

Manual para la evaluación técnica-económica de:  
“Sistemas Fotovoltaicos Interconectados  
a la Red apoyados a través del Programa  
de Fideicomiso de Riesgo Compartido”.





El Comité de Gestión por Competencias de Energía Renovable y Eficiencia Energética agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó bajo el marco del “Programa de Energía Sustentable en México”, el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del/ de los autor/es y no necesariamente representan la opinión de YECTLAHUILLI y/o de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

Supervisión: Inder Rivera  
Autor(es): Rodolfo Alvarado Castañeda  
Colaborador (es): Edwin Mauricio Martínez Galicia, Raúl Hernández Reséndiz, Edgar Bracamontes Nájera.

Diseño: GIZ México

Yectlahuilli hC Ingeniería Sustentable S. A. de C. V.  
Nicolás Bravo 80. San Mateo. Del. Tláhuac. C.P. 13040.  
México, D.F.  
[www.yectlahuilli.com.mx](http://www.yectlahuilli.com.mx)

© Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn/Alemania  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

Oficina de Representación de la GIZ en México  
Torre Hemicor, Piso 11  
Av. Insurgentes Sur No. 826  
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez  
C.P. 03100, México, D.F.  
T +52 55 55 36 23 44  
F +52 55 55 36 23 44  
E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)  
I [www.giz.de/](http://www.giz.de/) [www.gtz.de/mexico](http://www.gtz.de/mexico)



## CAPÍTULO 1: CONDICIONES GENERALES

### 1.1 PRESENTACIÓN

El presente documento ha sido desarrollado con la finalidad de actualizar la herramienta de evaluación de proyectos impulsados a través del programa FIRCO para la generación de energía eléctrica a través de la implementación de SFVI. La actualización pretende robustecer la información inmersa en la comprensión de la tecnología fotovoltaica y su implementación, analizada desde la perspectiva técnica y financiera.

Este documento reconoce el trabajo anterior realizado por especialistas nacionales e internacionales en el tema fotovoltaico que han permitido el desarrollo de una industria que va en constante crecimiento en nuestro país y distingue a FIRCO como institución elemental para el impulso de la implementación de la tecnología fotovoltaica en nuestro país, brindando la oportunidad de que cada vez más agronegocios alcancen la posibilidad de reducir sus costos de operación produciendo electricidad de una fuente de energía limpia, el sol. Los beneficios de la implementación de estos sistemas no sólo son económicos, sino sociales y medioambientales.

### 1.2 OBJETIVOS DEL MANUAL

- a. Presentar un documento que actualice y amplíe la guía a los técnicos para la evaluación tanto técnica como económica de los proyectos donde se implementan SFVI apoyados a través de FIRCO.
- b. Facilitar la promoción y difusión de las principales prácticas a considerarse en el diseño, instalación y operación de SFVI en el sector agropecuario.
- c. Orientar a los productores, técnicos y funcionarios en relación con las principales prácticas en el desarrollo de esta tecnología, a fin de asegurar la calidad en la implementación de los proyectos.
- d. Fijar las condiciones técnicas base que deben cumplir las instalaciones de los SFVI.

### 1.3 ANTECEDENTES

La Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), a través del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), ha instrumentado diversas acciones para fomentar el uso de las tecnologías que aprovechan las fuentes renovables de energía en el sector agropecuario de México. Entre las acciones que se han implementado se encuentra el Proyecto de Energía Renovable para la Agricultura “PERA”, cuyos objetivos fueron minimizar el desconocimiento en el sector respecto a las energías renovables y reducir los altos costos de inversión. Con la realización del PERA, FIRCO demostró que el uso de las tecnologías que aprovechan las fuentes renovables de energía son una alternativa

confiable y viable para lograr ahorros de energía y reducir los costos de producción en los agronegocios.

Actualmente, FIRCO está llevando a cabo el proyecto de “Desarrollo Sustentable para el Fomento de las Fuentes Alternas de Energía en los Agronegocios”; con el cual se busca “Contribuir a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que incidan en la mitigación de los impactos del Cambio Climático, mediante la adopción de Energías Renovables y prácticas de Eficiencia Energética en los procesos productivos de los Agronegocios, para propiciar el ahorro de energía y la disminución de costos de producción, favoreciendo la rentabilidad de las empresas”. Para alcanzar con éxito el objetivo planteado, FIRCO brinda apoyos económicos, entre otros, para la instalación de sistemas fotovoltaicos en agronegocios. De lo anterior se desprende la necesidad de contar con un manual que establezca una metodología que permita seleccionar los proyectos de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (SFV-IR) que sean viables para financiar e implementar tanto técnica como económicamente.

#### 1.4 CAMPO DE APLICACIÓN

La implementación de SFVI apoyados a través de FIRCO ha tenido constantes tanto técnicas como económicas, las cuales son:

- Proyectos desarrollados en agronegocios con tarifas comerciales de baja tensión (tarifa 2 y 3) y de media tensión (tarifa OM y HM)
- La potencia pico promedio instalada en los últimos años es de 40 kW picos, pero este valor va en aumento, pues se ha buscado apoyar cada vez más a agronegocios con tarifas de media tensión.
- Las principales regiones donde se ha instalado es la región de Jalisco y la Comarca Lagunera.
- Se busca difundir e implementar más proyectos en otros estados de la República, es una realidad que la gran parte del territorio nacional consta de un recurso solar envidiable a nivel internacional.

## CAPÍTULO 2: RADIACIÓN SOLAR

La base del diseño de un SFVI es la disponibilidad de recurso solar en un sitio en específico. Hay mas factores a considerar dentro del dimensionamiento de SFVI, estos aspectos se desarrollarán más adelante dentro de este manual.

El recurso solar en sitio es un tema crucial para definir qué potencia pico FV será necesaria instalar y generar una cantidad de energía suficiente para cubrir un consumo eléctrico específico. El análisis del recurso solar en un área basta de nuestro país ha provocado que empresas tanto nacionales como extranjeras consideren atractivo invertir en México en proyectos FV, por lo que cada vez es más relevante desarrollar los mecanismos para que las instalaciones que se desarrollen en el país tengan un estándar donde se garantice:

- La producción de energía eléctrica.
- La seguridad de los operadores y de cualquier persona que entre en contacto con el sistema.
- La seguridad de la inversión.
- Desarrollo de la confianza de la sociedad en general con la tecnología FV.

Después de estos argumentos, es importante entrar en tema.

### 2.1 Radiación solar espacial

El sol es la estrella de nuestro sistema planetario que contiene la mayor cantidad de masa y segundo a segundo irradia una cantidad de energía inmensamente mayor al consumo actual de energía del total de las actividades del hombre en el Planeta.

El sol está compuesto por una mezcla de gases, en su mayoría hidrógeno. Conforme el sol convierte el hidrógeno en helio mediante una masiva reacción termonuclear, en la superficie del mismo se conserva una temperatura aproximada de 5800 K. Esta energía es irradiada desde el sol de manera uniforme en todas las direcciones. La densidad de energía emitida por unidad de área, depende de la integración de la misma en función de la longitud de onda, empleando la siguiente fórmula:

$$w_{\lambda} = \frac{2\pi hc^2 \lambda^{-5}}{e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1}$$

(W/m<sup>2</sup>/unidad de longitud en metros)

*Ecuación 1 Radiación emitida por el sol o cualquier cuerpo.*

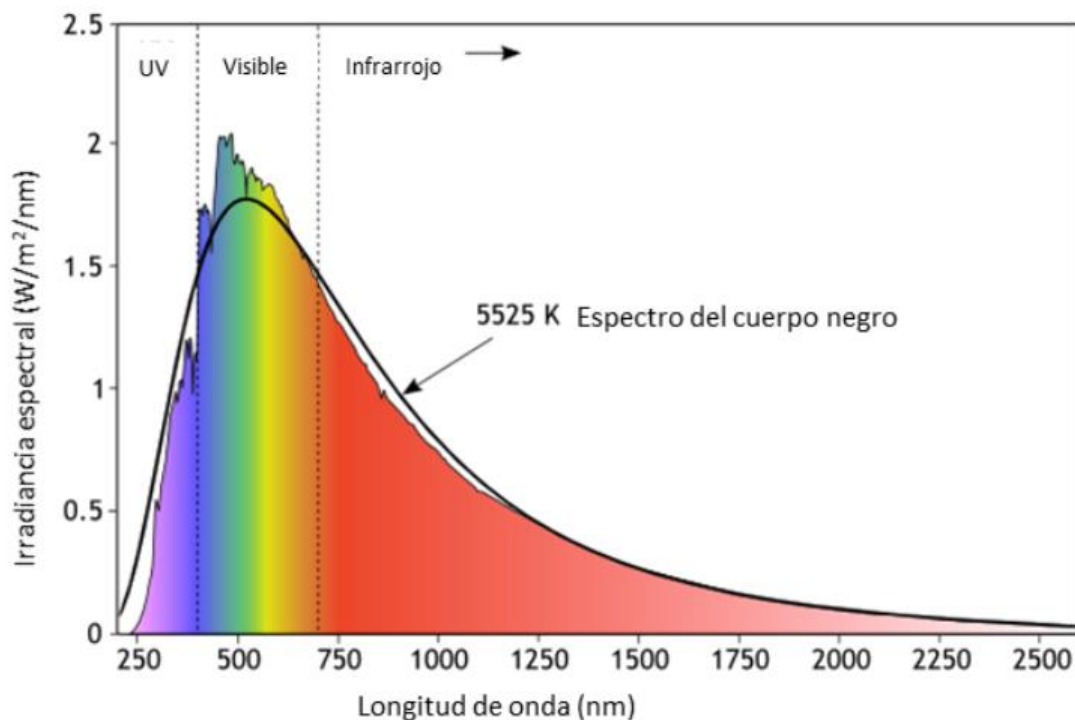
Donde

$h = 6.63 \times 10^{-34}$  W s<sup>2</sup> (constante de Planck)

$c = 3.00 \times 10^8$  m/s (velocidad de la luz en vacío)

$k = 1.38 \times 10^{-23}$  J/K (constante de Boltzmann)  
 $T$  = temperatura del cuerpo negro en grados Kelvin  
 $w_\lambda$  = Radiación emitida por el sol y cualquier cuerpo

La relación anterior describe la densidad de energía en la superficie del sol en  $W/m^2$  por unidad de longitud de onda en metros (nanómetros). Integrando dentro de un intervalo de longitudes de onda (de 0 a  $2.5 \mu m$ ) se obtiene un valor aproximado de  $6.32 \times 10^7 W/m^2$ , considerando que el valor de densidad de energía varía inversamente proporcional al cuadrado de la distancia, el diámetro del sol de aproximadamente  $1.39 \times 10^9 m$  y una longitud aproximada entre el sol y la tierra de  $1.5 \times 10^{11} m$ , se obtiene una densidad de energía por unidad de área (**irradiancia**) incidente sobre la atmósfera de nuestro planeta de aproximadamente  **$1,367 W/m^2$** , este dato es conocido como la **constante solar**.



Gráfica 1 Irradiancia espectral vs Longitud de onda.

## 2.2 Radiación sobre la superficie terrestre

Después de que el haz de luz solar entra a la atmósfera, un porcentaje es absorbido, otro es desviado y otro pasa directo a la superficie sin tener afectaciones. Ya en la superficie otro porcentaje es absorbido o reflejado por objetos.

La **radiación global** incidida sobre la superficie está compuesta de los siguientes elementos:



- Radiación directa: componente de la radiación extraterrestre que incide directamente en la superficie.
- Radiación difusa: radiación incidente, resultado de las dispersiones, reflexiones, refracciones y absorción que ha sufrido la luz solar en la atmósfera.
- Radiación reflejada (albedo): El material de la superficie tiene un índice de reflexión de la luz incidente. Por ejemplo: la nieve fresca tiene un albedo de 0.8 a 0.9 y los océanos tienen un albedo de 0.07 a 0.1.



*Imagen 1 Tipos de radiación.*

En un día despejado, de manera teórica, la atmósfera absorbe cerca de un 30%, por lo que se considera que en el momento donde el haz de luz incide perpendicularmente sobre una superficie, la irradiancia incidente es aproximadamente de **1,000 W/m<sup>2</sup>**, este valor es el pico máximo de irradiancia establecido de manera convencional, de hecho es uno de los **estándares de prueba** de las tecnologías FV.

A lo largo del día y del año nuestra posición con respecto al sol va cambiando. Este efecto produce que la irradiancia sobre un punto en la superficie terrestre varíe, principalmente, sin considerar aspectos de nubosidad, el haz de luz va recorriendo una distancia distinta dentro de la atmósfera, lo que ocasiona las principales oscilaciones del valor de la irradiancia a lo largo del día y a lo largo del año. Esta variación es analizada a través de un factor, la **masa de aire**, definida como un índice que permite relacionar la cantidad de energía que absorbe la atmósfera en función de la longitud de atmósfera que la luz recorre. Bajo esta definición se puede decir que cuando el sol está completamente perpendicular a la superficie la masa de aire es de 1. Matemáticamente la masa de aire se define:

$$AM = \sec \theta_z = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad \text{Masa de aire (air mass)}$$

$\theta_z$  = ángulo zenit, ángulo medido entre la vertical y la posición del sol.

*Ecuación 2 Calculo de Masa de aire (air mass).*

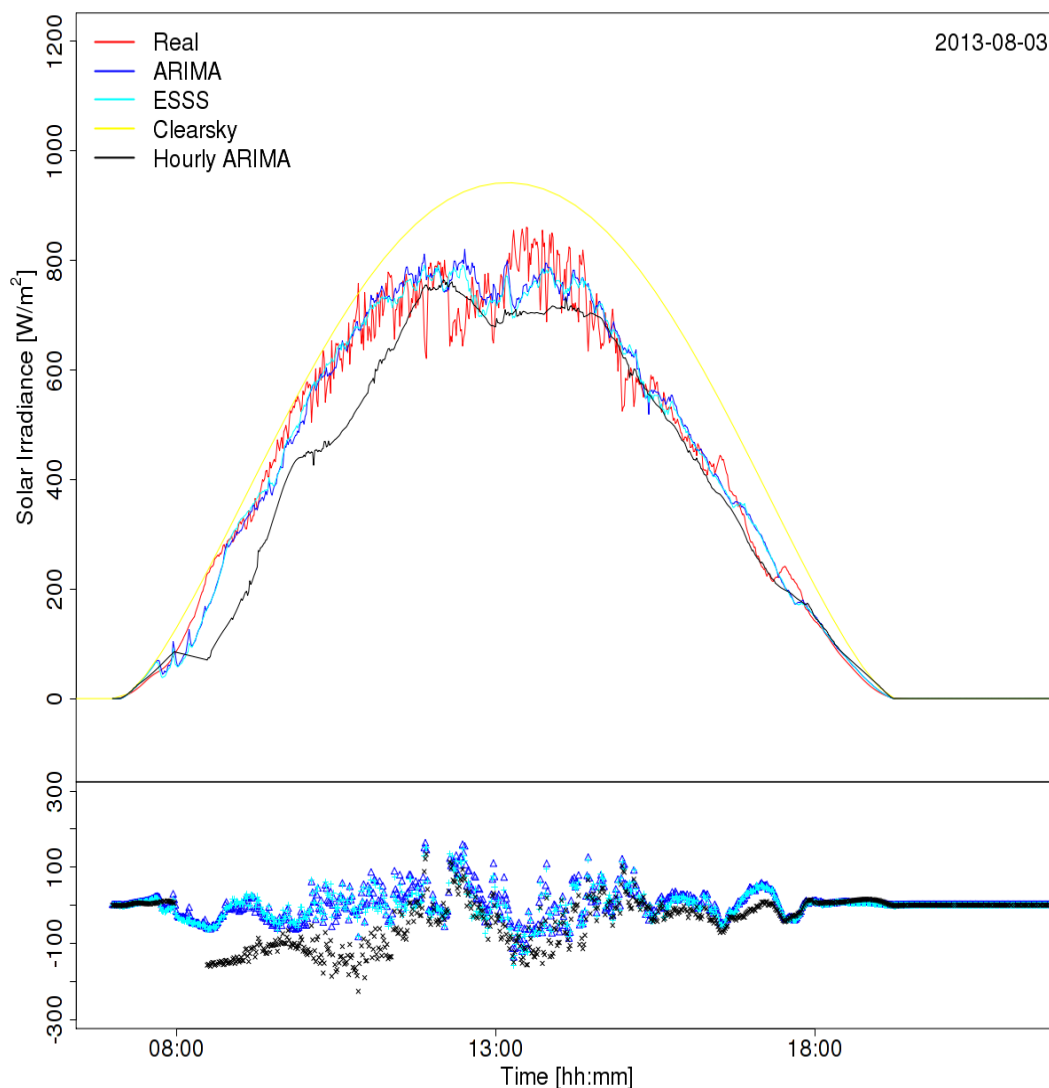
Al tener distintos valores de irradiancia dentro de un periodo definido de tiempo, se suman (integran) y se obtiene un valor general de energía por unidad de área. Normalmente, los periodos de integración son de un día, con fracciones de registro de una hora. De esta forma obtenemos la **irradiación** en un sitio en específico. El valor de irradiación se ve influenciado por aspectos de clima y por cuestiones de geometría

solar. La irradiación, para cuestiones FV, se expresa en unidad de kWh/m<sup>2</sup>, para cuestiones de diseño en aspectos FV se emplea otro concepto: las **horas pico solares**.

$$PSH = \frac{\text{Irradiación}}{\text{Irradiancia}} = \frac{H}{I} = \frac{\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{\frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = \text{horas}$$

*Ecuación 3* Calculo de horas pico solares.

El concepto de irradiación se puede interpretar de mejor forma con la ayuda de la siguiente gráfica:



*Gráfica 2* Irradiancia solar en un día.

<http://dev.apptheunum.com.php54-2.ord1-1.websitetestlink.com/>



## 2.3 Geometría solar

Ya definidos los principales conceptos necesarios para el análisis de la radiación solar es tiempo de contemplar otro de los factores que producen variación en los valores de irradiancia y es una herramienta fundamental para el análisis de proyección de sombras, la geometría solar.

Anteriormente se habló del concepto de la masa de aire y su relación con el ángulo zenit  $\theta_z$ , además de este ángulo hay otros ángulos relevantes para el análisis de la posición del sol:

Ángulo de declinación ( $\delta$ ): Es el ángulo de posición del sol medido desde el ecuador y varía a lo largo del año, variando a lo largo del año, debido a la inclinación del eje de rotación terrestre de  $23.45^\circ$ .

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[ \frac{360^\circ(n - 80)}{365} \right]$$

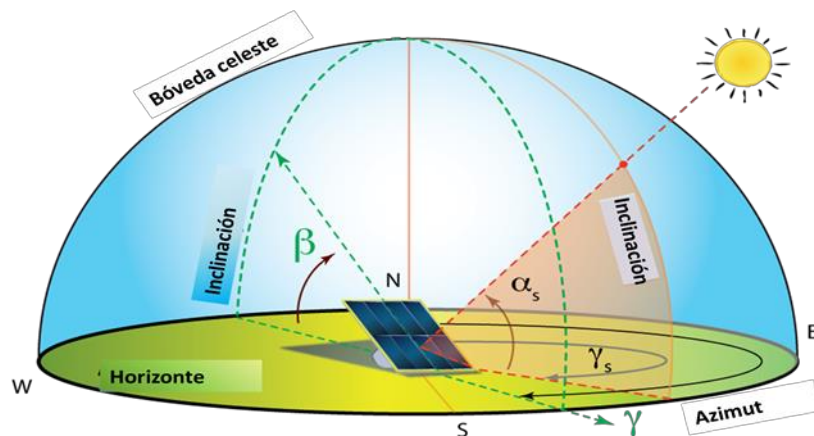
*Ecuación 4 Cálculo del Ángulo de declinación.*

Es importante notar que la relación está dada en grados y  $n$  es el día del año en el cual se está haciendo el análisis.

Altitud o elevación solar ( $\alpha$ ): el ángulo medido desde la horizontal y el haz solar incidente en un plano determinado por el ángulo zenit y el sol.

Ángulo azimut ( $\psi$ ): Mide la posición angular este - oeste del sol desde el sur. El ángulo azimut cero es al medio día, de manera teórica.

Ángulo horario ( $\omega$ ): Es la diferencia entre el medio día y un tiempo determinado en el día en términos de la rotación de  $360^\circ$  en 24 horas.



*Imagen 2 Cálculo del Ángulo de declinación.*

Además de estos ángulos es importante notar que es necesario conocer la posición de un sitio en específico sobre la superficie terrestre, para esto se requieren sus coordenadas: latitud ( $\phi$ ), longitud y elevación con respecto al nivel del mar.

Dato complementario:

Otras de las aplicaciones de la geometría solar es la técnica conocida como el “círculo indio”, técnica reconocida en el estándar nacional 0586: “Instalación de Sistemas Fotovoltaicos en Residencia, Comercio e Industria”. Dicha técnica consiste en colocar una pértiga (vara) sobre una superficie plana, en un día despejado y con un cordón sujeto a esta pértiga ir realizando marcas a lo largo de un periodo determinado, el análisis de estas marcas permite definir una referencia de orientación, para localizar los 4 puntos cardinales.



*Imagen 3 Ejemplo de círculo indio.*



## CAPÍTULO 3: EFECTO FOTOELÉCTRICO Y LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Después de describir de manera breve el análisis del recurso solar y su incidencia sobre la superficie terrestre, es necesario trabajar con una descripción general de la tecnología que está atrás de las aplicaciones fotovoltaicas.

### 3.1 Efecto fotoeléctrico

El fenómeno físico motor de los electrones dentro de la célula fotovoltaica es el **fenómeno fotoeléctrico**. Este fenómeno ha sido analizado a lo largo de los últimos siglos dentro del contexto científico. En un principio, se utilizó en conjunto con el análisis de la composición de la materia y posteriormente se observó que al incidir un haz de luz sobre algunos materiales se presentaba un flujo de electrones, de igual forma se analizó que variando el color de la luz variaba la intensidad del flujo. Este fenómeno cautivó a un palmo de grandes científicos, entre estos a **Albert Einstein**, quien no lo descubrió, pero desarrolló la teoría matemática para su análisis.

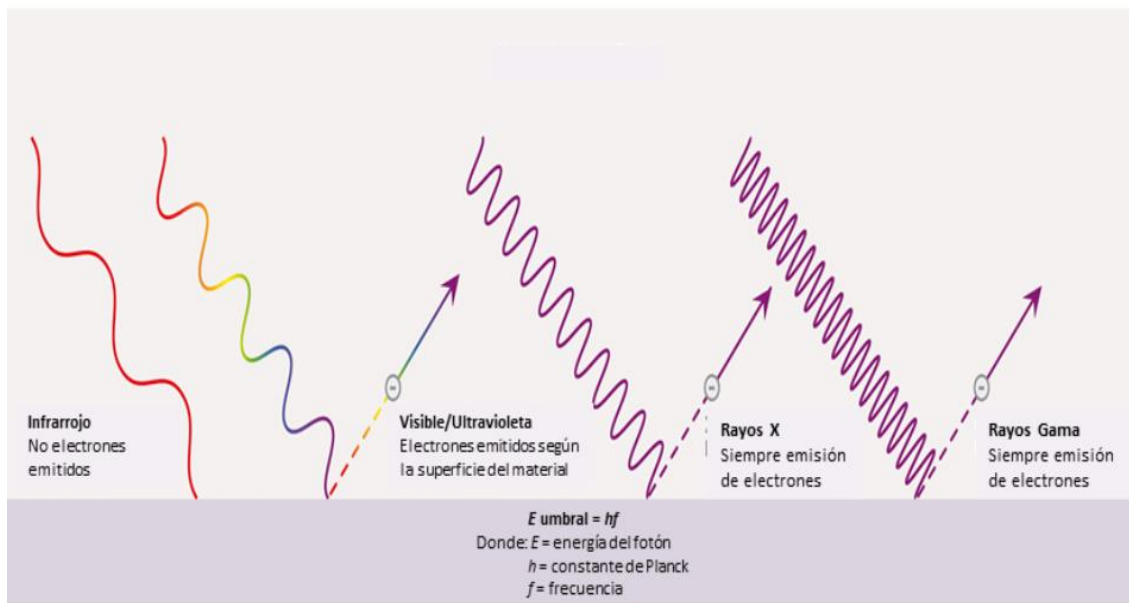


Imagen 4 Efecto fotoeléctrico.

De esta forma se comenzó con un gran análisis del fenómeno, con la intención de lograr obtener energía de una fuente considerada casi inagotable, el Sol. El fenómeno fotoeléctrico abrió la puerta a una nueva línea de investigación, para entrar a lo que es la **física cuántica**, una rama de la física en plena expansión, donde una de sus líneas de estudio es la transformación de la energía con menor impacto al medio ambiente y con mayor eficiencia en los procesos de transformación de la misma. Uno de los elementos de transformación que ha ido evolucionando con los estudios de esta rama de la física es la **célula fotovoltaica**.

### 3.2 Semiconductores

Los materiales con los que están construidas la mayoría de las células fotovoltaicas en el mercado actual son los semiconductores. Esta tecnología se fue desarrollando a lo largo del siglo XX y día con día se han alcanzado mayores avances y aplicaciones de estos avances tecnológicos.

La célula fotovoltaica trabaja sobre el principio del **efecto fotoeléctrico**. En el efecto fotoeléctrico los fotones golpean la superficie de un elemento y la energía de los fotones es transferida a los electrones localizados en la **banda de valencia** del elemento. Esta energía es lo suficientemente intensa para excitar a los electrones para pasar de la banda de valencia a la **banda de conducción**. Estos electrones libres forman la base para la corriente eléctrica en el circuito.

Los semiconductores están fabricados por tres elementos diferentes:

Material base: capaz de formar **enlaces covalentes** para formar estructuras cristalinas. Elementos base: silicio, germanio o indio;

Material **N**: material que se inserta (dopa) capaz de formar **enlaces covalentes** con el material base dejando un **electrón libre**. Elementos empleados: fósforo, telurio, arsénico, selenio

Material **P**: material que se inserta (dopa), capaz de formar enlaces covalentes pero deja un **espacio (hueco u hoyo)** dentro de la estructura cristalina. Elementos empleados: boro, galio, cadmio, cobre.

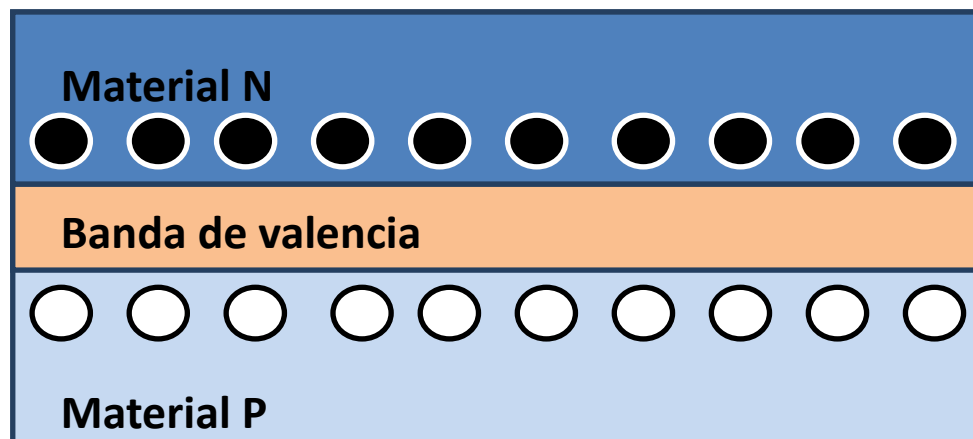
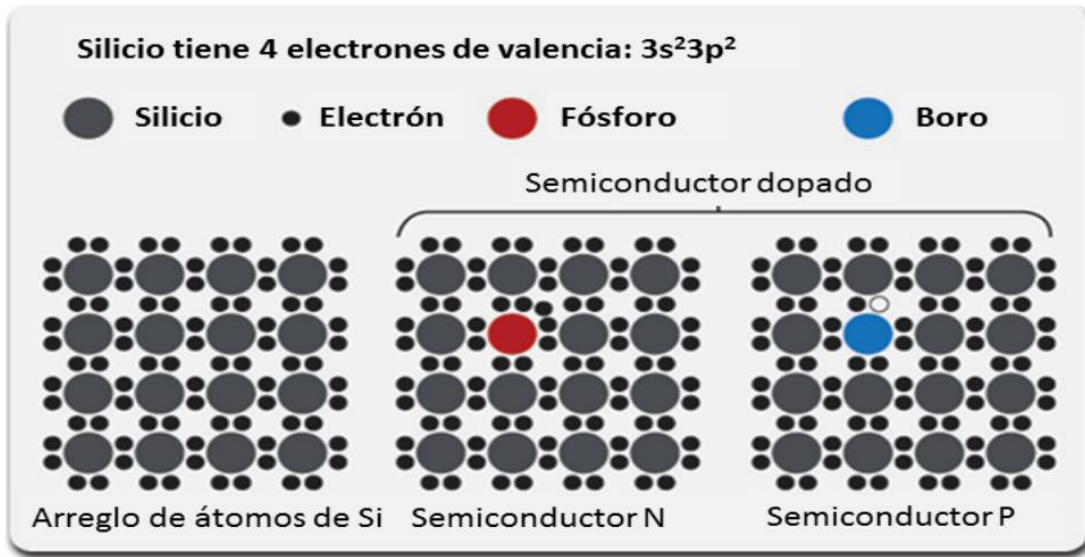


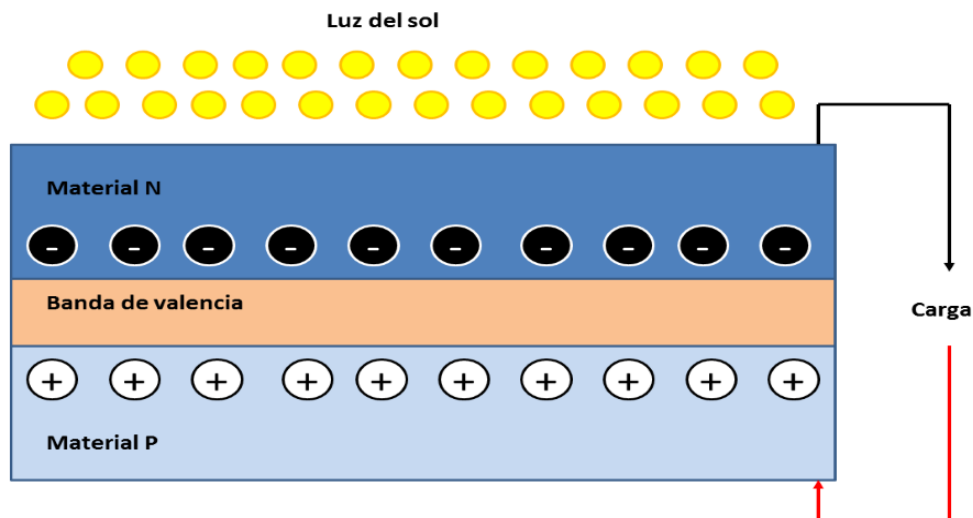
Imagen 5 Partes de una célula fotovoltaica.



*Imagen 6 Dopaje de silicio.*

Dentro del ámbito electrónico, el semiconductor más conocido es el diodo, cuyo diseño e implementación cumple una función de control de flujo eléctrico. La célula fotovoltaica, sin la incidencia de luz se comporta como un diodo.

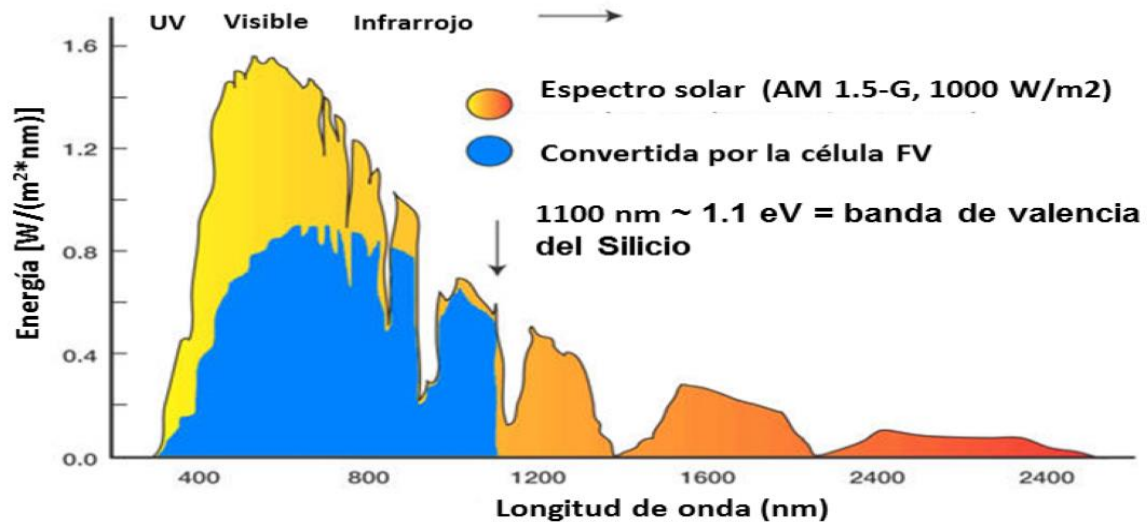
Después de describir el fenómeno fotoeléctrico, de manera general, hay que entrelazar ambos aspectos. Retomando lo descrito anteriormente, la luz que incide sobre el material N excita los electrones libres, con tal intensidad que permite que estos rebasen el nivel de la capa de valencia y pasan a un nivel de conducción buscando llegar a un espacio o hueco dentro del material P. Antes que el electrón llegue a recombinarse con su hueco, es atrapado en un circuito, y electrón por electrón se va engrosando el flujo hasta alcanzar un valor limitado por la capacidad del propio material y esta corriente es aprovechada.



