



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

**GUÍA DE PROYECTO ELECTRICO DE CENTRALES DE
GENERACION SOLAR FOTOVOLTAICA**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO **ELECTRICO-ELECTRONICO**”

PRESENTA:

SÁNCHEZ SÁNCHEZ FRANCISCO

TORRES LUNA EMILIO

DIRECTOR DE TESIS

M. en I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA



CIUDAD UNIVERSITARIA. 27 / Octubre / 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Es imposible transferir mi gratitud a estos renglones, más aun, toda mi gratitud es poca si no he de retribuir algo de lo mucho que se me ha dado. La vida, y en especial mis padres me han llenado de oportunidades, y esperando que sea digno de ello, dedico este trabajo a ellos. A mi madre, quien me ha dado todo: amor, libertad, guía, confianza y verdad. A mi padre, quien siempre confió en mí, y de quien guardo el recuerdo más prístino. Agradezco a Raymundo y Celestina, quienes, cual si careciera de padres o amigos, han sido eso y más. Agradezco a Lucía, quien valientemente me sigue aceptando como su compañero, y me honra con su amor y su apoyo. Agradezco a la pléyade de amigos, casi hermanos, testigos presenciales de mis momentos más lúcidos y penosos (ustedes saben quienes son).

Agradezco a la UNAM y a su Facultad de Ingeniería, los grandes profesores que tuve ahí y los grandes compañeros y amigos que encontré. Que el compromiso de portar dignamente el título de universitario y poner en alto mi universidad y mi país me acompañen siempre.

Emilio Torres Luna

Porque mis logros son los suyos, dedico este trabajo a mis padres, quienes a pesar de todo, siempre han creído en mí. A mi mamá de quien siempre he recibido un amor incondicional junto con todo su apoyo, confianza y comprensión. A mi padre quien siempre ha buscado en sus acciones y palabras fortalecer mi persona. Agradezco a mis hermanos por lo bueno que ha sido crecer a su lado y por permitirme seguir siendo parte de sus vidas. Agradezco a mi sobrino Ismael quien confía en mí y a quien me esforzare cada día por no defraudar y entregar lo mejor de mí. Agradezco a Conchis y Opo, pues sus actos y sentimientos son profundamente valorados.

Agradezco a mi cuñado porque sé que siempre puedo contar con él. Agradezco a mis grandes amigos por aceptarme y haberme brindado su sincera amistad y confianza durante ya tanto tiempo. Agradezco a mi colega de tesis, por su invaluable participación en este trabajo.

Por siempre estaré agradecido con la UNAM y con mi querida Facultad de Ingeniería, quien junto con sus grandes profesores, me ayudaron a crecer y me regalaron una etapa de inmenso valor en mi vida.

Francisco Sánchez Sánchez

Índice

Objetivo General	8
1. Antecedentes teóricos	9
1.1 El Sol y la Tierra	9
1.1.1 Movimiento de rotación	10
1.1.2 Movimiento de translación	10
1.1.3 Movimiento de precesión	11
1.1.4 Coordenadas celestes	12
• Sistemas basados en coordenadas cartesianas	12
• Sistemas basados en coordenadas esféricas	12
1.2 La energía solar y su aprovechamiento	14
1.2.1 Espectro de la luz solar	16
1.2.2 Medición de la irradiancia solar	17
1.2.3 Caracterización del lugar para el aprovechamiento de la energía solar	22
1.3 La celda solar fotovoltaica	24
1.3.1 Historia de las celdas fotovoltaicas	24
1.3.2 Principio de funcionamiento: <i>el efecto fotovoltaico</i>	26
1.3.3 Primera generación	29
• Silicio monocristalino	29
• Silicio policristalino	30
1.3.4 Segunda generación	31
• Celdas de película delgada	31
• Silicio amorfo	31
1.3.5 Tercera generación	32
• Arseniuro de galio	32
• Diseleniuro / Seleniuro de cobre indio (Galio), CIGS	32
• Telurio de Cadmio	33
• Celdas multiunión o tándem	34
• Tecnologías emergentes	35
• Tintes fotosensibles	36
1.4 La generación solar fotovoltaica	38
1.4.1 Módulo solar	38
1.4.1.1 Diodos de bloqueo y derivación	38
• Diodos de bloqueo	38
• Diodos de derivación	39

1.4.1.2 Eficiencia del módulo	41
1.4.1.3 Características del módulo	41
• Parámetros eléctricos	42
• Parámetros térmicos	43
• Parámetros físicos	44
• Otras especificaciones	45
1.4.2 Panel Solar	46
1.5 Series y arreglos fotovoltaicos	47
1.5.1 Arreglos monopolares y bipolares	50
1.6 Sistemas flotantes y aterrizados	51
1.6.1 Sistemas flotantes	52
1.6.2 Sistemas aterrizados	53
1.6.3 Estructuras de montaje estáticas y seguidores solares	53
1.6.3.1 Estructuras fijas	54
1.6.3.2 Seguidores solares	55
• Seguidores cuasi estáticos o semimóviles	56
• Seguidores de un solo eje o eje sencillo	57
• Seguidor de un solo eje horizontal	57
• Seguidor de un solo eje inclinado	58
• Seguidor de un solo eje vertical o polar	58
• Seguidores de doble eje	59
1.6.4 Cajas combinadoras	60
1.6.5 Desconectores	63
1.7 Sistemas de puesta a tierra	66
1.7.1 Puesta a tierra de circuitos	70
1.7.2 Puesta a tierra de equipos	71
1.7.2.1 Puntos de puesta a tierra de los equipos	72
1.7.3 Puesta a tierra de los arreglos fotovoltaicos	72
1.8 Protecciones	76
1.8.1 Fusibles	77
• Fusibles de tiempo inverso	79
• Fusibles limitadores de corriente	79
1.8.2 Protección contra fallas a tierra	79
1.8.3 Protección contra fallas por arco	81
1.8.4 Protección del inversor	81

1.9 Inversores	82
1.9.1 Inversores de onda cuadrada	83
1.9.2 Inversores de onda senoidal modificada	84
1.9.3 Inversores PWM (<i>Pulse Wide Modulation</i>)	85
1.9.4 Características de los inversores.	86
• Características eléctricas	86
• Otras características	87
1.9.5 Configuración de inversores	88
• Inversores tipo cadena y generador particionado	88
• Configuración maestro – esclavo	89
• Inversor individual para cada módulo FV	90
1.10 Transformador y tablero de media tensión	91
1.10.1 Transformador	91
1.10.2 Tableros o celdas de media tensión	95
• Celdas aisladas en aire o exafluoruro de azufre (SF6)	95
2. Diagrama de flujo para una central de generación solar FV	97
2.1 Consideraciones iniciales en una central fotovoltaica	98
2.2 El lugar, clima e irradiancia	98
2.3 Módulos fotovoltaicos	99
2.3.1 Tensión máxima del sistema fotovoltaico	101
2.3.2 Corriente máxima de los circuitos	101
2.4 Series y arreglos fotovoltaicos	102
2.5 Protecciones	102
2.6 Cajas combinadoras	103
2.7 Dimensionamiento de conductores	103
2.7.1 Condiciones de uso	106
• Corrección por temperatura	106
• Corrección por conductores asociados	107
2.7.2 Canalización de conductores	108
• Canalizaciones subterráneas	109
2.7.3 Conductores de enlace inversor – transformador	109
2.7.4 Conductores de puesta a tierra	112
2.7.4.1 Conductor de puesta a tierra de los circuitos	112
2.7.4.2 Conductor de puesta a tierra del equipo	112
2.7.4.3 Conductores del electrodo de puesta a tierra	114
2.8 Orientación de los módulos y separación entre estructuras de montaje	115
2.8.1 Orientación	115
2.8.2 Angulo de inclinación	115
2.8.3 Distancia entre estructuras	116

3. Ejemplo de diseño	117
• Antecedentes	117
✎ Ejemplo	121
✓ Paso 1. Ajustes de las características de operación de los módulos y dimensionamiento de la serie fotovoltaica.	121
✓ Paso 2. Diseño de los arreglos fotovoltaicos	123
✓ Paso 3. Selección de fusibles	123
✓ Paso 4. Alambrado y conductores	124
✓ Paso 5. Orientación de los módulos y separación entre estructuras de montaje	132
✓ Paso 6. Distribución hacia la central	133
Anexo 1. Electrodo de puesta a tierra	135
Glosario	137
Conclusiones	139



1. Antecedentes teóricos

En esta primera parte se presentan los elementos con impacto directo en una planta de generación solar fotovoltaica, así como sus características principales, cualidades más destacadas y usos dentro del sistema, justificando así la implementación de cada uno de ellos.

1.1 El Sol y la Tierra

El Sol es una fuente de energía formidable. Es la estrella del centro del Sistema Solar y principal fuente de radiación electromagnética. Posee la forma de una esfera casi perfecta. Tiene un radio de 695,990 km, aproximadamente 109 veces más grande que el de la Tierra y posee una masa de $1.989 \times 10^{30} \text{ kg}$ (330 000 veces la de la Tierra).

Químicamente la masa superficial del Sol está compuesta principalmente por hidrogeno, sin embargo posee diversos elementos en fase gaseosa (70% *H*, 28% *He*, 2% (*C*, *Ne*, *O*, *Fe*, entre otros)).

Como todas las estrellas, el Sol es un gigantesco reactor nuclear en el que la masa se convierte en energía radiante continuamente. En su interior existen elevadas presiones y temperaturas de varios millones de grados, que hacen que en el seno del Sol se produzcan, de manera continua, reacciones nucleares mediante las cuales dos átomos de hidrógeno se fusionan (dando lugar a un átomo de helio) liberando una gran cantidad de potencia (del orden de $389 \times 10^{24} \text{ W}$). Éste es el origen de la energía solar.

La clasificación estelar del Sol, basada en la clase espectral, es *G2V*, aunque su color sea blanco, es designada de manera informal como un enano amarillo debido a la intensa radiación visible en la parte amarilla-verde del espectro y a la dispersión atmosférica de luz azul, de esta forma en la superficie terrestre puede parecer amarillo.

En la etiqueta de clase espectral, *G2* indica su temperatura superficial (aproximadamente 5770 K), y la *V* indica que el Sol, como la mayor parte de estrellas, es una estrella de secuencia principal, y así genera su energía por la fusión nuclear de núcleos de hidrógeno en helio. En su corazón, el Sol funde 620 millones de toneladas métricas de hidrógeno cada segundo.

Pese a ser alguna vez considerada por astrónomos como una estrella pequeña y relativamente insignificante, ahora se piensa que el Sol es más brillante que aproximadamente el 85% de las estrellas de la Vía Láctea, mayormente conformada por enanas rojas.

La Tierra, uno de los 9 planetas del Sistema Solar, gira alrededor de su estrella (el Sol) en la tercera órbita más interna. Se formó hace aproximadamente 4567 millones de años y la vida surgió unos mil millones de años después con ayuda del Sol (según algunas teorías).



