Por lo tanto:

$$R_L = \frac{\Delta V \times 1000}{(I)(2L)}$$

Donde R_L es la resistencia del conductor en *ohms/km*, ΔV es la caída de voltaje en V , I es la corriente que circula por el conductor y L es la longitud del conductor en un sentido en km.

Para sistemas de corriente alterna monofásicos, la caída de voltaje en un conductor de cierta longitud y sección transversal está dada por:

$$\Delta V = \left(\frac{L}{25}\right) \left(\frac{I}{S}\right)$$

Donde S es la sección transversal del conductor en mm.

En cambio, para configuración trifásica, la caída de voltaje está determinada por:

$$\Delta V = \left(\frac{\sqrt{3}}{50}\right) \left(\frac{LI}{S}\right)$$

Finalmente, para configuración trifásica en estrella de fase a neutro se tiene:

$$V = \left(\frac{1}{50}\right) \left(\frac{LI}{S}\right)$$

2. Determinar la temperatura de operación

Los fabricantes de conductores establecen la resistencia que ofrecen sus conductores en diferentes temperaturas, las cuales generalmente están establecidas en un rango de 25° C a 90° C. En los sistemas fotovoltaicos, por contar con un mayor índice de seguridad, ya que los módulos pueden alcanzar fácilmente los 70° C, se recomienda que en la selección del cableado se considere una temperatura de operación de 90° C (Juárez, 2014).



Posteriormente, se tratará el efecto de la temperatura ambiente en el cableado del sistema fotovoltaico.

3. Establecer el número de conductores o cables que se tendrán por segmento de ducto

El número de conductores por ducto se obtiene de acuerdo con la razón de costos y la razón técnica; esto se debe a que el tendido de cuatro o más cables por un sólo ducto, o canalización, origina un ajuste en los valores de ampacidad del cableado. El factor de corrección por agrupamiento de cables se muestra en la tabla siguiente.

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y mas	35

Tabla. Factores de ajuste para la ampacidad cuando se tiene más de tres conductores portadores de corriente en una canalización. Fuente: (ANCE, 2013).

El uso de los factores de ajuste por agrupamiento tiene una directa relación con la ampacidad del cableado, porque, al agrupar cables, los valores de ampacidad deben ser ajustados.

4. Realizar el cálculo de ampacidad

En un sistema fotovoltaico interconectado, el cableado que transmitirá la energía generada por el arreglo fotovoltaico hacia el acondicionador de carga (inversor) está determinado por la fórmula:

$$I_{amp} = I_{SC} \times 1.25 \times 1.25$$

Donde I_{amp} es la corriente de ampacidad en amperes e I_{SC} es la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico. Una vez determinada la ampacidad que debe poseer el cableado, éste se tiene que seleccionar, con base en las especificaciones de la norma. En la tabla siguiente se muestran las ampacidades permisibles para conductores aislados, de acuerdo con lo especificado por la Norma Oficial Mexicana NOM-01-SEDE-2012. Dicha tabla es válida para un sistema en operación con una temperatura ambiente de 30° C.



Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18**	—	—	14	—	—	—
1.31	16**	—	—	18	—	—	—
2.08	14**	15	20	25	—	—	—
3.31	12**	20	25	30	—	—	—
5.26	10**	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

Tabla. Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones de hasta 2000 V y 60 a 90°C, con tres conductores portadores de corriente (como máximo) en una canalización considerando una temperatura ambiente de 30° C. Fuente tomada de (ANCE, 2013).

Para condiciones de temperatura ambiente diferentes de 30° C, se debe ajustar la ampacidad a las condiciones del sitio; para ello, se deben multiplicar las ampacidades mostradas en la tabla anterior por los factores de ajuste que se muestran a continuación.



Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.2	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1	1	1
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.5
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Tabla. Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C. Fuente tomada de (ANCE, 2013).

Debe verificarse que el cableado de un sistema eléctrico cumpla con las especificaciones que dicta la norma; no están permitidas las suposiciones de si un calibre es válido para uno u otro nivel de corriente. El respeto de la norma disminuye los riesgos de falla en el sistema; esto aumentará el prestigio del diseñador del sistema fotovoltaico.