*Imagen 7 Fenómeno fotoeléctrico en semiconductor.*



Retomando lo comentado en el capítulo anterior, la luz solar tiene un espectro compuesto por luz ultravioleta, luz visible y luz infrarroja, dependiendo de la longitud de onda. La **luz visible** tiene la mayor densidad de energía, por lo tanto, es la que brinda una mayor aportación de energía para lograr que los electrones libres logren desprenderse de su nivel de valencia. Por lo tanto, el efecto de sombras es un aspecto altamente perjudicial sobre la liberación de electrones en la célula fotovoltaica.



Gráfica 3 Energía vs Longitud de onda.

### Definición conceptual especificación CFE G0 100-04-2008

*Celda (célula) fotovoltaica:* El elemento semiconductor más pequeño capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica vía corriente directa.

### 3.3 Parámetros eléctricos de la célula FV

Retomando el aspecto de que la célula fotovoltaica es un semiconductor y ante la incidencia de la luz se convierte en una fuente de corriente, esto se puede explicar de manera menos abstracta, a través de diagramas eléctricos:

La célula fotovoltaica sin incidencia de la luz:



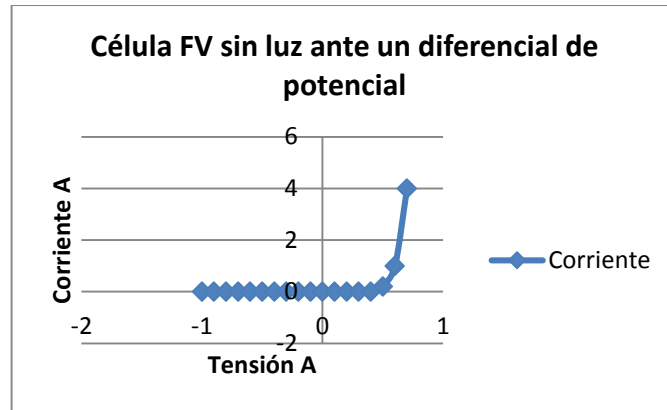
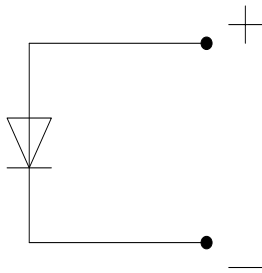


Diagrama 1 Parámetros eléctricos de célula FV sin luz.

La célula fotovoltaica con luz tiene un comportamiento como fuente de corriente, limitada dentro de los mismos límites físicos de su construcción, el flujo de electrones y la tensión eléctrica depende de la irradiancia incidente y la temperatura del medio ambiente.

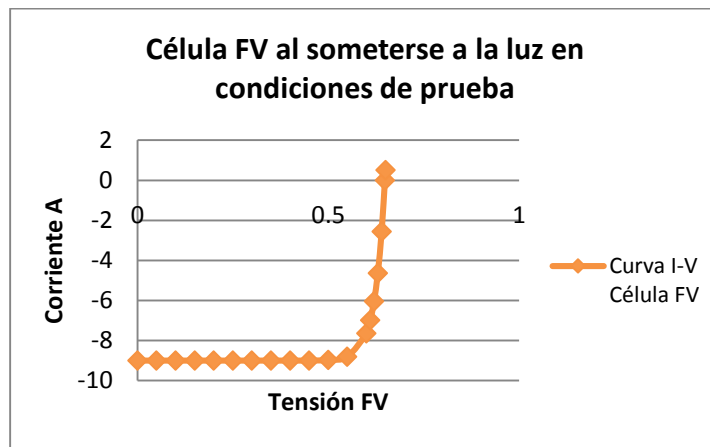
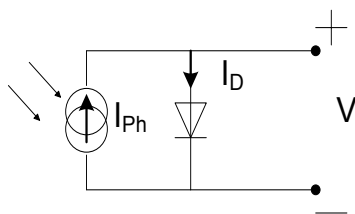


Diagrama 2 Parámetros eléctricos de célula FV con luz.

Normalmente, los fabricantes de células y módulos FV presentan las curvas I-V de sus productos, con magnitudes de la corriente positiva, entendiendo que es una convención del mercado, pero en la gráfica anterior se respeta que la corriente generada por el módulo fotovoltaica es negativa, ya que son electrones los que se están liberando.

Después de comprender los efectos de la luz sobre la célula FV, es necesario conocer los aspectos eléctricos con los cuales se puede comprender la operación de la célula. Estos parámetros son los siguientes:

- Potencia nominal
- Tensión de circuito abierto
- Corriente de corto circuito
- Tensión en el punto de máxima potencia
- Corriente en el punto de máxima potencia
- Eficiencia

Ya mencionado anteriormente, la célula FV sin presencia de luz tiene las características de un diodo, permite el flujo de corriente en un solo sentido, siempre y cuando se presente un nivel de tensión adecuado. En un diodo de silicio el nivel de tensión de saturación es cercano a 0.7 V en uno de germanio la tensión es cercano a 0.3 V. Esta tensión es un límite físico para la célula FV. En una célula típica de silicio el límite físico en cuestión de tensión está entre 0.6 y 0.7 Volts (tensión de circuito abierto), depende de la calidad de fabricación y de las condiciones del medio ambiente. Para poder comparar distintas células de diversos fabricantes y de diversas tecnologías, para la industria FV fue necesario establecer condiciones de prueba y de operación para medir los parámetros eléctricos y compararlos. Estos estándares son los siguientes:

Las condiciones de prueba y operación son las siguientes:

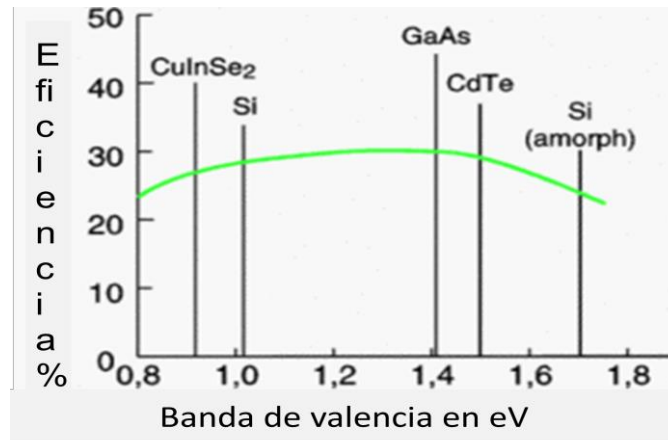
*Tabla 1 Condiciones de prueba y operación para la industria fotovoltaica.*

<b>Parámetro</b>	<b>Condiciones de prueba estándar</b>	<b>Condiciones normales de operación</b>
Irradiancia	1,000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>
Masa de aire	1.5	1.5
Temperatura de la célula	25° C	Depende del tipo de tecnología FV
Temperatura del ambiente	NA	20° C
Velocidad del viento	NA	1 m/s

Es importante notar que en cuestión de la temperatura de la célula en condiciones normales de operación, se hace referencia a que el valor depende de la tecnología FV, es decir, hay diversos tipos de células dentro del mercado FV, las más comerciales son:

- CuInS<sub>2</sub>: Cobre-indio-azufre
- Si: Silicio
- GaAs: Galio-arsénico
- CdTe: Cadmio-telurio
- Si (amorfo)

Cada una de las tecnologías tiene diversos parámetros eléctricos en las condiciones que hemos mencionado, uno de los primeros para seleccionar la tecnología de trabajo es la eficiencia:

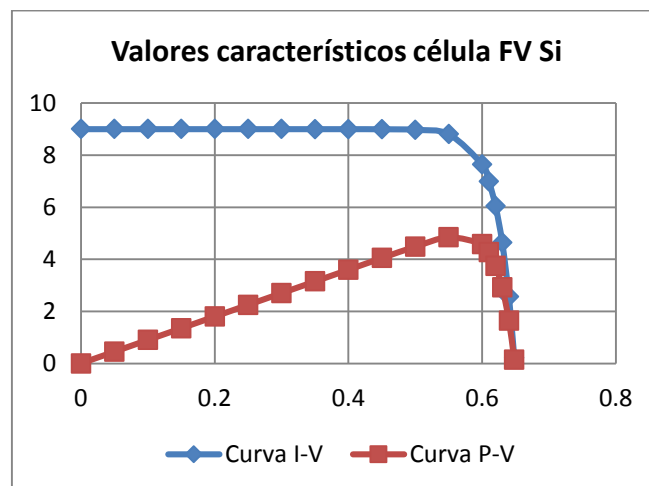


Gráfica 4 Eficiencia vs Banda de Valencia.

Dentro del mercado mexicano, el tipo de célula que más se ha aplicado es la célula con base de silicio. Para este tipo de tecnología los parámetros eléctricos típicos dentro de las condiciones de prueba son los siguientes:

- Potencia nominal: 4.5 W
- Tensión de circuito abierto: 0.63 V
- Corriente de corto circuito: 9 A
- Tensión en máximo punto de potencia: 0.55 V
- Corriente en máximo punto de potencia: 8.6 A

Retomando los modelos y las gráficas, se presenta la curva típica de una célula FV de silicio policristalino dentro del mercado FV nacional.



Gráfica 5 Valores característicos de célula fotovoltaica de silicio.

Estos valores son sólo referencia para hacer un pequeño cálculo en campo y comparar con los valores de datos de placa de los módulos FV, pero la descripción de éstos se llevará a cabo en el siguiente capítulo.



## CAPÍTULO 4: COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED

Los SFVI son sistemas eléctricos no convencionales, su manera de operar como fuente de generación de energía eléctrica tiene particulares, tales como:

- Generan por periodos intermitentes y no controlables
- Durante su generación operan como fuentes de corriente a un nivel de tensión definido por la propia de red eléctrica a la cual se conectan
- Conviven en ellos tanto la corriente directa como la corriente alterna
- La electrónica de potencia es una pieza crucial en su operación y a través de esta tecnología es posible tener una alta calidad de energía eléctrica generada
- Se instalan cerca del centro de consumo
- Existen desarrollos tecnológicos que de manera acelerada van presentando mejoras en el desempeño de los sistemas y en sus posibilidades de aplicación dentro de los sistemas eléctricos

El presente capítulo describirá los distintos componentes de los SFVI y las tecnologías más empleadas dentro del mercado FV en México. Se mencionarán algunas tendencias hacia las posibilidades técnicas al futuro de los sistemas.

### 4.1 Módulos Fotovoltaicos

#### Definición conceptual especificación CFE G0 100-04-2008

*Módulo fotovoltaico (MFV):* Grupo de celdas fotovoltaicas interconectadas eléctricamente entre sí, mecánicamente agrupadas y encapsuladas en una unidad para protegerlas del medio ambiente. Un MFV es la unidad de generación más pequeña lista para utilizarse.

El capítulo anterior describe de manera general a la célula FV y los parámetros eléctricos necesarios para analizar su operación eléctrica. En este, se tratarán de manera general los componentes de los SFVI, comenzando por el MFV, considerado como ese conjunto de células FV interconectadas eléctricamente y encapsuladas. Sus parámetros eléctricos son los mismos que los definidos para la célula FV, sólo amplificados en función del tipo de conexión eléctrica realiza entre cada célula.

#### 4.1.1 Parámetros eléctricos de los módulos FV

Antes de profundizar en los arreglos eléctricos a desarrollar entre módulos es adecuado mencionar otros dos factores que también se emplean para analizar el rendimiento de un módulo o un conjunto de módulos (AFV):

*Eficiencia MFV:*

Relación de la irradiancia que incide sobre la superficie del módulo, la potencia que entrega el módulo y el área del mismo. Este valor varía con respecto a la tecnología que se está empleando. Por ejemplo:

- Un módulo de silicio cristalino con dimensiones de 1.65 X 0.99 metros, con una potencia de salida de 255 watts, analizándolo en condiciones estándar de prueba, se puede deducir su potencia de la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida del módulo}}{\text{Área del módulo} \times \text{Irradiancia}} = \frac{255 \text{ W}}{1.65 \text{ m} \times 0.99 \text{ m} \times 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \times 100\% = 15.61\%$$

*Ecuación 5 Eficiencia en módulo FV.*

- Es muy importante notar que la eficiencia del módulo sólo es una relación de cuanto recurso solar se aprovecha en el área definida de un módulo fotovoltaico, esta relación varía con la tecnología FV empleada. En el mercado FV mexicano, la tecnología con mejor eficiencia es el uso de módulos de silicio monocristalino, le siguen los módulos de silicio policristalino y por último los módulos de capa delgada (CuInSe<sub>2</sub>, GaAs, CdTe, silicio amorfo). Estas no son las únicas tecnologías existentes FV, pero son las más difundidas en el mercado de nuestro país.

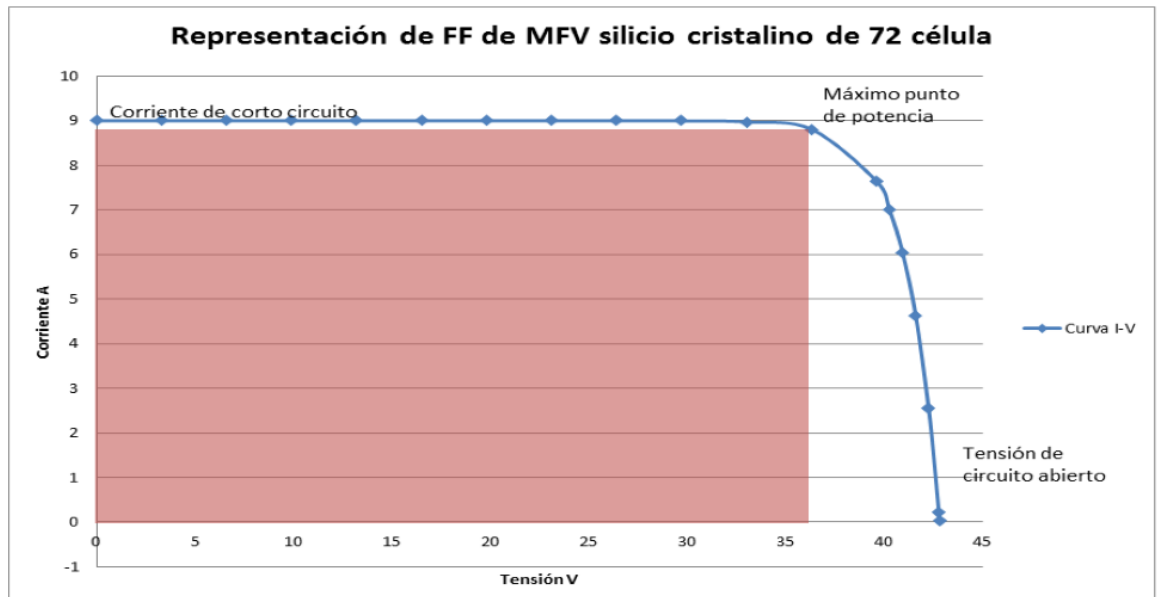
*Factor de forma o de llenado (fill factor):*

Este índice relaciona los parámetros de límites físicos del módulo fotovoltaico y los parámetros en su máximo punto de potencia, en otras palabras, de sus límites físicos definidos por el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito, cuánto se obtiene en el máximo punto de potencia. Este factor es más relevante para el fabricante del módulo, pero para cuestiones de diseño, permite analizar la calidad del módulo o su estado de operación a lo largo del tiempo. Normalmente, un módulo de silicio cristalino tiene un factor de entre 0.7 a 0.8. Por ejemplo:

- Considerando un módulo con los siguientes parámetros eléctricos:
  - Voc: 42.8 V
  - Isc: 9 A
  - Vmp: 36.3 V
  - Imp: 8.8 A
  - $FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{36.3 \text{ V} \times 8.8 \text{ A}}{42.8 \text{ V} \times 9 \text{ A}} = 0.829$

*Ecuación 6 Factor de forma o de llenado.*

- Se tiene un factor de llenado alto, es un módulo monocristalino.
- La siguiente gráfica ejemplifica el concepto de factor de llenado, donde en un rectángulo se señala el área de operación del MFV, definiendo de esta forma el factor de forma o llenado.



Gráfica 6 Representación de FF de MFV silicio cristalino de 72 Células.

#### 4.1.2 Partes del módulo FV

Además de trabajar estos aspectos para el análisis del rendimiento de los módulos fotovoltaicos, es necesario hacer una revisión de los componentes físicos que conforman a los MFV:

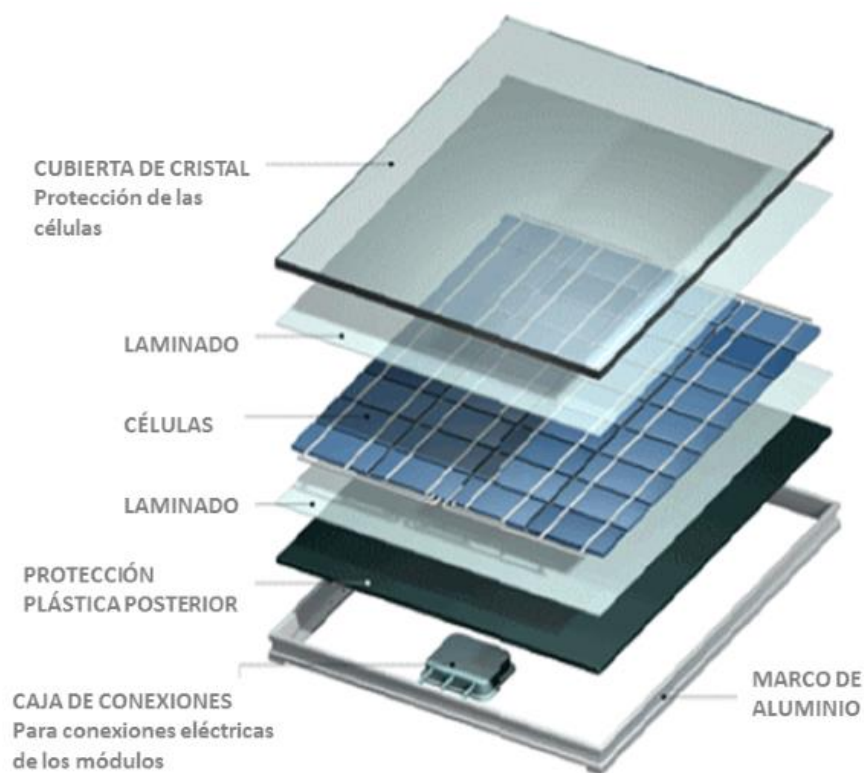


Imagen 8 Partes de un módulo fotovoltaico.

#### Cubierta de cristal



Pieza necesaria para proteger a las células fotovoltaicas, normalmente de cristal templado especialmente fabricado con características de anti reflexión. Anteriormente se llegaron a usar otro tipo de materiales, pero la tecnología ha evolucionado para brindar la posibilidad de disminuir el porcentaje de irradiancia reflejada. De hecho el cristal no es una superficie totalmente plana, tiene irregularidades para capturar algunos rayos reflejados. No todas las cubiertas frontales de los módulos FV son de cristal, hay algunos módulos flexibles o con otras características especiales, que requieren otro tipo de cubierta, pero este tipo de módulos no se ha difundido de manera significativa en el mercado mexicano.

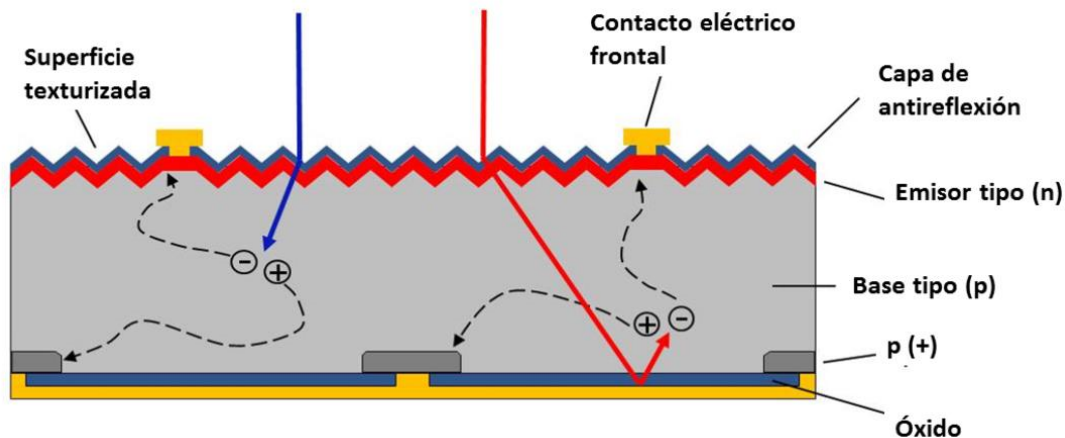


Imagen 9 Cubierta de cristal.

### Laminado

Materia que encapsula a las células FV, le brinda al módulo la estructura mecánica con el equilibrio adecuado entre rigidez y flexibilidad. Se utiliza como medio de adhesión entre las células. El material debe ser estable a temperaturas elevadas y alta exposición de rayos UV, ópticamente transparente y baja resistencia térmica. EVA (Acetato Etil Vinilo) es el material más empleado.

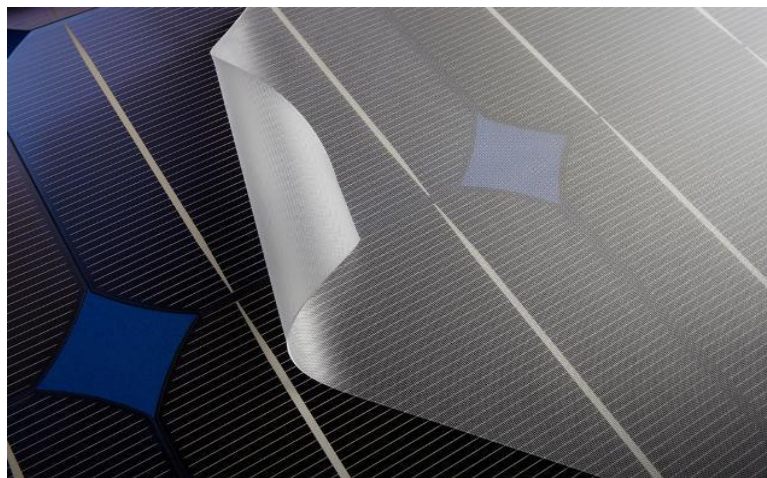


Imagen 10 Laminado de módulo fotovoltaico.

### *Protección posterior*

Capa de protección posterior del módulo, cuyas principales características son: baja resistencia térmica, debe prevenir la entrada de agua o vapor de agua. El material normalmente empleado es un polímero delgado, Tedlar. Hay algunos módulos que se han comenzado a emplear en el mercado mexicano que tienen doble material óptimamente transparente, pero estos son más costosos que los Tedlar.



*Imagen 11 Protección posterior de Tedlar.*

### *Caja de conexiones*

Punto de conexión de las series de células con los diodos Bypass y conductores para su posible conexión con otros módulos. Debe tener un grado de protección de la envoltura IP 65 o mayor, para proteger de manera adecuada los componentes internos.

### *Diodos "By pass":*

Uno de los efectos que afecta en mayor grado el rendimiento de los MFV es la incidencia de sombras sobre su superficie. Al momento de presentarse una sombra sobre una célula FV, ésta disminuye su desempeño, debido a que la célula se encuentra conectada en serie con otras, provoca que disminuya la generación eléctrica de las células aledañas aún sin que estas estén sombreadas, esta energía no aprovechada se refleja en calor dentro de las células. El fenómeno es perjudicial, reduce la vida útil de los módulos, disminuye la capacidad de generación de las células, si la sombra persiste por un prolongado periodo de tiempo, puede provocar puntos calientes en los módulos y si el sistema no es monitoreado de manera adecuada el riesgo de que el módulo se incendie es inminente.

Debido a todos estos aspectos, los fabricantes de módulos han decidido emplear diodos que tienen la tarea de seccionar las conexiones en serie entre las células, con la finalidad de que al incidir una sombra sobre una sección del módulo, el diodo conectado de esa sección permita el flujo de electrones hacia las secciones que no presenten incidencia de sombreado y de esta forma reducir la afectación. Los diodos se conectan en paralelo a una serie de células y con la polaridad inversa a la serie. De esta forma, al presentarse un sombreado, la sección afectada disminuye drásticamente su corriente y el diodo opera, dejando esa sección fuera y conduciendo

los electrones hacia las secciones donde no incide la sombra, de esta manera se reduce el efecto de sombreado.

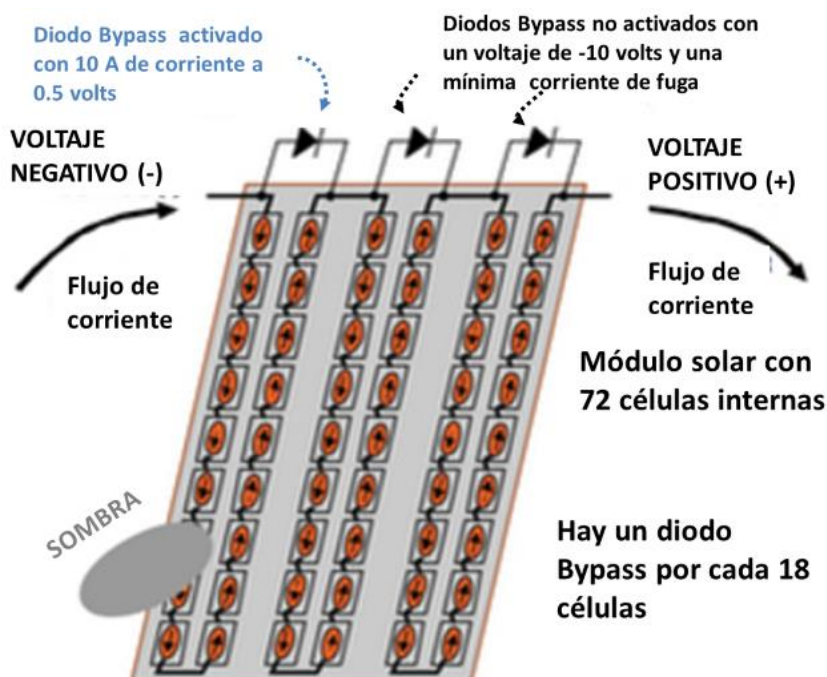


Imagen 12 Funcionamiento de diodos Bypass.

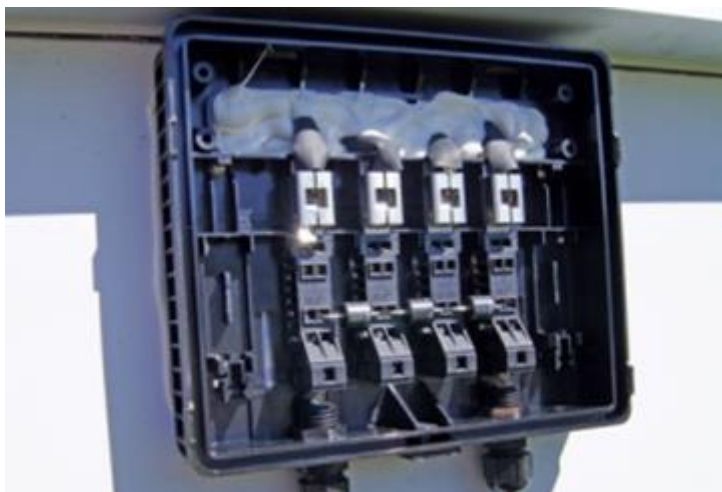


Imagen 13 Diodos Bypass en caja del módulo FV.

### Conductores de salida de caja de conexiones

Actualmente, todo módulo FV a la salida de su caja de conexiones presenta 2 conductores perfectamente identificados, polo positivo (+) y polo negativo (-). Normalmente estos conductores tienen un 1 metro de longitud y un calibre de 4 mm<sup>2</sup> (cercano al calibre 12 AWG 3.31 mm<sup>2</sup>). Debe considerarse esta longitud de conductor para el cálculo de caída de tensión o de pérdida de potencia en los conductores de CD del AFV.



### Marco de aluminio

Normalmente los módulos FV tienen un marco que sujeta y protege el “emparedado” FV (cristal, laminado, células, protección exterior, electrodos). Las características mecánicas de este marco dependen del diseño de cada fabricante, normalmente está perforado ya con los orificios adecuados para la mejor sujeción del módulo y su conexión a tierra física, reduciendo los esfuerzos mecánicos en el módulo. Se debe evitar el realizar perforaciones extras al marco, este aspecto es suficiente para que el fabricante del módulo FV no haga válida la garantía del producto.



Imagen 14 Marcos de aluminio para módulo FV.

Además de mencionar los principales componentes de los módulos fotovoltaicos es primordial señalar aspectos de calidad de la tecnología. La cuestión de calidad se puede revisar a partir de las certificaciones con las que cuenta el módulo fotovoltaico, en el mercado mexicano una de las certificaciones más aplicada es la UL 1703. En México se han desarrollado ya las condiciones de calidad de los módulos FV, establecidas a través de ANCE, esta reglamentación es la siguiente:

Norma	Temática
NMX-J-618/1-ANCE-2010	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 1: Medición de la característica corriente - tensión de dispositivos fotovoltaicos.
NMX-J-643/2-ANCE-2010	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.
NMX-J-643/3-ANCE-2010	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación espectral.
NMX-J-643/5-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.
NMX-J-643/7-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.
NMX-J-643/9-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar.
NMX-J-643/10-ANCE-	Dispositivos fotovoltaicos –Parte 10: Métodos de



2011

NMX-J-643/11-ANCE-  
2011

mediciones lineales.

Dispositivos fotovoltaicos –Parte 11: Procedimientos para  
corregir las medidas de temperatura e irradiancia de la  
característica corriente – tensión.

#### 4.1.3 Diversas tecnologías

Los módulos FV pueden clasificarse a partir de diversos criterios:

Criterio	Clasificación	
Por tipo de celda	Módulos monocristalinos	
	Módulos policristalinos	
	Módulos de capa fina (amorfo, CdTe, CIS)	
Material encapsulado	de Módulos de Teflón	
	Módulos Polivinilo butiral (PVB)	
	Módulo de Resina (Etilo Vinil Acetato, EVA)	
Estructura del marco	Módulos enmarcados	
	Módulos sin marco	
Sustrato	Módulos de película	
	Módulos de película de vidrio (o módulos de vidrio/Tedlar)	
	Módulos de película de metal	
	Módulos de plástico acrílico	
	Módulos de vidrio-vidrio	
	Construcción, funciones específicas adicionales	Módulos de vidrio de seguridad templado (TSG)
		Módulos de vidrio de seguridad laminado (LSG)
Módulos de vidrio aislante		
Módulos de vidrio aislante para acristalamiento elevado		
Módulos de vidrio aislante escalonado		
	Módulos de vidrio laminado	

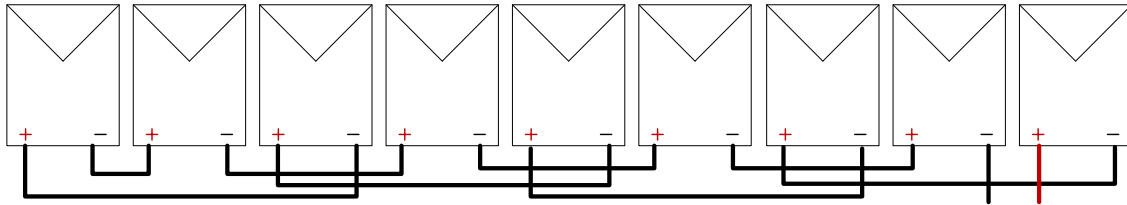
#### 4.1.4 Conexión entre módulos

La capacidad eléctrica de un solo módulo fotovoltaico, la mayoría de las veces no es suficiente para lograr generar la cantidad de energía demandada. Es por eso que debe sumarse la potencia de los módulos fotovoltaicos, dependiendo de la tecnología escogida es como se lleva a cabo el acoplamiento eléctrico entre módulos, más adelante se describe el acoplamiento de potencias de módulos en CA, en esta parte sólo se describirán las posibles conexiones en CD:

Conexión en serie:

- Conexión del polo positivo con el polo negativo
- Suma de la tensión
- El valor de la corriente se conserva
- Al conectar diversos módulos en serie se eleva la tensión y se conserva la corriente, con lo que se aprovecha tener tensiones altas para disminuir las pérdidas en los conductores
- Mayor repercusión por presencia de efectos de sombra (si la corriente de alguno de los módulos disminuye, todos los módulos en serie se operarán al valor de corriente del módulo afectado)

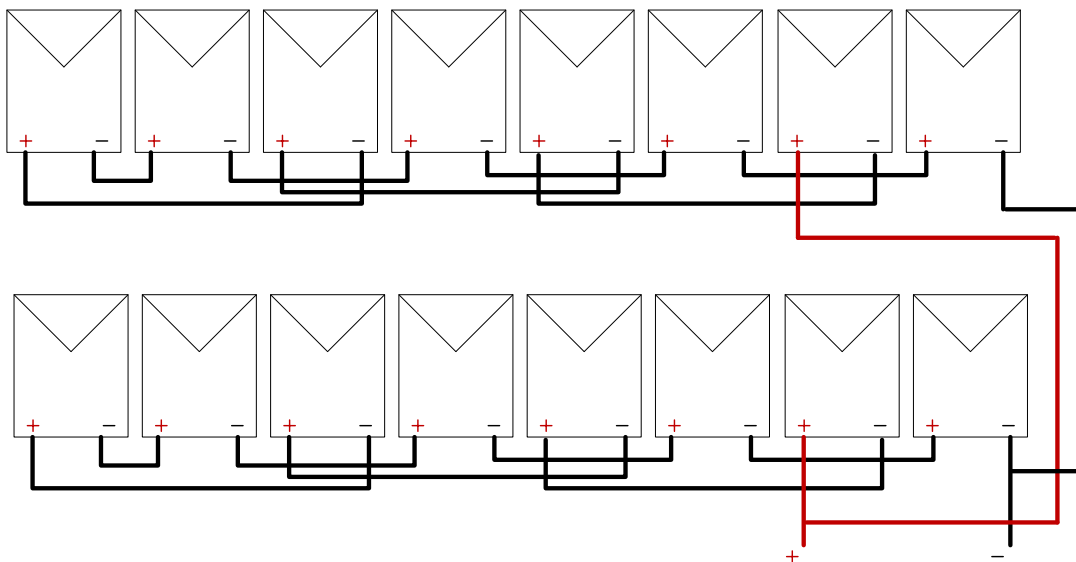
- Al incrementar la tensión se debe tener especial precaución, ya que la posibilidad de la presencia de arco eléctrico se incrementa puesto que la ionización del aire entre los polos positivo y negativo requiere de menor espacio entre ellos para que se lleve a cabo.