Es un astro sometido a diversas fuerzas naturales, mismas que lo obligan a moverse, los movimientos terrestres más comunes son:

- Movimiento de rotación.
- Movimiento de translación.
- Movimiento de precesión.

1.1.1 Movimiento de rotación.

Es un movimiento que efectúa la Tierra girando sobre sí misma alrededor de un eje imaginario denominado Eje terrestre el cual pasa por los polos terrestres. Una vuelta completa, tomando como referencia a las estrellas, dura 23 horas con 56 minutos y 4 segundos y se denomina día sidéreo. Si tomamos como referencia al Sol, el mismo meridiano pasa frente a nuestra estrella cada 24 horas y se denomina día solar. Los 3 minutos y 56 segundos de diferencia se deben a que en ese lapso la Tierra ha avanzado en su órbita y debe girar algo más que un día sideral para completar un día solar.

La primera referencia tomada por el hombre fue el Sol, cuyo movimiento aparente, originado en la rotación de la Tierra, determina el día y la noche, dando la impresión que el cielo gira alrededor del planeta. En el uso coloquial del lenguaje se utiliza la palabra “día” para designar este fenómeno, mismo que en astronomía se refiere como día solar y se corresponde con el tiempo solar.

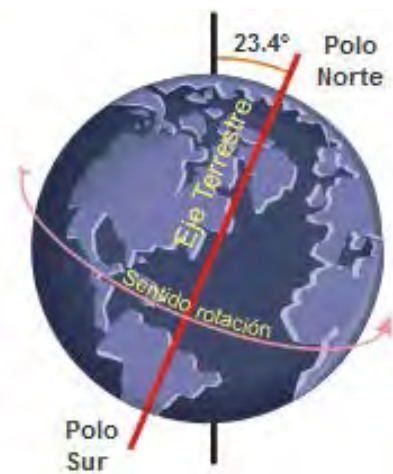


Figura 1. Rotación terrestre.

1.1.2 Movimiento de translación.

Es un movimiento por el cual el planeta Tierra se mueve alrededor del Sol. Al planeta le toma 365 días con 6 horas completar un ciclo, esas 6 horas se acumulan cada año, transcurridos 4 años, se convierte en 24 horas (1 día). Cada cuatro años hay un año que tiene 366 días, al que se denomina año bisiesto.

La causa de este movimiento es la acción de la gravedad propia del Sol causando que la Tierra describa una trayectoria elíptica sobre un plano, denominada órbita elíptica, misma que posee un perímetro de 930 millones de kilómetros y guarda una distancia media al Sol de aproximadamente 149.6 millones de kilómetros (1 AU). De esto se deduce que la Tierra se desplaza con una rapidez media de 106 200 km/h (29,5 km/s).

El momento en el que el polo norte se encuentra más lejos del Sol es durante el solsticio de verano (afelio: 152 millones de kilómetros), mientras que durante el solsticio de invierno el polo sur se encuentra más cerca del Sol (perihelio: 147 millones de kilómetros).

Como un efecto de estos movimientos, la latitud de la Tierra que recibe los rayos del Sol de forma más directa (perpendicular a la superficie) cambia a lo largo del año, siendo el Trópico de Cáncer (hemisferio norte) durante el solsticio de verano, el Trópico de Capricornio (hemisferio sur) durante el solsticio de invierno y el ecuador durante los equinoccios.

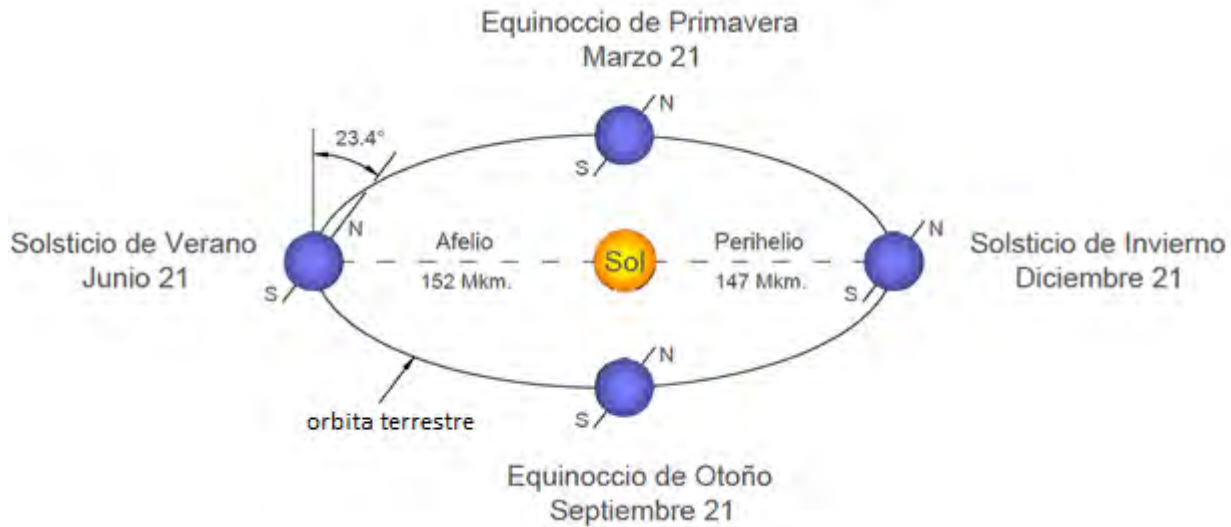


Figura 2. Movimiento de traslación

Esta variación en la distancia se describe en la siguiente relación:

$$d = 1.5 \times 10^{11} \left(1 + 0.017 \sin \left(\frac{360(n - 93)}{365} \right) \right) [m]$$

Donde n es el número del día del año, considerando el 1º de Enero como el día 1 y el 31 de diciembre como el día 365. Obteniendo con esta relación una distancia más exacta en cualquier día del año.

Como se observa en la Figura 2, el eje terrestre forma un ángulo de unos 23,4° respecto a la normal de la eclíptica, fenómeno denominado oblicuidad de la eclíptica. Esta inclinación, combinada con la traslación, produce largos períodos de varios meses de luz y oscuridad continua en los polos geográficos, además de ser la causa de las estaciones del año, derivadas del cambio del ángulo de incidencia de la radiación solar.

1.1.3 Movimiento de precesión.

La precesión de los equinoccios (el cambio lento y gradual en la orientación del eje de rotación de la Tierra) se debe al movimiento de precesión de la Tierra causado por el momento de fuerza ejercido por el sistema “Tierra – Sol” en función de la inclinación del eje de rotación terrestre con respecto al Sol (alrededor de 23,4°).



La inclinación del eje terrestre varía con una frecuencia incierta, ya que depende (entre otras causas) de los movimientos telúricos. En febrero del 2010, se registró una variación del eje terrestre de 8 centímetros aproximadamente, por causa del terremoto de 8,8° Richter que afectó a Chile. En tanto que el maremoto y consecuente tsunami que azotó al sudeste asiático en el año 2004, desplazó 17,8 centímetros al eje terrestre.

Por las anteriores razones, la duración de una vuelta completa de precesión nunca es exacta; no obstante, los científicos la han estimado en un rango aproximado de entre 25,700 y 25,900 años. A este ciclo se le denomina año platónico.

Se conocen algunos puntos del eje terrestre alrededor de su trayectoria, determinados a partir de diversos cálculos y predicciones, actualmente el eje se encuentra en un punto denominado Polaris, en la Figura 3 podemos observar dos posiciones más, una anterior llamada Thuban (3,000 a.C.) y una posterior conocida como Vega (14,000 d.C.)

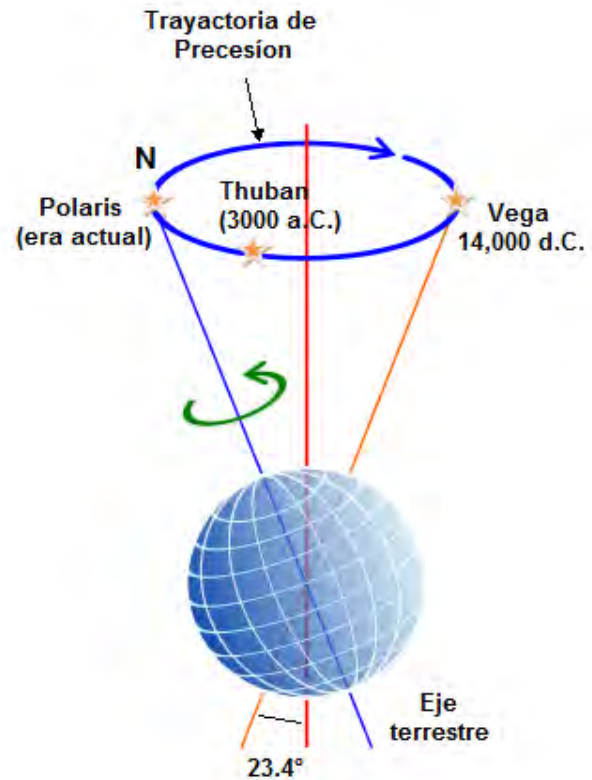


Figura 3. Precesión.

1.1.4 Coordenadas celestes

Las coordenadas celestes son el conjunto de valores que, de acuerdo con un determinado sistema de referencia, dan la posición de un objeto en la esfera celeste. Existen diversas coordenadas celestes según su origen y plano de referencia. Una primera clasificación, en dos grandes grupos, atiende si se trata de coordenadas cartesianas o coordenadas esféricas.

- **Sistemas basados en coordenadas cartesianas**

En las coordenadas rectangulares o cartesianas se toman tres ejes (x, y, z) perpendiculares entre sí, y que se cruzan en un punto origen que puede ser el Sol (Coordenadas heliocéntricas) o la Tierra (Coordenadas geocéntricas). En algunos casos, estos sistemas suelen emplearse para el Sistema Solar y su unidad suele ser la Unidad Astronómica ($U. A.$) o el kilómetro (km).

- **Sistemas basados en coordenadas esféricas**

Las coordenadas esféricas son empleadas en superficies esféricas (como la superficie de un planeta o una esfera celeste) para ubicar un punto en el espacio, esto se logra con la ayuda de dos ángulos y una distancia.

La mayor parte de coordenadas celestes son coordenadas esféricas, como claro ejemplo tenemos coordenadas geográficas las cuales emplean dos coordenadas angulares, latitud (Norte y Sur) y longitud (Este y Oeste), sirve para determinar los ángulos laterales de la superficie terrestre (o en general de un esferoide).

Las líneas de latitud se llaman meridianos y son círculos que cortan al ecuador en la superficie de la Tierra. La latitud es el ángulo que existe entre un punto cualquiera y el Ecuador (medido sobre su meridiano). Cabe mencionar que al Ecuador le corresponde la latitud 0° , mientras que los polos Norte y Sur tienen latitud 90°N y 90°S respectivamente.