Ejemplos

1. Se posee un sistema de generación eléctrica que opera a 24 VCD con una $I = 8 \text{ A}$, que alimentará una carga situada a 10 m de distancia. Seleccione un cable adecuado para el sistema descrito.

Como el sistema opera con un voltaje menor de 48 V, la caída máxima de voltaje es estable en un 3%, por lo tanto $\Delta V = 3\% \text{ de } 24 \text{ V} = 0.72 \text{ V}$.

Encontrando la resistencia de cable a seleccionar:

$$R_L = \frac{\Delta V \times 1000}{(I)(2L)} = \frac{(0.72) \times 1000}{(5)[2(0.010)]} = 4.5 \text{ ohms/km}$$

Si se toma la tabla de resistencias eléctricas de los conductores, se observa que para una corriente directa a 90°C, el cable calibre 10 tiene una resistencia eléctrica de 4.067 ohms/km mientras que el cable calibre 12 tiene una resistencia de 6.469 ohms/km; por lo cual, de estos calibres se selecciona el inmediato superior; de esta manera, se obtiene que el cable adecuado será el de calibre 10.



2. Se tiene un sistema de generación eléctrica que opera a 24 VCA monofásico con una $I = 8 A$, que alimentará una carga situada a 10 m de distancia. Seleccione un cable adecuado para el sistema descrito.

Recordando que para sistemas en corriente alterna monofásicos.

$$\Delta V = \left(\frac{L}{25}\right) \left(\frac{I}{S}\right)$$

y tomando que $\Delta V = 0.72 V$ se tiene que

$$S = \frac{LI}{25(\Delta V)} = \frac{(10m)(8A)}{(25)(.72)} = 4.44 \text{ mm}^2$$

Si se toman las tablas de resistencia eléctricas como conductores, se obtiene que una sección de 4.4 mm^2 se encuentra comprendida entre los calibres 10 y 12 AWG; ante esto, se elige el inmediato superior y el resultado es un cable calibre 10 AWG.

De esta manera quedan establecidos los componentes primordiales de un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Recuerda que la configuración de un sistema fotovoltaico depende de las características propias de cada aplicación, por lo que el proceso presentado debe tomarse sólo como referencia.

2.6. Proyecto

En esta parte de la asignatura se reforzarán los conocimientos adquiridos a lo largo de ella mediante el diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Es importante resaltar que en los ejemplos vistos en este curso no se consideraron las limitantes de espacio, para la colocación de los módulos, ni las limitantes de capital, para la inversión en un sistema de fotovoltaico; sin embargo, estas cuestiones deben ser consideradas. Es totalmente válido cambiar el enfoque de diseño, aunque no siempre será posible satisfacer la demanda total del usuario con las fuentes renovables, pero sí es posible maximizar los beneficios de dichas tecnologías.



2.6.1. Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red

En este subtema se aplicarán los conceptos y fórmulas vistos con anterioridad para el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

Ejemplo de aplicación

Un usuario con tarifa de alto consumo DAC desea disminuir su consumo eléctrico utilizando un sistema fotovoltaico interconectado a la red. El consumo promedio anual que desea abastecer con el sistema es de 9 kWh/día. El recurso solar con el que cuenta el sitio de instalación es de 5.5 HSP, y se ha registrado que la temperatura ambiente máxima es de 32 °C y que la temperatura ambiente mínima es 22 °C. Realiza el diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico, considerando que la eficiencia del sistema es de 80 %. Asimismo, realiza el diseño del sistema fotovoltaico y considera que la distancia que hay entre el arreglo fotovoltaico y el inversor es de 25 metros, y del inversor al tablero de conexión es de 3 metros.