*Diagrama 3 Conexión en serie de módulos FV.*

Conexión en paralelo:

- Unión de polos iguales
- Suma de corrientes y se conserva la tensión
- Menor afectación por efecto de sombreado (si un módulo es sombreado, este disminuirá su corriente, pero no afectará la corriente de los demás y la repercusión en tensión por la variación en la irradiancia es despreciable)
- Mayor corriente requiere de conductores de mayor calibre para conservar la energía
- Normalmente la conexión en paralelo se realiza más entre series, cadenas, ramas (strings) de módulos que entre módulos.
- Los módulos de capa delgada manejan tensiones muy altas, por lo que la conexión en paralelo es más común en esta tecnología.



*Diagrama 4 Arreglo FV de 8S2P*



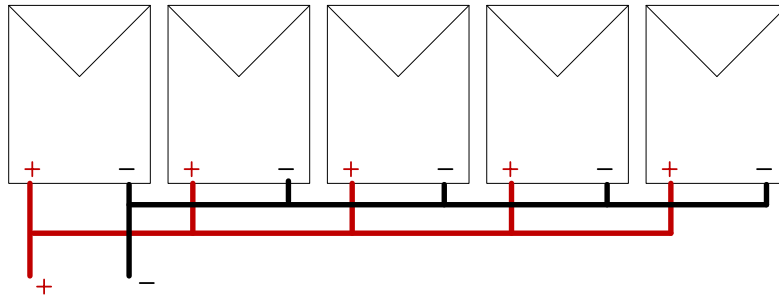


Diagrama 5 Arreglo FV de 5 módulos en paralelo.

## 4.2 Inversores para interconexión a la red

Los inversores son equipos eléctricos-electrónicos desarrollados para transformar el flujo de electrones de corriente directa a corriente alterna, empleando tecnología de electrónica de potencia. Dentro de este manual, sólo trabajaremos con inversores para interconexión a la red, sin respaldo de baterías.

Además de su tarea básica descrita en el párrafo anterior, los inversores interconectados a la red deben de acoplarse a las características eléctricas de la red a la que se están conectando, sincronizándose en los parámetros de tensión y frecuencia definidos por la red.

### 4.2.1 Etapas de operación de los inversores para interconexión a la red

La operación de los inversores interconectados a la red se realiza a través de las siguientes unidades de trabajo:

- Control principal: Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.
- Etapa de potencia: Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo costo. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en el voltaje procedente de los módulos.
- Control de red: Es la interfase entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.
- Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT): Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.
- Protecciones: De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del

generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.

- Monitorización de datos: Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo).

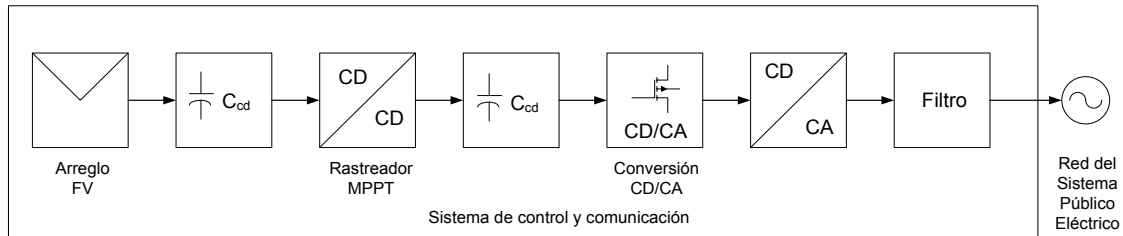


Diagrama 6 Sistema de control y comunicación de un arreglo FV.

#### 4.2.2 Parámetros eléctricos de inversores para SFVI

Los principales parámetros habituales a tener en cuenta en un inversor:

<b>Tensión de entrada (V CD)</b>	Normalmente, rango de tensión que entrega el AFV a los bornes de conexión de entrada del inversor. El rango de operación lo define el fabricante del inversor a partir de sus características eléctricas de operación. Los inversores sin transformador tienen un rango más amplio de tensión de entrada para su operación. El valor de tensión máximo permitido por la NOM-001-SEDE-2012 en SFVI en residencias es de 600 V CD.
<b>Potencia nominal</b>	Potencia que suministra el inversor de forma continua. Es importante revisar las unidades, ya que hay fabricantes que expresan la potencia aparente (Volt Amper, VA) y otros la potencia real (Watts, W). Se puede estar trabajando el mismo valor de potencia, eso depende del valor del <b>factor de potencia</b> .
<b>Capacidad sobrecarga</b>	<b>de</b> Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y el tiempo que puede mantener esa situación.
<b>Factor de potencia</b>	Cociente entre potencia real y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
<b>Eficiencia rendimiento</b>	<b>o</b> Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor. La eficiencia mínima de un inversor para SFVI es de 95%.

### **Autoconsumo**

Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida. La cantidad de energía consumida por el propio inversor debe ser un criterio a observar para la selección de componentes del sistema en función de la calidad de los mismos.

### **Armónicos**

Un armónico ideal es una frecuencia de onda, múltiplo de la frecuencia fundamental. Se debe tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.

### **Distorsión armónica**

La distorsión armónica total o THD (*Total Harmonic Distortion*) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor. El porcentaje máximo establecido en la UL 17141 es de 3%.

### **Rizado de corriente**

Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CD a CA.

### **Forma de onda**

Los inversores interconectados a la red deben tener una onda senoidal pura.

### **Tensión de salida**

La tensión de salida del inversor es un parámetro que debe tomarse en cuenta al momento de elegir el modelo de inversor a instalar. Debe revisarse en el punto de conexión a la red el número de fases que se tiene, la tensión a la cual están trabajando entre fases y de fases a neutro. Para las potencias que normalmente se trabajan dentro del programa FIRCO, la interconexión se hace a un nivel de baja tensión: voltaje estándar entre fases de 220/480 V y de 127/277 V de fase a neutro.

### **Corriente de salida (A CA)**

Corriente de salida a la potencia nominal del inversor, dependiendo de la tensión de la red a la que se le conecta. Este parámetro es fundamental para elegir la capacidad de las protecciones contra sobre-corriente del circuito de salida del inversor y su conexión a un punto de la red.

### **Máxima corriente de entrada (A CD)**

Corriente máxima que el inversor puede recibir del AFV.

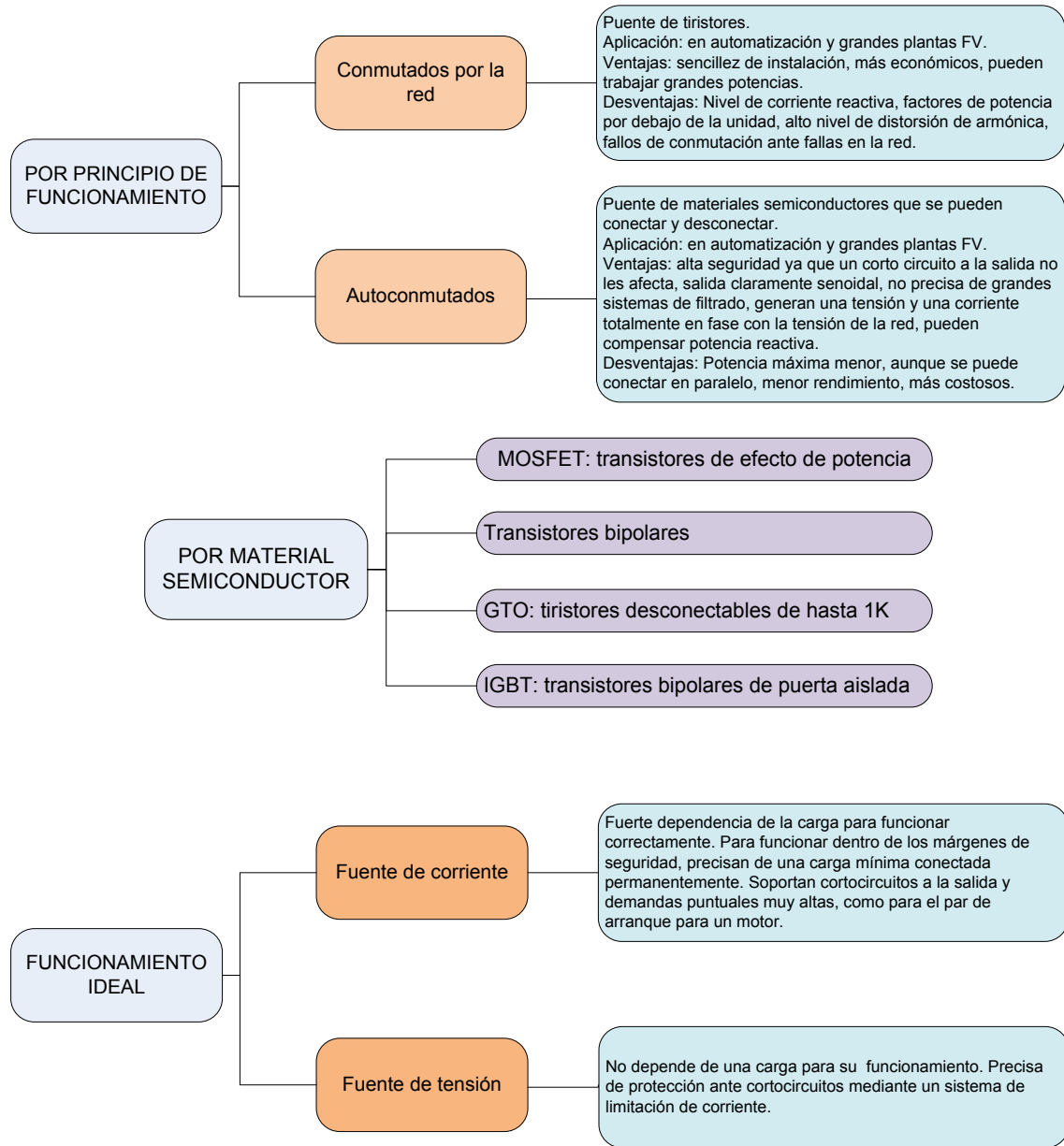
### **Máxima potencia de entrada (W)**

Potencia máxima que el inversor es capaz de recibir del AFV. En gran parte del territorio mexicano es recomendable sobredimensionar la capacidad nominal del AFV con respecto a la potencia del inversor, ya que parte de la potencia nominal del sistema se reduce por cuestiones térmicas.

### **Frecuencia**

El inverso del periodo de oscilación de un ciclo de variación de los parámetros de tensión y corriente dentro de la corriente alterna.

#### 4.2.3 Clasificación de los inversores para SFVI



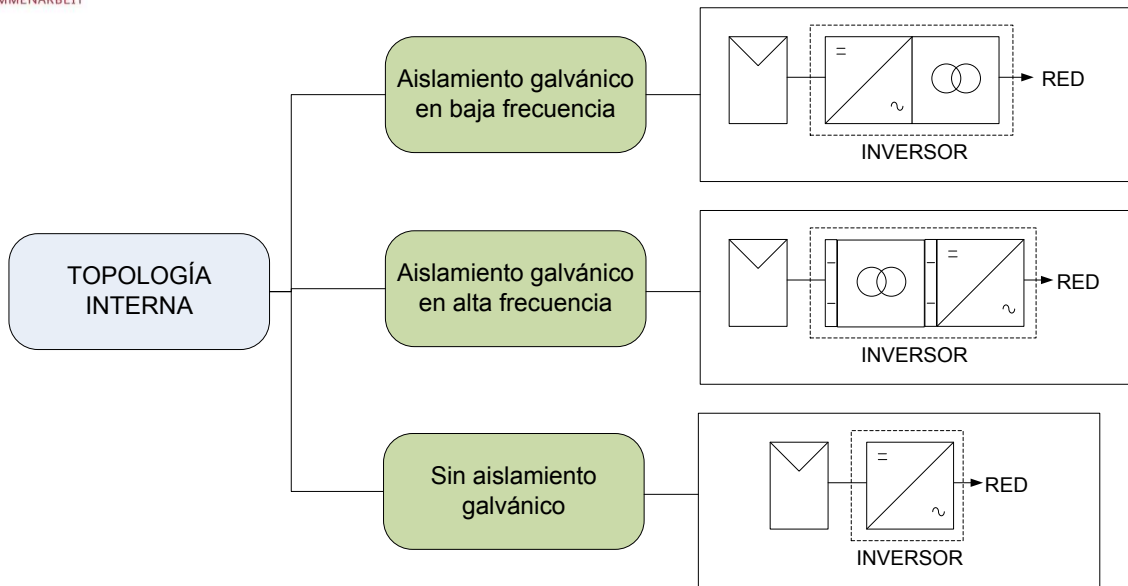


Diagrama 7 Clasificación de los inversores para SFVI

Clasificación por conexiones:

Conexión	Características
Central	<p>Arreglos en series o cadenas (strings) conectados en paralelo.</p> <p>Protecciones contra sobre-corriente por serie.</p> <p>Corrientes altas en CD.</p> <p>Distintos rastreadores MPPT.</p> <p>Ante una avería merma general de generación de energía.</p>

### Diagrama

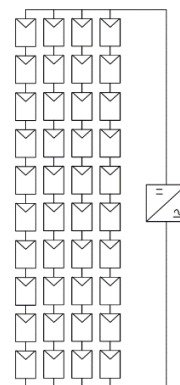


Diagrama 8 Arreglo FV con inversor central.

Por cadena

Un solo arreglo en serie.

Protecciones contra sobre-corriente por serie.

Suma de corrientes a la salida de los inversores en CA.

Menor riesgo de manejo de corrientes altas en CD.

Menor repercusión en la generación de energía ante averías.

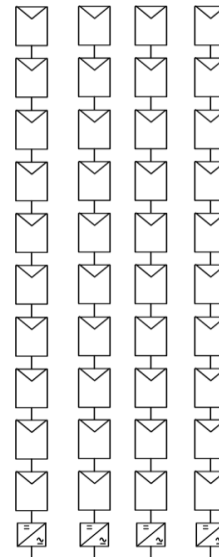


Diagrama 9 Arreglo FV con inversor por cadena

Microinversores Definidos en NOM-001-SEDE-2012: módulos de CA. Suma de corrientes a la salida en CA.

Implementación de cableado especializado para su conexión en paralelo con máximos de piezas definidos por el fabricante.

Menor merma en la generación de energía por fallas.

Aplicación recomendada:

- Presencia de sombras.
- Distintas inclinaciones.
- Diversas potencias de módulos.

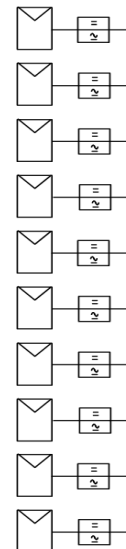


Diagrama 10 Arreglo FV con Microinversores.



**Optimizadores**

Rastreador MPPT por módulo.

El inversor central coordina la operación de los arreglos eléctricos de los optimizadores.

Se incrementa la tensión de CD en el punto de máxima potencia y se minimiza la corriente.

Medidas para proteger la integridad del instalador:

Isc: 0 A  
Voc: 1 V (Sólo para referencia de conexiones)

Monitoreo de aislamiento y aterrizado del sistema.

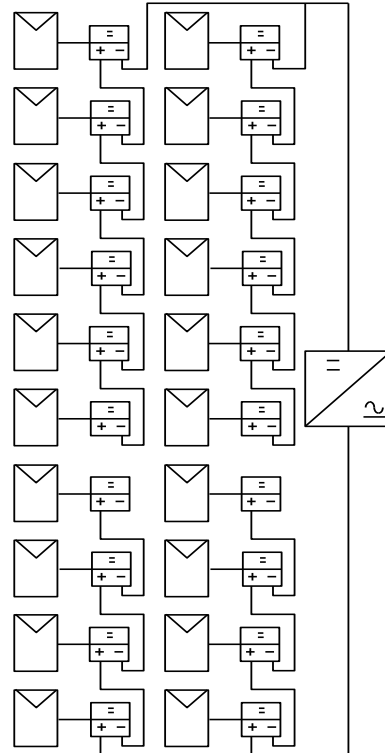


Diagrama 11 Arreglo FV con optimizadores e inversor central.

**4.3 Conductores eléctricos**

Dentro de la instalación de los SFVI y en cualquier sistema eléctrico convencional, los conductores son pieza fundamental para tener un rendimiento óptimo. Dentro de un SFVI se utilizan tres tipos de conductores distintos: uno que transmite corriente directa, otro alterna, y el sistema de puesta a tierra. Cada uno con características eléctricas y mecánicas distintas.

Tipo de conductor	Características	Imágenes
Corriente directa	<p>Conductor empleado en la conexión del AFV. Debe ser capaz de soportar condiciones de exterior: protección contra rayos UV y doble aislamiento. Para su selección es importante tomar en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-La corriente del circuito: 1.56 mayor a la corriente de corto circuito de la cadena, rama o serie (string).</li> <li>-La tensión: en los SFVI existen AFV diseñados con tensiones que</li> </ul>	<p>Conductor Aislamiento de núcleo Cubierta externa</p>

Diagrama 12 Características de conductores

sobrepasan valores convencionales para sistemas de baja tensión, por lo que se debe poner especial atención en que el aislamiento del conductor trabaje a una tensión mayor al máximo valor de tensión de circuito abierto que brinde al AFV.

Puede emplearse cable especializado para sistemas FV, pero la NOM-001-SEDE-2012 también contempla el uso de cable tipo USE-2.

*en corriente directa.*



*Imagen 15 Cable SE, estilo U.*

### Corriente alterna

Los conductores comúnmente empleados para este tipo de transmisión eléctrica son los cables THW-LS/THHW-LS. Normalmente se ocupa de la salida del inversor al punto de conexión con el sistema eléctrico general. Tiene una capacidad de aislamiento típica de 75 o 90 ° C y una tensión máxima de operación de 600 V.



*Imagen 16 Cable THW-LS/THHW-LS.*

Si este tipo de conductor se emplea en exteriores debe de canalizarse en ductos que lo protejan de la intemperie, a partir de lo establecido en la especificación ANCE, debe ser a través de tubería eléctrica metálica (conduit) pared gruesa.

### Puesta a tierra

a Llega a emplearse cable THW/THHW LS con aislamiento de color verde, verde-amarillo, sin embargo es más adecuado emplear el cable desnudo pues permite tener mayor área de contacto con los ductos y otras partes metálicas. El conductor puede ser de cobre o aluminio.



*Imagen 17 Conexión a tierra con cable desnudo.*

Para seleccionar el calibre del conductor es necesario revisar la capacidad de la protección contra la sobre-corriente más próxima del circuito, el conductor seleccionado debe ser capaz de drenar esa corriente.

Más adelante dentro de este manual se explicará más a detalle la selección del calibre de los conductores de corriente directa y corriente alterna en función de la caída de tensión o la pérdida de potencia.

#### 4. 4 Protecciones eléctricas

Además de considerar los conductores dentro de los circuitos eléctricos, también es necesario considerar las protecciones eléctricas capaces de garantizar la operación de los sistemas por el tiempo que se especula que la tecnología puede operar. Estas protecciones pueden ser tanto para sobre-corriente como para sobre-tensión aunadas a un adecuado sistema de puesta a tierra.

##### 4. 4. 1 Protecciones contra sobre-corriente

Este tipo de protecciones se emplean para prevenir cualquier tipo de daño en los conductores debido a un exceso de flujo de electrones. Según el calibre del conductor este tiene una capacidad de conducción, esta misma capacidad varía con respecto a la temperatura, conforme se incrementa, la capacidad de flujo de corriente disminuye. Las protecciones contra sobre-corriente operan cuando se presenta un flujo de electrones de la misma magnitud que la capacidad de protección, o si la temperatura en el conductor es tan alta que pone en riesgo la operación del conductor.

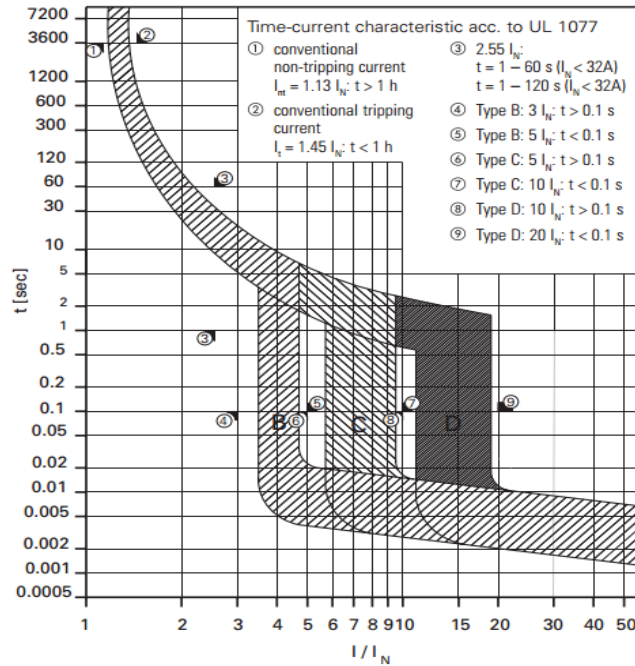


*Imagen 18 Protección con fusibles.*

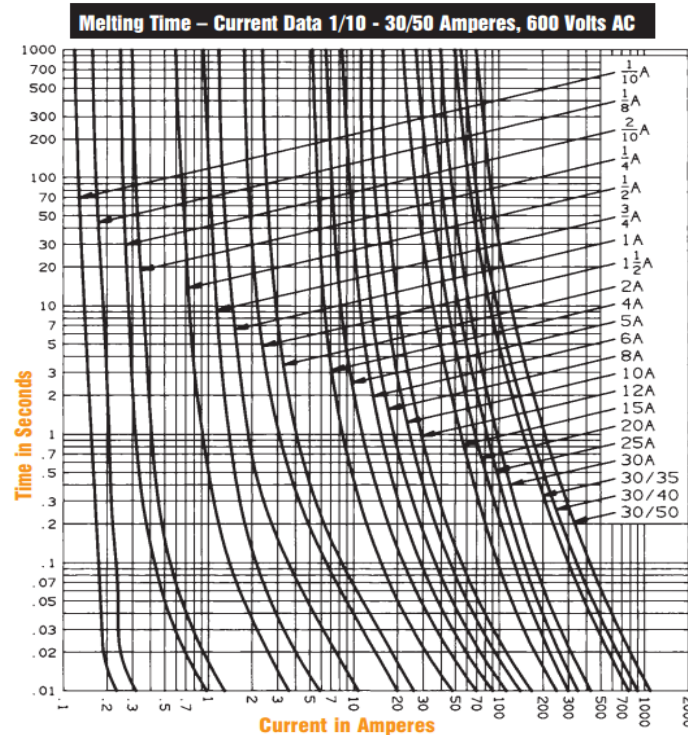


*Imagen 19 Protección con interruptores termo-magnéticos.*

Las protecciones contra sobre-corriente pueden ser fusibles o interruptores termomagnéticos. Ambos operan tanto por un exceso de flujo como de temperatura, lo que varía es su manera de operar a lo largo del tiempo, ambos tienen diferentes curvas corriente-tiempo con las cuales se puede detallar el tiempo que tardará en operar la protección ante una sobre carga. Los interruptores se activan varias veces antes de ser inoperantes y los fusibles operan una sola vez.



Gráfica 7 Tiempo reacción de un interruptor termo- magnético (ITM) vs corriente.



Gráfica 8 Tiempo reacción de un fusible vs corriente.



La selección de la capacidad de la protección va en función de la corriente máxima que conducirán los cables, en cuestión de los SFVI las corrientes máximas nominales de operación son:

- Corriente directa: La corriente de corto circuito de cada rama, cadena o serie (string). Debe considerarse la corriente de corto circuito en la máxima temperatura, debido a que la corriente de corto circuito de un módulo es directamente proporcional a la temperatura.
- Corriente alterna: la corriente nominal de salida del inversor.

#### 4. 4. 2 Protecciones contra sobre-tensión

Cualquier cuerpo metálico, principalmente el cableado en intemperie, pueden ser conductor de electrones ante la presencia de descargas eléctricas, normalmente descargas atmosféricas, cuyo efecto puede ser perjudicial para los componentes eléctrico-electrónicos del SFVI, personas localizadas cerca de los sistemas y la infraestructura de la edificación. La ingeniería eléctrica ha desarrollado elementos de protección cuya operación no es la de absorber el efecto de una descarga, sino desviarlo a un punto más seguro, la tierra física.

Los equipos que realizan esta operación son conocidos en el mercado fotovoltaico como “surge arresters” o supresores de pico. Estos componentes pueden operar de manera mecánica (empleando un varistor como principal sistema para desviar la sobre tensión) o a través de semiconductores operando como diodos Zener (ante una sobre-tensión se excita el dispositivo en su área Zener hasta que se destruye completamente permitiendo el flujo de corriente a tierra). La operación con varistor permite tener la posibilidad de varias descargas con la misma protección y el uso de semiconductores limita el emplear el dispositivo una sola vez, ya que al activarse y drenar a tierra, el dispositivo se destruye y ya no permitirá el paso de corriente habitual del circuito que le corresponde.

Se deben instalar supresores de pico tanto en los circuitos de corriente directa como de corriente alterna siempre y cuando la distancia de la caja de desconexión y el inversor sea mayor a 10 m y si existe la misma distancia entre el inversor y el punto de conexión al tablero.





Imagen 20 Supresores de pico con Varistor.



Imagen 21 Supresores de pico con semiconductores.

#### 4. 4. 3 Sistema de puesta a tierra

Uno de los aspectos en los que se ha puesto mayor énfasis dentro de las normativas de instalación de sistemas eléctricos es el del sistema de tierra física. Este sistema es considerado la base de la seguridad en términos eléctricos, no sólo para el sistema eléctrico sino para toda la infraestructura de la edificación y cualquier persona que entre en contacto con alguna parte viva de la instalación.

Los SFVI son sistemas eléctricos que se conectan en paralelo al sistema ya existente, por tal motivo se requiere que también tengan su sistema de tierra física, donde todas las partes metálicas del sistema fotovoltaico como son el marco de cada MFV, la estructura, los envoltentes de los equipos (inversor), cajas de conexión o de paso, deberán colocarse a tierra mediante un conductor de puesta a tierra sin importar la tensión eléctrica que se está trabajando e interconectarse al sistema de tierra física existente. Las protecciones contra sobre tensión también se conectan a tierra y al operar descargan hacia tierra. Por todos estos aspectos es sumamente importante tener atención al instalar y supervisar este sistema.

La NOM-001-SEDE-2012 en los artículos 690 (Sistemas Fotovoltaicos) y 250 (Sistema de tierra física) establece las condiciones adecuadas del aterrizaje de los SFVI y su



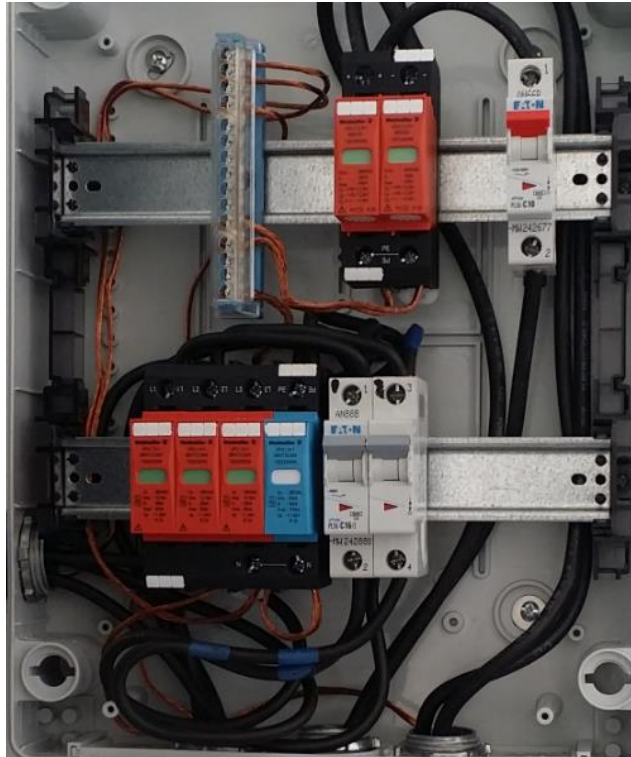


integración al sistema de tierra existente. De igual forma, la especificación técnica de ANCE hace puntual los aspectos a considerar en el aterrizaje de SFVI:

- El marco metálico de cada uno de los módulos del arreglo fotovoltaico debe conectarse a tierra con un conductor continuo, es decir, sin empalmes.
- El conductor de puesta a tierra para los marcos de módulos debe ser conectado en cada uno de ellos con una zapata terminal tipo compresión de cobre estañado ó aluminio estañado. Dicha zapata debe sujetarse al marco metálico con un tornillo de acero inoxidable tipo pija o tornillo con tuerca mecánico con arandela de presión y de “estrella”, todo el conjunto en acero inoxidable.
- La unión mecánica entre el marco del módulo y la zapata terminal, así como la conexión del conductor de puesta a tierra y la zapata terminal deben protegerse con un líquido retardador de corrosión galvánica.
- El cable de puesta a tierra del marco de módulos debe llegar y conectarse en la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.
- Las partes metálicas que compongan a la estructura de soporte deben tener un conductor de puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra de las partes metálicas para la estructura debe atornillarse a ésta usando una zapata terminal idéntica a la que se use en los marcos de los módulos, usando la misma técnica y protección anticorrosiva recomendada.
- Los conductores de puesta a tierra para el marco de los módulos y de la estructura deben llegar a la caja de desconexión en donde se encuentre la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.



*Imagen 22 Conexión de conductor de tierra física unido a electrodo con soldadura exotérmica.*



*Imagen 23 Elementos de protección en corriente alterna y directa de un SFV (ITM, tierra física y supresores de pico AC y DC).*

#### 4. 5 Componentes de comunicación y monitoreo

Dentro del mercado mexicano los componentes de comunicación y monitoreo han sido considerados sólo como accesorios dentro de los SFVI, sin embargo, estos componentes cada día cobran mayor importancia, ya que su funcionamiento permite mejorar la operación de las instalaciones, aumentar su rendimiento, reducir costos y prolongar su vida útil. Estos componentes se encargan de recoger los datos mientras opera el sistema de la instalación y dar las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento.

Estos componentes tienen las siguientes funciones básicas:

- Impartir las instrucciones necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para una actividad normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de operación, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos del sistema.

Como mínimo, los sistemas de monitoreo deben proporcionar información de las siguientes variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios:

- Tensión y corriente continuas del AFV.
- Potencia CD generada.
- Potencia CA generada.
- Radiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Voltaje de salida del inversor.



Imagen 24 Sistema de monitoreo.