La longitud mide el ángulo a lo largo del ecuador desde cualquier punto de la Tierra. Las líneas de longitud son círculos máximos llamados paralelos, formados por la intersección de la esfera terrestre con un plano imaginario perpendicular al eje de rotación de la Tierra. En la mayoría de las sociedades modernas, se acepta que Greenwich (en Londres) es la longitud "0".

Combinando estos dos ángulos, se puede expresar la posición de cualquier punto de la superficie de la Tierra.

Dada la distancia que nos separa del Sol y al comportamiento de la energía solar como un flujo de fotones (rayos luminosos prácticamente paralelos), la incidencia de la insolación diurna o terrestre, depende íntegramente de la latitud en la cual es recibida. En la zona intertropical, al mediodía, inciden prácticamente verticales, sin embargo, al ascender en latitud (cuanto más nos acercamos a los polos) el ángulo de incidencia se vuelve más inclinado.

Para dar una posición específica del Sol es posible emplear coordenadas esféricas, siendo necesario especificar tres coordenadas, no obstante, si se asume que la distancia de la Tierra al Sol es contante, la posición del Sol puede ser obtenida usando solo dos ángulos, y dos opciones comunes son:

- El ángulo de altitud solar " α " formado entre el horizonte y el rayo solar que incide en un plano determinado por el zenit y el Sol.
- El ángulo de azimut " ψ " describe la desviación angular del Sol y mide la posición angular "este - oeste" del Sol.

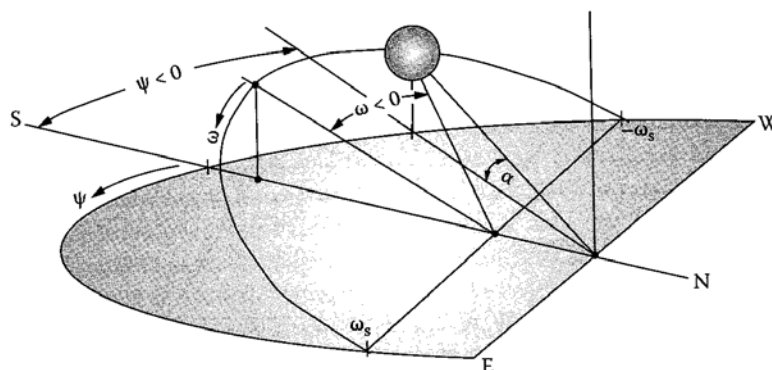


Figura 4. Ángulos de la posición del sol en el cielo.



1.2 La energía solar y su aprovechamiento

Mediante la radiación electromagnética, la gravedad del Sol y la materia que emite, se sostienen infinidad de procesos indispensables para la continuidad de la vida sobre la Tierra. Al hablar de la energía solar, en realidad nos referimos a la energía de las ondas electromagnéticas que provienen del Sol.

Aunque el Sol emite radiación electromagnética en prácticamente todo el espectro, la mayor parte de la energía radiada se concentra en la banda entre la luz infrarroja y los rayos ultravioleta. A esto hay que añadir que la atmósfera terrestre actúa como un filtro, reflejando o absorbiendo ciertas porciones del espectro en diferentes formas.

La cantidad de energía que produce el Sol sólo en forma de radiación electromagnética resulta en una magnitud inimaginable, pues los $1.2 \times 10^{17} [W]$ de energía solar que llegan a la superficie de la Tierra (dada su sección transversal) constituyen sólo una porción de la energía que llega a la atmósfera y ésta a su vez, sólo una ínfima parte de la energía total irradiada por el Sol.

La llamada constante solar (S) es una medida de densidad de flujo que indica la cantidad de energía en forma de radiación electromagnética incide sobre cierta área, medida fuera de la atmósfera terrestre. En promedio, la constante solar es:

$$S = 1361 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

La constante solar fluctúa en aproximadamente 6.9% a lo largo del año.

En realidad la constante solar no es propiamente una constante, pero si un parámetro que a corto y medio plazo varía dentro de estrechos márgenes.

Al pasar por la atmósfera terrestre, cierta parte de esta energía es reflejada hacia el espacio, otra parte es absorbida, una otra porción mas es dispersada y sólo una fracción llega hasta el suelo, como lo ilustra la siguiente imagen:

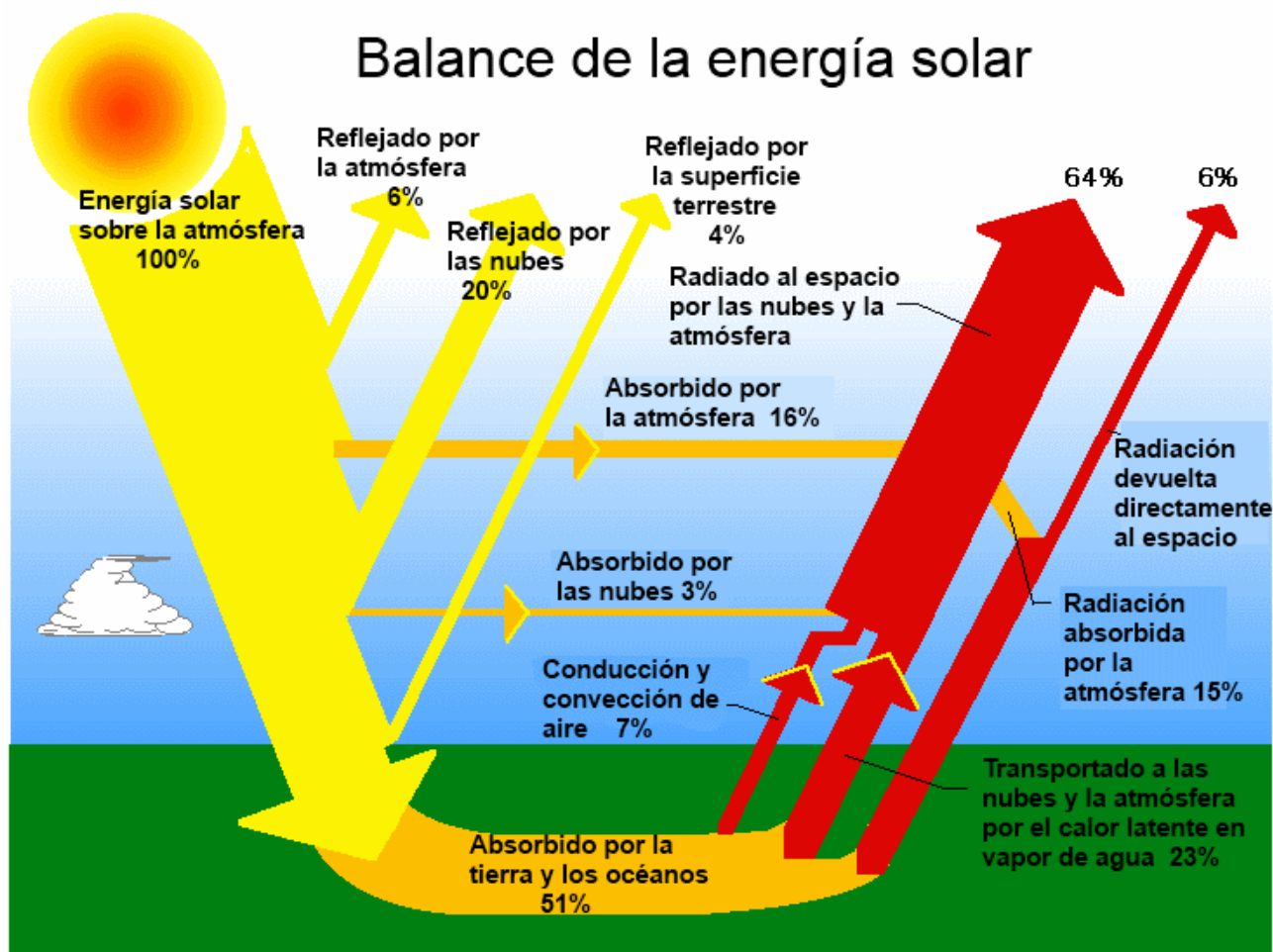


Figura 5. Balance de la energía solar

Fuente: NASA, Earth Radiation Budget Experiment (ERBE) [1]

La radiación que alcanza la superficie terrestre siguiendo una trayectoria directa desde el Sol, se conoce como radiación directa, por otro lado, la radiación que es difuminada por la atmósfera y las partículas dispersas en ella, pero que finalmente llega al suelo se conoce como radiación difusa. A la radiación que se refleja en el suelo y alcanza a un receptor, se le conoce como albedo.

La cantidad de radiación que llega a la superficie terrestre es, por supuesto, sumamente cambiante, pues depende de variables astronómicas y meteorológicas.



La irradiancia es la magnitud que mide la cantidad de energía de radiación solar que incide sobre cierta área, su unidad en el Sistema Internacional es el $[W/m^2]$ y es una cantidad instantánea. El instrumento con el que se mide la irradiancia solar es el piranómetro.

1.2.1 Espectro de la luz solar

El espectro de la radiación del Sol es cercano a la de un cuerpo negro a 5770 [K], sin embargo, la atmósfera actúa como un filtro para ciertas bandas. De ésta manera, podemos concluir que la cantidad de energía solar que incide sobre la superficie terrestre y su composición espectral dependen de variables como la distancia de la tierra al Sol, la altura sobre el nivel del mar (la altura de la columna de aire sobre el lugar de la prueba), la humedad, la contaminación, la nubosidad y la latitud que como ya establecimos hace referencia al ángulo de incidencia de los rayos del Sol.