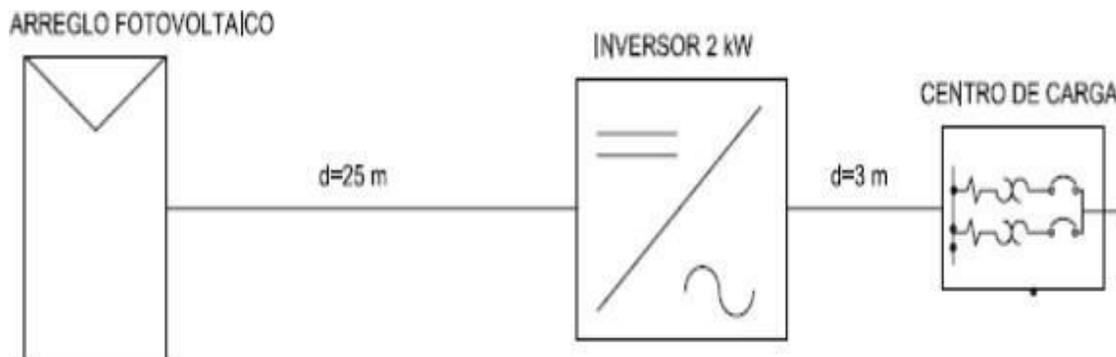


Figura. Distancias entre los componentes del sistema fotovoltaico

Solución

La potencia pico del arreglo fotovoltaico está determinada por:

$$P_p = \frac{E_s}{R_s \eta} = \frac{9.0 \text{ kWh}}{(5.5 \text{ h})(0.8)} = 2.045 \text{ kW}$$

Selección del inversor

El único criterio fijo que se ha establecido para seleccionar un inversor en particular es que éste debe cumplir las características del sistema al que se conectará. En este caso, el



sistema opera a 240 V monofásico a 60 Hz. A causa de esto, se seleccionó un inversor Fronius modelo IG 2000, del cual se muestran algunas de sus características en la tabla siguiente.

Fronius IG	IG 2000	IG 3000	IG 2500-LV
DC Input Data			
Recommend PV power	1500 - 2500 Wp	2500 - 3300 Wp	1800 - 3000 Wp
Max. DC input voltage	500 V	500 V	500 V
Operating DC voltage range	150 - 450 V	150 - 450 V	150 - 450 V
Max. usable DC input current	13.6 A	13.6 A	13.6 A
AC Output Data			
Max. Output power @ 40°C	2000 W	2700 W	2350 W
Nominal AC output voltage	240 V	240 V	208 V
Utility AC voltage range	212 - 264 V (240 V + 10% / -12%)		183 - 227 V
Maximum AC current	8.35 A	11.25 A	11.25 A
Max. utility back feed current	0.0 A	0.0 A	0.0 A
Operating frequency range	59.3 - 60.5 Hz (60 Hz nom)		
Total Harmonic Distortion THD	<5%		
Power Factor (cos phi)	1		
General Data			
Max. Efficiency	95.2%	95.2%	94.4%
Consumption in stand-by	< 0.15 W (night)		

Tabla. Características del inversor Fronius IG 2000. Fuente tomada de http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-9C56118E-8E5D4E37/fronius_usa/hs.xml/2714_1453.htm#.U2b4cfl5PdR

Un solo inversor del tipo seleccionado es capaz de soportar la potencia pico instalada en el arreglo fotovoltaico. A continuación, se determinará la configuración del arreglo fotovoltaico.

Del mercado se selecciona un módulo de 250 W marca Solartec, modelo S60 MC-250. La tabla de especificaciones del módulo fotovoltaico se muestra a continuación.

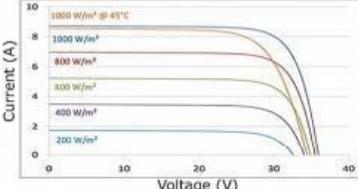




Solartec
Energía Renovable

245 - 265W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones		IV Curve			
Number of cells / Numero de celdas	60 (6 x 10)				
Module dimensions/ Dimensiones del módulo	1640mm x 992mm				
Weight / Peso	20.5 kg				
Cable / Cable	90 cm long double XLPE layer, TÜV Certified, 4.0mm ²				
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction box with 6 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified.				
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass				
Frame / Marco	Aluminium (40 mm) or Without frame				
Fire Rating / Clasificación de flama	Class C				
				Current / voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature	
				Maximum system voltage/ Voltaje máximo del sistema	600 V
		Maximum series fuse/ Valor máximo del fusible en serie	15 A		