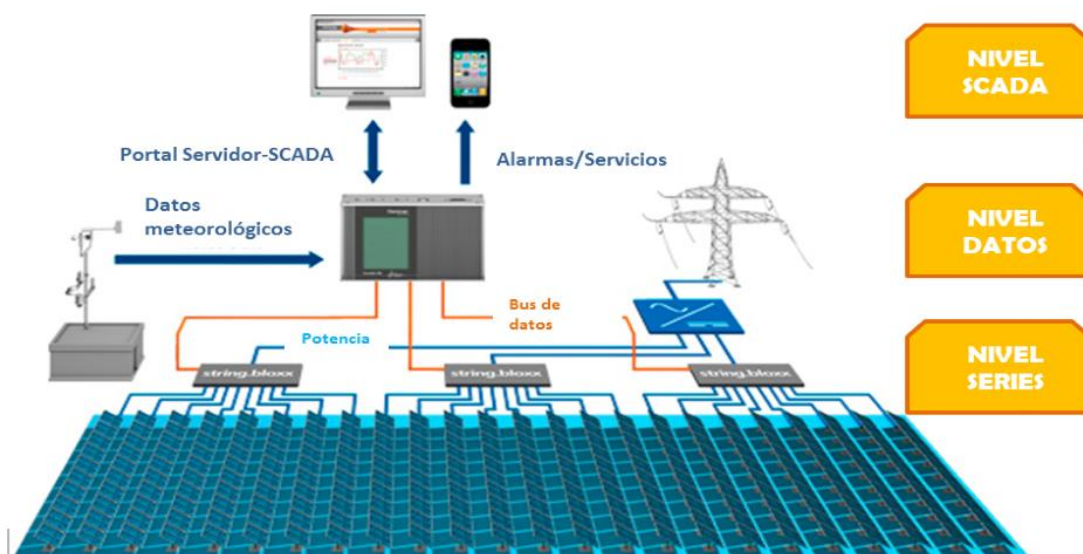


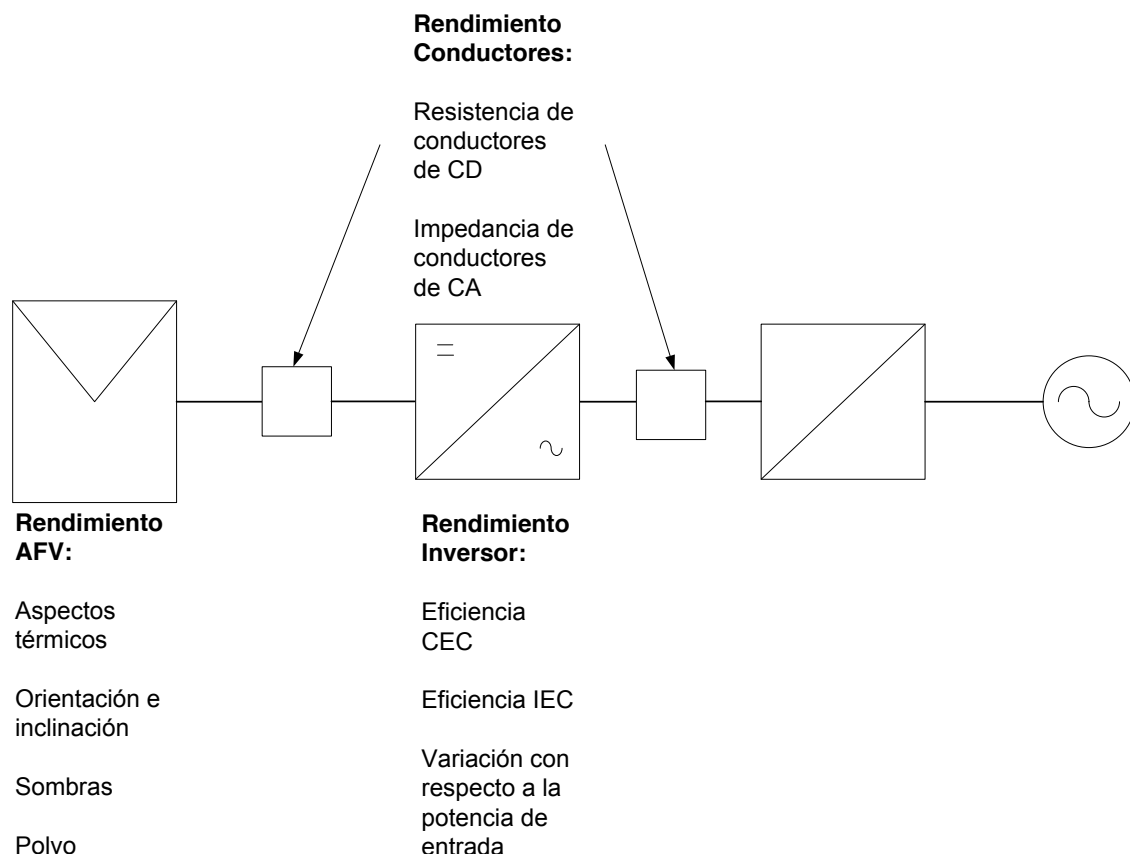
Diagrama 13 Componentes de comunicación y monitoreo.

## CAPÍTULO 5. DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS

Dentro de este capítulo se retomarán los aspectos descritos en los capítulos anteriores pero bajo una perspectiva de cálculo y se ampliarán los temas relacionados al rendimiento de operación de los distintos componentes descritos anteriormente.

El objetivo de este conocimiento es llegar a desarrollar criterios para pronosticar el rendimiento promedio que desarrollan los SFVI en operación y de esta forma dimensionar los SFVI para generar la energía requerida y garantizar la rentabilidad de los proyectos empleando este tipo de tecnologías para procurar la credibilidad en las mismas.

El análisis del rendimiento de un SFVI puede visualizarse partir del siguiente diagrama:



*Diagrama 14 Análisis del rendimiento de un SFVI.*

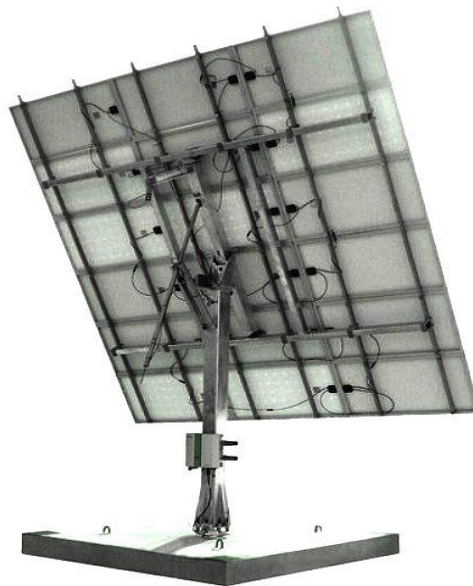
### 5. 1 Rendimiento del Generador Fotovoltaico

Para facilitar el análisis se considerará el generador fotovoltaico sólo al conjunto de módulos conectados ya sea en serie o paralelo antes de llegar a las cajas de conexiones. El rendimiento del generador depende de los siguientes aspectos:

- La temperatura del medio ambiente.
- La degradación de los semiconductores de manera natural al someterlos al proceso fotoeléctrico.
- La orientación y la inclinación de la estructura que soporta a los módulos.
- El polvo y otros agentes que obstruyan la radiación solar.
- Sombras incidentes.

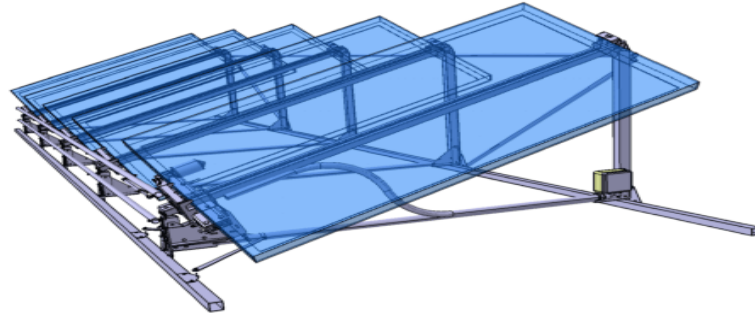
Para los alcances del presente manual, el rendimiento del generador FV se calculará contemplando la **especificación técnica FIRCO** en términos de orientación, inclinación y manejo de sombras, tomándose en cuenta los siguientes criterios:

- La orientación del sistema es hacia el sur geográfico con  $\pm 10^\circ$ .
- La inclinación de la base debe tener los mismos grados que la latitud del sitio de instalación. Esta posición permite obtener la mayor cantidad de energía promedio al año en una estructura fija.
- Se pueden implementar seguidores solares de uno o dos ejes:
  - Los seguidores de dos ejes brindarán un mayor aprovechamiento de la energía solar en la misma área de instalación, si su aplicación se hace en climas con cielos más despejados, se estima una captación de hasta 50% mayor que un sistema fijo, pero esto depende de las condiciones atmosféricas del lugar.
  - Los seguidores de un solo eje puede ser diseñados para ajustar la inclinación a lo largo del año (los más sencillos y económicos) o pueden rotar a lo largo del día para obtener una mayor cantidad de energía.
  - La decisión de la implementación de estas tecnologías se vuelve un tema económico, ya que se debe evaluar a detalle el porcentaje de mayor generación de energía contra el mayor costo de inversión inicial, operación y mantenimiento del sistema.



*Imagen 25 Seguidor solar de dos ejes.*





*Imagen 26 Seguidor solar de un eje.*

- No debe incidir sombra alguna sobre el generador fotovoltaico. Para cumplir este punto, el mantenimiento continuo de estos sistemas es fundamental, no es una actividad de gran esfuerzo, pero la limpieza de los módulos FV debe realizarse de manera periódica y con mayor atención durante la temporada de secas. De igual forma, desde el diseño se debe prever que el sitio de instalación esté libre de sombras y otros objetos que al crecer pudieran llegar a provocar sombreado como árboles o nuevas edificaciones.



*Imagen 27 Sombras provocadas por árboles sobre módulos fotovoltaicos.*

Definidos los aspectos externos que influyen en la captación de energía solar es importante ahora trabajar sobre las cuestiones que influyen de manera interna en el rendimiento del generador fotovoltaico.

#### 5. 2. 1 Rendimiento térmico del Generador Fotovoltaico

Como se ha mencionado anteriormente en este manual, los módulos FV están compuestos por el arreglo eléctrico de semiconductores y a partir de la forma en que éstos aprovechan la captación de energía solar, la excitación de electrones libres, los materiales presentan variaciones en sus parámetros eléctricos ante la variación de la temperatura ambiente. Para definir la manera en que la temperatura influye sobre los



parámetros eléctricos de un módulo FV es necesario conocer más aspectos técnicos de los módulos, los coeficientes térmicos:

Coeficiente	Descripción
<b>γ (gama)</b>	Coeficiente térmico de potencia máxima
<b>β (beta)</b>	Coeficiente térmico de tensión de circuito abierto
<b>α (alfa)</b>	Coeficiente térmico de corriente de corto circuito

Los valores típicos de los coeficientes térmicos no varían de manera significativa entre las distintas tecnologías FV:

Coeficiente	Si-Cristalino/ híbridas	a-Si/ amorfo delgada	capa CIS / capa delgada
<b>γ (gama)</b>	-0.4%/°C	-0.3%/°C	-0.4%/°C
<b>β (beta)</b>	-0.3%/°C	-0.2%/°C	-0.3%/°C
<b>α (alfa)</b>	0.05%/°C	0.01%/°C	0.02%/°C

Otro parámetro importante para el cálculo del rendimiento del generador FV por cuestiones térmicas es la temperatura de la célula en condiciones normales de operación (NOCT), este dato depende de cada fabricante de módulos. Un valor cercano a un criterio de diseño, promedio al comparar diversos módulos fotovoltaicos en el mercado mexicano, es de 45 °C en la célula a una temperatura de 20°C en el medio ambiente.

Con la información descrita es posible hacer una proyección de cómo variará la temperatura del módulo a lo largo de su operación, con la finalidad de establecer una base de diseño. Lo importante para esta proyección es tener información de la temperatura máxima promedio al año en el sitio donde se llevará a cabo la instalación. Hay herramientas meteorológicas que son capaces de proporcionar dicha información. La manera más precisa, pero costosa y que requiere de más tiempo, es el instalar una unidad meteorológica en el sitio. Teniendo este dato es posible hacer una proyección empleando la siguiente aproximación:

$$T_{\text{célula en sitio}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{(T_{\text{NOCT célula}} - T_{\text{NOCT ambiente}}) \times I_{\text{STC}}}{I_{\text{NOCT}}}$$

*Ecuación 7 Temperatura de célula en el sitio.*

T: temperatura

T<sub>NOCT</sub>: Temperatura en condiciones normales de operación.

I<sub>STC</sub>: Irradiancia en condiciones estándar de prueba o irradiancia pico (1000 W/m<sup>2</sup>)

I<sub>NOCT</sub>: Irradiancia en condiciones normales de operación (800 W/m<sup>2</sup>)

Esta fórmula puede operar para cualquier nivel de irradiancia y de temperatura, pero para cuestiones de diseño de proyectos de SFVI se trabaja con los valores promedio de temperatura máxima en el sitio y con la irradiancia pico, valor al cual se calcula el término de las horas pico solares, visto anteriormente.

Ejemplo:

Si se tiene la siguiente información del sitio de instalación:

Latitud: 19.5°

Longitud: -99.5°

Temperatura máxima promedio mensual:

Tabla 2 Temperatura máxima promedio mensual.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
T. máxima (°C)	28.4	32.8	37.7	39.8	37.8	30.5	29.8	30.3	27.9	27.4	27.3	27	31.4

Si se emplean módulos FV de silicio cristalino, el rendimiento térmico del sistema para el dimensionamiento de un SFVI se calcula:

$$T_{\text{célula en sitio}} = 31.4^{\circ}\text{C} + \frac{(45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) \times 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 62.65^{\circ}\text{C}$$

El diferencial de temperatura es:

$$\Delta_T = T_{\text{célula en sitio}} - T_{\text{célula STC}} = 62.65^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 37.65^{\circ}\text{C}$$

El rendimiento térmico del GFV es:

$$\text{Rendimiento térmico} = 1 + (\gamma \times \Delta_T) = 100\% + \left(-0.4\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \times 37.65^{\circ}\text{C}\right) = 84.94\%$$

De esta forma se puede considerar este valor para dimensionar el SFVI en términos térmicos.

## 5. 2. 2 Degradación del Generador Fotovoltaico

Además de los aspectos térmicos, la degradación es un efecto que debe considerarse al momento de dimensionar un SFVI. Este aspecto depende de la calidad de la fabricación de los módulos FV, cada fabricante expresa este punto en las hojas de datos técnicos de sus productos, sin embargo, hay estándares internacionales que expresan la calidad mínima que deben presentar los módulos. Actualmente, un criterio estandarizado para el dimensionamiento de SFVI considera una degradación del 1% al año del sistema, esto es una aproximación un tanto conservadora pero admisible. Lo que ocurre normalmente en realidad, es que en el primer año hay una degradación cercana al 3% debido a un efecto de “recombinación” de electrones entre todos los

módulos que conforman el generador, en los siguientes años la degradación normalmente es menor al 1% anual.

Ejemplo:

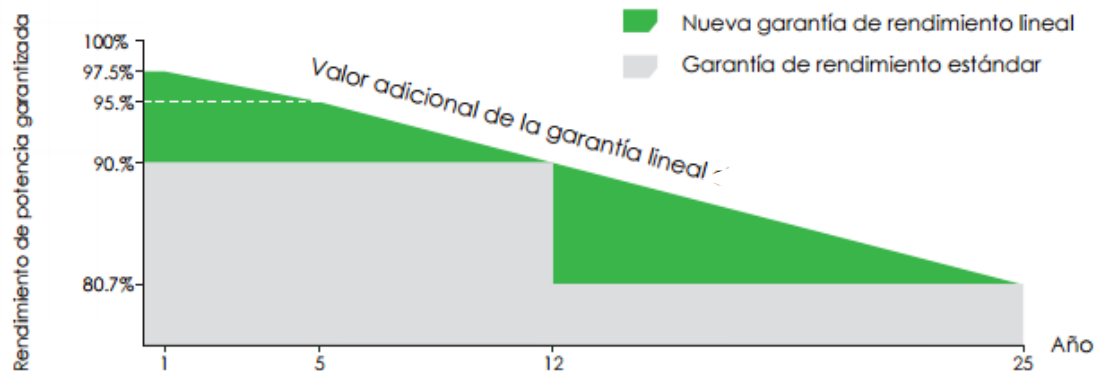
Para el dimensionamiento de un SFVI se puede dimensionar el sistema suponiendo el rendimiento que tendrá éste por efectos de degradación en **diez años**, tiempo de garantía que brindan los fabricantes de módulos sobre defectos de fabricación, además, este periodo es cerca de la mitad de lo establecido como tiempo de generación bajo un rendimiento aceptable.

A diez años la degradación proyectada es del 10%, por lo tanto, el rendimiento para ese año en cuestión de diseño es del 90%.

Para precisar el cálculo es necesario definir la marca y el modelo de módulo a implementar, para revisar su hoja de datos técnicos y revisar la manera en que el fabricante describe el rendimiento del módulo en función del tiempo, por ejemplo:

## GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

10 Años de garantía de producto • 25 Años de garantía de potencia lineal



Gráfica 9 Rendimiento en función del tiempo de un Módulo solar comercial.

### 5. 2. 3 Rendimiento general del Generador Fotovoltaico

El rendimiento general de un GFV depende principalmente de los efectos térmicos y la degradación que va sufriendo, sin olvidar los otros aspectos que se mencionaron al principio de este capítulo, sin embargo, para fines prácticos con considerar los aspectos térmicos y de degradación es una base importante para alcanzar el rendimiento general del GFV, los otros aspectos pueden ser mitigados en el sitio de instalación.

Ejemplo:

Retomando los ejemplos pasados, el rendimiento general de un GFV conformado por módulos de silicio cristalino, instalado en el sitio señalado se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Rendimiento general GFV} &= \text{Rendimiento térmico} \times \text{Rendimiento por degradación} \\ &= 84.94\% \times 90\% = 76.44\% \end{aligned}$$

*Ecuación 8 Rendimiento general de un Generador Fotovoltaico.*

Este resultado no es un criterio, es el rendimiento pronosticado para este ejemplo en un lugar preciso, con las coordenadas mencionadas en el primer ejemplo.

### 5. 3 Rendimiento de los inversores

El estándar FIRCO para SFVI define de manera clara y precisa que la eficiencia o rendimiento del inversor para interconexión a la red debe ser mínimo del 95%. Las pruebas de eficiencia de los inversores se hacen en distintas condiciones climatológicas variando irradiancia y temperatura. Estas condiciones, dentro de la industria fotovoltaica, están definidas a partir de dos criterios: El europeo-internacional y el CEC (Comisión de Energía de California). Por condiciones climatológicas similares a la de nuestro país. Para la decisión de la selección del inversor es necesario revisar la eficiencia tipo CEC expresada en los datos técnicos del mismo.

Ejemplo:

En la hoja de datos técnicos de un inversor se tienen los siguientes valores de salida:

*Tabla 3 Datos técnicos de un inversor.*

DATOS DE SALIDA		10.0-3 208/240
Potencia máxima de salida	208	9995 VA
	240	9995 VA
	480	NA
Corriente continua máxima de salida	208	27.7 A
	240	24.0 A
	480	NA
Capacidad de interruptor de CA	208	35 A
	240	30 A
	480	NA
Eficiencia máxima		97.0 %
Eficiencia CEC	208	96.5 %
	240	96.5 %
	480	NA
Tamaño admisible de conductor de CA		
Conexión a red ( $U_{ac,r}$ )		208/240

Para cuestiones de dimensionamiento en México se tendrá como referencia la eficiencia CEC que se conecta en un sistema a 208 o 240 volts: **96.5%**.

La eficiencia de los inversores también varía en función de la potencia de entrada, es decir, si la potencia del GFV es menor a la potencia nominal del inversor, éste no opera a su eficiencia nominal señalada, por eso una práctica usual dentro del mercado FV en México es sobredimensionar el GFV con respecto a la potencia nominal de salida del inversor, es decir, el arreglo fotovoltaico tiene una potencia pico mayor al potencial de salida del inversor. El porcentaje de sobredimensionamiento variará según las condiciones atmosféricas del sitio de instalación.

De manera general el porcentaje de sobre dimensionamiento va del 5% al 12%, sin embargo, para proyectos de gran escala se debe hacer un cálculo más preciso según las condiciones del sitio a instalar, ya que en México existen sitios con climas sumamente extremos y con condiciones atractivas para el aprovechamiento de la energía solar, como lo podrían ser algunos sitios de los estados de Durango, Chihuahua, Sonora, Zacatecas, Nuevo León, donde se pueden tener altas temperaturas de trabajo en verano con lo cual se reduce de manera importante la potencia del GFV, y a su vez pueden tener días soleados con bajas temperaturas en invierno, con lo que podría llegarse a valores de potencia mayores a los de los rangos de operación señalados en los inversores, esto no provocará que los inversores dejen de operar, estos restringirán su operación a sus capacidades máximas, con lo que no se aprovechará el 100% de la energía generada.

#### 5.4 Rendimiento en conductores

Como se ha mencionado, la transportación de electrones dentro de los conductores tiene un costo de energía, esto depende directamente del material que se emplea para esta tarea. De esta forma, el estándar FIRCO señala que en total se debe sólo perder el 2% de energía en la transmisión de los electrones en los conductores, 1% en transmitir corriente directa y 1% corriente alterna. Por lo tanto, el rendimiento de los conductores es como mínimo del 98%.

La cantidad de energía que se pierde en los conductores depende de las propiedades de resistividad o conductividad del material del conductor, la longitud del circuito y del área transversal de éste.

Dentro de la industria eléctrica en México el análisis de la pérdida de energía en conductores se analiza en términos de la resistencia, no así de la conductancia. La resistencia de un conductor se calcula a través de la siguiente relación:

$$R = \rho \times \frac{l}{A_T}$$

*Ecuación 9 Resistencia del conductor.*

Donde:

*R*: resistencia del conductor

$\rho$ : resistividad del material del conductor  
 $l$ : longitud del conductor  
 $A_T$ : área transversal del conductor

Para calcular la energía que se pierde en el conductor es necesario hacer un análisis desde el concepto de la densidad de la energía con respecto del tiempo, es decir, la potencia, también podría hacerse desde el criterio de la caída de tensión, pero a través de la potencia se logra una mejor comprensión de la forma en que se pierde energía en el conductor. Ya sea por el criterio de potencia o de tensión, la relación base para el análisis es la siguiente:

$$P = V \times I = \frac{V^2}{R} = I^2 \times R$$

*Ecuación 10 Pérdida de energía en un conductor.*

Ejemplo:

¿Cuál es la resistencia y el porcentaje de potencia que se pierde en los conductores de una cadena, rama o serie de 13 módulos de silicio cristalino de 72 células cada módulo? (Considerar el análisis en las condiciones de pruebas estándar).

Datos:

- Módulos de silicio cristalino de 72 células
- Tensión en el máximo punto de potencia de cada célula: 0.5 V
- Potencia máxima por célula: 4.2 W
- Longitud de los conductores de salida de cada módulo: 1 metro (longitud estandarizada en la industria FV)
- Área transversal del conductor: 4 mm<sup>2</sup>

Consideraciones:

- El material del cual está fabricado el conductor es cobre. Con una resistividad a 25°C de aproximadamente:  $0.017 \frac{\Omega \text{mm}^2}{m}$
- La longitud total del circuito es la multiplicación de los 2 conductores que tiene de fábrica cada módulo FV (1 metro de largo por polo) por los 13 módulos de la serie.

Proceso de análisis:

$$\text{Resistencia del circuito} = 0.017 \frac{\Omega \text{mm}^2}{m} \times \frac{26 m}{4 \text{mm}^2} = \mathbf{0.1105 \Omega}$$

$$\text{Corriente de operación del circuito} = \frac{P_{\text{max módulo}}}{V_{\text{MPP}}} = \frac{302.4W}{36V} = 8.4A$$

$$\text{Potencia perdida en transmisión en circuito} = (8.4A)^2 \times 0.1105 \Omega = 7.797W$$

$$\text{Porcentaje de pérdida en conductores} = \frac{7.797W}{3931.2W} = \mathbf{0.198\%}$$





### Ejemplo:

Trabajando con los datos del ejemplo anterior, ahora se tiene que de la caja de conexiones al inversor hay una distancia lineal de 20 metros. Calcular el área transversal del conductor (calibre) para tener una pérdida de potencia menor al 1% en los circuitos de CD del presente sistema.

### Consideraciones:

- La longitud del circuito es el doble de la distancia entre la caja de conexiones y el inversor, ya que se está trabajando un circuito de CD.
- El conductor se elegirá de cobre y se siguen considerando las condiciones de prueba estándar y 25°C como temperatura en los conductores.

### Proceso de análisis:

$$\text{Porcentaje de pérdida admisible} = 1\% - 0.198\% = 0.8016\%$$

$$\text{Potencia perdida admisible en circuito} = 31.453W$$

$$\text{Resistencia admisible del circuito} = \frac{31.453W}{70.56A^2} = 0.446\Omega$$

$$\text{Área transversal del circuito} = 0.017 \frac{\Omega mm^2}{m} \times \frac{40m}{0.446\Omega} = \mathbf{1.525 mm^2}$$

Como normalmente no se fabrican cables con esta área transversal, se sugiere elegir un conductor de una medida estandarizada más grande, en este caso sería adecuado elegir un conductor calibre **14 AWG (2.08 mm<sup>2</sup>)** o de 2.5 mm<sup>2</sup> en estándar IEC (Comisión Electrotécnica Internacional).

Es necesario corroborar si este conductor cumple con la capacidad de transmisión de corriente, bajo el criterio de ser capaz de transmitir 1.56 veces la corriente de corto circuito.

### Ejemplo:

Considerar el ejemplo anterior y definir si el conductor es capaz de conducir la corriente calculada, bajo el criterio de 1.56 veces, definido en la NOM-001-SEDE-2012.

### Consideraciones:

- Condiciones de prueba estándar.
- Un factor de llenado o forma de 0.77.

$$\text{Corriente de corto circuito} = \frac{P_{max}}{FF \times V_{OC}} = \frac{302.4W}{0.77 \times 43.2V} = 9.09A$$

Corriente capaz de transmitir el conductor =  $1.56 \times 9.09A = 14.18A$

Según la tabla 310-15(b) el conductor con calibre 14 AWG con un aislamiento de 90°C es capaz de conducir 25A, por lo tanto, el conductor seleccionado es el adecuado.

A partir de la tabla de la 310-15 NOM-001-SEDE-2012 y los factores de corrección de conductores señalados en la misma norma:

Tabla 4 Tabla de ampacidad para conductores aislados para tensiones de hasta 2000 V y 60°C a 90°C.

**Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en 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 <sup>2</sup>	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 <sup>+</sup>	—	—	14	—	—	—
1.31	16 <sup>+</sup>	—	—	18	—	—	—
2.08	14 <sup>+</sup>	15	20	25	—	—	—
3.31	12 <sup>+</sup>	20	25	30	—	—	—
5.26	10 <sup>+</sup>	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—

Tabla 5 Factor de corrección para conductores a 30°C ambiente.

**Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.**

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	1.20	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	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87

En este caso se aprecia que el cable seleccionado tiene la capacidad de conducir la corriente de corto circuito de la serie de módulos trabajada a lo largo de este capítulo.



Ejemplo:

Trabajando con el mismo ejemplo, considere que la serie de módulos es conectada a un inversor de potencia nominal de salida de 3000 VA con un factor de potencia igual a 1. Calcule el calibre de conductor necesario para conectar el inversor al punto de interconexión en el tablero general, localizado a una distancia de 20 metros.

Consideraciones:

- El cálculo del conductor en corriente alterna varía por las mismas características de la electricidad en esta forma de transmisión.
- Recordar que el factor de potencia es de 1, por lo tanto la potencia aparente de placa del inversor es igual a la potencia real, no hay potencia reactiva perdida en el conductor.
- La magnitud de la tensión de la red a la cual está conectado el inversor es de 220 V.

Proceso de análisis:

$$\text{Corriente de salida del inversor} = \frac{P}{|V|f_p} = \frac{3000 \text{ W}}{(220 \text{ V})(1)} = 13.64 \text{ A}$$

$$\text{Porcentaje de pérdida admisible} = 1\% = (3000 \text{ W}) \times 1\% = 30 \text{ W}$$

$$\text{Impedancia (Z)} = \frac{30 \text{ W}}{(13.64 \text{ A})^2} = 0.16125 \Omega$$

$$\text{Impedancia lineal} \left( \frac{\Omega}{\text{km}} \right) = \frac{0.16125 \Omega}{0.04 \text{ km}} = 4.03 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Con este valor, ahora es necesario revisar una tabla de impedancias de conductores de fabricantes, por ejemplo:

Tabla 6 Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado clase B.

Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado clase B									
Designación del conductor		Resistencia eléctrica en ohms/km							
Calibre	Área de la sección transversal mm	Corriente directa				Corriente alterna (60 Hz)*			
		20 °C	60 °C	75 °C	90 °C	20 °C	60 °C	75 °C	90 °C
AWG/kcmil									
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	1.307	13.46	15.48	16.37	17.16	13.46	15.48	16.37	17.16
14	2.082	8.447	9.72	10.27	10.77	8.447	9.720	10.27	10.77
12	3.307	5.318	6.119	6.469	6.783	5.318	6.119	6.469	6.783
10	5.260	3.343	3.847	4.067	4.264	3.343	3.847	4.067	4.264
8	8.367	2.102	2.419	2.557	2.681	2.102	2.419	2.557	2.681
6	13.30	1.322	1.522	1.609	1.687	1.322	1.522	1.609	1.687
4	21.15	0.8315	0.9568	1.011	1.060	0.8316	0.9569	1.011	1.060
2	33.62	0.5231	0.6019	0.6363	0.6672	0.5233	0.6021	0.6365	0.6674

En este caso el valor más cercano a la impedancia lineal calculada es el conductor de calibre 10 AWG, esta es una manera práctica de calcular el conductor adecuado de transmisión de salida del inversor, ya en corriente alterna.

## 5. 5 Rendimiento general de un SFVI

Ya descritos los factores que influyen en el rendimiento de los SFVI, es momento de recopilar la información general del capítulo, para pronosticar de manera más precisa el rendimiento general de un SFVI.

Para calcular el rendimiento general se multiplican los distintos rendimientos analizados:

$$\eta_{general} = \eta_{GFV} \times \eta_{inversor} \times \eta_{condutores}$$

*Ecuación 11 Rendimiento general de un Sistema Fotovoltaico Interconectado.*

Ejemplo:

Empleando los ejemplos anteriores, calcule el rendimiento del sistema analizado.

$$\eta = 76.44\% \times 95\% \times 98\% = \mathbf{71.656\%}$$

Este es el rendimiento o eficiencia del sistema planteado como ejemplo a lo largo de este capítulo. Dicho resultado no es un valor estándar, depende de diversos factores como se ha descrito de manera cuidadosa y este valor sólo sirve para dimensionar la potencia pico del GFV a instalar. Sin embargo, no es el valor con el cual se mantendrá rindiendo a lo largo de su operación, ese rendimiento depende de cómo se va dando la degradación del módulo y de las condiciones atmosféricas del sitio de instalación.

## 5. 5 Dimensionamiento de la potencia pico FV a instalar

### 5.5.1 Consumo de energía

Después de la descripción de los distintos aspectos que determinan el rendimiento general de un SFVI, es momento de mostrar la manera de calcular la potencia pico a instalar. Para esto, la información necesaria es conocer el consumo de energía el cual definirá la energía que el SFVI generará. Para obtener esta información, una medida usual dentro del mercado FV, es el utilizar el recibo que emite CFE a cada cliente registrado y conectado al SEN. A través de la información emitida por CFE es posible realizar un análisis histórico de la energía consumida, lo recomendable es llegar a hacer una revisión histórica de un año. Este procedimiento se emplea de manera recurrente en el dimensionamiento de SFVI, sin embargo es recomendable y más en sistemas de mayores dimensiones, hacer un estudio previo de análisis de consumo de energía eléctrica de la carga. Esta recomendación se sugiere, ya que en ocasiones, las lecturas emitidas por los medidores de CFE presentan importantes variaciones por manipulación inadecuada de los mismos, antigüedad en la operación, errores humanos en la toma de lectura. Este estudio no sólo brindará valores de consumo de

energía, sino también expresará parámetros eléctricos con los cuales se podrá evaluar el adecuado comportamiento eléctrico de las cargas.

Desde una perspectiva sustentable, distintos autores recomiendan primero trabajar en mejorar la forma en que las cargas eléctricas aprovechan la energía que reciben, después es momento de considerar la implementación de una fuente adicional de energía, para este aspecto, el estudio de energía eléctrica también se recomienda. Ya sea a través del recibo o un estudio de energía, el dato a considerar es el consumo de energía, dato expresado para aplicaciones eléctricas en kilowatts-hora (kWh).

Es importante mencionar que el uso del recibo de CFE es necesario para seguir con el dimensionamiento del sistema y su proyección financiera, ya que el recibo no sólo nos proporciona datos del consumo de la energía, también brinda la siguiente información:

- Nombre del usuario.
- Número de servicio.
- Sitio de instalación.
- Tipo de tarifa.
- Número de hilos de alimentación de acometida.
- Costo por kWh.
- Demanda facturable.
- Factor de potencia.
- Factor de carga.



**AVISO RECIBO**

**CFE** Comisión Federal de Electricidad  
Av. Paseo de la Reforma Núm. 164, Col. Juárez, México, D.F. C.P. 06600.

**Nombre y Domicilio**  
LA VIGA Y ZAPOTLA  
BARRIO SAN MIGUEL VMC  
IZTACALCO CIUDAD DE, D.F.  
C.P. 08600

Cuenta	Uso	Tarifa	Hilos
	General hasta 25kW	02	3

**Medición de consumo**

Lectura actual	Lectura anterior	Mult.	Consumo kWh
01551	00000	1	1551
46150	44967	1	1183

**Apoyo gubernamental**

**Gráfica de consumo en kWh**

La gráfica representa tu consumo de energía y el nivel de uso

**Total a pagar del periodo facturado**  
**\$8,912.00**  
(OCHO MIL NOVECIENTOS DOCE PESOS 00/100 M.N.)

**Número de servicio**

**Fecha limite de pago**  
**30 OCT 2015**

**Información importante**  
Corte a partir de 31 OCT 2015.  
Su consumo de energía eléctrica está dentro del rango excedente.

Periodo Consumo	Dias	Promedio Diario en kWh	Promedio Diario en \$
10 AGO 15 AL 09 OCT 15	60	45.56	148.53

**Facturación**

Concepto	kWh	Precio	Subtotal
1er. Escalón	100	2.109	210.90
2do. Escalón	100	2.545	254.50
Excedente	2,534	2.804	7,105.33
Cargo fijo (2)		56.020	112.04
Suma	2,734		7,682.77

**Importe del bimestre**

Energía	7,682.77
IVA 16%	1,229.24
Fac. del Periodo	8,912.01
Diferencia por redondeo	0.27
<b>Total</b>	<b>\$8,912.28</b>

**¡CUIDADO!** CON LOS CORREOS QUE OFRECEN QUE PAGUES LA LUZ EN LINEA CON UN DESCUENTO.  
CFE NUNCA OFRECE DESCUENTOS EN EL PAGO DE TU RECIBO DE LUZ.

Escanea el código si quieres ir a la página web

Fecha, hora y lugar de impresión: 14 OCT 15 10:24:52 hrs. Alvaro Obregon 28 Santa Anita Iztacalco Iztacalco D.F. Mexico 08300

**Total a pagar:**  
**\$8,912.00**  
(OCHO MIL NOVECIENTOS DOCE PESOS 00/100 M.N.)

Imagen 28 Datos del consumo del bimestre de recibo de CFE.