En la siguiente gráfica, se muestra el espectro de la radiación solar de 10 a 100'000 [nm] (en azul oscuro), su variabilidad (verde) y la transparencia relativa de la atmósfera terrestre para cada longitud de onda medida a nivel del mar (azul claro): atmosférica

Espectro. Variabilidad. Absorción atmosférica.

$$\text{Irradiancia total} = \int \text{Irradiancia espectral} \sim 1366 [W/m^2]$$

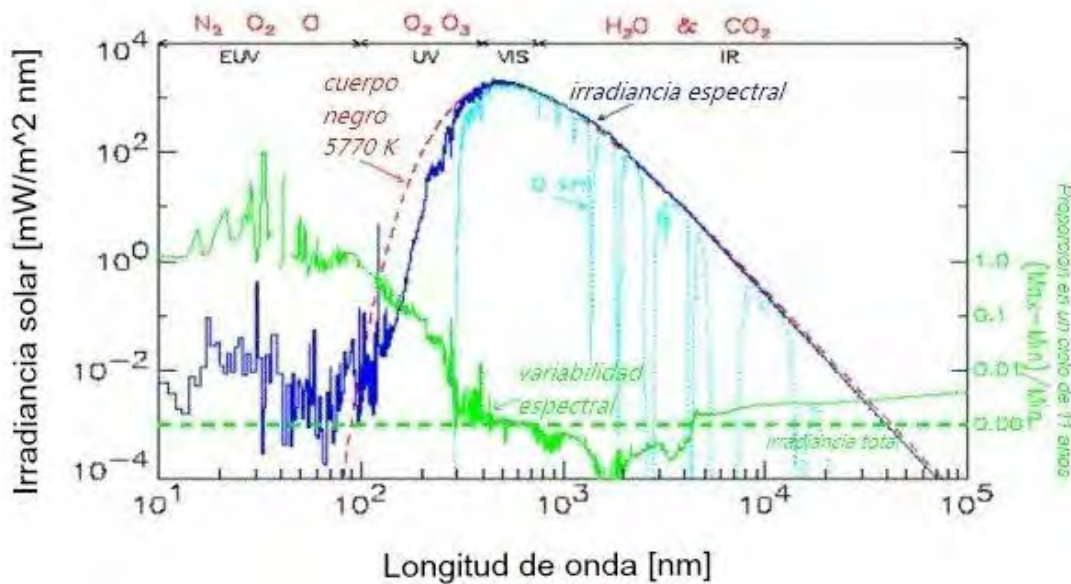


Figura 6. Fuente: US Naval Research Laboratory [2]

Las bandas que son filtradas por la atmósfera corresponden al espectro de absorción de los gases presentes en ella, como lo ilustra la Figura 7:

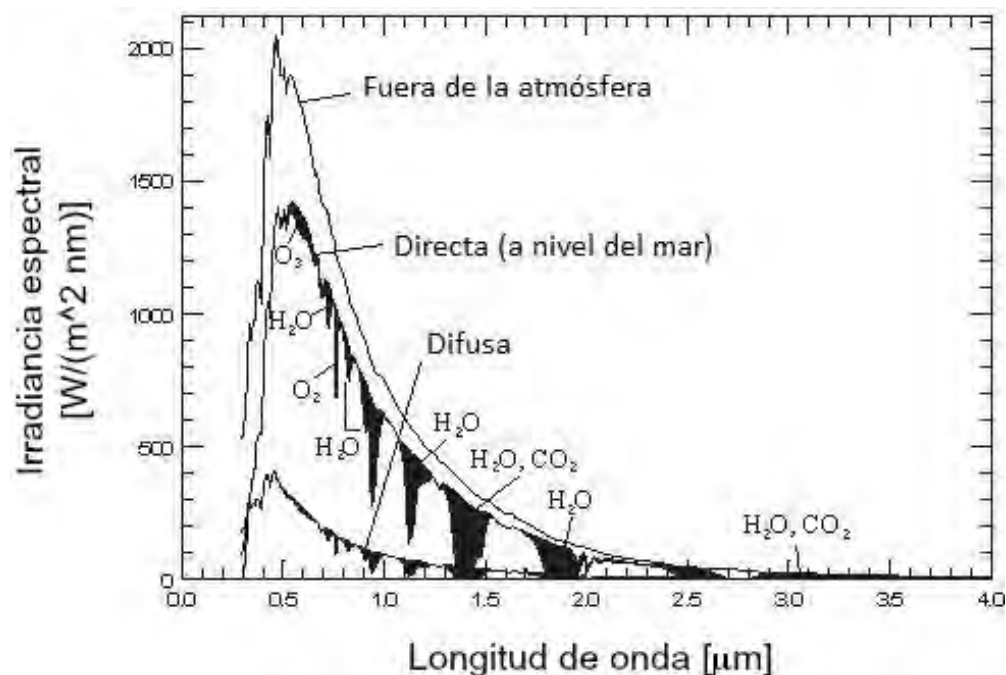


Figura 7. Espectro de absorción de irradiancia.

Tomando como referencia AM-1, se han establecido pruebas estándar (AM-1.5) para realizar comparaciones consistentes del espectro solar a nivel de la superficie terrestre. Cada parámetro está caracterizado por las siguientes condiciones:

- AM-1: Con el Sol en el cenit totalmente perpendicular a la superficie de incidencia, a nivel del mar. Irradiancia típica: $1000 [W/m^2]$.
- AM-1.5: La superficie receptora es un plano inclinado a 37° respecto del Ecuador, apuntando al Sol ubicado a 41.81° respecto al horizonte, con las condiciones atmosféricas especificadas. En estas condiciones, la luz solar atraviesa una columna de aire de 1.5 veces el espesor de la atmósfera. Irradiancia típica: $1000 [W/m^2]$.

1.2.2 Medición de la irradiancia solar

Una medición completa de la irradiancia solar incluye la medición de la radiación solar global, la irradiancia solar directa, la irradiancia global con inclinación y la irradiancia difusa o albedo. Los cuatro parámetros listados se miden por separado con dos tipos básicos de instrumentos, piranómetro y pirheliómetro; se establece la diferencia entre estos dos aparatos de acuerdo al tipo de parámetro que miden.



- 1) **Piranómetro Horizontal:** Un piranómetro fijo colocado en forma totalmente horizontal. Con éste se mide la irradiancia solar global (I_G) que incluye una buena parte de la irradiancia directa, inclinada y albedo.

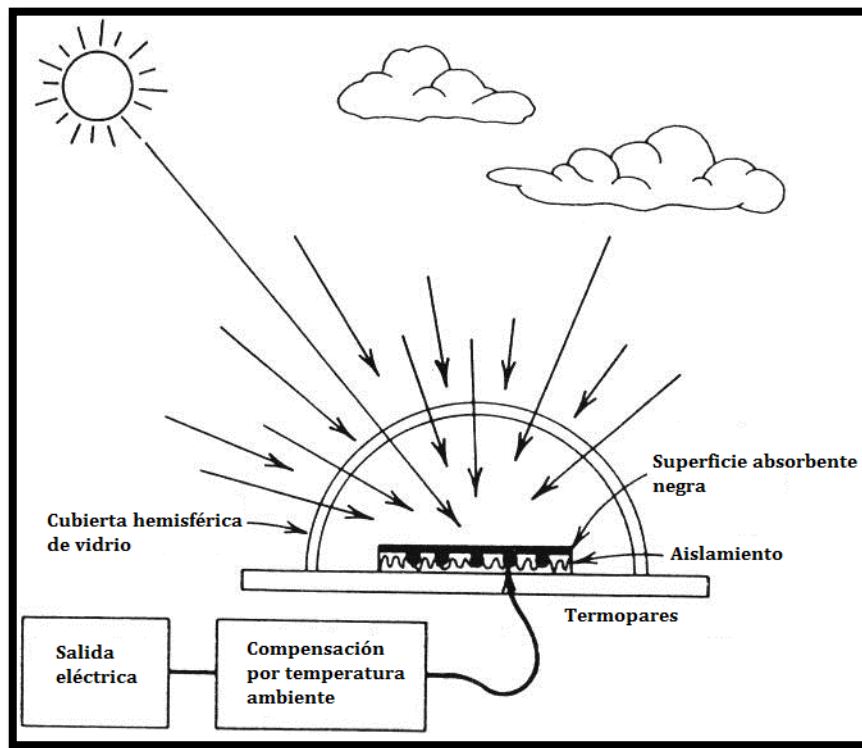


Figura 8. Elementos del piranómetro horizontal.

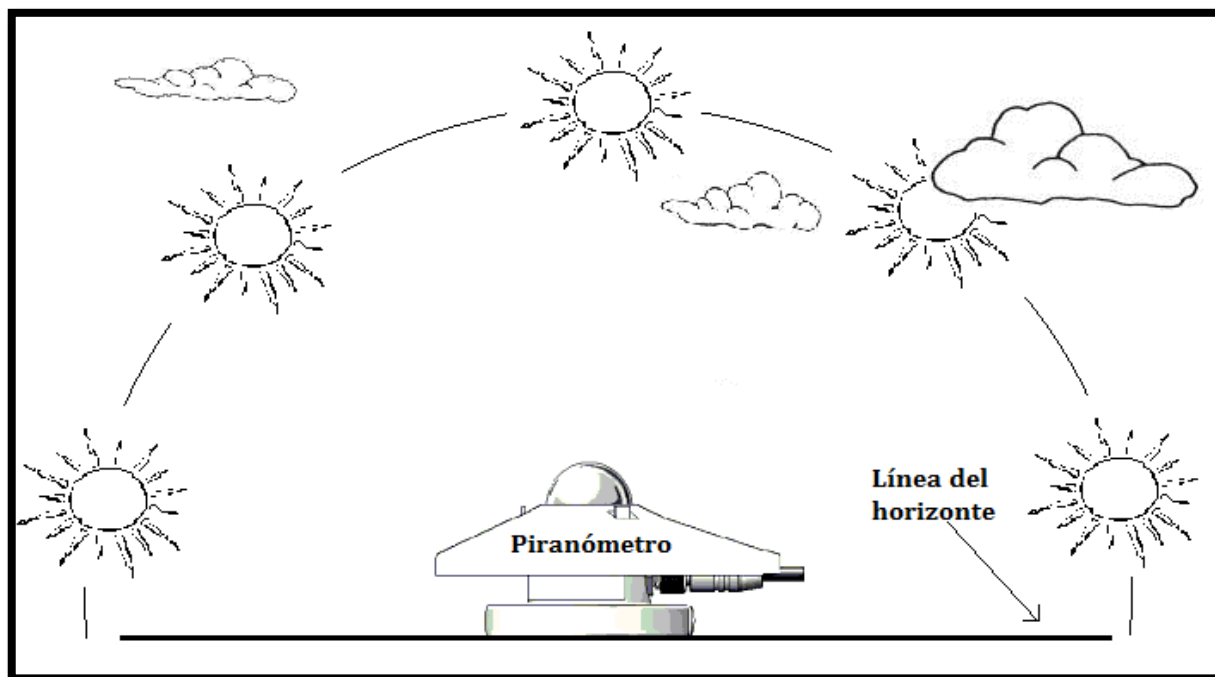


Figura 9. Piranómetro horizontal

- 2) **Pirheliómetro con seguidor solar:** El pirheliómetro es un instrumento diseñado para medir la radiación solar directa y se monta en un seguidor solar de dos ejes.