156mm Monocrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Monocristalino										
Model / Modelo	S60MC-245		S60MC-250		S60MC-255		S60MC-260		S60MC-265	
Test Conditions / Condiciones de Medición	STC	NOCT								
Open circuit voltage (Voc) / Voltaje de circuito abierto	37.74 V	34.90 V	37.92 V	35.10 V	38.10 V	35.30 V	38.28 V	35.50 V	38.46 V	35.7 V
Optimum operating voltage (Vmpp) / Voltaje en el punto de máxima potencia	30.76 V	28.20 V	30.96 V	28.50 V	31.16 V	29.00 V	31.36 V	29.50 V	31.56 V	30.00 V
Short circuit current (Isc) / Corriente de cortocircuito	8.58 A	6.90 A	8.62 A	6.95 A	8.64 A	6.95 A	8.67 A	6.97 A	8.70 A	7.00 A
Optimum operating current (Impp) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.96 A	6.31 A	8.07 A	6.36 A	8.18 A	6.41 A	8.29 A	6.46 A	8.40 A	6.52 A
Maximum power (Pmax) / Potencia máxima	245 W	177.8 W	250 W	181.6 W	255 W	185.6 W	260 W	190.3 W	265 W	195.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	15.05%		15.37%		15.72%		16.08%		16.46%	

Tabla. Módulo fotovoltaico Solartec seleccionado. Fuente tomada de <http://www.solartec.mx/doctos/modulos/mono/S60MC.pdf>

Configuración del arreglo fotovoltaico

El número total de módulos fotovoltaicos del sistema está determinado por:

$$N = \frac{P_p}{P_{mod}} = \frac{2.045 \text{ kW}_p}{.250 \text{ kW}_p} = 8.18 \cong 8 \text{ módulos}$$

El número de módulos en serie está determinado por:

$$N_{m_s} = \frac{V_{m_i}}{V_{mp(m)}}$$

Donde el voltaje medio del inversor está determinado por:

$$V_{m_i} = \frac{600V}{2} = 300V$$

Por lo cual:

$$N_m = \frac{V_{m_i}}{V_{mp(m)}} = \frac{300V}{30.96V} = 9.68 \cong 10 \text{ módulos en serie}$$



$$N = \frac{N_{Tm}}{c \cdot Nm_s} = \frac{8}{10} = 0.80 \cong 1 \text{ cadena}$$

Y

$$V_{mp} = (10)(30.96) = 309.6 \text{ V}$$

Ahora bien, la potencia pico del arreglo fotovoltaico es igual a:

$$Pp_{(AFV)} = (Nm_s)(N_c)(Pp_m) = (10)(1)(250 \text{ W}) = 2.5 \text{ kW}$$

Esta potencia está dentro del rango de potencia en la que opera el inversor en su entrada; por esto, dicho parámetro se considera adecuado para el sistema propuesto.

Ahora se evaluará el comportamiento del módulo fotovoltaico en las condiciones de temperatura ambiente del sitio de instalación.

$$T_{celda(NOCT)} = Ta_{(NOCT)} + C_{(NOCT)}G_{(NOTC)}$$

:

$$C_{(NOCT)} = \frac{T_{celda(NOCT)} - Ta_{(NOCT)}}{G_{(NOTC)}} = \frac{45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} = 0.03125 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W/m}^2}$$

a) Para la máxima temperatura ambiente del sitio: $Ta = 32.0^\circ\text{C}$

$$T_{celda} = Ta + C_{(NOCT)}G = 32^\circ\text{C} + (0.03125 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W/m}^2})(1000 \text{ W/m}^2) = 63.25^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = T_{celda} - T_{stc} = 63.25^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 38.25^\circ\text{C}$$

Por lo tanto:

$$\Delta V_{mp(\%)} = (0.346\%/^\circ\text{C})(\Delta T) = (0.346\%/^\circ\text{C})(38.45^\circ\text{C}) = 13.23\%$$

$$V_{mp(T_{max})} = V_{mp} - ((V_{mp})(\Delta V_{mp(\%)}))/100$$

$$V_{mp(T_{max})} = 30.96\text{V} - \left(\frac{(30.96\text{V})(13.23)}{100}\right) = 26.86\text{V}$$

Considerando que se tienen 10 módulos en serie:

$$V_{serieT_{max}} = (Nm_s)(V_{mp(T_{max})})$$

$$V_{serieT_{max}} = (10)(26.86) = 268.6 \text{ V}$$



b) Para la mínima temperatura ambiente del sitio: $T_a = 22\text{ }^\circ\text{C}$

$$T_{celda} = T_a + C_{(NOCT)} G = 22^\circ\text{C} + (0.03125 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W/m}^2}) (1000 \text{ W/m}^2) = 53.25\text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = T_{celda} - T_{stc} = 53.25\text{ }^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 28.25^\circ\text{C}$$