DETALLE DE OPERACIONES						
Facturación	Tipo	kWh	Importe	Pagos	Pendientes de pago	Línea de captura
<b>Adeudos anteriores</b>						
del 10 JUN 15 al 10 AGO 15	Normal	2680	\$8,363.00	\$8,363.00		
del 10 ABR 15 al 10 JUN 15	Normal	5508	\$17,374.00	\$17,374.00		
del 09 FEB 15 al 10 ABR 15	Normal	5137	\$16,683.00	\$16,683.00		
del 08 DIC 14 al 09 FEB 15	Normal	4816	\$16,249.00	\$16,249.00		
del 09 OCT 14 al 08 DIC 14	Normal	4401	\$15,279.00	\$15,279.00		
del 11 AGO 14 al 09 OCT 14	Normal	4554	\$16,073.00	\$16,073.00		
del 10 JUN 14 al 11 AGO 14	Normal	4814	\$16,912.00	\$16,912.00		
del 09 ABR 14 al 10 JUN 14	Normal	4617	\$16,124.00	\$16,124.00		
del 10 FEB 14 al 09 ABR 14	Normal	4255	\$14,919.00	\$14,919.00		
del 09 DIC 13 al 10 FEB 14	Normal	4185	\$1,080.00	\$1,080.00		
del 09 OCT 13 al 09 DIC 13	Normal	1087				
<b>Adeudo Total</b>					\$0.00	
CARGOS PENDIENTES POR APLICAR						
OBSERVACIONES						
<p>Le invitamos a consultar y aplicar las medidas de ahorro de energía eléctrica publicadas en <a href="http://www.cfe.gob.mx">www.cfe.gob.mx</a> o marque al 071.</p> <p>Le recordamos que puede pagar su Aviso - Recibo en cualquiera de nuestros CFEmáticos</p> <p>Le invitamos a que se registre en nuestro portal y disfrute de la comodidad de nuestros servicios en línea.</p>						
DATOS FISCALES						
Serie: MA Folio: 000055780331						

Imagen 29 Datos del consumo histórico de recibo de CFE.

Después de tener el valor del consumo de energía es posible definir el porcentaje del mismo que se cubrirá con el SFVI, todo dependerá de las condiciones económicas de la propuesta técnica.

### 5.5.2 Recurso solar del sitio

Después de conocer el consumo de energía es necesario analizar el recurso solar disponible en el sitio de instalación, este tema ya se ha tratado en el capítulo 2, pero retomamos este tema para continuar trabajando con ejemplos para el dimensionamiento de sistemas.

Ejemplo:

Empleando el recibo de CFE mostrado en el punto anterior es posible localizar el sitio de instalación para definir el recurso solar disponible en el sitio de instalación.

- Latitud: 19.39
- Longitud: -99.12°

Empleando la base de datos pública eosweb, desarrollado por la NASA, se tienen los siguientes datos de recurso solar:

*Tabla 7 Irradiación incidente promedio anual sobre una superficie inclinada dirigida al Ecuador.*

Irradiación incidente promedio anual sobre una superficie inclinada dirigida al Ecuador (kWh/m <sup>2</sup> )													
Lat 19.39 Lon -99.12	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
SSE HRZ	4.78	5.73	6.55	6.5	6.24	5.6	5.51	5.42	4.95	4.92	4.81	4.49	<b>5.45</b>
K	0.62	0.66	0.67	0.61	0.57	0.51	0.5	0.51	0.49	0.55	0.61	0.61	<b>0.57</b>
Difusa	1.18	1.27	1.49	1.96	2.24	2.37	2.38	2.28	2.1	1.71	1.28	1.14	<b>1.79</b>
Directa	6.59	7.41	7.69	6.55	5.71	4.62	4.48	4.49	4.22	5.15	6.28	6.33	<b>5.78</b>
Inc 0	4.74	5.68	6.47	6.38	6.21	5.57	5.48	5.31	4.88	4.87	4.77	4.34	<b>5.39</b>
Inc 4	5	5.9	6.61	6.41	6.16	5.61	5.51	5.31	4.93	5	5	4.57	<b>5.5</b>
<b>Inc 19</b>	<b>5.78</b>	<b>6.51</b>	<b>6.87</b>	<b>6.29</b>	<b>5.79</b>	<b>5.59</b>	<b>5.46</b>	<b>5.14</b>	<b>4.97</b>	<b>5.33</b>	<b>5.68</b>	<b>5.29</b>	<b>5.72</b>
Inc 34	6.23	6.76	6.77	5.86	5.14	5.3	5.15	4.73	4.77	5.38	6.05	5.71	<b>5.65</b>
Inc 90	4.85	4.5	3.47	2.18	1.75	2.43	2.29	1.83	2.35	3.33	4.52	4.47	<b>3.16</b>
OPT	6.34	6.77	6.88	6.41	6.21	5.63	5.52	5.31	4.98	5.4	6.11	5.82	<b>5.94</b>
OPT ANG	46	36	22	6	0	10	8	1	14	29	43	46	<b>21.6</b>

A partir de lo comentado anteriormente, el primer criterio para definir la inclinación adecuada del SFVI es el ángulo de la latitud del sitio, como ya se ha mencionado, por lo que en este caso el valor de irradiación promedio al año en el sitio escogido de análisis es **5.72 kWh/m<sup>2</sup>** al día colocando el arreglo FV a 19°.

### 5.5.3 Potencia pico a instalar

Ejemplo:

Trabajando con el mismo cliente es posible dimensionar un sistema que satisfaga un 85 % de consumo.

Datos:

*Tabla 8 Consumo por día estimado de un promedio de consumo anual al 85%.*

Año	Bimestre	Días	Consumo (kWh)
2015	del 10 de Junio al 10 de Agosto	61	2680
	del 10 de Abril al 10 de Junio	61	5508

	del 9 de Febrero al 10 de Abril	60	5137
2014	del 8 de Diciembre al 9 de Febrero	63	4816
	del 9 de Octubre al 8 de Diciembre	60	4401
	del 11 de Agosto al 9 de Octubre	60	4554
<b>Total</b>		<b>365</b>	<b>27096</b>
<b>Consumo por día</b>		<b>74.24</b>	
<b>85% de consumo por día</b>		<b>63.1</b>	

El rendimiento total del sistema a partir de lo señalado en los puntos anteriores y las condiciones de temperatura del sitio es:

Rendimiento térmico SFVI:	84.9%
Rendimiento por degradación a 10 años:	90%
Rendimiento mínimo de inversor:	95%
Rendimiento de conductores:	98%

**Rendimiento total del sistema: 71.2%**

Con los datos de consumo, recurso solar y rendimiento total es posible calcular la potencia del SFVI pico a instalar:

$$\begin{aligned}
 & \text{Potencia FV pico a instalar} = \\
 & = \frac{\text{Consumo de energía al día}}{\text{Recurso solar} \times \text{Rendimiento total}} = \frac{63.1 \text{ kWh}}{5.72 \text{ PSH} \times 71.2\%} = 15.5 \text{ kW}_p
 \end{aligned}$$

*Ecuación 12 Potencia Fotovoltaica pico a instalar.*

## 5.6 Configuración eléctrica del SFVI

Ya definida la potencia FV requerida es momento de esbozar la configuración eléctrica del generador FV. Para realizar esto es necesario definir el tipo de inversor a implementarse desde la perspectiva tanto técnica como económica. Ya en los capítulos anteriores se ha descrito el tema de las distintas tecnologías de inversores, sus posibilidades técnicas y un acercamiento de los costos a partir de las tecnologías. Es importante considerar que el desarrollo tecnológico dentro de los sistemas FV se desarrolla a un ritmo menos acelerado al de los sistemas de información, pero en los últimos años este ritmo se ha incrementado, no tanto en la tecnología comercial de las células FV pero si en la de los inversores. Año con año surgen un mayor número de variaciones en la operación de los inversores, buscando mejorar los siguientes aspectos:

- Mejorar el rendimiento total del sistema.
- Independizar la operación de cada módulo FV.
- Capacidad de adaptación a variaciones de la red sin poner en riesgo la operación de los módulos FV.

- Adaptación a la demanda de las cargas eléctricas.
- Interacción con redes eléctricas inteligentes.

Este aspecto requiere mantener una actualización continua sobre los avances que se van presentando dentro del mercado FV.

Además de los inversores se deben analizar las características de los módulos que se van a elegir. Además de las cuestiones de calidad ya mencionadas, es importante tomar en cuenta la potencia pico de los módulos a implementar, así como los siguientes criterios:

- En el mercado FV actual hay mayor variedad de marcas de módulos que ofrecen módulos de 60 células (alrededor de 250 W pico).
- A mayor potencia de los módulos empleando mayor número de células, la tensión es mayor y la corriente se conserva, por lo que las pérdidas en conductores se pueden reducir sin necesidad de incrementar el calibre.
- A partir de la NOM-001-SEDE-2012 la tensión máxima para un proyecto FV dentro de una residencia debe ser menor o igual a 600 V.
- Los módulos mono-cristalinos son más eficientes y si el área para instalación es reducida, pueden ser una opción adecuada de implementación.

Ejemplo:

Definir el número de módulos para la potencia pico FV calculada en el ejemplo del punto anterior. Definir el arreglo eléctrico de los módulos considerando la implementación de un inversor central trifásico.

Consideraciones:

- Se emplearán los productos más comercializados dentro del mercado mexicano por fiabilidad, costo y disposición:
  - Módulos de 60 células.
  - Inversor central con 2 rastreadores MPPT (máximo punto de potencia).
- El recibo muestra que es una conexión de baja tensión (tarifa 2) y trifásica (3 hilos).

Proceso de análisis:

Sin definir un fabricante de módulos ni de inversor, se pueden tener los siguientes datos:

Módulo:

- Potencia del módulo de 250W pico.
- Tensión de circuito abierto: 36 V.
- Corriente de corto circuito: 9 A.
- Tensión en el punto de máxima potencia: 30 V.
- Corriente en el punto de máxima potencia: 8.3 A.

Inversor:

- Potencia nominal de salida: 15 kVA.
- Factor de potencia: 1.
- Voltaje máximo de entrada de 1000 V.
- Tensión de salida: 220/3φ.

A partir de la información desarrollada en los ejemplos anteriores y las consideraciones ya descritas se puede calcular el número de módulos a instalar:

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Potencia pico a instalar}}{\text{Potencia pico de módulo}} = \frac{15.5kW}{0.25kW} = 62$$

*Ecuación 13 Número de Módulos Fotovoltaicos.*

Este número no es el definitivo, pero nos acerca a un valor posible, el otro criterio para definir el número total, es la cantidad de módulos que es posible conectar en serie a la entrada del inversor.

$$\begin{aligned} \text{Módulos en serie} &= \frac{\text{Tensión máxima de entrada de inversor}}{\text{Tensión de circuito abierto de módulo}} = \\ &= \frac{1,000 V}{36 V} = 27.77 \end{aligned}$$

*Ecuación 14 Número de Módulos Fotovoltaicos en serie.*

Como no es posible instalar un número fraccionario de módulos y lo recomendable es no superar el valor máximo de tensión de entrada, es prudente considerar 27 módulos en serie, pero 27 no es un múltiplo de 62 módulos, por lo tanto, se puede plantear el instalar menos módulos en serie para lograr tener un número, que al ser multiplicado cierto número de veces pueda acercarse al número de módulos requeridos a instalar. Para definir esto es importante volver a revisar la hoja de datos técnicos del inversor escogido y analizar el rango de operación de los rastreadores MPPT, para definir si el número de módulos en serie es capaz de llegar al valor de tensión necesario para poner en operación el sistema. En este caso, el tipo de inversor seleccionado, normalmente tiene rango nominal de rastreador MPPT de entre 300 y 800 V. Un número que multiplicado 3 veces se acerca al número de módulos requeridos es 21, por lo que se podrían instalar 63 módulos y conectar 21 en serie. Al mismo tiempo, será importante revisar la potencia de entrada máxima del inversor, para cerciorarse que no se rebase este límite.

Este análisis nos acerca cada vez más a la configuración general del sistema, sin embargo, sería necesario hacer una visita al sitio de instalación, para garantizar que existe el área necesaria para instalar ese número de módulos.

## 5.7 Conductores eléctricos

Ahora es necesario calcular el calibre de los conductores de cada circuito:

- Cada una de las series.
- La salida del inversor hasta su conexión con el tablero principal.

Ejemplo:



Para el sistema trabajado a lo largo de este capítulo definir el calibre del conductor de cada circuito considerando que se tiene una distancia de los módulos a la caja de conexión de 10 metros, de la caja de conexión al inversor, 20 metros, y del inversor al punto de conexión al tablero principal, 30 metros.

Proceso de análisis:

1. Circuitos de cadenas a caja de conexiones:

Pérdida en conductores de serie de módulos:

Longitud del circuito:	10 m
Calibre del conductor:	4 mm <sup>2</sup>
Resistividad del cobre:	0.017 Ωmm <sup>2</sup> /m
Corriente MPP:	8.3 A
Resistencia del circuito:	0.085 Ω
Potencia perdida en conductor:	5.85565 W
Potencia del circuito:	5250 W
<b>Porcentaje de pérdida:</b>	<b>0.11%</b>

2. Calibre de conductores de cada serie de módulos:

Calibre de conductor	
Longitud del circuito:	10 m
Pérdida admisible:	0.44% mm <sup>2</sup>
Resistividad del cobre:	0.017 Ωmm <sup>2</sup> /m
Corriente MPP:	8.3 A
Potencia del circuito:	5244.14 W
Potencia perdida en conductor:	23.30 W
Resistencia del circuito:	0.33816 Ω
Calibre del conductor:	1.00543 mm <sup>2</sup>
Calibre mínimo comercial FV:	2.5 mm <sup>2</sup>
<b>Pérdida con conductor mínimo:</b>	<b>0.18%</b>

3. Calibre de conductores de caja de conexión a inversor:

Observación: El inversor tiene 2 rastreadores MPPT, por lo que es recomendable salir con dos circuitos distintos desde la caja de conexiones. Un circuito sumará la corriente de 2 series y en otro irá con una sola serie. Para fines prácticos se calculará el calibre del conductor del circuito que transporta una magnitud de corriente mayor.

Calibre de conductor	
Longitud del circuito:	20 m
Pérdida admisible:	0.71% mm <sup>2</sup>
Resistividad del cobre:	0.017 Ωmm <sup>2</sup> /m



Corriente MPP:	16.6 A
Potencia del circuito:	10441.7 W
Potencia perdida en conductor:	74.12 W
Resistencia del circuito:	0.26896 $\Omega$
Calibre del conductor:	2.52821 mm <sup>2</sup>
Calibre siguiente comercial FV:	4 mm <sup>2</sup>
<b>Pérdida con conductor definido:</b>	<b>0.45%</b>

#### 4. Calibre de conductores de salida del inversor a punto de conexión:

Desarrollo de análisis bajo las condiciones de un sistema trifásico:

Calibre de conductor	
Longitud del circuito:	30 m
Pérdida admisible:	1.26% mm <sup>2</sup>
Potencia nominal de salida de inversor:	15 kVA
Factor de potencia de inversor	1
Potencia real nominal de salida:	15 kW
Tensión nominal de la red de baja tensión:	220 V
Corriente nominal de salida por fase:	39.3648 A
Pérdida admisible en conductor por fase:	63.0585 W
Impedancia de conductor por fase:	0.04069 $\Omega$
Impedancia lineal de conductor:	1.35646 $\Omega$ /km
<b>Calibre de conductor THHW acorde a impedancia:</b>	<b>4 AWG</b>
<b>Pérdida con conductor definido:</b>	<b>0.99%</b>

En general se tendrá una pérdida menor a la estimada, debido a los conductores seleccionados.

Cabe señalar que el método descrito para seleccionar los conductores no se hizo en base a la corriente que transportarán, sino en función de tener un rendimiento mayor al 98%, si los conductores se hubiesen seleccionado en función de la corriente que transportan, el calibre sería menor al seleccionado.

#### 5.8 Protecciones eléctricas

Ejemplo:

Con los conductores seleccionados ahora es necesario definir las protecciones eléctricas necesarias para cada circuito.

1. Protecciones de sobre-corriente en circuitos de CD:

Protecciones conductores CD			
Circuito	Corriente de corto circuito (A)	Corriente de protección (A)	Capacidad de protección comercial (A)
Serie de módulos	9	14.04	15
Caja de conexiones - Inversor	18	28.08	30

2. Protecciones de sobre-corriente en circuito de CA:

Protecciones conductores CA			
Circuito	Corriente por fase (A)	Corriente de protección (A)	Capacidad de protección comercial (A)
Inversor-Tablero general	39.3647911	49.20598885	50

3. Protecciones de sobre-tensión en circuitos de CD:

La selección del supresor de picos o varistor depende del valor de tensión máximo, y en este caso éste está limitado por las características eléctricas del inversor, por lo que el dispositivo contra sobre-tensión deberá operar a partir de un valor por arriba de los 1000 V. La capacidad de corriente de descarga que puede soportar el dispositivo dependerá de su calidad, pero la especificación FRICO-ANCE establece como mínimo una capacidad de 5 kA.

4. Protecciones de sobre-tensión en circuitos de CA:

La máxima tensión del lado de CA lo define el voltaje nominal de la red a la que se está interconectando, como la tensión de la red es de 250 V, el dispositivo deberá operar a un valor por encima de éste. Hay distintas opciones en el mercado, pero en general, los supresores de pico o varistores operan por arriba de los 280 V.

### 5.9 Puesta a tierra

El calibre del conductor de puesta a tierra dependerá de la capacidad de protección del circuito más cercano y el menor calibre de conductor de tierra física a instalarse será del 14 AWG.

Ejemplo:

El calibre del conductor de tierra física de cada circuito en el sistema dimensionado es el siguiente:



Conductor de puesta a tierra		
Circuito	Capacidad de protección comercial (A)	Calibre de conductor (AWG)
Serie de módulos	15	<b>14</b>
Caja de conexiones - Inversor	30	<b>10</b>
Inversor-Tablero general	50	<b>8</b>

De manera general, estos son los principales aspectos a dimensionar en un SFVI. En este manual no se presentaron como objetivos el desarrollo de cálculos mecánicos para el diseño de una estructura para el soporte del arreglo FV. Para trabajar este aspecto, se recomienda tener la asesoría de profesionales con competencias en temas estructurales.

Los ejemplos analizados en este capítulo pretenden ser una guía de referencia para el análisis de los aspectos técnicos de SFVI.

## Capítulo 6. Aspectos financieros de los SFVI

En los capítulos anteriores se trabajaron de manera general los aspectos técnicos inmersos en el diseño de SFVI. El desarrollo del manual fluye con la intención de plasmar los conocimientos generales para comprender los conceptos relevantes relacionados con la planeación e implementación de sistemas generadores de energía eléctrica, aprovechando la energía solar.

Sin dejar de lado el tema técnico, ya que se retomará dentro del tratamiento de este capítulo, es momento de conocer de manera general los aspectos que permitan el sustento para la implementación de los SFVI. Los SFVI generan electricidad, por ende, su valoración entra dentro de la oferta de otras fuentes de energía y se debe conocer el mecanismo por el cual estos proyectos pueden llegar a implementarse, conociendo sus ventajas y desventajas competitivas a un nivel financiero.

El avance de las tecnologías FV se ha presentado como un aspecto vinculado al cuidado del medio ambiente, sin embargo, esta tecnología presenta una rentabilidad atractiva dentro del sector eléctrico mexicano en aplicaciones específicas, y con los estímulos fiscales adecuados, además de su capacidad de mitigar emisiones de gases subproductos de la combustión interna, dentro de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, comienza a ser atractiva su aplicación en función de sus propiedades financieras de generación eléctrica.

Dentro de este capítulo se describirán de manera condensada los aspectos financieros involucrados en la implementación de SFVI, para dotar al manual de ese conocimiento necesario para comprender desde un punto de vista financiero el desarrollo de un proyecto FV.

### 6. 1 Objetivo del análisis financiero dentro del programa FIRCO

El programa FIRCO es reconocido a nivel nacional como un mecanismo financiero desarrollado por el gobierno, que ha permitido la implementación de SFVI en condiciones económicas adversas para la industria FV. Su implementación ha permitido darle una mayor rentabilidad a los proyectos FV dentro de tarifas eléctricas, no sólo de baja tensión. Para que los recursos de FIRCO sigan apoyando esta clase de proyectos, es importante resaltar los objetivos en el tema financiero de este manual:

- Asegurar la factibilidad y calidad de los proyectos.
- Proveer una asesoría a los beneficiarios FIRCO para garantizar la elección de la mejor opción posible.
- Asegurar el otorgamiento eficiente del recurso FIRCO para alcanzar más proyectos beneficiados.

### 6. 2 Análisis FODA de proyectos FV

Como buen proceso de compra-venta, este manual plantea mostrar de manera inicial las características de los proyectos FV, con lo cual uno puede desarrollar criterios para evaluar la implementación de SFVI dentro del mercado eléctrico de nuestro país.

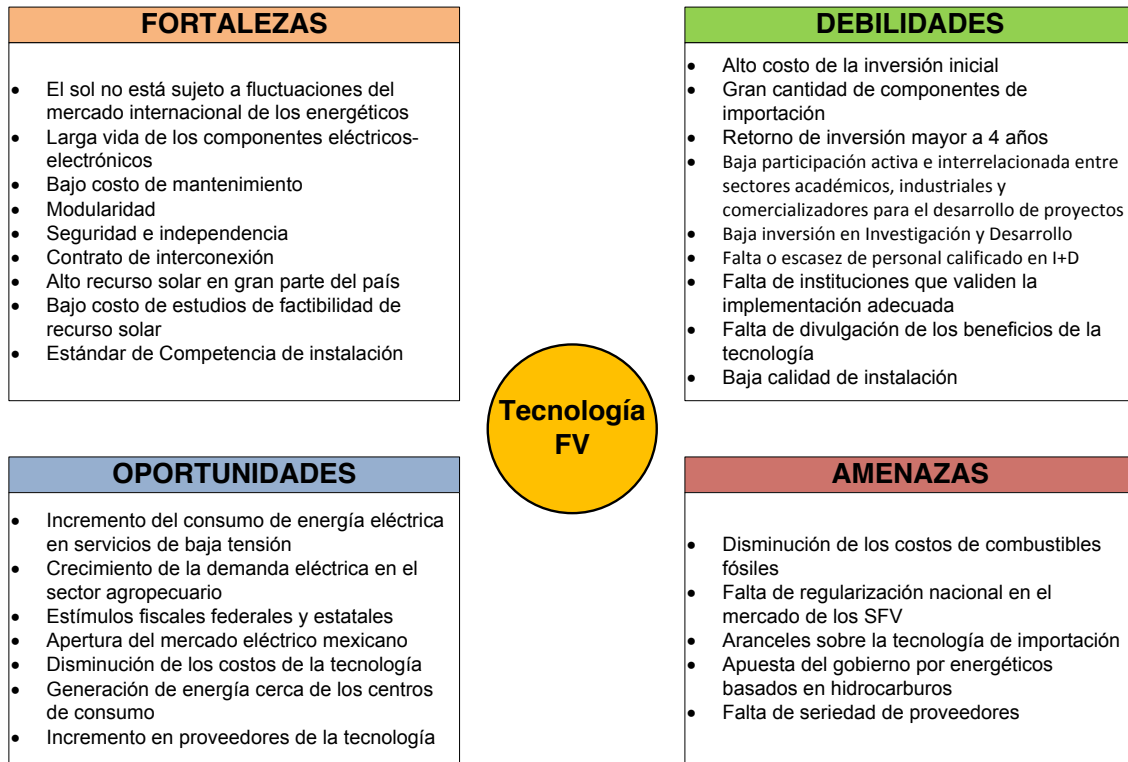


Diagrama 15 Análisis FODA en sistemas Fotovoltaicos.

Después de este pequeño marco de las condiciones del mercado para recibir los SFVI es necesario profundizar un poco más en la cuestión financiera.

### 6. 3 Criterios estándar para la evaluación de proyectos

Para evaluar desde una perspectiva financiera los proyectos FV es necesario retomar algunos criterios financieros:

Tabla 9 Criterios estándar para la evaluación de proyectos.

Criterio	Definición	Fórmula
<b>Valor Presente Neto</b>	Se usa para determinar el valor a futuro de una inversión realizada en el presente, con base en la diferencia entre entradas y salidas de efectivo.	$\sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1 + TIR)^j} - F_0 = 0$ <p><math>F_0</math> = Inversión inicial <math>F_j</math> = Flujos netos por periodo</p>
<b>Tasa Interna de Retorno</b>	Se puede entender como la tasa de crecimiento que se espera obtener del proyecto, y debe ser mayor a un valor determinado	



	como deseable por la entidad crediticia.	
<b>Tiempo de Recuperación</b>	Indica cuánto tiempo es necesario para recuperar el total de la inversión a valor presente.	$PR = t_n + \frac{Vt_n}{Vt_n + Vt_{(n+1)}} - m$ $t_n = \text{año del último saldo negativo}$ $Vt_n = \text{valor absoluto del último saldo negativo}$ $Vt_{(n+1)} = \text{valor absoluto del primer saldo negativo}$ $m = \text{tiempo de construcción en años}$

#### 6. 4 Costo Nivelado de Electricidad

Estos criterios son herramientas para simplificar el proceso de evaluación de inversión en proyectos. Además de estos parámetros, para la valoración de una planta de generación de energía eléctrica es necesario analizar el costo de unidad de energía generada. Este criterio engloba un conjunto de factores que le brindan una mejor perspectiva a la implementación de SFVI. Este concepto es conocido como Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) y sus características son las siguientes:

- Evalúa la competitividad de las energías renovables.
- Se calcula incluyendo todos los costos esperados durante la vida útil de una instalación: construcción, financiamiento, combustibles, mantenimientos, impuestos, seguro e incentivos.
- Estimados de costo beneficio ajustados con inflación y el valor en el tiempo.
- Paridad con la Red (Grid Parity) - Si el costo de la energía renovable es igual al de la generación convencional.

Se calcula a partir de la siguiente relación:

*Ecuación 15 Costo Nivelado de Electricidad.*

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$  = inversión en año t  
 $M_t$  = Mantenimiento en año t  
 $E_t$  = Generación en año t  
 $F_t$  = Costo de combustible al año t  
 $r$  = tasa de descuento  
 $n$  = vida útil

#### 6. 5 Costos de SFV



Los costos dentro de un SFVI, dependiendo de las dimensiones del proyecto y la solvencia económica de quien lo adquiere, son los siguientes:

*Tabla 10 Costos de Sistemas Fotovoltaicos.*

COSTO DE DESARROLLO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adquisición de proyecto:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollo propio</li> <li>Compra de derechos de proyecto</li> </ul> </li> <li>• Fijación de precios</li> </ul>
COSTO DE INSTALACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Componentes:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Módulos</li> <li>Inversores</li> <li>Estructura</li> <li>Cable CD</li> <li>Cable CA</li> <li>Protecciones eléctricas</li> </ul> </li> <li>• Montaje:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Mecánico</li> <li>Eléctrico</li> </ul> </li> <li>• Interconexión a la red:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Transformador</li> <li>Conexión a la red</li> </ul> </li> <li>• Monitoreo/Control remoto:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Data logger</li> <li>Línea de comunicación</li> </ul> </li> <li>• Protección:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Contra descargas atmosféricas</li> <li>Robo y vandalismo</li> </ul> </li> </ul>
COSTO DE VENTA
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo de adquisición de acciones:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Búsqueda de prospectos</li> <li>Contactar a prospectos</li> <li>Eventos</li> <li>Propaganda</li> </ul> </li> <li>• Gasto de venta:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Propio empleo</li> <li>Socios de ventas externos</li> </ul> </li> </ul>

### OTROS COSTOS

- Ingeniería civil:  
Estática de techumbre  
Estática de suelo
- Abogados:  
Contratos  
Creación de empresa
- Adquisición o renta de terreno
- Tasa de arrendamiento
- Comisión bancaria
- Diagnóstico de producción independiente
- Apalancamiento financiero

### OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- Medición eléctrica
- Posible reemplazo de inversor
- Seguros
- Reparaciones
- Limpieza
- Proyectos de gran escala:  
Contabilidad  
Tasas de crédito  
Impuesto de consultores

En colaboración con los coordinadores de evaluación del programa FIRCO se lograron obtener algunas estadísticas relevantes en el tema de costos de proyectos FV:

Dentro del mercado internacional y nacional un parámetro de referencia para la evaluación y toma de decisiones en términos de SFV es el costo por **watt** instalado, en el mercado internacional la referencia se realiza en término de dólares americanos. De los datos facilitados una referencia de costos es la siguiente:

*Tabla 11 Costo por watt instalado MN.*

Costo por watt instalado MN						
Tarifa	Año					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Máximo	\$ 65.55	\$ 192.44	\$ 196.11	\$ 93.88	\$ 61.87	\$ 68.16

<b>Mínimo</b>	\$ 65.55	\$ 91.45	\$ 22.88	\$ 47.87	\$ 30.95	\$ 24.76
<b>Promedio</b>	\$ 65.55	\$ 132.86	\$ 60.57	\$ 66.55	\$ 53.05	\$ 42.81

Tabla 12 Costo por watt instalado USD.

Costo por watt instalado USD						
Tarifa	Año					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Tipo de cambio</b>	\$ 11.14	\$ 13.50	\$ 12.63	\$ 12.43	\$ 13.17	\$ 12.77
<b>Máximo</b>	\$ 5.88	\$ 14.26	\$ 15.53	\$ 7.55	\$ 4.70	\$ 5.34
<b>Mínimo</b>	\$ 5.88	\$ 6.77	\$ 1.81	\$ 3.85	\$ 2.35	\$ 1.94
<b>Promedio</b>	\$ 5.88	\$ 9.84	\$ 4.80	\$ 5.35	\$ 4.03	\$ 3.35

En relación a los costos, resulta interesante contrastar la potencia instalada con los costos mostrados:

Tabla 13 Potencia instalada en kW.

Potencia instalada kW						
Tarifa	Año					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Máxima</b>	2.99	14.85	60.00	60.06	65.00	69.02
<b>Mínima</b>	2.99	1.50	1.40	2.03	4.50	2.04
<b>Promedio</b>	2.99	5.05	27.67	20.16	31.47	31.54

Los datos nos muestran una tendencia positiva para la aplicación de los SFV a través del programa FIRCO, la potencia promedio instalada se ha incrementado y el costo por watt ha disminuido, esto ha creado un mayor interés dentro de proveedores e integradores de la industria FV, por lo que el proceso de evaluación adquiere mayor relevancia para desarrollar de manera adecuada la industria FV del país.

Para este año 2015, los evaluadores han fijado un precio máximo por proyecto de \$2.5USD/Watt, este precio puede disminuir en función del número de módulos, pero es un valor tope de referencia.

## 6. 6 Ingresos de SFV

Los ingresos principales dentro de los SFVI provienen de la energía generada, aquí radica la importancia de los capítulos anteriores, pues lo que se espera de una inversión es que entregue el mayor número de dividendos y esto es posible cuidando cada uno de los detalles técnicos descritos anteriormente.

Para la evaluación financiera de un SFVI es necesario realizar una proyección de la generación de energía que es capaz de entregar a lo largo de su vida útil. En proyectos de gran escala, buscando un financiamiento bancario, se utiliza software especializado para realizar proyecciones de la generación de energía, aún con esas proyecciones están latentes posibles factores no previstos. Es posible realizar éstas con herramientas no tan especializadas, con hojas de cálculo medianamente detalladas. Es necesario considerar los aspectos del rendimiento del sistema que varían con respecto al tiempo: **degradación, temperatura ambiente y recurso solar**.

Otros ingresos que puede tener un proyecto FV son estímulos externos para procurar que los proyectos presenten un desarrollo financiero más atractivo. Uno de estos estímulos es el desarrollado por el programa FIRCO. El gobierno ha establecido otros incentivos fiscales para promover la inversión en energías renovables:

### **DEDUCCIÓN DE BIENES TANGIBLES**

**Artículo 34.** *Los por cientos máximos autorizados, tratándose de activos fijos por tipo de bien son los siguientes:*

**XIII.** *100% para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables o de sistemas de cogeneración de electricidad eficiente.*

**PRIMERO.** *Que, en términos de lo establecido en los artículos 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y 103 de su Reglamento, se establece como cogeneración:*

- I. La generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;*
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o*
- III. La generación directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.*

*Para los efectos del párrafo anterior, son fuentes renovables aquellas que por su naturaleza o mediante un aprovechamiento adecuado se consideran inagotables, tales como la energía solar en todas sus formas; la energía eólica; la energía hidráulica tanto cinética como potencial, de cualquier cuerpo de agua natural o artificial; la energía de los océanos en sus distintas formas; la energía geotérmica, y la energía proveniente de la biomasa o de los residuos. Asimismo, se considera generación la conversión sucesiva de la energía de las fuentes renovables en otras formas de energía. Lo dispuesto en esta fracción será aplicable siempre que la maquinaria y equipo se encuentren en operación o funcionamiento durante un periodo mínimo de 5 años inmediatos siguientes al ejercicio en el que se efectúe la deducción, salvo en los casos a que se refiere el artículo 37 de esta Ley. Los contribuyentes que incumplan con el plazo mínimo establecido en este párrafo, deberán cubrir, en su caso, el impuesto correspondiente por la diferencia que resulte entre el monto deducido conforme a esta fracción y el monto que se debió deducir en cada ejercicio en*

*los términos de este artículo o del artículo 35 de esta Ley, de no haberse aplicado la deducción del 100%. Para estos efectos, el contribuyente deberá presentar declaraciones complementarias por cada uno de los ejercicios correspondientes, a más tardar dentro del mes siguiente a aquel en el que se incumpla con el plazo establecido en esta fracción, debiendo cubrir los recargos y la actualización correspondiente, desde la fecha en la que se efectuó la deducción y hasta el último día en el que operó o funcionó la maquinaria y equipo.<sup>1</sup>*

Hay incentivos locales en diferentes estados de la república para promover el uso de energías renovables, por lo que es necesario revisar a nivel local otros estímulos.

## 6. 7 Costo de la energía eléctrica

Dentro de la proyección financiera de un SFVI es necesario revisar el costo de energía eléctrica que tendrá a lo largo del tiempo de operación del sistema. Este tema es complejo actualmente, ya que los precios son establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) e implementados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La Reforma Energética estipula que el costo de energía variará en función de las condiciones del Mercado Internacional.