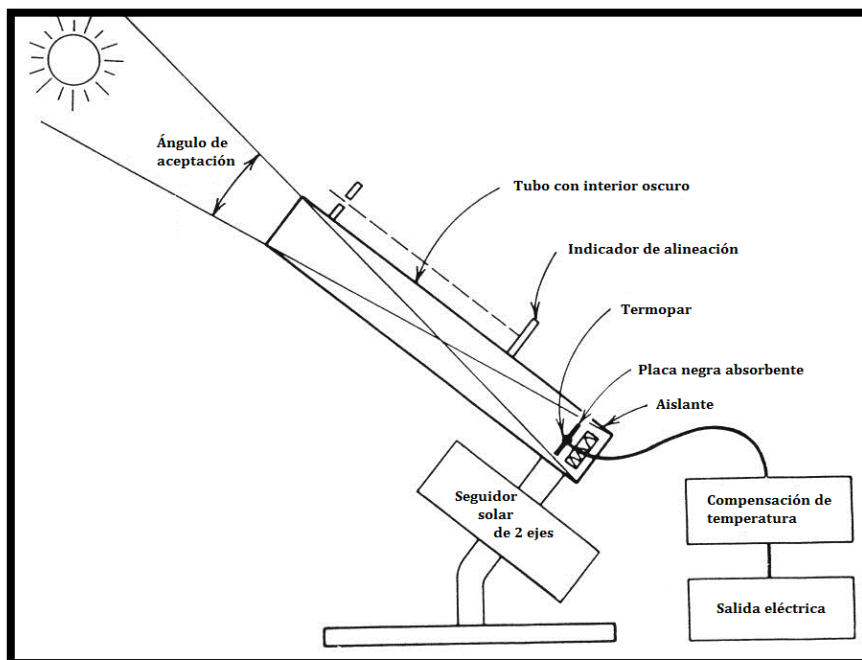


Figura 10. Partes del pirheliómetro con seguidor solar.

- 3) **Piranómetro inclinado:** Se mide la irradiancia solar con un ángulo de inclinación constante respecto al Sol (I_i) colocando un piranómetro inclinado en el seguidor solar.

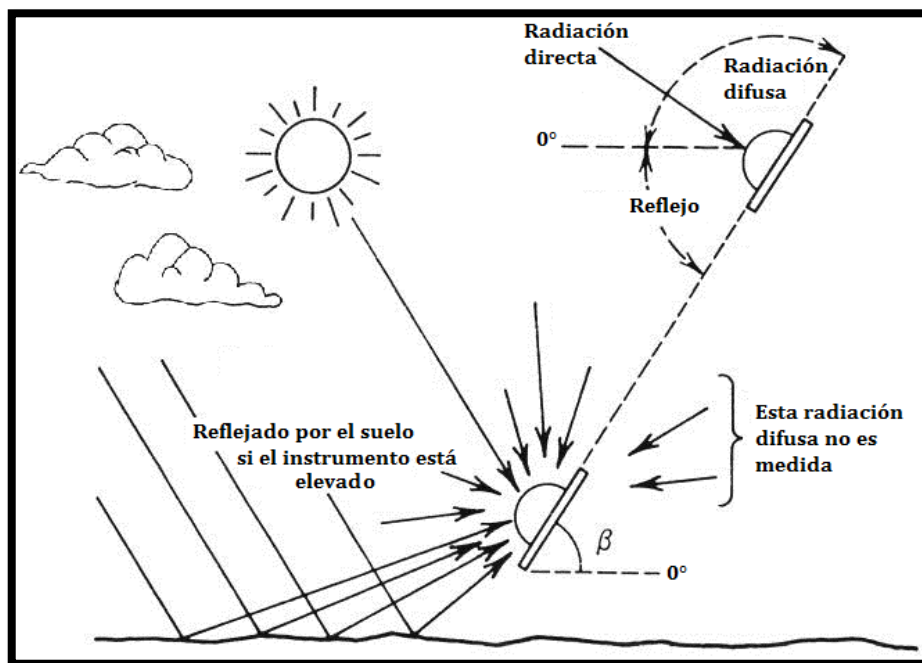


Figura 8. Radiación captada por el piranómetro inclinado.



- 4) **Piranómetro sombreado:** A través de un piranómetro sombreado se mide la irradiancia dispersa (I_d), también llamada albedo.

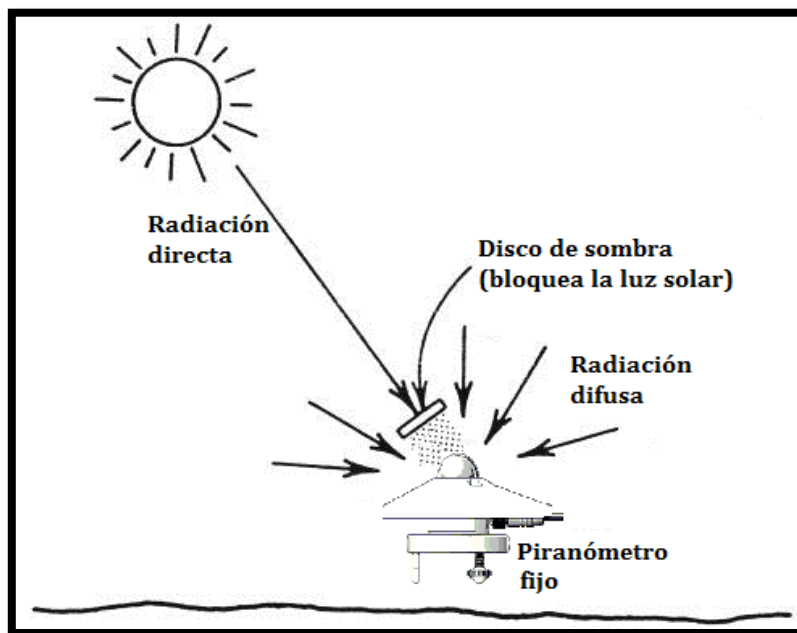


Figura 9. Radiación captada por el piranómetro sombreado.

Si se utilizan los cuatro instrumentos mencionados anteriormente, se obtendrán cuatro datos de irradiancia diferentes. Si bien, es difícil establecer las relaciones que guardan las cuatro mediciones, para fines prácticos las siguientes expresiones resultan válidas:

$$I_D = I_G - I_d \left[\frac{W}{m^2} \right] \dots\dots\dots \text{Ec. 2.1.1}$$

$$I_r = I_i - \frac{I_G}{k} \left[\frac{W}{m^2} \right] \dots\dots\dots \text{Ec. 2.1.2}$$

Donde:

I_G = irradiancia global

I_i = irradiancia inclinada

I_D = irradiancia directa

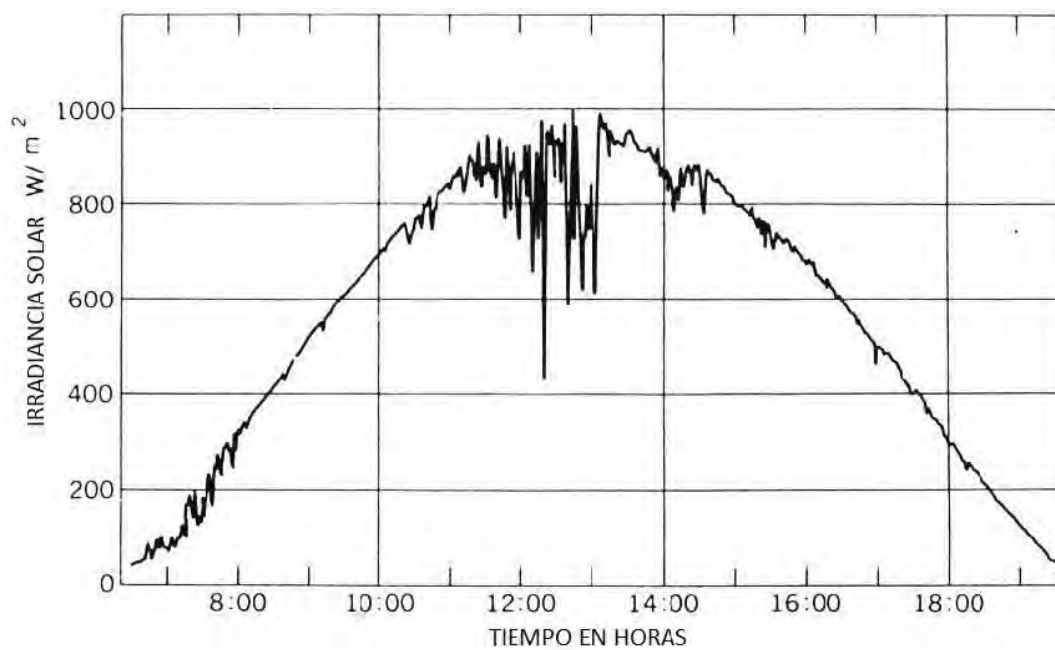
I_r = irradiancia reflejada por el suelo

I_d = irradiancia difusa

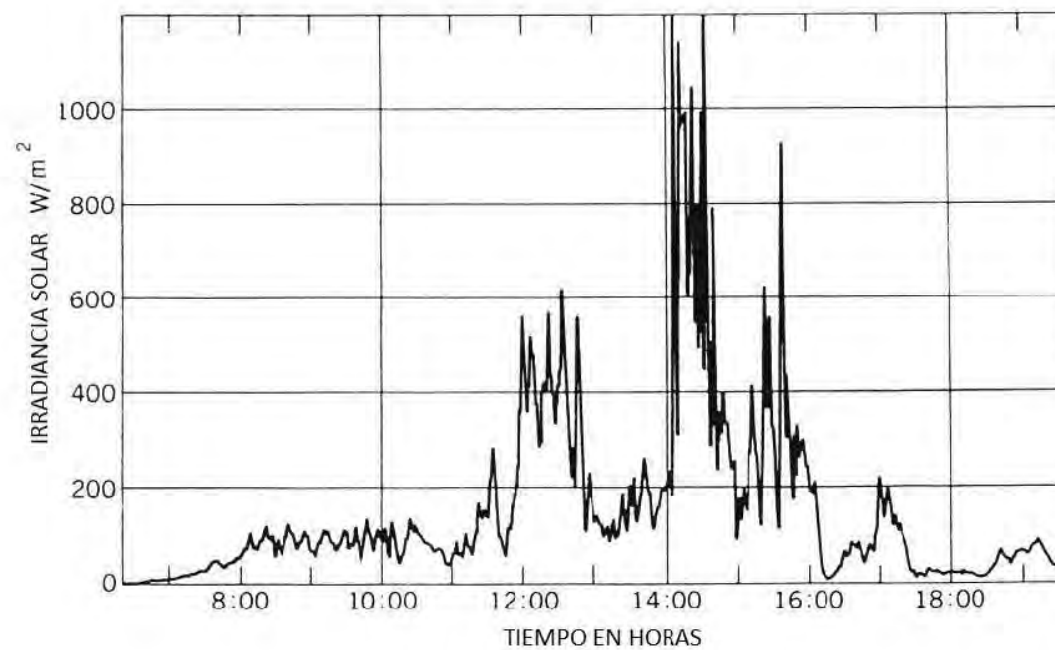
k = constante dependiente del ángulo



Con los datos de irradiancia obtenidos por medio de los diferentes tipos de instrumentos de medición (expresados en $[W/m^2]$) a lo largo de un día, es posible elaborar graficas como las siguientes:



(a)



(b)

Figura 10. (a) Irradiancia en un día soleado, (b) Irradiancia en un día nublado



El área bajo la curva de la irradiancia solar contra el tiempo representa la energía solar total durante cierto tiempo expresado en watts-hora por metro cuadrado, esta magnitud es conocida como irradiación:

$$E = \int I dt \dots\dots\dots Ec. 2.1.3$$

Esta energía solar además, tiene una distribución espectral característica, determinada por el espectro propio de radiación del Sol y por las características de absorción de la propia atmósfera, mismas que son relativamente estables y por tanto, producen variaciones ligeras en el espectro de la luz.