Por lo tanto:

$$\Delta V_{mp(\%)} = (0.346\%/^\circ\text{C})(\Delta T) = (0.51\%/^\circ\text{C})(28.25^\circ\text{C}) = 9.77\%$$

$$V_{mp(T_{min})} = V_{mp} + ((V_{mp})(\Delta V_{mp(\%)}))/100$$

$$V_{mp(T_{min})} = 30.96\text{V} + \left(\frac{(30.96\text{V})(9.77)}{100} \right) = 33.98\text{V}$$

Considerando que se tienen 10 módulos en serie, entonces:

$$V_{serieT_{min}} = (Nm_s)(V_{mp(T_{min})})$$

$$V_{serieT_{min}} = (10)(33.98) = 339.8\text{ V}$$

Este valor de voltaje se encuentra dentro del rango de la entrada del inversor.
Por lo cual, la configuración del arreglo queda establecida en 10S x 1P.

Calculando, ahora, el cableado del sistema

a) Del arreglo fotovoltaico al inversor ($L = 25\text{m}$)

Como el sistema opera con un voltaje de 309.6 V, la caída máxima de voltaje se establece en un 3%, por lo tanto: $\Delta V = 3\%$ de $309.6\text{ V} = 9.288\text{ V}$.

Encontrando la resistencia de cable a seleccionar:

$$R_L = \frac{\Delta V \times 1000}{(I)(2L)} = \frac{(9.288\text{V}) \times 1000}{(8.62\text{ A})[2(25\text{m})]} = 21.54\text{ ohms/km}$$

Es necesario verificar que el calibre 16 AWG tenga una resistencia de 17.16 ohms/km, por lo cual se selecciona el cable calibre 16 AWG, y se calcula ahora la ampacidad:

$$I_{amp} = I_{sc} \times 1.25 \times 1.25$$

$$I_{amp} = 8.62\text{ A} \times 1.25 \times 1.25 = 13.45\text{ A}$$



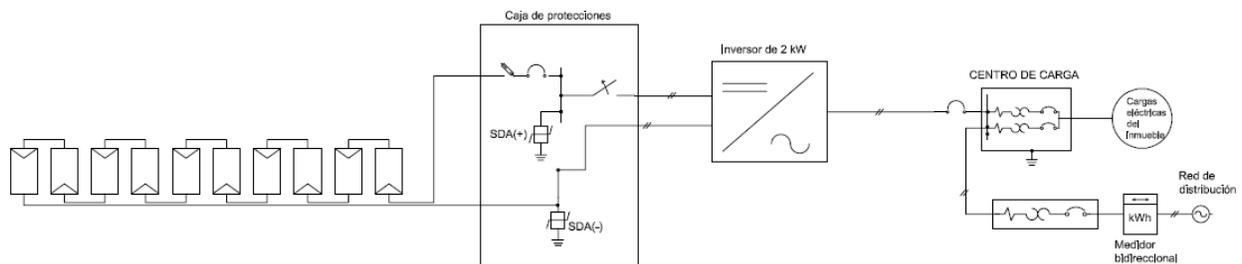
Si se verifica la tabla de ampacidades por calibre, se puede observar que la ampacidad del conductor calibre 16 AWG de cobre a 90 °C es de 18 A; por lo tanto, dicho calibre es apto para la aplicación

b) Del inversor al tablero de conexión ($L = 3m$):

$$S = \frac{LI}{25(\Delta V)} = \frac{(3m)(8.62A)}{(25)(9.288)} = 0.11mm^2$$

Cuando se verifica la tabla de la resistencia eléctrica de los conductores, se observa que el valor hallado se encuentra entre los correspondientes a los calibres 16 y 18 AWG, al tomarse el inmediato superior se selecciona el cable calibre 16.

En el diagrama siguiente se muestra la configuración final del sistema fotovoltaico interconectado.