Pese a esta apertura del mercado, en este punto del manual trataremos algunas estadísticas donde se puede apreciar en qué tarifas eléctricas se han trabajado más proyectos del programa FIRCO, para que sean estos costos una referencia para las proyecciones de evaluación financiera.

Retomando las estadísticas de puntos anteriores, también se ha hecho un análisis para reconocer en qué tarifas eléctricas están los proyectos que ha apoyado el programa FIRCO y de esta forma reconocer los alcances del mismo y verificar si el apoyo que extiende el programa tiene la capacidad de volver atractiva la inversión en un proyecto FV con condiciones que de otra manera no se podría instalar, incrementando la cantidad de energía eléctrica proveniente de energías renovables, reflejándose en una reducción en el impacto ecológico de los procesos agropecuarios en el país y de esta forma mostrar que el programa FIRCO brinda un alta aportación para las metas de mitigación planteadas a nivel nacional e internacional.

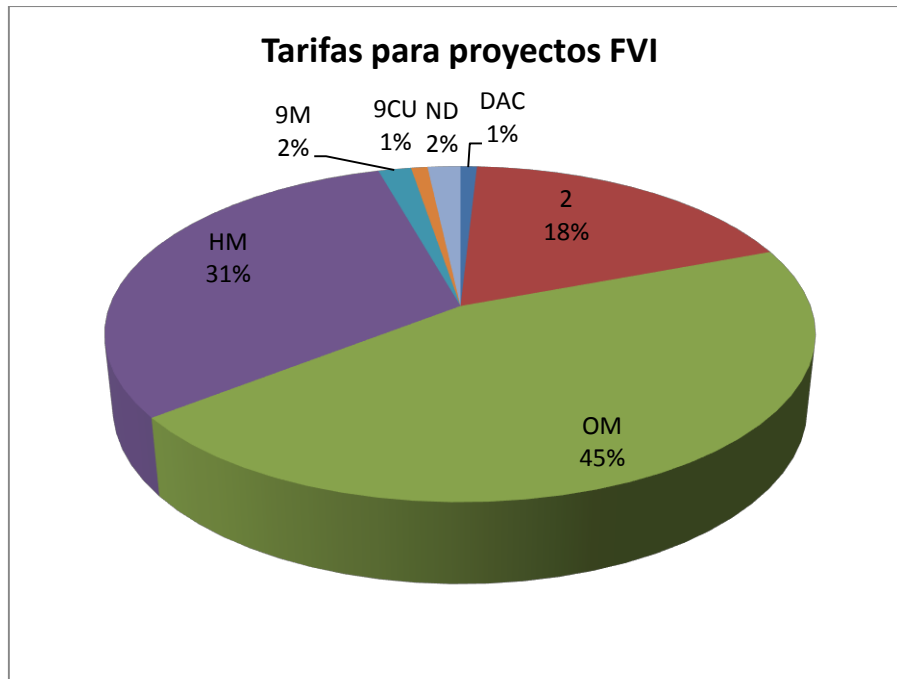
El reporte estadístico por tarifa de los datos proporcionados por los colaboradores FIRCO sobre proyectos desarrollados, es el siguiente:

*Tabla 14 Proyectos apoyados por FIRCO en cada tarifa, periodo 2008-2013.*

Tipo de tarifa								
Tarifa	Año						Total	Porcentaje
	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
DAC	0	1	0	0	1	0	2	0.9%
2	0	0	6	2	0	34	42	18.4%

<sup>1</sup> COMISIÓN FISCAL 2013-2015. *Ley de Impuesto Sobre la Renta 2015: Texto y comentarios*. Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A. C. Ciudad de México, México Distrito Federal. Mayo 2015.

<b>OM</b>	0	2	15	8	23	55	103	45.2%
<b>HM</b>	1	0	16	7	13	34	71	31.1%
<b>9M</b>	0	0	0	1	0	3	4	1.8%
<b>9CU</b>	0	0	0	1	1	0	2	0.9%
<b>ND</b>	0	0	3	0	1	0	4	1.8%
<b>Total</b>	1	3	40	19	39	126	228	100.0%



Gráfica 10 Tarifas para proyectos Fotovoltaicos Interconectados.

Se puede apreciar que las tarifas HM, OM y 2 albergan la mayoría de los proyectos que se han registrado, estas tres tarifas representan el 96% de los proyectos apoyados. Este aspecto nos conduce a suponer que el programa está cumpliendo uno de sus objetivos: otorgar la posibilidad de desarrollar proyectos en condiciones donde sin el estímulo FIRCO no serían financieramente atractivos, ya que de manera general, la rentabilidad de la implementación de SFVI en México está dentro de los costos de energía que contempla la distribución de la electricidad en baja tensión.

#### 6. 7. 1 Tarifas eléctricas en México

En los puntos anteriores ya se han mencionado aspectos económicos y financieros de la evaluación de proyectos FV, pero buscando que este manual sea una herramienta importante para el apoyo de la evaluación es relevante tratar de manera general el tema de las tarifas eléctricas públicas actuales.

Actualmente en México existen 33 tarifas eléctricas, las cuales se pueden clasificar en:

- Domésticas (7)
- Servicio público (3)



- Riego agrícola (2)
- Servicios generales (20)

Las tarifas de servicios generales se dividen en:

- alta (12),
- media (6) y
- baja (3) tensión.

Uso de costos marginales de suministros:

- Se reconocen diferencias horarias, regionales y estacionales.
- Costos Marginales de Capacidad.
- Costos Marginales de Energía.
- La tarificación de la energía eléctrica basada en los costos marginales de largo plazo del sistema eléctrico, da una señal económica a la clientela que favorece la eficiencia económica global.

<b>Tarifa</b>	<b>Descripción</b>
1	Servicio doméstico: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, DAC
2	Servicio general hasta 25 kW de demanda
3	Servicio general para más de 25 kW de demanda
5, 5A	Servicio para alumbrado público
6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público
7	Servicio temporal
9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión
OM	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW
HM	Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más
HMC	Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización (Baja California)
HS, HT, HSL, HL	Tarifas horarias para servicio general en alta tensión
HMR, HMRM, HSRF, HSRM, HTR, HTRM	Tarifas horarias para servicio de respaldo
I15, I30	Tarifas de uso general para servicio ininterrumpible

## 6.8 Riesgos

Para evaluar la inversión en SFVI es necesario también conocer los riesgos de invertir en este tipo de tecnología, de esta manera en este punto del manual se consideran algunos de ellos:



Diagrama 16 Riesgos técnicos y no técnicos durante el desarrollo y la operación de un Sistema Fotovoltaico Interconectado.

Tabla 15 Consideraciones a tomar para evitar daños o pérdidas.

Riesgo	Consideraciones	Daños o pérdidas potenciales
<b>Estimación del recurso solar</b>	¿Qué nivel de confianza se tiene a los datos históricos de energía solar?	Déficit de producción relacionada al recurso Deuda generada por el servicio
<b>Especificaciones de los componentes</b>	¿Cuál es el rendimiento histórico o especificado del producto seleccionado?	Insolvencia por parte del fabricante Defectos seriales Daños a la salud o accidentes letales
<b>Diseño del sistema</b>	¿Qué tan bien está diseñada la integración del sistema con sus componentes? ¿Se asegura la rentabilidad, viabilidad y mantenimiento?	Fallas de componentes Déficit de producción Inactividad forzada
<b>Rendimiento estimado y pruebas de aceptación y puesta en marcha</b>	¿Qué tan bien están validadas las estimaciones de rendimiento? ¿Qué pruebas son necesarias para garantizar un óptimo rendimiento?	Déficit de producción relativo a lo estimado-generación de deuda



<b>Caracterización del sitio</b>	¿Qué se sabe y qué no se sabe acerca del sitio? ¿Cuáles son las condiciones de clima, agua, geotecnias e infraestructura del sitio?	Restricciones/prohibiciones ambientales Restricciones de infraestructura Costo de transmisión excedidos
<b>Riesgos de transporte/ instalación</b>	¿Han sido los componentes empaquetados e instalados de acuerdo a las mejores prácticas?	Daño de los equipos Retrasos
<b>Riesgos de operación y mantenimiento</b>	¿Cuáles son los riesgos de confiabilidad/falla de los componentes? ¿Hay adecuada disponibilidad de refacciones en inventario o accesibles de manera rápida? ¿Cuál es el potencial de fiabilidad? ¿Cuál es el potencial del diseño del sistema y la ingeniería de producción? ¿Existen garantías de los equipos? ¿Los fabricantes siguen ofreciendo sus servicios? ¿Qué tan capaz es el proveedor de Operación/Mantenimiento?	Fallas en serie Defectos latentes Altas tasas de degradación Delaminación de módulos Apagones forzados Costo y tiempo invertido en mantenimiento planeado y no planeado Insolvencia del fabricante Recurso inadecuado
<b>Riesgos de infraestructura insuficiente</b>	¿El poder del comprador es adecuado para integrar todos los recursos solares?	Recortes Falta de pericia del operador de la red para manejar la variación
<b>Transmisión, distribución e interconexión</b>	¿Está disponible? ¿A qué costo?	Rebase de costos Retrasos
<b>Convenios de compra de energía, definición de costos</b>	¿El proyecto tiene garantizados los ingresos? ¿El cálculo económico del proyecto está dentro del precio negociado?	Ofrecimiento a un costo más bajo Insolvencia No hay seguridad en los convenios de compra de la energía
<b>Riesgos de desarrollador</b>	¿Experiencia con tecnología, dimensionamiento y tipo de proyecto? ¿Confianza en el balance del proyecto?	Insolvencia del desarrollador Rebase de costos Retrasos Abandono del proyecto
<b>Asegurable</b>	¿Puede el desarrollador tener acceso a seguros? ¿A qué costo?	¿Puede el desarrollador tener acceso a seguros? ¿A qué costo?



<b>Control del sitio</b>	¿El desarrollador es dueño de la locación donde se desarrollará el proyecto?	Fallas para obtener el control del sitio y por lo tanto de financiamiento, incentivos u otros beneficios Retrasos Rebase de costos
<b>Riesgo de multi-contrato</b>	¿Hay riesgos claramente asignados a las distintas partes involucradas en el proyecto a través de contratos?	Pérdidas no cubiertas Demandas
<b>Riesgo en productos</b>	¿Los productos necesarios para el proyecto están disponibles a un costo razonable y está asegurada su cadena de valor?	Volatilidad de costo No disposición de materiales necesarios
<b>Riesgo de falla/crédito</b>	¿Fueron considerados déficits dentro de la deuda de servicio del proyecto? ¿Es capaz el financiero de solventar esos déficits?	Falla Desarrollador/Financiero Insolvencia Desarrollador/Financiero

#### 6. 9 Ejemplo de análisis financiero

Retomando el ejemplo desarrollado en el capítulo anterior, realizar una proyección de energía, obtener los siguientes criterios (VPN, TIR, PR y LCOE). Recalcular el PR aplicando un estímulo FIRCO del 50% de la inversión.

Datos:

- Módulos: 63
- Potencia del módulo: 250 Watts pico

Consideraciones:

- Costo máximo admisible en evaluación FIRCO 2015: \$2.5USD/W
- Costo total máximo del proyecto: \$39,375.00 USD - \$ 669,375 MN
- Contemplar que la tarifa eléctrica no tiene variación con respecto al tiempo
- No contemplar deducción fiscal del ISR

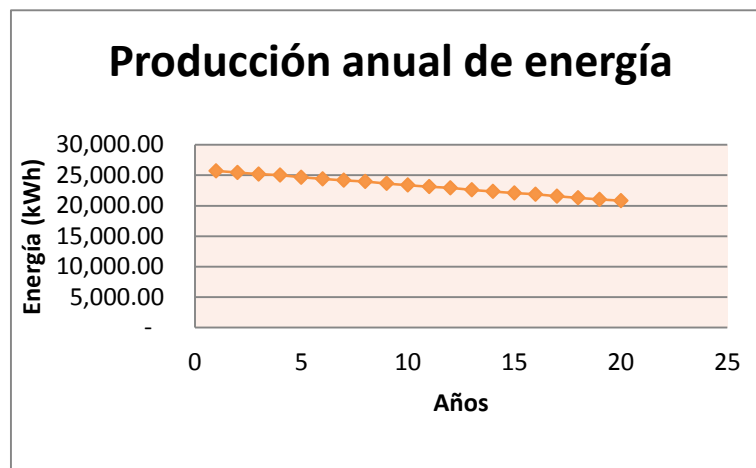
Proceso de análisis

- Se requiere proyectar la generación de energía anual del sistema tomando en cuenta los factores considerados en los artículos anteriores (degradación, temperatura ambiente, potencia instalada, rendimiento de inversor y rendimiento de conductores).
- La proyección de generación del año 12 se apreciaría de la siguiente forma:

Año	12	Degradación -12%											
Mes	Unidades	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
PSH	H	5.78	6.51	6.87	6.29	5.79	5.59	5.46	5.14	4.97	5.33	5.68	5.29
T. Máxima	°C	28.4	32.8	37.7	39.8	37.8	30.5	29.8	30.3	27.9	27.4	27.3	27
T. Célula	°C	59.65	64.05	68.95	71.05	69.05	61.75	61.05	61.55	59.15	58.65	58.55	58.25
R. Térmico	%	86.14%	84.38%	82.42%	81.58%	82.38%	85.30%	85.58%	85.38%	86.34%	86.54%	86.58%	86.70%
R. General	%	70.57%	69.13%	67.53%	66.84%	67.49%	69.88%	70.11%	69.95%	70.74%	70.90%	70.93%	71.03%
Días		31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Energía al día	kWh	64.25	70.88	73.06	66.21	61.55	61.53	60.29	56.63	55.37	59.52	63.46	59.18
Energía al mes	kWh	1,991.62	2,055.57	2,264.98	1,986.41	1,907.99	1,845.84	1,869.13	1,755.47	1,661.13	1,845.09	1,903.71	1,834.63
Energía total al año		22,921.57 kWh											

- La proyección de generación de energía durante 20 años de vida del proyecto

Año	Energía kWh
1	25,707.02
2	25,447.36
3	25,187.69
4	25,005.35
5	24,668.36
6	24,408.69
7	24,149.02
8	23,963.46
9	23,629.69
10	23,370.02
11	23,110.35
12	22,921.57
13	22,591.02
14	22,331.35
15	22,071.69
16	21,879.68
17	21,552.35
18	21,292.69
19	21,033.02
20	20,837.79
Total	465,158.15



Gráfica 11 La proyección de generación de energía durante 20 años de vida del proyecto

A partir de que se tiene una proyección de la generación de energía es momento de hacer una perspectiva del valor de los ingresos anualizados, dependiendo la complejidad del análisis se puede hacer un estudio a detalle de distintas tarifas, pero para este ejemplo se comenzará con una proyección donde no se contempla un crecimiento del costo de la tarifa eléctrica. En este caso, el ejemplo es de un cliente ubicado en tarifa 2, donde el costo por kWh excedido de los 200 kWh de menor costo es de 2.804 en septiembre de 2015. Se trabajará sobre los excedentes ya que el cliente, en menos de una semana laboral, consume la energía en los costos base.



Tabla 17

Año	Ingresos por energía	Factor de descuento	Valor presente
0	-\$ 669,375.00	100%	-\$ 669,375.00
1	\$ 72,082.49	91%	\$ 65,529.54
2	\$ 71,354.39	83%	\$ 58,970.57
3	\$ 70,626.28	75%	\$ 53,062.57
4	\$ 70,114.99	68%	\$ 47,889.48
5	\$ 69,170.07	62%	\$ 42,949.17
6	\$ 68,441.96	56%	\$ 38,633.70
7	\$ 67,713.86	51%	\$ 34,747.91
8	\$ 67,193.54	47%	\$ 31,346.28
9	\$ 66,257.64	42%	\$ 28,099.71
10	\$ 65,529.54	39%	\$ 25,264.47
11	\$ 64,801.43	35%	\$ 22,712.51
12	\$ 64,272.08	32%	\$ 20,479.06
13	\$ 63,345.22	29%	\$ 18,348.85
14	\$ 62,617.11	26%	\$ 16,489.04
15	\$ 61,889.01	24%	\$ 14,815.74
16	\$ 61,350.62	22%	\$ 13,351.68
17	\$ 60,432.80	20%	\$ 11,956.31
18	\$ 59,704.69	18%	\$ 10,738.41
19	\$ 58,976.58	16%	\$ 9,643.14
20	\$ 58,429.16	15%	\$ 8,685.12
<b>Valor presente neto (VPN):</b>			<b>-\$ 95,661.72</b>

Se puede apreciar que el valor presente neto dentro de un intervalo de 20 años es negativo, considerando una tasa de descuento del 10% (sugerida a considerar por SHCP), por lo que podemos detener hasta este punto nuestro análisis, pues estamos apreciando que la inversión no es la más adecuada. Se podrían cambiar algunos factores para buscar que el proyecto fuese atractivo. Algunas nuevas consideraciones podrían ser:

- Buscar un proveedor que ofrezca el costo del proyecto menor a \$2.5 USD/Watt instalado; con un costo de \$2.1 USD/Watt, el valor presente neto es ya positivo. Dentro de este análisis también adquiere relevancia el tipo de cambio del Dólar Estadounidense contra el Peso Mexicano, en este caso, el valor considerado fue de \$17.00 Pesos por Dólar Estadounidense.
- Contemplar en el análisis un incremento anual de la tarifa eléctrica empleada, sin embargo, la tendencia de los costos de los combustibles fósiles en el último año han permitido un descenso significativo en los costos de energía. Es una realidad que el año 2015 no ha tenido las mejores condiciones para hacer atractivo un proyecto FV.
- Mejorar la precisión de la proyección considerando una degradación más apegada a la realidad y no tan conservadora.



- Buscar incentivos externos para el desarrollo del proyecto, como es el caso del apoyo FIRCO. Continuando con el ejemplo, se expondrá de nuevo el análisis financiero considerando un apoyo FIRCO del 50% sobre la inversión.

Tabla 18 Tasa interna de retorno y valor presente neto.

Año	Ingresos por energía	Factor de descuento	Valor presente
0	-\$ 334,687.50	100%	-\$ 334,687.50
1	\$ 72,082.49	91%	\$ 65,529.54
2	\$ 71,354.39	83%	\$ 58,970.57
3	\$ 70,626.28	75%	\$ 53,062.57
4	\$ 70,114.99	68%	\$ 47,889.48
5	\$ 69,170.07	62%	\$ 42,949.17
6	\$ 68,441.96	56%	\$ 38,633.70
7	\$ 67,713.86	51%	\$ 34,747.91
8	\$ 67,193.54	47%	\$ 31,346.28
9	\$ 66,257.64	42%	\$ 28,099.71
10	\$ 65,529.54	39%	\$ 25,264.47
11	\$ 64,801.43	35%	\$ 22,712.51
12	\$ 64,272.08	32%	\$ 20,479.06
13	\$ 63,345.22	29%	\$ 18,348.85
14	\$ 62,617.11	26%	\$ 16,489.04
15	\$ 61,889.01	24%	\$ 14,815.74
16	\$ 61,350.62	22%	\$ 13,351.68
17	\$ 60,432.80	20%	\$ 11,956.31
18	\$ 59,704.69	18%	\$ 10,738.41
19	\$ 58,976.58	16%	\$ 9,643.14
20	\$ 58,429.16	15%	\$ 8,685.12
<b>Valor presente neto:</b>			<b>\$239,025.78</b>
<b>Tasa interna de retorno (TIR):</b>			<b>20.05%</b>

Como se puede apreciar, los estándares cambiaron drásticamente, el estímulo FIRCO es importante para hacer atractiva la inversión.

Realizando un ajuste en los costos del proyecto, considerando los puntos anteriormente comentados:

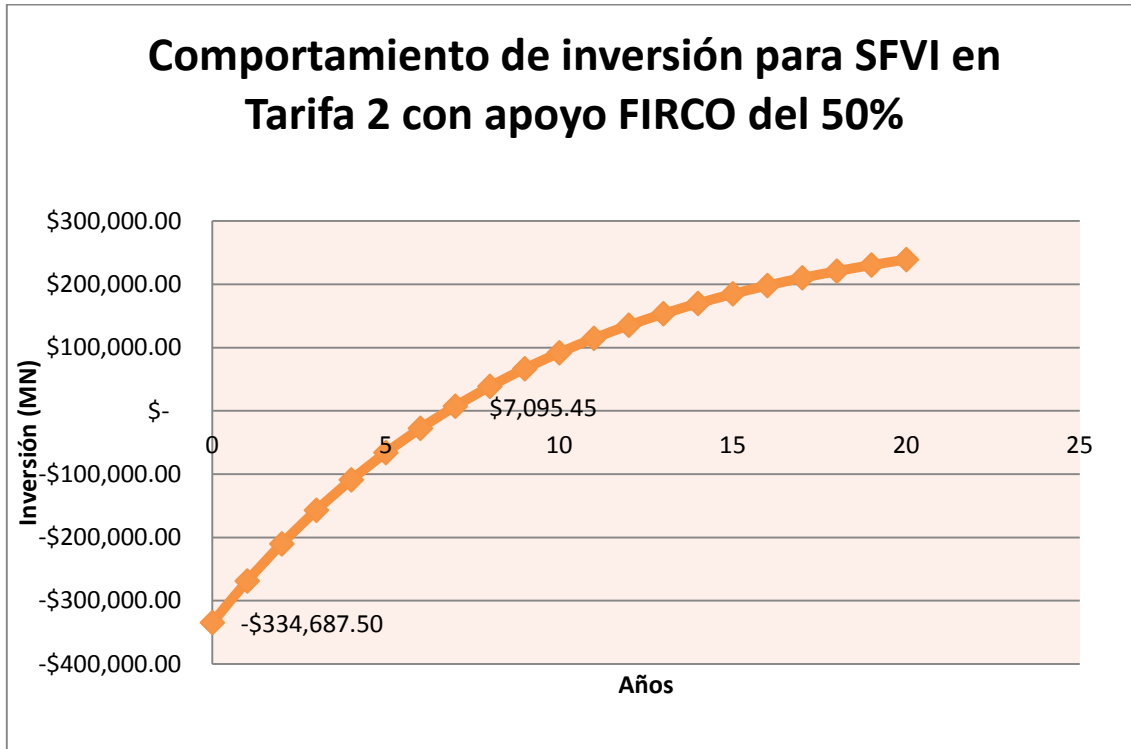
- Costo del watt instalado: \$ 2.10 USD
- Tipo de cambio: \$16.50
- Degradación: 3% primer año, años siguientes 0.6% anual

Con estos ajustes se obtienen los siguiente valores:

<b>Valor presente neto:</b>	<b>\$</b>
<b>Tasa interna de retorno (TIR):</b>	<b>304,589.00</b>
	<b>25.00%</b>

Las condiciones mejoran de nuevo, pero ya no de forma tan significativa, por lo que se pueden trabajar diversos factores para que la inversión en SFV sea más atractiva, pero sin duda alguna el apoyo FIRCO estimula de manera significativa la inversión en estos proyectos.

Analizando la inversión en este último caso, tenemos el siguiente comportamiento:



Gráfica 12 Comportamiento de inversión para SFVI en Tarifa 2 con apoyo FIRCO del 50%.

Se puede apreciar un retorno de inversión pasados los 6 años, generando esta curva de la inversión a través de la variación del valor presente. Ese periodo de retorno de inversión es bastante atractivo para la industria FV nacional e internacional.

**NOTAS:**

- Cabe señalar que el análisis financiero desarrollado contempló sólo el uso de los estándares que normalmente emplea el programa FIRCO para la evaluación financiera de proyectos.
- La tasa de descuento empleada fue del 10%, pero será necesario analizar aún mas a detalle esta tasa en su composición de riesgo a partir de las nuevas condiciones del mercado eléctrico mexicano.

## CAPÍTULO 7: ASPECTOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE SFVI

Dentro de las actividades del evaluador FIRCO no están consideradas la instalación de SFVI ni la supervisión de la ejecución de la misma. Es responsabilidad del evaluador revisar que el SFVI ha sido instalado apegado a las consideraciones técnicas descritas dentro de la normativa eléctrica nacional e internacional y al no cumplirse generar las observaciones necesarias para corregir estos aspectos. Cabe señalar que la instalación de SFVI, a nivel nacional, ha sido el factor principal de fallas dentro de las aplicaciones de la tecnología FV en el país. Por ello, son de suma importancia los aspectos a considerar dentro de este capítulo.

La industria fotovoltaica nacional ha hecho esfuerzos importantes para definir y unificar los criterios de calidad de la instalación de SFVI. El apoyo del programa FIRCO a la aplicación de este tipo de tecnologías ha sido fundamental para desarrollar mecanismos que permitan generar la documentación necesaria para definir y unificar cuestiones de calidad. FIRCO ha presionado para que instituciones nacionales e internacionales, tanto de la industria como de la academia, trabajen en conjunto en el desarrollo de estos parámetros.

El presente capítulo está basado en lo definido dentro de los siguientes documentos:

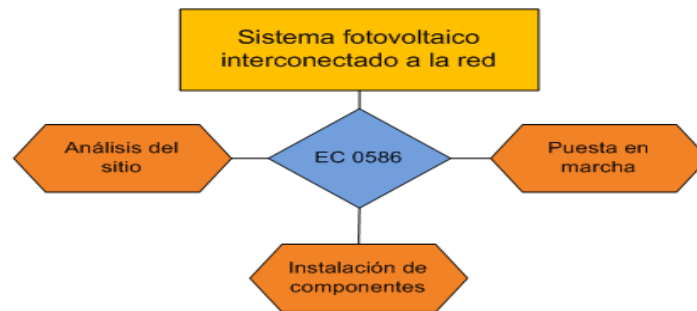
- NOM-001-SEDE-2012. (Art. 690: Sistemas Fotovoltaicos).
- Especificación CFE: G0100-04: “Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de Sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW”.
- Especificación Técnica para Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red eléctrica Asociados a Proyectos Productivos Agropecuarios.
- Estándar de Competencias EC-0586: “Instalación de Sistemas Fotovoltaicos en Residencia, Comercio e Industria”.
- Manual para el Estándar de Competencias EC-0586 (FIDE).

Los documentos citados describen más a detalle los aspectos de instalación de SFVI, este capítulo tiene el objetivo de sintetizar ese contenido y de manera general señalar los criterios de los aspectos a observar en una instalación FV.

### 7.1 Estándar de Competencias EC 586: “Instalación de Sistemas Fotovoltaicos en Residencia, Comercio e Industria”.

Debido a que el Estándar de Competencias EC 0586 está validado por el programa CONOCER (Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, dependencia vinculada a la SEP) y a su vez, dentro de su desarrollo, se contemplaron y unificaron los aspectos señalados en los documentos anteriormente mencionados. Éste será el punto de partida para la información desplegada dentro de este capítulo.

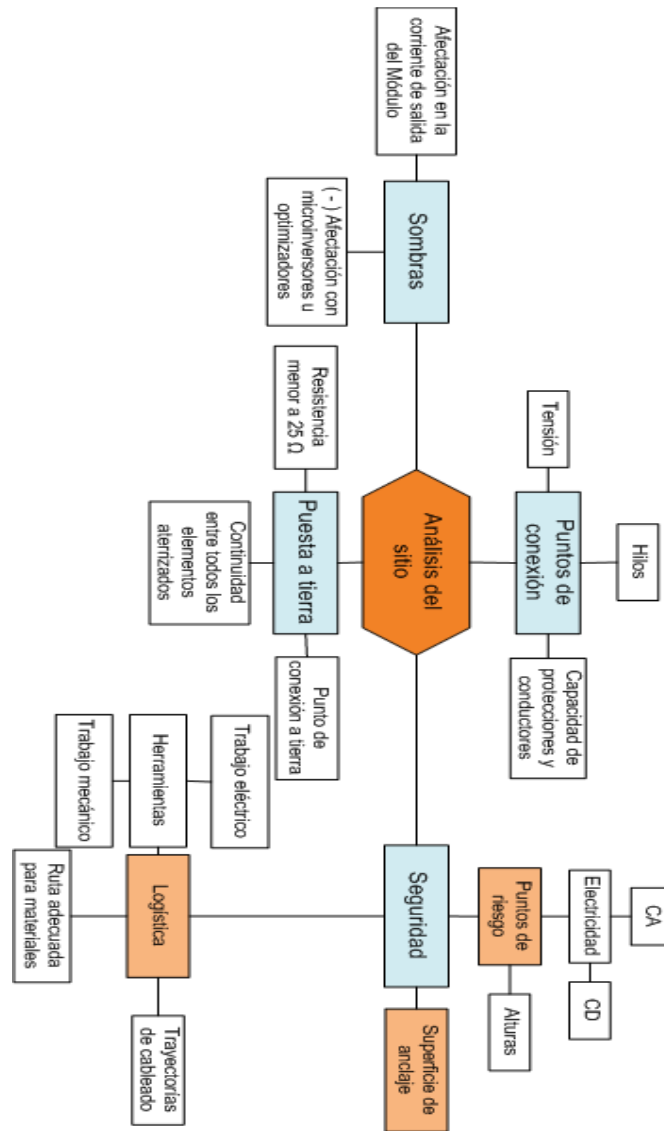
Como primer aspecto, se describirá la estructura general del estándar:

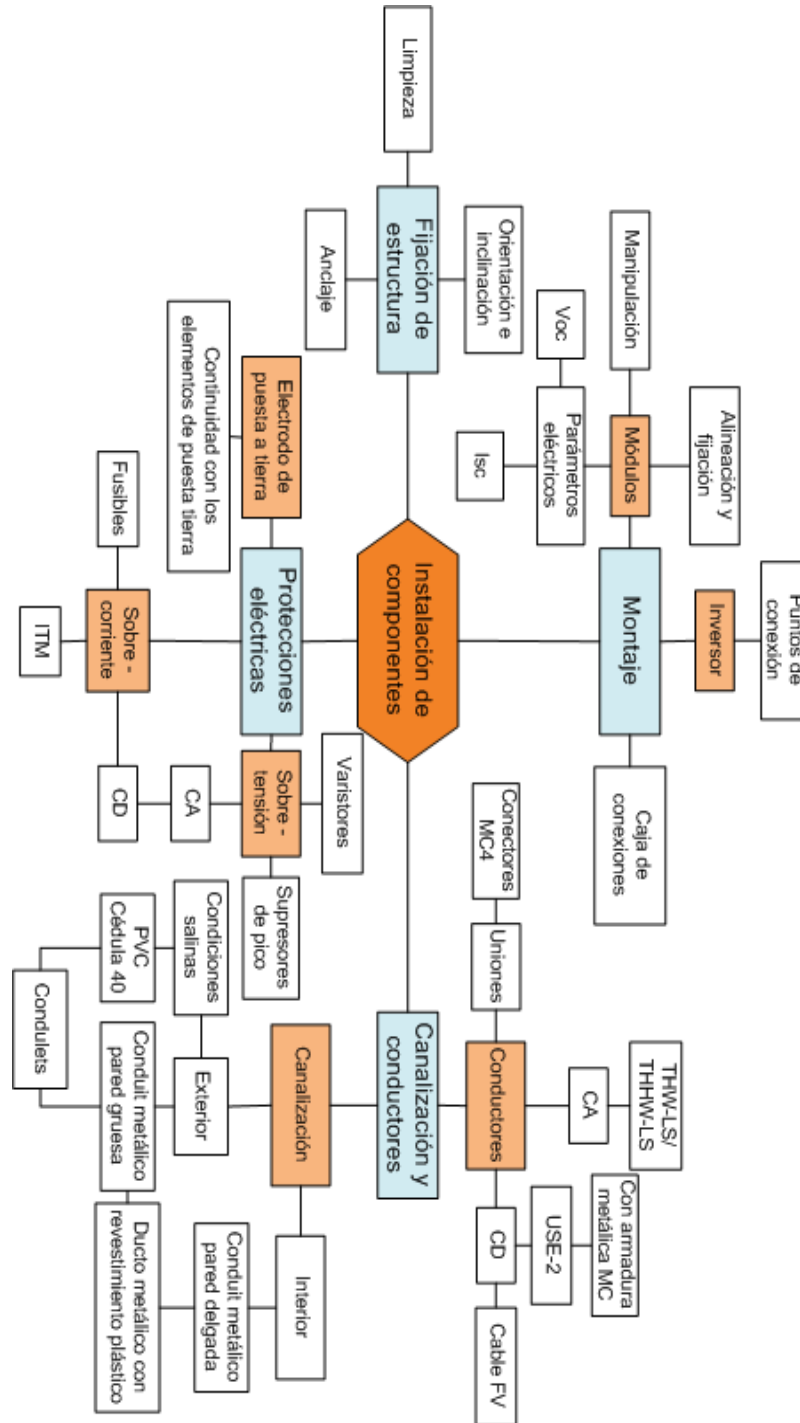


El estándar toma en cuenta tres ejes de análisis:

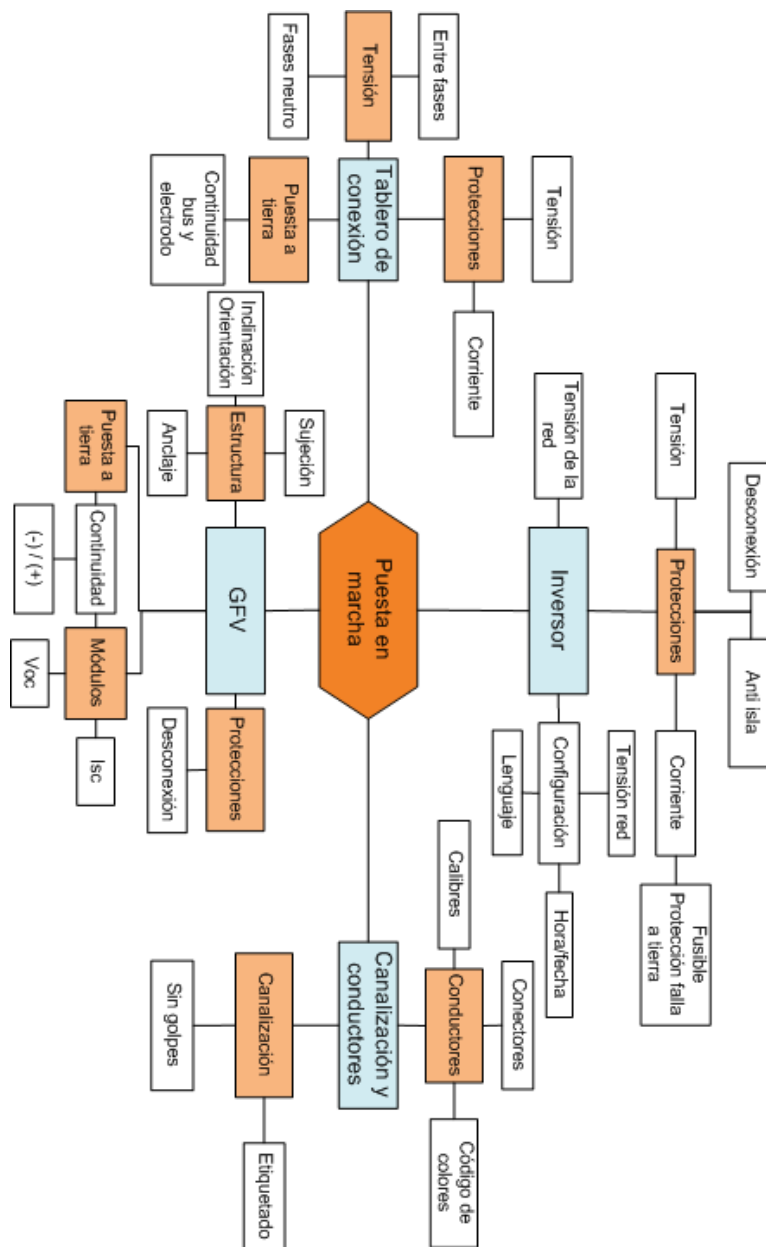
- Aspectos del sitio de instalación,
- la instalación de los componentes y
- la puesta en marcha del sistema.