1.2.3 Caracterización del lugar para el aprovechamiento de la energía solar

El primer paso para el aprovechamiento de la energía solar a través de cualquier medio, en un lugar determinado, consiste en conocer la cantidad de energía solar disponible y su distribución en el tiempo. Un estudio suficiente de la energía solar disponible en un lugar, debe recabar información a lo largo de un año, al menos. La información obtenida, debe dar cuenta del carácter cíclico de la energía solar haciendo énfasis en los picos de irradiancia, la irradiación total anual, los días de irradiación máxima y los días de irradiación mínima, y correspondientes patrones de irradiancia. Por fortuna, muchos estudios de este tipo ya se han hecho en todo el mundo, y muy probablemente a través de universidades o instituciones públicas de investigación es posible acceder a ésta información.

Además de los estudios de irradiancia e irradiación, es necesario contar con información del recorrido del sol por la bóveda celeste a lo largo del año. Este recorrido, se representa a través de una carta solar, la cual consiste en una gráfica en coordenadas cilíndricas o polares donde se trazan curvas que representan el recorrido del sol por el cielo en determinado día del año. En el eje horizontal de una carta solar cilíndrica se ubica el ángulo de azimut con el cero al centro, mientras que el eje vertical señala el ángulo de altitud. Las curvas más extremas pertenecen a los solsticios de verano e invierno, mientras que la curva central, pertenece a los equinoccios.

Gracias a que los movimientos de la tierra alrededor del Sol están perfectamente caracterizados, es sencillo trazar éstas curvas de forma analítica, para lo cual existen herramientas computacionales sencillas. Si es el caso, el único parámetro que se requiere para generar éstas curvas, es la latitud del lugar de interés.

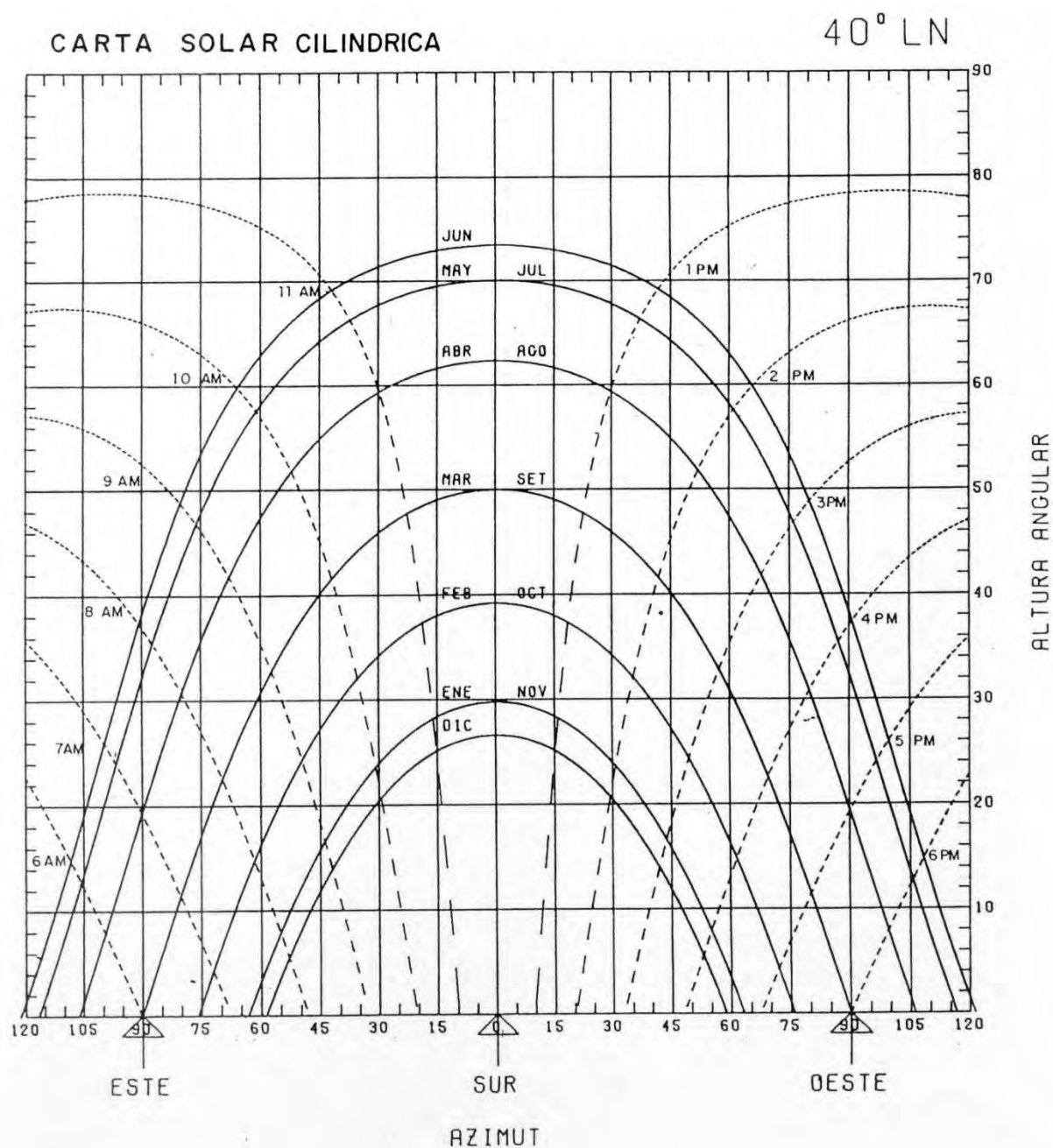


Figura 11. Carta solar cilíndrica.

Seguido de un estudio del recurso solar, es importante conocer las condiciones meteorológicas a lo largo del año en el lugar de interés. Los datos con que se debe contar para estos fines son:

- Intervalo de temperatura y su comportamiento en el año.
- Precipitación anual y su distribución.
- Velocidad y dirección del viento: su comportamiento en el año y máxima velocidad registrada.
- Altura sobre el nivel del mar.
- Humedad relativa.
- Niveles de contaminación.



1.3 La celda solar fotovoltaica

Por definición, la celda solar es un dispositivo fotovoltaico básico que genera energía eléctrica cuando es expuesto a la luz solar.

Todos los sistemas solares fotovoltaicos están diseñados en torno a este dispositivo electrónico fundamental, el cual permite transformar la energía lumínica proveniente del Sol en energía eléctrica mediante el fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.

La celda solar es un diseño especial de la unión de dos materiales semiconductores, uno del *tipo P* y otro del *tipo N*, gracias a esto, se puede describir su operación en la sombra y con iluminación, con la ecuación del diodo.

1.3.1 Historia de las celdas fotovoltaicas

El efecto fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, pero la primera celda solar fue hecha en 1883 por Charles Fritts. Esta primera celda solar consistía en selenio recubierto por una muy delgada lámina de oro para formar las uniones. La eficiencia de esta celda solar era menor al 1% y su costo era sumamente elevado, por lo que por más de medio siglo tuvo muy pocas aplicaciones prácticas.

Un siglo después del descubrimiento del efecto fotovoltaico, Russell Ohl descubrió la unión P-N o barrera P-N mientras trabajaba en los laboratorios Bell investigando la comunicación por ondas de radio de frecuencia ultra corta utilizando materiales cristalinos para estos propósitos. Ohl descubrió que las impurezas de tipos específicos hacían a ciertas porciones del germanio más o menos resistivas al paso de la corriente eléctrica, y que la unión entre los dos tipos de germanio “dopado” era la clave para su funcionamiento como diodo. Pocos meses más tarde, en 1940, descubrió que en una barra de silicio con una unión P-N, al ser puesta en contacto con la luz, ésta presentaba una tensión de casi medio volt. Este tipo de celda solar fue patentada en 1946.

En 1952 a Daryl Chapin le fue encomendada la tarea de resolver el problema de sustituir las baterías de celda seca por un sistema más confiable que alimentara al sistema telefónico en climas tropicales donde las baterías sufrían una rápida degradación. Ante este reto, Chapin sugirió que se incluyera en los campos de investigación a la energía solar.

Posteriormente, las investigaciones de Russell Ohl fueron retomadas por el grupo formado por Daryl Chapin, Calvin Souther Fuller y Gerald Pearson, quienes utilizando el mismo principio de la unión P-N, desarrollaron un método para difundir la unión P-N en la superficie del silicio y maximizar su eficiencia, que se buscaba alrededor del 6%.



Figura 12. Imagen publicitaria de los primeros paneles solares

El método consistía en introducir una pequeña cantidad de arsénico al silicio para comenzar con silicio tipo N, posteriormente, se introducía el silicio en un horno donde se recubría con una fina capa de boro, formando una unión extremadamente próxima a la superficie. Con este método se alcanzó la eficiencia deseada y en abril de 1954 se anunciaron los primeros paneles solares funcionales. A pesar del elevado costo de producción de energía con estos primeros paneles (\$250 por watt), pronto probaron su efectividad al ser incorporados con éxito en satélites artificiales como el Vanguard I (1958) y el Telstar I de Bell (1962).



Figura 13. Satélite Telstar I



1.3.2 Principio de funcionamiento: *el efecto fotovoltaico*

La simple unión de dos materiales con diferentes propiedades genera una diferencia de potencial, de esta forma, la unión de semiconductores tipo N y tipo P genera un campo eléctrico constante del orden de 540 [mV].

La conversión de energía luminosa a energía eléctrica que realizan las celdas fotovoltaicas ocurre gracias a la interacción entre los fotones y los electrones de la celda fotovoltaica.

Como ya se mencionó, la celda se comporta igual que un diodo, teniendo la posibilidad de operar en modo de conducción o de bloqueo, esto sucede cuando la celda es iluminada o cuando la luz solar no incide en la celda (ocasionado por diversas causas: la noche, una sombra pasajera o permanente).

Cuando la celda trabaja en modo de conducción, se produce naturalmente la conversión y conducción de energía, contrario a esto, cuando se trabaja con una celda no iluminada, pierde las capacidades de conducción (en caso de haber energía) y puede derivar en daños desde leves hasta permanentes en la celda.