Configuración del sistema fotovoltaico

Como ya se ha comentado, al no existir una única vía de diseño, tampoco existe una única configuración posible en el sistema fotovoltaico: se puede usar un inversor de menor capacidad, módulo de menor o mayor potencia del propuesto, etc. Esto depende de muchos factores que deben valorarse para lograr un sistema exitoso; por ejemplo, de la disponibilidad comercial de los equipos en la zona, de las limitantes del espacio que se tengan para la instalación o del presupuesto.



Cierre de la unidad

En esta unidad se analizó el dimensionamiento y el cálculo de los diversos componentes de un sistema fotovoltaico autónomo; es decir, aquél que está aislado de la red eléctrica. Asimismo, se establecieron las bases para el correcto diseño de un sistema fotovoltaico (ya descrito), visualizando en todo momento las prácticas correctas en este ámbito. Se te sugiere mantenerte actualizado en todo lo referente a este tema y hacer hincapié en lo que dicta la normatividad existente, porque así se garantiza un correcto funcionamiento de la tecnología, contribuyendo al desarrollo de esta.

En la esta unidad se presentaron las características y el procedimiento del cálculo de los diferentes componentes de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, desde el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico hasta el diseño del cableado del sistema. Como puedes haber notado, no existe una vía única para el diseño de un sistema fotovoltaico, asimismo, es imprescindible la práctica constante y la actualización continua. Muchas de las decisiones en la etapa de diseño se relacionan con la experiencia y el conocimiento del mercado, de las tendencias y de la tecnología fotovoltaica en sí misma; por lo cual, no existe— este documento no pretende serlo— una guía definitiva para el diseño de sistemas fotovoltaicos, sólo se dan pautas a seguir. Recuerda que, como futuro ingeniero en la carrera Energías Renovables, es tu responsabilidad mantenerte actualizado y en constante capacitación.



Fuentes de consulta

- Abella, M. (2005). *Sistemas Fotovoltaicos*. Madrid: S.A.P.T Publicaciones Técnicas S.L.
- Asociación de Normalización y Certificación A. C. (2013). *NOM-001-SEDE-2012*. México: ANCE.
- Cotar, A. y Filcic, A. (2012). *Photovoltaic System*. *Adriatic IPA* 17.
- Fields, E. (2011, 9 de agosto). *Europe Sun Fields*. Consultado de <http://www.sfe-solar.com/%C2%BFque-es-un-sistema-fotovoltaico-autonomo-de-que-consta-y-como-se-dimensiona-1685/>
- Mayfield, R. (2010). *Photovoltaic Desing & installation for dummies*. Indianapolis: Wiley Publishing, Inc.
- PROCOBRE. (s. f.). *Conductores eléctricos*.
- Sánchez, A. (2008). *Curso Taller de Tecnologías Solares*. Temixco, Morelos.
- Sánchez, J. (2014). *Curso de Sistemas Fotovoltaicos interconectados a la red*. Temixco, Morelos.
- Wiles, J. (2011, diciembre). *Photovoltaic Power System and the 2005 National Electrical Code: Suggessted Practices*. New Mexico.
- ANCE. (2013). *NOM-001-SEDE-2012*. México: ANCE.
- Arivilca, M. S. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica- Manual técnico para intalaciones domiciliarias*. Alemania: Green Energy Consultoría y Servicios SRL.
- Asociación Nacional de Normalización y Certificación A.C. (2010). *NOM-001-SEDE-2005*. Mexico: ANCE.
- CFE. (2008). *INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW*. D.F. México: LAPEM.
- CFE. (25 de enero de 2014). *Comisión Federal de Electricidad*. [sitio web de la Comisión Federal de Electricidad]. Consultado el 02 de julio de 2014 y disponible en: <http://www.cfe.gob.mx/>



- Comisión Federal de Electricidad. (2014). *Contratos de Interconexión*. D.F. México: CFE.
- Energy Market Authority (s.f.). *Handbook for Solar Photovoltaic (PV) System. Singapur: Building and construction*.
- Insitituto de investigaciones Eléctricas. (2010). *SFCR. protección y seguridad*. Cuernavaca: IIE.
- SENER. (2011). *Secretaría de Energía*. [sitio web de la Secretaría de Energía], Consultado el 02 de julio de 2014 y disponible en <http://www.sener.gob.mx/>
- Viakon. (2011). *Manual eléctrico*. Monterrey, México: Conductores Monterrey S.A. de C.V.