A su vez, los puntos a considerar en cada uno de los aspectos anteriores son:









Los esquemas mostrados sintetizan los aspectos a considerar dentro de la instalación de SFVI, a partir del EC 0586; se aprecia un bosquejo de los puntos que se analizan.

## 7. 2 Aspectos de evaluación de la instalación de SFVI

Siguiendo con la línea de que este manual sea una herramienta fundamental para la evaluación de la aplicación de SFVI para el personal FIRCO y conjuntando el EC-0586 y la Especificación Técnica para Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica Asociados a Proyectos Productivos Agropecuarios, los aspectos a revisar de los SFVI ya instalados, son los siguientes:

**REQUERIMIENTOS Seguridad** Toda la instalación en su conjunto, tanto civil, mecánica y eléctrica, de los SFV-IR debe ser segura y confiable tanto

para el usuario como para los operadores del SEN.

	<p><b>Certificación de componentes</b></p> <p><b>Pruebas de desempeño</b></p> <p><b>Interconexión a la red local</b></p> <p><b>Documentos técnicos e instrucciones</b></p> <p><b>Garantías</b></p>	<p>Todas y cada una de las partes y componentes deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, o en su defecto, Normas Internacionales aplicables en su caso.</p> <p>El Generador Fotovoltaico debe producir la potencia eléctrica para el cual fue diseñado, cuyo valor es obtenido bajo Condiciones de Medición Estándar y especificado por el fabricante en su placa de identificación, cuyo desempeño eléctrico, calidad, seguridad y durabilidad debe estar certificado por la Asociación de Normalización y Certificación (ANCE).</p> <p>Se registrará por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana y Pequeña Escala. los sistemas fotovoltaicos deben cumplir con las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, consideradas en la Resolución Num. RES/119/2012 del 22 de mayo de 2012 emitidas por la CRE.</p> <p>Información técnica a entregar por los Proveedores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Manual o instructivo del sistema fotovoltaico que contemple:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Ruta crítica de dimensionamiento y diseño eléctrico</li> <li>○ Criterios de selección de partes y componentes</li> <li>○ Diagrama eléctrico simplificado</li> <li>○ Diagrama eléctrico unifilar</li> <li>○ Planos civiles de la cimentación para la estructura</li> <li>○ Instrucciones de uso</li> </ul> </li> </ul> <p>El Proveedor entregará por escrito y a favor del usuario:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantías de las partes, componentes e instalación del sistema (contra vicios ocultos)</li> </ul>
<p>COMPONENTES</p>	<p><b>Módulo Fotovoltaico</b></p>	<p>Los aspectos a revisar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Que sean nuevos</li> <li>• Que estén contruidos de acuerdo a la Norma NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1)</li> <li>• Que tengan placa de identificación original indicando:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ especificaciones eléctricas, fabricante</li> <li>○ marca,</li> <li>○ modelo</li> <li>○ clase</li> <li>○ número de serie</li> </ul> </li> <li>• Si tienen marco metálico, éste debe ser de aluminio anodizado</li> <li>• En caso de que el módulo esté encapsulado en vidrio, éste debe ser del tipo templado</li> <li>• Que tengan caja de conexiones para intemperie del tipo IP65 o mayor (a prueba de lluvia y polvo según norma IEC 60529), con las terminales de salida debidamente marcadas identificando la terminal negativa y la positiva</li> <li>• Si el marco del módulo es metálico, debe tener una indicación clara del sitio destinado para la puesta a tierra del mismo. La palabra TIERRA puede usarse con este propósito, o bien el símbolo:</li> </ul>



- Los módulos de silicio cristalino deben tener diodos de paso dentro de la caja de conexiones para reducir el efecto de sombreado parcial, mismos que deben ser provistos por el fabricante del módulo
- Cable de MFV
- Adecuados para intemperie marcados como resistentes a la luz solar, clase II
  - El calibre debe corresponder a la capacidad de conducción calculada en términos de la corriente de corto circuito del módulo
  - Marcados identificando la terminal positiva y negativa
- Conectores de MFV
- Sistema de bloqueo
  - Tensión eléctrica de aislamiento mínimo 600 V
  - Temperatura de operación hasta de 90°C
  - Protección para la conexión IP65 o superior
  - Estar certificados bajo estas características (por ejemplo, conectores del tipo MC4 o MC3) u otro equivalente.
- Estructura**
- Fija, seguidor de uno o dos ejes
  - Fija:
    - Orientación:  $\pm 5^\circ$  al sur geográfico (si no se cumple, el proveedor deberá entregar memoria de cálculo de generación de energía durante el año)
    - Material: metálico (aluminio anodizado, acero al carbono galvanizado en caliente o acero al carbón con recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva)
    - Inclinación: igual a la latitud  $\pm 5^\circ$  (de no ser así, justificar el ángulo seleccionado, y entregar una memoria de cálculo del perfil mensual de generación de la energía durante un año)
  - Instalación al suelo o piso:
    - soporte tipo pedestal, puede estar enterrado y/o cimentado en el terreno, o bien tener una base metálica para atornillarlo a una contra base, anclas roscadas embebidas en un “dado” o base de concreto armado cimentado en el terreno
    - el proveedor debe proporcionar la memoria de cálculo correspondiente acorde al Manual de Diseño de Obras civiles: Diseño por Viento 2008 CFE-IIIE
  - En estructuras con más puntos de apoyo al piso o al instalarse en un techo horizontal:
    - la sujeción puede hacerse con “anclas” roscadas embebidas en concreto, taquetes metálicos de expansión con tornillos insertados en el concreto, u otro mecanismo que garantice la firmeza de sujeción de la base de la “pierna al piso o terreno”.
    - La altura de la parte más baja del AFV, no debe ser inferior a 60 cm referenciado al nivel del terreno.
    - La separación entre las “piernas” debe ser tal que los “largueros” que soportarán a los



módulos no deben presentar flexiones superiores a 3 mm en ninguna dirección derivado de la carga estática producida por el peso de los módulos

- En todos los casos, el proveedor debe solicitar al usuario de la tecnología un estudio de resistencia mecánica que garantice que el techo o la estructura de la edificación no cederá a la carga estática producida por el peso de los módulos y la carga dinámica producida por la presión del viento sobre la geometría del AFV
- Para techos inclinados orientados al sur verdadero, con un ángulo igual a la Latitud del lugar  $\pm 5^\circ$ , el “anclaje al techo” puede ser tal que las “piernas” de soporte hagan que la superficie del AFV sea paralela al techo, y deben proveer una altura mínima de 10 cm respecto del nivel del mismo para permitir la ventilación de los módulos
- Para techos inclinados no orientados al sur verdadero, el “anclaje al techo” debe diseñarse de tal manera que la estructura quede orientada al sur verdadero e inclinada al ángulo de diseño. En caso contrario, el proveedor debe justificar el ángulo seleccionado y entregar una memoria de cálculo del perfil mensual de generación de la energía durante un año
- La estructura y colocación de los módulos debe diseñarse de tal modo que un módulo no soporte cargas de viento superiores a los 2400 Pa

#### CABLE

- El cable conductor debe tener aislante certificado para 600V o superior y contar con certificación NOM-063-SCFI vigente
- Todo cable conductor expuesto a la intemperie, además de satisfacer la Norma NOM-063-SCFI, debe estar certificado para ser expuesto a la radiación solar
- Para cables de sección transversal de 13 mm<sup>2</sup> o mayor (desde cable calibre #6 hacia secciones transversales más gruesas 4, 2, 1/0, etc), se puede usar cable de aluminio grado eléctrico de la serie AA 8000. Deben ser del tipo USE-2, RHH, RHHW-2 con aislamiento XLPE para intemperie
- No se acepta cable uso rudo en los circuitos del sistema fotovoltaico para el caso de estructuras para el AFV sin seguimiento solar. Para el caso de estructuras con seguimiento solar, solo se acepta cable del tipo uso rudo en el circuito de salida de la fuente fotovoltaica hasta la caja de control, si es que está certificado para intemperie y con protección UV
- En los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la ampacidad o capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.56 veces la corriente de corto circuito,  $I_{sc}$ , del módulo, panel o arreglo fotovoltaico
- En el circuito de salida del inversor, la capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor
- Todo cable conductor que no sea para intemperie y que no sea resistente a la luz solar debe estar contenido en tubería conduit adecuada al tipo de instalación (interior o exterior) y a las condiciones ambientales
- El uso de tubería metálica flexible con cubierta de PVC para intemperie sólo será por tramos



menoners a 1.5 metros por extremo de tubería rígida

- El tipo de cable conductor para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, debe ser seleccionado con aislante a 90°C
- Para temperaturas ambiente que excedan de 30°C, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse, reduciendo su valor, con los factores dados por la Tabla No. 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001-SEDE 2012
- Para canalizaciones circulares expuestas a la luz solar colocadas en o por encima de azoteas, la temperatura "ambiente" de los cables conductores dentro de la canalización debe incrementarse por los valores proporcionados por la Tabla 310-15(b)(3)(c) de la NOM-001-SEDE 2012
- Para más de tres cables conductores portadores de corriente en una canalización o cable, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse, reduciendo su valor, con los factores dados por la Tabla No. 310-15(b)(3)(a) de la NOM-001-SEDE 2012

Inversor o  
acondicionador  
de potencia

- Satisfacer los requerimientos técnicos de la Norma internacional IEC 62109 Parte 1 y Parte 2, o alternativamente, de la Norma UL 1741 basada en la Norma IEEE 1547
- Contar con el certificado correspondiente que garantice el cumplimiento de los requerimientos eléctricos para la función anti-isla de acuerdo a la Norma IEC 62116:2008 Ed 1, o la Norma UL 1741 que permite su conexión a la red
- Tener una eficiencia igual o mayor del 95% a la potencia nominal del sistema
- Tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable
- Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico.
- El proveedor del equipo debe garantizar que la tensión eléctrica en el punto de máxima potencia de la Fuente de Energía FV, a cualquier temperatura ambiente, debe ajustarse al intervalo de tensión eléctrica de operación del inversor
- Debe contar con un gabinete con grado de protección IP54 si su uso es en interiores ó IP65 o superior si es para uso en intemperie
- La Tensión de salida del inversor debe ser la contratada por el usuario

DISPOSITIVOS  
DE SEGURIDAD

Medios de  
desconexión  
(Dsc)

- Todos los SFVI deben tener medios de desconexión en los circuitos de salida del GFV o entrada del inversor y salida del inversor, como un Sistema de Protección para seguridad del usuario
- Los Dsc pueden ser interruptores de cuchilla, interruptores termomagnéticos, ó interruptores de palanca y deben seleccionarse de acuerdo al tipo de corriente a manejar (corriente alterna ó corriente continua)
- Los Dsc para el GFV (zona de corriente continua) deben ser del tipo de Interrupción con carga
- Los Medios de Desconexión deben estar contenidos en una caja con grado de protección de acuerdo a su ubicación; interior IP54 (NEMA tipo 2) o exterior IP65 (NEMA tipo 4 ó 4X en ambientes salinos) o superior. Alternativamente, pueden instalarse en o



dentro del inversor siempre y cuando se pueda garantizar la desconexión eléctrica para realizar trabajos de servicio y mantenimiento

- La Capacidad de Conducción de los Medios de Desconexión debe seleccionarse de acuerdo a la Norma NOM 001 SEDE 2012; es decir: en el circuito de salida de la fuente FV (GFV) con una ampacidad de 1.56 veces la corriente de corto circuito del GFV; y en el circuito de salida del inversor, con un valor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor.
- Contar con certificación NOM-003-SCFI-vigente
- Si en el circuito de salida FV (circuito de entrada al inversor), el conductor negativo está aterrizado, el conductor positivo debe tener el medio de desconexión y la puesta a tierra del conductor negativo debe hacerse entre el medio de desconexión y el inversor ó dentro del inversor
- Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema FV del circuito de salida estará aterrizado, ambos conductores deben tener un medio de desconexión
- En el caso de microinversores que tienen integrados conectores (Por ejemplo, del tipo MC4 o equivalente) para la terminal positiva y terminal negativa en el circuito de entrada, se acepta al conector/enchufe como medio de desconexión para el circuito de salida FV
- Para instalaciones FV realizadas sobre lozas o techos de inmuebles (casas, comercios, o naves industriales, etc.) donde el inversor se encuentre ubicado en el interior del inmueble, se debe contar con un sistema de desconexión de emergencia que conste de un contactor o interruptor y un botón de paro cuya función es desconectar el generador fotovoltaico del resto del sistema en caso de una emergencia (incendio o temblor)
- El botón de paro debe estar instalado tan cerca como sea posible del Tablero de distribución o de la acometida del suministrador de potencia eléctrica (CFE)

**Protección  
contra  
descargas  
atmosféricas  
(supresores de  
pico,  
varistores)**

- El circuito de salida FV debe tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas
- La protección contra descargas atmosféricas debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene el medio de desconexión del circuito de salida FV
- El dispositivo de protección contra descargas atmosféricas debe instalarse antes del medio de desconexión principal del circuito de salida FV
- Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema FV del circuito de salida está aterrizado, ambos conductores deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. Si uno de los conductores de electricidad está puesto a tierra en la terminal de puesta a tierra de la caja de desconexión, el otro conductor debe tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. En caso contrario, ambos deben tener el dispositivo de protección contra descargas atmosféricas
- El dispositivo contra descargas atmosféricas debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión mayor que 1.25 la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente FV, bajo condiciones de temperatura





**Protección  
contra fallas a  
tierra**

- ambiente local mínima anual, con una capacidad mínima de 5kA
- No se requiere de dicho dispositivo en el caso de microinversores que ya tengan integrado dicho dispositivo en el circuito de entrada fotovoltaica; pero se requiere en el circuito de salida del inversor
- Todo Sistema Solar fotovoltaico debe contar con un Sistema de Detección de Fallas a Tierra (SDFT)
- El SDFT debe constar de un sensor de corriente, un sistema de detección con indicador del tipo de falla y un contactor o interruptor automático.
- El sensor de corriente debe instalarse entre la salida del arreglo FV y el punto de conexión a tierra para un arreglo FV aterrizado, mientras que el contactor o interruptor debe instalarse entre el arreglo FV y el inversor
- Para un GFV flotante (donde ningún conductor de la salida FV está aterrizado) se puede instalar un dispositivo “monitor de aislamiento” permanente que verifique la resistencia a tierra de ambos polos con una frecuencia predeterminada o instalar un dispositivo de corriente residual a la salida del subsistema de acondicionamiento de potencia.
- En el caso de microinversores instalados debajo de los módulos fotovoltaicos o que la distancia del circuito de salida fotovoltaica al inversor sea menor de 2.0 m, no se requiere del SDFT

**Protección  
contra  
corrientes de  
retorno**

- En sistemas que incluyan más de dos módulos, rama o cadena de arreglos FV en paralelo, se debe de instalar un dispositivo protector contra corrientes de retorno en cada módulo o cadena o rama que pueden provenir del punto de conexión en paralelo hacia módulos sombreados o fallas a tierra en un panel.
- El dispositivo protector contra corrientes de retorno puede ser un fusible o interruptor termomagnético bidireccional, o una combinación de ambos. Se puede usar un diodo de silicio que bloquee las corrientes de retorno, por lo que se le conoce como Diodo de Bloqueo, aunque realmente no son dispositivos de sobrecorriente
- El dispositivo protector contra corrientes de retorno debe instalarse en el circuito de salida de cada módulo FV conectado en paralelo
- En sistemas FV con un conductor de corriente aterrizado, el otro conductor debe tener la protección contra corrientes de retorno
- En sistemas FV flotantes, ambos conductores de corriente deben tener la protección contra corrientes de retorno
- La capacidad de conducción del dispositivo contra corrientes de retorno debe seleccionarse de tal manera que su corriente nominal sea igual al valor estipulado por el fabricante del módulo FV, en la etiqueta de identificación, como *fuse rating*; y en caso de que no lo indique, o bien de que se tengan varios subarreglos conectados en paralelo, mayor que 1.5 pero menor que 2.4 veces la corriente de corto circuito bajo STC del módulo, o cadena o arreglo FV que está protegiendo, a una tensión de 1.25 veces la tensión eléctrica a circuito abierto del mismo.
- Los diodos de bloqueo no son elementos de protección contra corrientes de retorno. Si se usan



SISTEMA TIERRA	DE <b>Sistema de tierra física</b>	<p>diodos de bloqueo, estos deben seleccionarse de tal modo que su corriente nominal sea 1.4 veces la corriente de corto circuito del módulo, cadena, o panel o arreglo FV, con una tensión de 2 (dos) veces el voltaje a circuito abierto del módulo, cadena o arreglo FV a la temperatura ambiente mínima esperada</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resistencia menor a 25 Ohms</li> <li>• El instalador tiene la responsabilidad de entregar un sistema de tierra con la resistencia solicitada, la cual debe ser verificada con un instrumento de medida para resistencia del sistema de tierra física (telurómetro)</li> <li>• El Sistema de Tierra puede componerse de uno o varios electrodos de puesta a tierra y conductores de puesta a tierra</li> <li>• Toda fuente de energía fotovoltaica de más de 50 volts de dos conductores (positivo y negativo), debe tener un conductor puesto a tierra sólidamente; o en sistemas de tres conductores (positivo, negativo y neutro), el neutro debe estar puesto a tierra sólidamente</li> </ul>
	<b>Electrodo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Una varilla de acero cobrizada del tipo Copper Weld de 5/8" de diámetro y 3 m de longitud enterrada de manera vertical por lo menos 2.4 m, si no se puede enterrar por ser el terreno material rocoso, se debe clavar a un ángulo oblicuo que no forme más de 45° con la vertical; o bien, enterrarla en una zanja que tenga como mínimo 80.0 cm de profundidad</li> <li>• Estructura metálica de un edificio si éste está puesto a tierra eficazmente</li> <li>• Electrodo empotrado en concreto como se especifica en el Art. 250-83-3 de la NOM 001-SEDE-2012</li> <li>• Cualquier elemento metálico enterrado, varilla, tubería, placa, o combinación de ellas, que no sea de aluminio, cuya resistencia a tierra no sea mayor a 25 Ohms</li> </ul>
	<b>Conductores de puesta a tierra</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los materiales de los conductores de puesta a tierra pueden ser de cobre o de cualquier material resistente a la corrosión</li> <li>• El conductor puede ser: alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; y debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones.</li> <li>• Si el conductor de puesta a tierra esta forrado, el color del forro de aislamiento debe ser verde, o verde con franjas amarillas</li> <li>• En circuitos de corriente directa, el conductor debe ser capaz de conducir la corriente del elemento de protección del circuito, en caso de no haber protección, el conductor no debe ser menor al calibre 14 AWG (2.08 mm<sup>2</sup>)</li> </ul>
INSTALACIÓN	<b>Instalación mecánica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tornillos, tuercas, arandelas, rondanas y otros accesorios de fijación como las abrazaderas deben ser metálicos, de un material que no se oxide en el ambiente del sitio de instalación, de preferencia tropicalizados (recubrimiento con zinc y cromo) o de acero inoxidable. En ambiente salino, deben ser de acero inoxidable</li> </ul>
	<b>Instalación eléctrica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El cuerpo, caja o material aislante de los artefactos eléctricos como el de los interruptores o</li> </ul>



desconectores, dispositivos de seguridad, porta fusibles, terminales de conexión, bus de conexión, accesorios metálicos, etc., que se usen para facilitar el cableado y/o conexiones eléctricas, debe ser de un material con aislamiento certificado para una tensión nominal de 600 V o superior y diseñados para una temperatura de trabajo de 75°C o mayor

- Todos los accesorios como conectores, terminales, etc., deben satisfacer el aislamiento a la temperatura de operación considerada, tolerancia a la corriente de falla en el método de cableado empleado y ser resistentes a los efectos del ambiente
- Las cajas de conexión que se usen para contener empalmes de cables deben estar certificadas para sus usos requeridos (interiores o exteriores, según el caso). Si son para exteriores, las cajas deben ser del tipo IP65 o superior.
- Las zapatas terminales o terminales de ojillo o espada que se usen para la conexión de cables en terminales, deben ser de cobre estañado y estar certificadas para la capacidad de conducción de corriente del circuito al que pertenezcan. La zapata terminal debe “poncharse” al cable usando la herramienta adecuada para tal propósito. Se sugiere usar soldadura de estaño para garantizar un contacto adecuado entre el conductor y la zapata. No se aceptan uniones “aplastadas” mecánicamente entre las zapatas terminales y el cable conductor.
- Las barras o bus de paralelismo lo mismo que la barra o bus de tierra, deben ser de cobre estañado y se deben de proveer con agujeros y tornillos de opresión adecuados al calibre del cable que recibirán

#### **Instalación de cableado**

- Para módulos que incluyan cables de conexión con conectores especiales (el más común es el MC 4) para su interconexión provistos por el fabricante, la conexión en serie entre ellos se hará conectando el “macho” de un módulo con la “hembra” del siguiente, y así sucesivamente hasta terminar la configuración, garantizando siempre que dichas conexiones se realicen tanto eléctrica como mecánicamente seguras. La conexión en paralelo de GFV's que tiene integrada cables con conectores, debe hacerse en un bus metálico de paralelismo o de combinación usando los tornillos de opresión para tal caso
- Las conexiones de los cables en las terminales deben soportar tensión mecánica
- El cableado entre módulos debe sujetarse a la estructura metálica usando cinchos de amarre especiales para intemperie
- Los conductores de salida del módulo, panel o arreglo fotovoltaico, positivo y negativo, deben estar marcados e identificados. Éstos deben llegar a una caja de conexión desde donde se instale la terminal eléctrica que permita darle continuidad al cableado hacia el sitio en donde se recibe la acometida de entrada, que puede ser la caja que contiene a los desconectores o interruptores de seguridad
- Las canalizaciones deben sujetarse a la estructura con abrazaderas metálicas del tipo “tornillo sin fin” especiales para intemperie
- En ningún caso se aceptan empalmes de cables ni



en el circuito de salida fotovoltaica o salida del inversor. Los cables que se utilizan deben tener la longitud necesaria para llevar a cabo la conexión y no realizar empalmes dentro de canalizaciones cerradas, por lo que todos los cables deben ser continuos y sin empalmes intermedios

- En ningún caso se debe permitir que el cableado ya sea de los conductores que llevan corriente o el de puesta a tierra forme “vueltas” o “bucles” o “bobinas”. Tampoco se deben permitir cambios de dirección a 90°, es decir, cableado que en su trayectoria forme un ángulo de 90°
- En todos los puntos de conexión se dispondrá de un excedente de cable para evitar tensiones mecánicas. El tamaño del excedente no debe ser mayor a 10 cm
- El proveedor deberá proporcionar una terminal con conector opresor en cada módulo para el cable de puesta a tierra
- Las conexiones en paralelo de módulos o arreglos fotovoltaicos deben hacerse en una barra metálica de paralelismo, block de potencia de combinación ó “bus” que esté contenido en una caja de conexión. La capacidad de conducción del “bus” de paralelismo debe seleccionarse con una magnitud de 1.56 veces la suma de las corrientes de corto circuito de cada módulo, panel o arreglo fotovoltaico que se tengan que conectar en paralelo en el bus
- Las barras o bus de conexión deben estar soportados en una base aislante y certificados para las tensiones eléctricas que se manejen en el circuito

#### **Cajas de empalme, combinación o conexión-desconexión**

- Las cajas de empalme, combinación, etc, colocadas a la intemperie deben ser del tipo IP65 y estar certificadas para tal efecto
- Las cajas de conexiones deben instalarse de forma segura y en sitios accesibles
- Las cajas de conexión y gabinetes utilizados deben estar certificados para su uso específico por la NOM 003 SCFI-2000
- Todas las cajas de conexión deben sellarse de manera que se evite la entrada de humedad, agua, polvo, insectos o agentes extraños. Se debe conservar la hermeticidad IP65
- Las entradas de cables o tubería conduit a las cajas de conexión deben quedar selladas usando los conectores apropiados para ellos. Se debe conservar la hermeticidad IP65.
- Exceptuando la barra o bus para tierra física, todos los aditamentos o elementos de empalme, de seguridad, etc., que estén contenidos en la caja de desconexión deben estar montados sobre una base aislante certificada para una tensión de 600 V o mayor, con temperatura de operación de 75°C o mayor.
- En la caja de desconexión se debe instalar: el interruptor que aísla el AFV del acondicionador de energía, las barras o bus de paralelismo positiva y negativa, el dispositivo protector contra corrientes de retorno, el dispositivo supresor contra descargas atmosféricas y la barra metálica o bus para un punto de puesta a tierra local o general, según sea el caso

#### **Puesta a tierra**

- El marco metálico de cada uno de los módulos del AFV debe conectarse a tierra con un conductor



continuo, es decir, sin empalmes

- El conductor de puesta a tierra para los marcos de módulos debe ser conectado en cada uno de ellos con una zapata terminal tipo compresión de cobre estañado ó aluminio estañado. Dicha zapata debe sujetarse al marco metálico con un tornillo de acero inoxidable tipo pija o tornillo con tuerca mecánico con arandela de presión y de “estrella”, todo el conjunto en acero inoxidable. Es necesario revisar nuevos sistemas de puesta a tierra que brindan los fabricantes para la industria FV
  - La unión mecánica entre el marco del módulo y la zapata terminal, así como la conexión del conductor de puesta a tierra y la zapata terminal deben protegerse con un líquido retardador de corrosión galvánica
  - El cable de puesta a tierra del marco de módulos debe llegar y conectarse en la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.
  - Las partes metálicas que compongan a la estructura de soporte deben tener un conductor de puesta a tierra
  - El conductor de puesta a tierra de las partes metálicas para la estructura debe atornillarse a ésta usando una zapata terminal idéntica a la que se use en los marcos de los módulos, usando la misma técnica y protección anticorrosiva recomendada.
  - Los conductores de puesta a tierra para el marco de los módulos y de la estructura deben llegar a la caja de desconexión en donde se encuentre la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.
  - La conexión del cable de puesta a tierra en la barra o bus de tierra local o general debe hacerse mediante el tornillo de opresión del bus o usando una zapata terminal, en donde el cable esté debidamente aprisionado con el par de apriete recomendado
  - Si el circuito de salida FV tiene un conductor de corriente puesto a tierra, la conexión de puesta a tierra debe hacerse en un solo punto que corresponda a la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso. De ahí parte el conductor de puesta a tierra general hacia el electrodo de puesta a tierra
  - Por conveniencia en la instalación, el “bus” general de puesta a tierra debe estar contenido en la misma caja que contiene a los medios de desconexión del circuito FV
  - La unión entre el electrodo de puesta a tierra y el conductor principal de puesta a tierra será soldada con soldadura tipo exotérmica o de alta temperatura. No se aceptan conexiones realizadas con tornillos de presión
- Dispositivo de protección contra descargas atmosféricas y la puesta a tierra**
- Si la distancia entre la caja de desconexión y el inversor es mayor a 10 metros, se debe colocar un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas a la entrada del inversor. En caso de que el inversor tenga integrado el dispositivo ya no es necesario
  - Si la distancia entre la salida del inversor y el tablero de distribución de cargas es mayor a 10 metros, se debe colocar un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas a la entrada del tablero de distribución
  - Se debe colocar un sistema de protección contra

SISTEMA  
MEDICIÓN  
POTENCIA  
ENERGÍA

DE **Medidor**  
DE **Bidireccional**  
Y **de energía**  
**exigido por**  
**CFE**

**Monitoreo de**  
**energía**

- descargas atmosféricas a la entrada de la acometida de CFE, o bien, a la entrada del inversor
- Los conductores empleados para la conexión de los dispositivos contra descargas atmosféricas a las líneas y a tierra no deben ser más largos de lo necesario y deben evitarse dobleces innecesarios
  - Bajo el esquema de interconexión al SEN, el contrato de interconexión exige que el usuario instale un Sistema de Medición de energía, del tipo bidireccional, a través del cual se cubrirá la facturación correspondiente por el consumo eléctrico.
  - El Medidor Bidireccional MB corresponde al medidor para facturación y debe tener las siguientes características, las cuales se especifican en los modelos de contrato expedidos por la CRE en la Resolución Num. RES/054/2010:
    1. Debe ser un Medidor electrónico
    2. Clase 15 de 100 amperes o clase 30 de 200 amperes, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente
    3. Puede ser de 1, 2 o 3 fases y rango de 120 a 480 Volts, base tipo "S", formas 1S, 2S, 12S o 16S de acuerdo a la acometida y Contrato de Servicio
    4. La clase de exactitud de 0.5% de acuerdo a la Especificación de CFE GWH00-78, con medición de kWh bidireccional
  - Debe tener un sistema de monitoreo de energía, adicional al que podría incluir el inversor, que permita cuantificar la energía que se produce para conocer el desempeño energético del sistema y fines estadísticos del Proyecto. Este sistema puede ser:
    - a. Un wattorímetro o medidor unidireccional que cumpla con lo siguiente:
      - I. Debe ser un medidor electrónico, con display visible.
      - II. Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico
      - III. Ser compatible con la corriente y tensión eléctrica del arreglo fotovoltaico.
      - IV. Contar con un gabinete grado IP65 o superior si es que es colocado a la intemperie, contar con tablilla de conexión y protección contra descargas eléctricas y conexión a tierra.
      - V. Contar con un 0,2% mínimo de exactitud
      - VI. Contar con certificación NOM, NMX o norma internacional, en el caso de que el producto pueda ser certificado.
    - b. Un sistema de adquisición de datos que incluya como mínimo medir los parámetros eléctricos de generación: tensión, corriente, potencia y energía acumulada en un display visible.
    - c. Un kit de monitoreo proporcionado por el fabricante del inversor, que en un display visible proporcione como mínimo valores acumulables de energía
  - En Sistemas FV-IR que incluyan más de un inversor conectados en paralelo, o varias cadenas conectadas en paralelo, cada circuito en paralelo debe tener un Sistema de Detección de Operación, que le indique al usuario, el evento de falla de ese circuito o inversor. La indicación puede ser como mínimo un sistema audible, mediante un sonido, o bien visual, mediante una fuente de luz (foco o LED)



## SEÑALIZACIÓN

### Condiciones de seguridad

- La instalación FV debe tener impresa en algún sitio cercano a ella, el diagrama simple o de bloques del sistema instalado con la información de las características eléctricas que incluya:
  - a. Con respecto al GFV, las características eléctricas bajo Condiciones Estándares de Prueba (STC) tales como potencia pico, tensión a circuito abierto, la corriente de corto circuito, tensión y corriente para la máxima potencia;
  - b. Con respecto al inversor (o inversores): Potencia nominal, tensión y corriente nominal, el número de fases
- Los SFVI instalados en el “piso” o terreno, al alcance del usuario, debe tener un cerco perimetral que no permita la intromisión o la accesibilidad de personas no especializadas a la instalación
- Cada conductor de corriente debe cumplir con la normatividad de colores y/o tener una etiqueta de señalización que permita identificar la polaridad ó conducción de electricidad en los sitios de conexión, empalme y/o combinación
- Todas las instalaciones fotovoltaicas deben tener señalizaciones de SEGURIDAD Y ALERTA que indiquen el Riesgo de Choque Eléctrico que conlleva cada circuito eléctrico. Para esto, se deben colocar señalizaciones en: Cajas de Conexión, Desconexión, de Empalmes y/o Combinación. Cada una de ellas deben tener señales visuales y escritas que indiquen el riesgo de alto voltaje y choque eléctrico

## 7.3 Pruebas de seguridad y desempeño

Se recomienda que el evaluador FIRCO se programe y realice junto con el Proveedor la puesta en marcha del sistema.