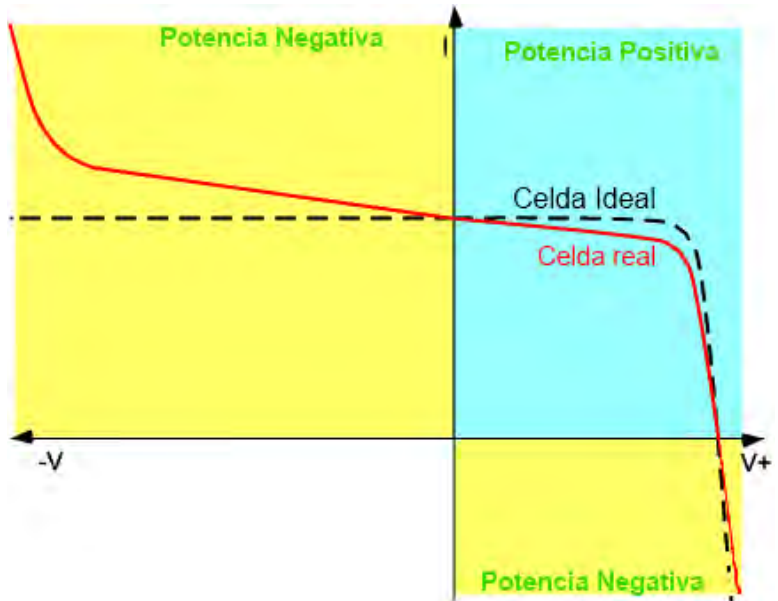


Figura 14. Curva V-I de una celda solar

En la Figura 18 podemos observar el comportamiento de la celda solar al ser sometida a radiación solar y al estar bajo una sombra.

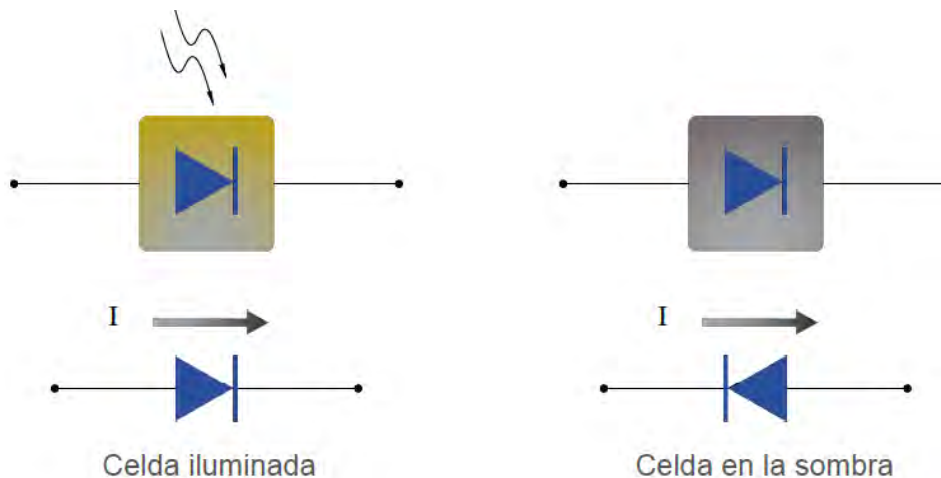


Figura 15. Comportamiento de una celda solar iluminada y en la sombra

Cuando la luz solar incide sobre un material semiconductor, los fotones de energía son absorbidos y son capaces de transmitir su energía a los electrones que se encuentran en la capa de valencia del semiconductor (silicio en este caso), de esta forma rompen los enlaces que los mantienen ligados a sus átomos, esto genera huecos y electrones libres para circular dentro del sólido. Antes de que el electrón regrese a su sitio original el campo eléctrico obliga un movimiento de electrones y huecos en direcciones opuestas generando una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo, a este proceso se le conoce como efecto fotovoltaico.

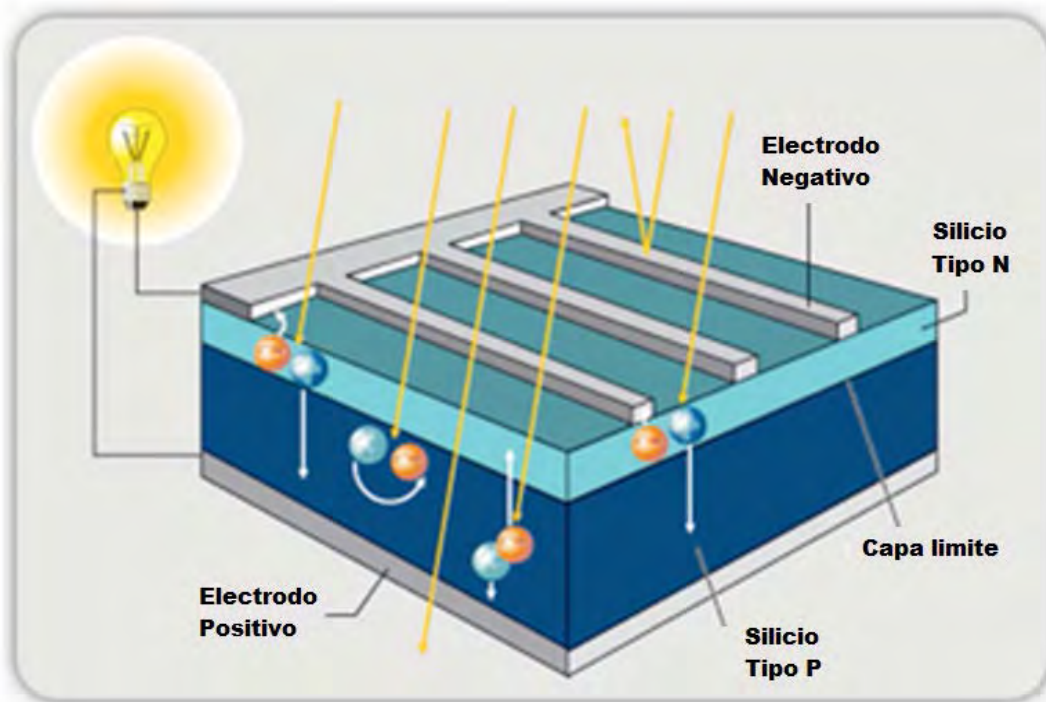


Figura 16. Sección transversal de una celda fotovoltaica

Si damos por hecho que la celda responde linealmente a las excitaciones de iluminación, la corriente que circulará por el circuito exterior está dada por la siguiente expresión algebraica para un caso ideal:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{qV}{kT} \right)} - 1 \right]$$

Donde:

$$q = 1.6 \times 10^{-19} [C] \quad k = 1.38 \times 10^{-23} [J/K] \quad T = \text{Temperatura absoluta en kelvin.}$$

$$I_L = \text{Corriente generada por los fotones incidentes en la celda solar.}$$

En condiciones ideales, evidentemente existe una incertidumbre inherente en los valores obtenidos, pero resulta suficientemente cercano para determinar las limitaciones de la celda. En tal caso es posible determinar solo como una buena aproximación la corriente de la celda, entendiendo que es directamente proporcional a la irradiación solar.



Si se conoce la corriente de la celda bajo condiciones de prueba estándar (*STC*), es decir con $G_0 = 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ y Masa de aire $AM = 1.5$, entonces la corriente de la celda a cualquier otra irradiación G está dada por la ecuación:

$$I_L(G) = \left(\frac{G}{G_0}\right) I_L(G_0)$$

En la siguiente gráfica (Figura 20) es posible observar el comportamiento individual de una celda trabajando con diferentes niveles de irradiancia, cabe mencionar que es un comportamiento ideal.

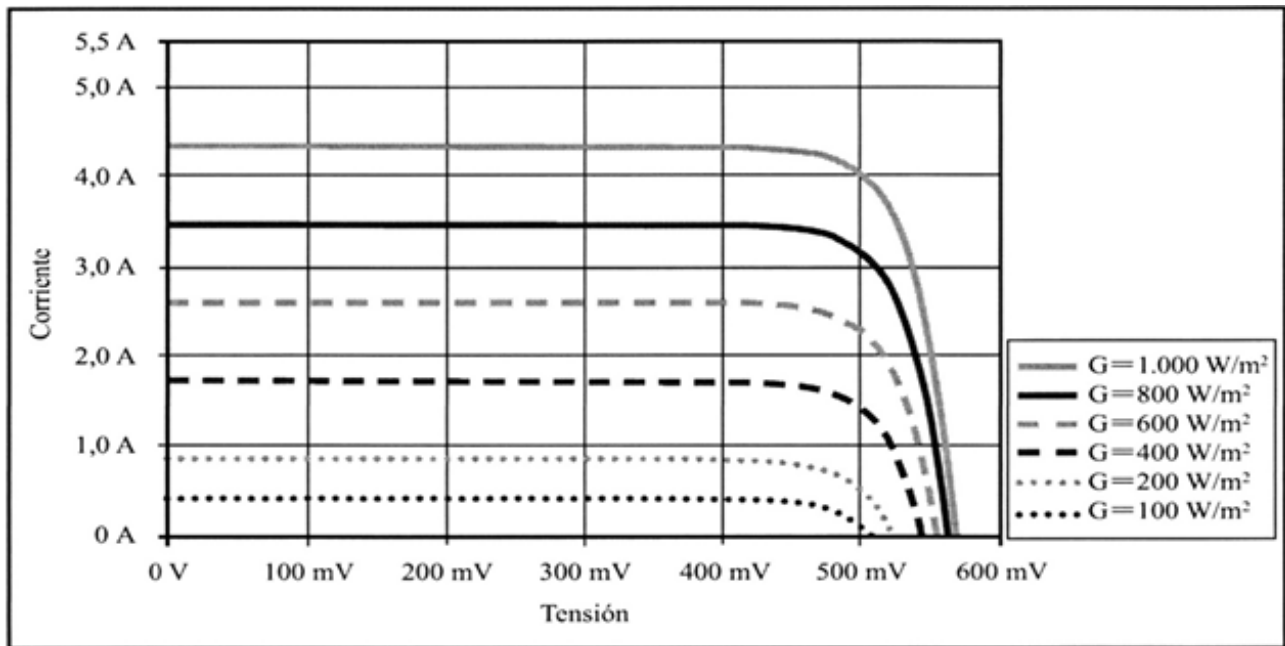


Figura 17. Grafica V-I con diversos niveles de irradiancia

La eficiencia de la celda fotovoltaica se define como:

$$\eta = \frac{\text{potencia de salida}}{\text{potencia solar recibida sobre la celda}}$$

La potencia de salida de una celda es proporcional a la intensidad de la radiación incidente y tenemos eficiencias que están alrededor de 11 al 20% aunque dependiendo de la tecnología empleada, podemos encontrar eficiencias desde 8% hasta 44% en laboratorios con celdas experimentales.