La especificación técnica FIRCO señala los siguientes puntos a revisar:

1. Todos los sistemas fotovoltaicos deben cumplir satisfactoriamente con las pruebas de desempeño establecidas en el presente documento, las cuales son las siguientes:
  - a. Certificado de la Medición de la característica corriente tensión de dispositivos fotovoltaicos de acuerdo a la NMX-J-643/1-ANCE-2011 (Aplica únicamente al Módulo Fotovoltaico) y obtenida por el laboratorio de ANCE y/o laboratorio nacional evaluado y aprobado por ANCE
  - b. Certificado de la Prueba de rendimiento de energía (caracterización del sistema) de los módulos fotovoltaicos y de eficiencia de la conversión Corriente Directa / Corriente Alterna, realizado por el laboratorio de ANCE y/o laboratorio nacional evaluado y aprobado por ANCE
2. Prueba de funcionamiento realizada por el Proveedor ante la presencia del usuario y del Técnico del FIRCO-SAGARPA que incluya la medición de:
  - a. Tensión a circuito abierto y corto circuito de cada cadena o panel, bajo condiciones de “sistema apagado”, y al mismo tiempo, medidas de irradiancia y temperatura del módulo para fines de normalización.

- b. Tensión y corriente a la entrada de cada inversor bajo condiciones de operación.
- c. Tensión y corriente a la salida de cada inversor; y al mismo tiempo, medidas de irradiancia y temperatura del módulo para fines de normalización.

Adicionalmente se recomienda tomar en cuenta los siguientes aspectos considerados en el EC 0586:

<b>Revisión en de tablero de conexión principal:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar que el electrodo de puesta a tierra se encuentre correctamente instalado a través de la medición de continuidad entre este elemento y los bornes de conexión a tierra dentro del tablero de distribución general</li> <li>• Verificación de la tensión eléctrica en el tablero de distribución general, comparando dicha lectura contra los rangos de operación de tensión en el inversor. Deben tomarse en cuenta las mediciones de tensión entre fases, fase-neutro, neutro-tierra física</li> <li>• Revisar visualmente las características eléctricas de los elementos de protección contra sobrecorriente y sobretensión. Tener en cuenta las capacidades de “ampacidad” del elemento así como las tensiones de operación del mismo</li> <li>• Las capacidades de tensión y “ampacidad” deben de corresponder con los valores de tensión y corriente eléctrica a la salida del inversor, tomando en cuenta los factores de dimensionamiento de protecciones eléctricas</li> </ul>
Instalación del GFV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspeccionar que todos los elementos de la estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos estén sujetos de manera adecuada, es decir, que no existan elementos sueltos o mal sujetos</li> <li>• Verificar que la estructura se encuentra anclada con los elementos más acordes para el tipo de superficie donde se instaló. Además de lo anterior, revisar que se haya aplicado el tipo de impermeabilizante (adecuado al tipo de techo), en los puntos de anclaje</li> <li>• Verificar la puesta a tierra de todos los elementos metálicos del SFV.</li> <li>• Realizar las mediciones de tensión de circuito abierto de la/las cadenas así como de la corriente de corto circuito de la misma</li> <li>• Revisar la existencia de continuidad entre el conductor negativo o positivo, de acuerdo a la configuración del inversor, y tierra física del sistema.</li> <li>• Verificar que exista un medio de desconexión entre el GFV y el inversor</li> <li>• En caso de emplear como medio de desconexión un elemento contra sobrecorriente, se verifica que cumpla con los parámetros eléctricos para la tarea en que se aplica</li> <li>• A través del medio de desconexión entre MFV a Inversor, cerrar el circuito de corriente directa</li> </ul>
Inversor:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la caja de conexiones CD previo al Inversor, corroborar que el valor de la corriente a la entrada del elemento de protección contra sobrecorriente del GFV sea el mismo que se midió en el anterior medio de desconexión</li> <li>• A la entrada del elemento de protección contra sobrecorriente en CA instalado en la caja de conexiones de CA, a la salida del Inversor, previo al punto de interconexión, se realiza nuevamente la medición de tensión que se suministrará al Inversor del lado de CA</li> <li>• A través del elemento de protección contra sobrecorriente o a través del medio de desconexión en CD, se cierra el circuito del GFV a la entrada del inversor</li> <li>• A través del elemento de protección contra sobrecorriente, o a través del medio de desconexión en CA, se cierra el circuito de salida de CA del inversor</li> <li>• Verificar las tensiones de llegada en corriente directa así como de corriente alterna</li> <li>• Si el Inversor cuenta con un interruptor general, moverlo a la posición de encendido</li> <li>• Si el inversor cuenta con interruptores en corriente alterna y corriente directa, verificar el manual de operación del inversor para realizar el encendido</li> <li>• Configurar parámetros como lenguaje, fecha, horario y tensiones de trabajo</li> </ul>

en el Inversor para la interacción con la red

- Tras confirmar los ajustes anteriores y después de haber transcurrido alrededor de 5 minutos, verificar que el indicador de operación adecuada, comúnmente un LED en color verde, se mantenga encendido
- La puesta en marcha del inversor debe realizarse durante el día, cuando el sistema el SFV se encuentra generando.
- En caso de presentarse una falla en el sistema, el Inversor emitirá una alerta y se deberá consultar el manual de usuario del Inversor para implementar cualquier acción correctiva o para el restablecimiento de éste a su operación normal
- Una vez que el SFV se encuentra bajo operación normal, el instalador debe asegurarse de la operación del modo Anti-isla en el Inversor. Para realizarlo, debe de garantizar que el inversor se encuentre en operación
- Garantizada la correcta operación del Inversor, se procede a abrir el interruptor de corriente alterna en el inversor o bien, en la caja de conexiones de corriente alterna que se instaló a su salida. Una vez realizado lo anterior, se verifica la tensión en los bornes de salida de corriente alterna del inversor, donde debemos de medir una tensión de salida nula

Estos aspectos complementan lo señalado en el punto anterior.

### 7.3.1 Equipo de seguridad y herramienta para la puesta en marcha

Adicionalmente a este aspecto, se recomienda al evaluador FIRCO asistir a esta puesta en marcha con el equipo de seguridad personal básico para trabajos eléctricos, ya que el manejo de los SFV siempre tiene un riesgo importante pues se realizan actividades eléctricas y en alturas. El equipo recomendado es el siguiente:

- Casco dieléctrico
- Lentes de trabajo con protección UV
- Guantes para sujeción
- Guantes dieléctricos.
- Calzado dieléctrico.
- Arnés
- Línea de vida
- Chaleco

Además se recomienda asistir con la siguiente herramienta, pese a que esta sea obligatoria por parte del Proveedor:

- Piranómetro o solarímetro
- Telurómetro
- Multímetro de CA/CD con amperímetro de gancho
- Juego de desarmadores aislados
- Medidor para la calidad de aislamiento de conductores
- Analizador de redes fotovoltaicas

## CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES

El presente manual ha sido un esfuerzo por recopilar la información necesaria para realizar la mejor implementación de SFVI que realmente brinde los alcances de ahorros planteados para los agronegocios que son apoyados a través del programa FIRCO. Se han abarcado aspectos técnicos, económicos y normativos para ampliar su campo de aplicación, y que sirva de referencia no sólo para el programa FIRCO sino para las aplicaciones fotovoltaicas a nivel nacional.

Es de suma importancia que las expectativas desarrolladas con cada sistema se alcancen, para asegurar la continuidad del programa FIRCO. El manual busca dotar de elementos para que a los evaluadores se les facilite la tarea de revisar las propuestas técnicas-económicas vinculadas a la revisión de proyectos de SFVI.

Es una herramienta que se ha nutrido de la documentación desarrollada en los últimos años a nivel nacional sobre el tema ligado a la tecnología fotovoltaica. Este manual está diseñado para su continua revisión, puesto que en los siguientes meses habrá cambios importantes tanto a nivel normativo, como del marco vinculado a las aplicaciones fotovoltaicas interconectadas a la red a nivel nacional. De igual forma son necesarias esas revisiones, ya que las tecnologías fotovoltaicas están avanzando a un ritmo acelerado y las condiciones técnicas van requiriendo cada vez más competencias. Uno de los rubros que este manual no contempló de manera profunda fue el tema de las comunicaciones, conforme se avance en la interacción de los SFVI a redes inteligentes, los temas electrónicos y de redes serán más relevantes, y las competencias a desarrollar en estos temas deberán ser prioritarias.



## BIBLIOGRAFÍA

NOM-001-SEDE-2012

NRF-033-CFE-2003

NMX-J-643/12-ANCE-2011

*Planning and Installing Photovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers.* EARTHSCAN, Alemania, 2008.

MESSENGER, Robert A. y VENTRE, Jerry. *Photovoltaic Systems Engineering.* CRC Press, Taylor & Francis Group, Tercera Edición, USA, 2010.

CARTA González, José Antonio, CALERO Pérez, Roque, COLMENAR Santos, Antonio, CASTRO Gil, Anuel-Alonso. *Centrales de energía renovables: Generación eléctrica con energías renovables.* PEARSON EDUCACIÓN, Madrid, 2009.

*Especificación Técnica para Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica asociados a Proyectos Productivos Agropecuarios.*

*Manual para el participante para presentar el Estándar de Competencia EC 0586: "Instalación de sistemas fotovoltaicos en residencia, comercio e industria"*



## Diagramas

Diagrama 1 Parámetros eléctricos de célula FV sin luz.	15
Diagrama 2 Parámetros eléctricos de célula FV con luz.	15
Diagrama 3 Conexión en serie de módulos FV.	26
Diagrama 4 Arreglo FV de 8S2P	26
Diagrama 5 Arreglo FV de 5 módulos en paralelo.	27
Diagrama 6 Sistema de control y comunicación de un arreglo FV.	28
Diagrama 7 Clasificación de los inversores para SFVI	31
Diagrama 8 Arreglo FV con inversor central.	31
Diagrama 9 Arreglo FV con inversor por cadena	32
Diagrama 10 Arreglo FV con Microinversores.	32
Diagrama 11 Arreglo FV con optimizadores e inversor central.	33
Diagrama 12 Características de conductores en corriente directa.	33
Diagrama 13 Componentes de comunicación y monitoreo.	41
Diagrama 14 Análisis del rendimiento de un SFVI.	42
Diagrama 15 Análisis FODA en sistemas Fotovoltaicos.	67
Diagrama 16 Riesgos técnicos y no técnicos durante el desarrollo y la operación de un Sistema Fotovoltaico Interconectado.	76

## Ecuaciones

Ecuación 1 Radiación emitida por el sol o cualquier cuerpo.	5
Ecuación 2 Cálculo de Masa de aire (air mass).	7
Ecuación 3 Cálculo de horas pico solares.	8
Ecuación 4 Cálculo del Ángulo de declinación.	9
Ecuación 5 Eficiencia en módulo FV.	19
Ecuación 6 Factor de forma o de llenado.	19
Ecuación 7 Temperatura de célula en el sitio.	45
Ecuación 8 Rendimiento general de un Generador Fotovoltaico.	48
Ecuación 9 Resistencia del conductor.	49
Ecuación 10 Pérdida de energía en un conductor.	50
Ecuación 11 Rendimiento general de un Sistema Fotovoltaico Interconectado.	54
Ecuación 12 Potencia Fotovoltaica pico a instalar.	59
Ecuación 13 Número de Módulos Fotovoltaicos.	61
Ecuación 14 Número de Módulos Fotovoltaicos en serie.	61
Ecuación 15 Costo Nivelado de Electricidad.	68

## Gráficas

Gráfica 1 Irradiancia espectral vs Longitud de onda.	6
Gráfica 2 Irradiancia solar en un día.	8
Gráfica 3 Energía vs Longitud de onda.	14
Gráfica 4 Eficiencia vs Banda de Valencia.	17
Gráfica 5 Valores característicos de célula fotovoltaica de silicio.	17
Gráfica 6 Representación de FF de MFV silicio cristalino de 72 Células.	20
Gráfica 7 Tiempo reacción de un interruptor termo magnético (ITM) vs corriente.	36
Gráfica 8 Tiempo reacción de un fusible vs corriente.	36
Gráfica 9 Rendimiento en función del tiempo de un Módulo solar comercial.	47
Gráfica 10 Tarifas para proyectos Fotovoltaicos Interconectados.	74
Gráfica 11 La proyección de generación de energía durante 20 años de vida del proyecto	79
Gráfica 12 Comportamiento de inversión para SFVI en Tarifa 2 con apoyo FIRCO del 50%.	82





## Imágenes

<i>Imagen 1 Tipos de radiación.</i>	7
<i>Imagen 2 Cálculo del Angulo de declinación.</i>	9
<i>Imagen 3 Ejemplo de círculo indio.</i>	10
<i>Imagen 4 Efecto fotoeléctrico.</i>	11
<i>Imagen 5 Partes de una célula fotovoltaica.</i>	12
<i>Imagen 6 Dopaje de silicio.</i>	13
<i>Imagen 7 Fenómeno fotoeléctrico en semiconductor.</i>	13
<i>Imagen 8 Partes de un módulo fotovoltaico.</i>	20
<i>Imagen 9 Cubierta de cristal.</i>	21
<i>Imagen 10 Láminado de modulo fotovoltaico.</i>	21
<i>Imagen 11 Protección posterior de Tedlar.</i>	22
<i>Imagen 12 Funcionamiento de diodos Bypass.</i>	23
<i>Imagen 13 Diodos Bypass en caja del módulo FV.</i>	23
<i>Imagen 14 Marcos de aluminio para módulo FV.</i>	24
<i>Imagen 15 Cable SE, estilo U.</i>	34
<i>Imagen 16 Cable THW-LS/THHW-LS.</i>	34
<i>Imagen 17 Conexión a tierra con cable desnudo.</i>	34
<i>Imagen 18 Protección con fusibles.</i>	35
<i>Imagen 19 Protección con interruptores termomagnéticos.</i>	35
<i>Imagen 20 Supresores de pico con Varistor.</i>	38
<i>Imagen 21 Supresores de pico con semiconductores.</i>	38
<i>Imagen 22 Conexión de conductor de tierra física unido a electrodo con soldadura exotérmica.</i>	39
<i>Imagen 23 Elementos de protección en corriente alterna y directa de un SFV (ITM, tierra física y supresores de pico AC y DC).</i>	40
<i>Imagen 24 Sistema de monitoreo.</i>	41
<i>Imagen 25 Seguidor solar de dos ejes.</i>	43
<i>Imagen 26 Seguidor solar de un eje.</i>	44
<i>Imagen 27 Sombras provocadas por árboles sobre módulos fotovoltaicos.</i>	44
<i>Imagen 28 Datos del consumo del bimestre de recibo de CFE.</i>	56
<i>Imagen 29 Datos del consumo histórico de recibo de CFE.</i>	57

## Tablas

<i>Tabla 1 Condiciones de prueba y operación para la industria fotovoltaica.</i>	16
<i>Tabla 2 Temperatura máximo promedio mensual.</i>	46
<i>Tabla 3 Datos técnicos de un inversor.</i>	48
<i>Tabla 4 Tabla de ampacidad para conductores aislados para tensiones hasta 2000 V y 60°C a 90°C.</i>	52
<i>Tabla 5 Factor de corrección para conductores a 30°C ambiente.</i>	52
<i>Tabla 6 Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado clase B.</i>	53
<i>Tabla 7 Irradiación incidente promedio anual sobre una superficie inclinada dirigida al Ecuador.</i>	58
<i>Tabla 8 Consumo por día estimado de un promedio de consumo anual al 85%.</i>	58
<i>Tabla 9 Criterios estándar para la evaluación de proyectos.</i>	67
<i>Tabla 10 Costos de Sistemas Fotovoltaicos.</i>	69



<i>Tabla 11 Costo por watt instalado MN.</i>	70
<i>Tabla 12 Costo por watt instalado USD.</i>	71
<i>Tabla 13 Potencia instalada en kW.</i>	71
<i>Tabla 14 Proyectos apoyados por FIRCO en cada tarifa, periodo 2008-2013.</i>	73
<i>Tabla 15 Consideraciones a tomar para evitar daños o pérdidas.</i>	76
<i>Tabla 16</i>	79
<i>Tabla 17</i>	80
<i>Tabla 18 Tasa interna de retorno y valor presente neto.</i>	81

**PROTOCOLO DE ACEPTACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SFVI  
APOYADOS A TRAVÉS DEL PROGRAMA FIRCO**

El presente documento tiene como objetivo guiar al evaluador FIRCO en la recopilación de información para analizar la adecuada instalación y operación de SFV interconectados a la red del Servicio Público Eléctrico de CFE apoyados para su desarrollo a través del programa FIRCO.

**A. DATOS GENERALES**

<b>1. Datos generales</b>	
Nombre del dueño del proyecto:	
Nombre del proyecto:	
Integrador / Diseñador del proyecto:	
Responsable de Instalación:	
Fecha de instalación:	

<b>2. Verificación</b>	
Nombre del verificador:	Fecha de la revisión:
El SFV cumple con las especificaciones: Comentarios generales:	
Firma del verificador:	

Observación: Esta primera página funge como portada con las características generales de presentación del proyecto y los resultados de la revisión del SFV en cuestión.

3. Localización			
Población:	Estado:		
Coordenadas geográficas:	Latitud:	Longitud:	Altitud:

Observación: Los datos anteriores son necesarios para ubicar el sitio de instalación y de esta forma investigar el recurso solar y algunas otras condiciones atmosféricas del sitio, de esta forma comenzar el análisis de generación de energía eléctrica del sistema.

Referencia: Para conocer más detalles sobre la localización del sitio y su capacidad de recurso solar revisar el capítulo 2 del manual para la evaluación técnica-económica de: "Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red apoyados a través del programa de Fideicomiso de Riesgo Compartido".

#### D. COMPONENTES DEL SISTEMA

4. Estructura					
Indique la característica que presenta la estructura.					
<b>Tipo de estructura:</b>	Fija	Seguidor de dos ejes		Seguidor de un eje	
<b>Características de la superficie de colocación:</b>	Suelo	Techo	Suelo inclinado	Techo inclinado	
<b>Características de soporte:</b>	Un poste sobre el suelo	Dos postes sobre el suelo	Más de dos postes	Otra	
<b>Características de estructura fija:</b>	Orientación:		Inclinación:		
<b>Material de fabricación:</b>	Aluminio	Acero galvanizado	Acero Inoxidable	Acero con recubrimiento anticorrosivo	Otro
<b>Características de cimentación:</b>	Dado de concreto	Dado de concreto	Poste encajado al suelo	Otra	

Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

<b>Características de anclaje:</b>	Tornillos con taquetes de expansión	Varilla roscada embebida en concreto	Varilla roscada embebida en resina epóxica	Poste embebido en concreto	Otro
<b>Tornillería de anclaje:</b>	Acero al carbón	Acero inoxidable	Hierro galvanizado	Acero tropicalizado	Otra
<b>Tornillería de sujeción de módulos:</b>	Acero al carbón	Acero inoxidable	Hierro galvanizado	Herrajes FV (Middle and end clamps)	Otra
<b>Protección anticorrosiva:</b>	Pintura acrílica	Puntura horneada	Galvanizado	Anodizado	Otro

Referencia: Es necesario revisar el capítulo 4 del manual para la evaluación técnica-económica y conocer más detalles sobre los seguidores del recorrido solar. El capítulo 7 retoma los aspectos definidos en la especificación técnica FIRCO sobre las características que debe cumplir la estructura de soporte del AFV.

Comentarios:

---



---



---

<b>5. Arreglo Fotovoltaico</b>					
Llenar los siguientes aspectos del AFV.					
Marca:			Modelo:		
Número de células por módulo:			Certificación:		
<b>Características eléctricas del módulo en condiciones estándar (STC):</b>	Potencia máxima $P_m$	Tensión Circuito Abierto $V_{CA}$ :	Corriente de Corto Circuito $I_{CC}$	Tensión en punto de Máxima Potencia $V_{MP}$ :	Corriente en punto de Máxima Potencia $I_{MP}$ :
<b>Características eléctricas del módulo en condiciones estándar (STC):</b>	Potencia máxima $P_m$	Tensión Circuito Abierto $V_{CA}$ :	Corriente de Corto Circuito $I_{CC}$	Tensión en punto de Máxima Potencia $V_{MP}$ :	Corriente en punto de Máxima Potencia $I_{MP}$ :

Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

<b>Características del AFV:</b>	Potencia máxima (pico):	Módulos en serie por cadena:	Cadenas (series) en paralelo:		
<b>Características eléctricas del AFV en condiciones estándar (STC):</b>	Potencia máxima $P_m$	Tensión Circuito Abierto $V_{CA}$ :	Corriente de Corto Circuito $I_{CC}$	Tensión en punto de Máxima Potencia $V_{MP}$ :	Corriente en punto de Máxima Potencia $I_{MP}$ :

Referencia: El capítulo 3 del manual para la evaluación técnica-económica se profundiza sobre las características de las células, módulos y arreglos fotovoltaicos, esta información permite evaluar si los parámetros señalados en los datos de placa corresponden a las características físicas del módulo.

Comentarios:

---



---



---

<b>6. Inversor</b>						
Llenar los siguientes aspectos del AFV.						
Marca:			Modelo:			
Origen de fabricación:			Certificación:			
<b>Tipo de inversores:</b>	Inversor central		Microinversores		Inversor central con optimizadores	
<b>Características eléctricas de entrada:</b>	Potencia máxima:	Tensión de inicio:	Tensión máxima:	Rango de tensión MPP:	No. Unidades MPP:	Corriente máx:
<b>Características eléctricas salida:</b>	Potencia aparente nominal:	Factor de potencia:	Tensión nominal de salida:	Corriente máx:	Rango de frecuencia:	Distorsión armónica total:
<b>Indicadores de operación:</b> (Señale las opciones observadas)	Led	Display	Voltímetro	Amperímetro	Puerto de comunicación	
Número de inversores en paralelo:			Instalado en: Interior / Exterior			



Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

	Grado de protección de la envolvente del inversor:
--	--

Referencia: Dentro del capítulo 4 del manual referenciado en este documento se puede leer más sobre las características de los inversores y las topologías eléctricas existentes para su conexión a la red.

Comentarios:

---



---



---

<b>7. Protecciones eléctricas</b>			
Llenar los siguientes aspectos del AFV.			
Caja de conexiones:	Si	No	Grado de protección de la envolvente de caja de conexiones :
Desconectador manual:	Si	No	Características eléctricas: Operación (seleccione): CD / CA Tensión máxima de operación: Corriente de operación:
Interruptor termo-magnético	Si	No	Características eléctricas: Operación (seleccione): CD / CA Tensión máxima de operación: Corriente de operación:
Fusible	Si	No	Características eléctricas: Operación (seleccione): CD / CA Tensión máxima de operación: Corriente de operación:
Diodo de bloqueo	Si	No	Características eléctricas: Operación (seleccione): CD / CA Tensión máxima de operación: Corriente de operación:
Supresor de picos	Si	No	Tipo: Varistor / Tubo de descarga Tensión de operación: Capacidad de corriente:

Referencia: los capítulos 4 y 5 del manual en cuestión nos presentan información amplia sobre los elementos de protección eléctrica de los SFVI, en el primer capítulo

Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

se trabaja sobre las características eléctricas y su importancia y el artículo 5 detalla sobre el cálculo de estas protecciones. Adicionalmente el artículo 7 sintetiza los aspectos requeridos de estos elementos a partir de lo establecido en la especificación técnica FIRCO.

Comentarios:

---

---

---

C. INSPECCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Parámetro	Observaciones
Sombreado sobre AFV	
Alineación de módulos	
Orientación del AFV	
Inclinación del AFV	
Instalación de acuerdo a planos y diagramas	
Canalización de acuerdo a las condiciones del ambiente y número de conductores	
Estructuras larga duración sin oxidación	
Cimentación de estructura	
Cableado expuesto a rayos solares adecuado	
Módulos sujetos en cuatro puntos	
Herrajes y estructura del mismo material	
Cajas y gabinetes	
Sistema de tierra física	
Protección contra sobre-tensión (descargas atmosféricas) Instalación de inversor	

Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

Instalación alejada de zonas de riesgo	
Acceso a caja de conexiones y medios de desconexión	
Otros aspectos:	

Referencia: Esta sección del protocolo permite a repasar los aspectos a observar y las condiciones que se presentan. Las referencias ya han sido mencionadas en los puntos anteriores.

**D. PRUEBAS ELÉCTRICAS EN EL SFV**

Estas pruebas se ejecutarán con el sistema operando, porque es necesario extremar precauciones y portar el equipo de seguridad señalado en el manual dentro del capítulo 7, así como el uso de las herramientas señaladas en el mismo capítulo.

Prueba de puesta en marcha:

Hora	Número de serie de módulo	Irradiancia (kWh/m <sup>2</sup> )	T <sub>amb</sub> (°C)	T <sub>mod</sub> (°C)	V <sub>CA</sub> (V)	I <sub>CC</sub> (A)

Prueba de operación:

Hora	Irradiancia (kWh/m <sup>2</sup> )	T <sub>amb</sub> (°C)	T <sub>mod</sub> (°C)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (kW)	P salida de inversor (kW)	Energía de salida (kWh)	Eficiencia

## PROTOCOLO DE INSPECCIÓN DE SFVI

El presente documento tiene como objetivo guiar al evaluador FIRCO en el proceso de inspección de SFVI con la finalidad de revisar la operación de éstos y procurar que se cubran las expectativas de desarrollo.

### A. DATOS GENERALES

1. Datos generales	
Nombre del dueño del proyecto:	
Nombre del proyecto:	
Integrador / Diseñador del proyecto:	
Responsable de Instalación:	
Fecha de instalación:	

2. Verificación	
Nombre del verificador:	Fecha de la revisión:
El SFV cumple con las especificaciones: Comentarios generales:	
Firma del verificador:	

Observación: Esta primera página funge como portada con las características generales de presentación del proyecto y los resultados de la revisión del SFV en cuestión.

B. INFORMACIÓN A INSPECCIONAR

<b>1. Diagramas de instalación</b>		
Llene la siguiente información de manera clara y precisa.		
El Proveedor proporcionó la siguiente información:		
Diagrama básico a bloques del sistema FV en el sitio de instalación	SI	NO
Plano de localización de los equipos en la edificación o inmueble correspondiente	SI	NO
Diagrama unifilar con la propuesta de instalación	SI	NO
La información proporcionada describe:		
Configuración del AFV	SI	NO
Identificación del cableado del AFV	SI	NO
Identificación de cajas de conexiones	SI	NO
Identificación de equipo de puesta a tierra	SI	NO
Identificación de sistema de puesta a tierra	SI	NO
Identificación de la canalización del AFV al dispositivo de desconexión (con propiedades adecuadas para intemperie)	SI	NO
Especificación del sistema de desconexión	SI	NO
Identificación de la canalización desde el inversor al punto de desconexión al tablero general	SI	NO
Identificación de parámetros eléctricos de entrada y salida de inversor	SI	NO
Descripción de las características de orientación e inclinación del AFV	SI	NO

Referencia: En el capítulo 7 del manual para la evaluación técnica-económica de: “Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red apoyados a través del programa de Fideicomiso de Riesgo Compartido” se indica el hecho de que el Proveedor debe otorgar diagramas unilaterales, de conexiones y arquitectónicos. La calidad de los mismos se basa en la claridad de las conexiones, la descripción de los parámetros eléctricos y los componentes del sistema y el detalle de la información.

<b>2. Información del inversor</b>			
Llene la siguiente información de manera clara y precisa.			
Marca:		Modelo y número de serie:	
Potencia aparente nominal máxima de salida:		Factor de potencia:	
Tipo de topología	Inversor central	Micro-inversores	Inversor central con optimizadores
Rango de tensión de entrada de inversor		Rango de tensión de salida de inversor	
¿Se incluyen las hojas de especificaciones del inversor?			Si      No
¿En español?			Si      No
¿Se incluye manual de instalación y de operación de inversor?			Si      No
¿Se presenta la póliza de garantía?			Si      No

Referencia: El inversor es el elemento del sistema más propenso a fallas, ya que interactúa directamente con la red, la mayoría de estas fallas no requieren de un mantenimiento correctivo, sin embargo, en su mayoría, son fallas que tienen que ver con parámetros eléctricos fuera de los rangos de operación de los inversores, debido a este aspecto los manuales y las hojas de especificaciones son de gran importancia para la inspección de los SFVI.

<b>3. Información del módulo FV</b>	
Llene la siguiente información de manera clara y precisa.	
Marca:	Modelo y número de serie:
Módulos en serie:	Series o cadenas en paralelo ¿Cuál es la capacidad de la protección señalada por el Fabricante?
Número total de módulos:	Número de células:
Datos de placa de módulo (STC)  Tensión de circuito abierto: Tensión en el punto de máxima potencia: Corriente de corto circuito: Corriente en el punto de máxima potencia:	
Tensión máxima del sistema:	



Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

¿Los módulos están certificados?	Si	No
¿Se aprecia que sean nuevos los módulos?	Si	No
¿Se incluye la hoja de datos técnicas de los módulos?	Si	No
¿Se presenta la póliza de garantía?	Si	No
¿Los módulos presentan rasgaduras en el laminado o daños perceptibles a simple vista?	SI	No
¿El marco de los módulos presenta daños o dobleces?	SI	No

Observación: De suma importancia resulta revisar el aspecto físico de los módulos, ya que cualquier rasgado o fisura en los módulos puede ser el inicio de una falla más grave (hot-spot) cuyas consecuencias pueden ser de alto riesgo. De igual forma es importante tener la hoja de datos técnicos para conocer la forma en que se realizará la degradación de la tecnología y verificar que el comportamiento que está teniendo el sistema si varía conforme a lo señala la degradación.

<b>4. Cableado y protección de sobrecorriente</b>		
Llene la siguiente información de manera clara y precisa.		
¿Los cables usados en intemperie tienen protección UV?	Si	No
¿El cableado está debidamente sujeto?	Si	No
¿Se evita el abuso de curvas y ángulos rectos en el cableado?	Si	No
¿Se encuentran debidamente selladas las cajas de conexiones?	Si	No
¿El aislamiento del cableado está clasificado para 90°C?	Si	No
¿La capacidad de corriente es suficiente?	Si	No
¿Se tiene una pérdida menor al 2 % en los conductores?	Si	No
¿Se entregó la memoria de cálculo de los conductores tanto por capacidad de conducción como por caída de tensión?	Si	No
¿Se presentan los conductores sin rasgaduras en el aislamiento?	Si	No
¿Los medios de desconexión cumplen con las capacidades de conducción?	Si	No
¿El punto de conexión cumple con lo definido por la NOM-001-SEDE-2012?	Si	No
¿Se presentan los conductores de puesta a tierra sin cortes ni empalmes?		
Parámetros eléctricos: Máxima corriente de cada circuito FV: Capacidad máxima de conducción de los conductores: Capacidad de interrupción del desconectador del AFV: Capacidad de interrupción del desconectador del Inversor al tablero general:		

Referencia: En el capítulo 5 del manual mencionado en puntos anteriores, se realiza un ejemplo del dimensionamiento de conductores y protecciones eléctricas, el comenzar a familiarizarse con esos aspectos técnicos, propiciará que se mejoren las competencias vinculadas a la inspección de los parámetros adecuados en conductores y protecciones contra sobretensión. El capítulo 7 indica los parámetros técnicos especificados para los SFVI implementados a través del programa FIRCO.

<b>5. Información del techo (Sistemas instalados en azotea)</b>		
Llene la siguiente información de manera clara y precisa.		
¿Se encuentran debidamente sujetos los conductores del AFV?	Si	No
¿Se presenta la memoria de cálculo de la estática de la superficie de instalación?	Si	No
¿Se presentan diagramas de los detalles de anclaje de la estructura FV a la superficie?	Si	No
¿El material de la estructura y la tornillería están diseñados para las condiciones ambientales a las cuales estarán expuestas?	Si	No
¿La antigüedad de la edificación es mayor a 30 años?	Si	No
Características de la superficie de instalación: Peso del sistema para la azotea (kg/cm <sup>2</sup> ): Material de la azotea: Material de las vigas: Dimensión de las vigas: Espaciamiento entre vigas:		
Características del anclaje: Método de sellado de perforaciones: Material para sujeción de tornillería a azotea:		

<b>6. Estructura de los sistemas colocados en el suelo</b>		
Llene la siguiente información de manera clara y precisa.		
¿Se presenta la memoria de cálculo de la estática de la superficie de instalación?	Si	No
¿Se presentan diagramas de los detalles de anclaje de la estructura FV a la superficie?	Si	No
¿El material de la estructura y la tornillería están diseñados para las condiciones ambientales a las cuales estarán expuestas?	Si	No
¿Se presenta un estudio de la mecánica de suelo?	Si	No
¿Se presenta un estudio de los vientos incidentes en el área de instalación?	Si	No

Protocolo de aceptación para la implementación de SFVI apoyados a través del programa FIRCO

Características de la superficie de instalación:

Peso del sistema sobre el suelo ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ):

Capacidad de carga de los soportes:

Número de postes de anclaje:

Tipo de cimentación:

Método de unión entre módulo y estructura:

Tipo de estructura: Fija / Un eje / Dos ejes

Referencia: Los capítulos técnicos del manual ( 5 y 7 ) detallan sobre los aspectos técnicos que deben cumplir las estructuras FV, su anclaje y operación, detallando ventajas y desventajas de cada una de las posibilidades permitidas. Se debe de tener especial atención en zonas costeras con la posibilidad de presencia de huracanes y en zonas sísmicas, de penderá de las dimensiones del proyecto el detalle de ingeniería civil para definir las características de la estructura.



© Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn/Alemania  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

- Cooperación Alemana al Desarrollo -

Agencia de la GIZ en México  
Torre Hemicor, PH  
Av. Insurgentes Sur No. 826  
Col. del Valle  
C.P. 03100, México, D.F.  
T +52 55 55 36 23 44  
F +52 55 55 36 23 44  
E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)  
I [www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)