1.3.3 Primera generación

- Silicio monocristalino:

Las primeras celdas solares modernas fueron hechas de silicio monocristalino, este tipo de celda se mantiene vigente pese a más de medio siglo de existencia. Su principal ventaja es que su eficiencia es elevada además de ser celdas robustas con una larga vida útil. Por otro lado, su fabricación requiere de mucha energía y procesos complejos que hacen de las celdas de silicio monocristalino unas de las más costosas.

La fabricación de este tipo de celdas comienza con silicio puro. El silicio, a pesar de ser un elemento muy abundante en la corteza terrestre, casi siempre se encuentra adherido a oxígeno en forma de SiO_2 . Para separar ambos elementos, se reduce la molécula del SiO_2 con carbón en un horno donde se obtiene silicio de grado metalúrgico con 99% de pureza con un costo energético de 50 kWh/kg, además de producirse CO_2 como subproducto de la reducción.

Para purificar el silicio hasta un grado electrónico (99.999999% de pureza) y obtener lingotes de silicio monocristalino, se recurre al método de Czochralski. En este método, se utilizan crisoles de cuarzo donde el silicio se calienta por inducción hasta su punto de fusión, donde se introduce lentamente una "semilla" de silicio cristalino a partir del cual crece el resto del lingote.

La semilla se encuentra adherida a una placa de metal giratoria que asciende lentamente a medida que se forma el monocristal:

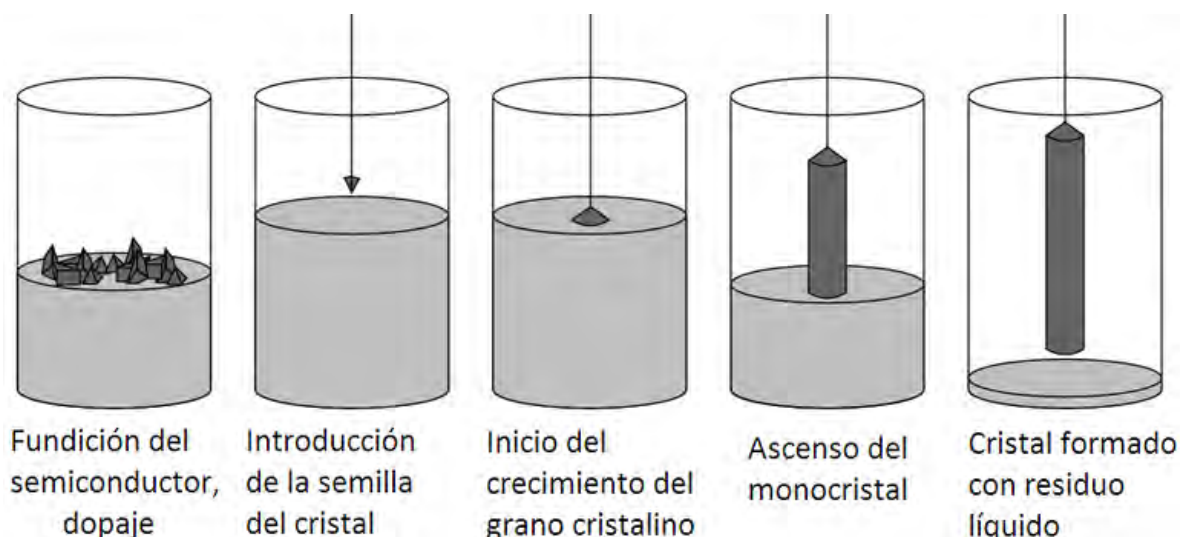


Figura 18. Proceso de Czochralski para la purificación del silicio.



El silicio que se obtiene es un cilindro que se angosta en el extremo superior, como se muestra en la Figura 22. En este punto, el costo energético del silicio se ha elevado hasta llegar a unos 200 kWh/kg. Posteriormente, este lingote se corta en obleas de unos 200 μm de espesor. En este punto, las obleas pueden utilizarse para fabricar desde microprocesadores hasta transistores individuales. Para convertirlas en celdas solares, primero se cortan para formar cuadrados con esquinas redondeadas de modo que se maximice el área útil del panel solar y se minimice el desperdicio de material.

Después, se dopa la oblea a manera de formar una unión N-P difundida en la superficie de la oblea y se adhieren delgados conductores de plata que actúan como conexiones. Para proteger a la celda, se le incluye en una resina traslúcida y vidrio que aísla a la celda del ambiente y le proporciona resistencia mecánica.

La máxima eficiencia lograda en el laboratorio para este tipo de celdas sin concentrador, es de 25%, sin embargo, las celdas de silicio monocristalino comerciales solo alcanzan una eficiencia máxima de 22%.



Figura 19. Cilindro de silicio.

- **Silicio policristalino:**

A pesar de contar con eficiencias relativamente altas, las celdas de silicio monocristalino implican cantidades muy elevadas de energía en su fabricación, y por tanto, su precio resulta muy elevado. Además, se trata de una tecnología madura en la que se pueden esperar muy pocas innovaciones que lleven a una reducción de precios.

Una forma de reducir el precio de las celdas de silicio es elaborar celdas que se aproximen al comportamiento de un monocristal utilizando múltiples cristales, en donde, además de reducir la energía de fabricación correspondiente al proceso de elaboración del monocristal, es posible la fabricación de lingotes cuadrados, reduciendo en mucho los desperdicios. El dopaje de este tipo de celdas es idéntico al de las celdas monocristalinas.

La eficiencia máxima lograda en este tipo de celdas es de 22%, lo que significa 3% menos respecto a las celdas de silicio monocristalino, sin embargo, la diferencia de precio es mayor y en la mayoría de los casos, justifica el uso de este tipo de celdas. Por otro lado, a pesar de que el desarrollo de este tipo de celdas es relativamente reciente, el desarrollo de la tecnología del silicio policristalino está estable y no se esperan grandes avances en los próximos años.

1.3.4 Segunda Generación

- Celdas de película delgada:

Se entiende como celdas de película delgada aquellas que cuentan con un espesor no mayor a 4 o 5 [μm], formadas por múltiples microcristales de algún material. El desarrollo de los materiales policristalinos en lámina delgada y su aplicación en dispositivos fotovoltaicos está claramente dirigido a la reducción de los costos de producción, siendo estos, algunos de sus objetivos:

- Encontrar materiales semiconductores que puedan absorber la luz solar en capas extremadamente finas, del orden de 1 [μm], frente a los cientos de micras requeridos para el silicio policristalino, por lo que deberá reducirse el costo asociado a los materiales.
- Poder depositar estas finas capas o láminas de materiales sobre sustratos baratos y asequibles como puede ser el plástico, el vidrio, etc.
- Poder convertir la luz solar en energía eléctrica de manera eficiente manteniendo juntos los anteriores objetivos parciales.

Como resultado de más de 20 años de investigación, varios materiales han emergido como candidatos a cubrir los requerimientos industriales de eficiencia y costo de una forma competitiva, entre los más notables tenemos:

- Silicio amorfo (*a-Si*)
- Seleniuro de cobre e indio (*CuInSe₂*)
- Teluro de cadmio (*CdTe*)
- Arseniuro de galio (*AsGa*)

Todos estos materiales pueden ser depositados sobre sustratos por una gran cantidad de métodos, potencialmente aplicables a escala industrial y que van desde técnicas de vacío a simples métodos de depósito químico.

- Silicio amorfo:

En vez de hacer crecer cristales de silicio, éste se puede depositar sobre finas capas sobre un sustrato que puede ser metal, vidrio o plástico. Las distintas capas se pueden dopar de diferentes formas, de modo que cada capa sea sensible a ciertas longitudes de onda. Las capas en las celdas de silicio amorfo son muy delgadas, permitiendo que la celda completa tenga un espesor cercano a un micrómetro. Este tipo de procesos generan celdas mucho más baratas que requieren poca energía en su fabricación. A cambio, la eficiencia de las celdas de silicio amorfo es bastante menor que la eficiencia de las celdas de silicio cristalino, llegando hasta 12.5% en celdas experimentales y 10% en celdas comerciales, sin embargo, su rendimiento bajo condiciones de baja luminosidad es mayor que el de las celdas cristalinas. Estas características restringen su uso a aplicaciones como calculadoras o relojes solares.



1.3.5 Tercera Generación

- **Arseniuro de Galio:**

La primera celda solar de arseniuro de galio data de 1970, pero los elevados costos de producción de este tipo de celdas y la toxicidad del arsénico han restringido su uso y fabricación. Algunas características que distinguen a este tipo de celdas son su baja degradación por radiación, su elevada eficiencia (mayor que la de las celdas de silicio cristalino) y su alta absorción de luz.

Las celdas de arseniuro de galio modernas son de película delgada, favorecida por la alta absorción del material, que permite que se absorba luz con una capa de sólo algunos micrómetros de espesor (las celdas de silicio requieren un espesor de más de 100 μm). Además, se ha logrado sustituir el sustrato original de arseniuro de galio cristalino por otros sustratos más baratos como germanio, sobre el cual es posible depositar capas muy delgadas con composiciones (dopajes) ligeramente distintos que maximizan la eficiencia de la celda, logrando actualmente un máximo de 28.8% (Alta Devices).

Aún después de más de cuarenta años de desarrollo de este tipo de celdas, su costo sigue siendo muy elevado para su uso terrestre a gran escala. En tierra, difícilmente se les encuentra sin concentradores solares y sólo se utilizan donde existe una importante limitación de espacio. En contraste, las celdas de arseniuro de galio son ampliamente utilizadas por satélites artificiales y estaciones espaciales.

- **Diseleniuro / Seleniuro de Cobre Indio (Galio), CIGS**

La primera celda solar de seleniuro de Cobre-Indio fue desarrollada en 1974 en los Laboratorios Bell. La tecnología de este tipo de celdas, aún en desarrollo, es muy prometedora en varios sentidos. El seleniuro de cobre-indio es un semiconductor con alto coeficiente de absorción que por tanto, permite la elaboración de celdas solares de película delgada donde la capa activa puede ser depositada en forma policristalina directamente sobre un sustrato como vidrio recubierto de molibdeno e incluso sustratos flexibles, en cualquier caso, poseen una mejor resistencia al calor que las celdas de silicio.

En comparación con el silicio cristalino, este proceso de fabricación consume mucha menos energía. Por otro lado, los materiales no son peligrosos o tóxicos como en el caso del arsénico de las celdas de arseniuro de galio o el cadmio de las de telurio de cadmio. La eficiencia máxima en celdas de este tipo alcanzada hasta la fecha es 20.3%.

Esta tecnología está aún en desarrollo y los precios tanto de las materias primas como del proceso de fabricación son suficientemente elevados como para hacer que este tipo de celdas sean costosas para aplicaciones a gran escala.

Su proceso de fabricación es muy complejo ya que cada una de las capas requiere técnicas diferentes de deposición donde cada una presenta dificultades particulares, y muy pocos fabricantes poseen la tecnología y los conocimientos necesarios para su fabricación.

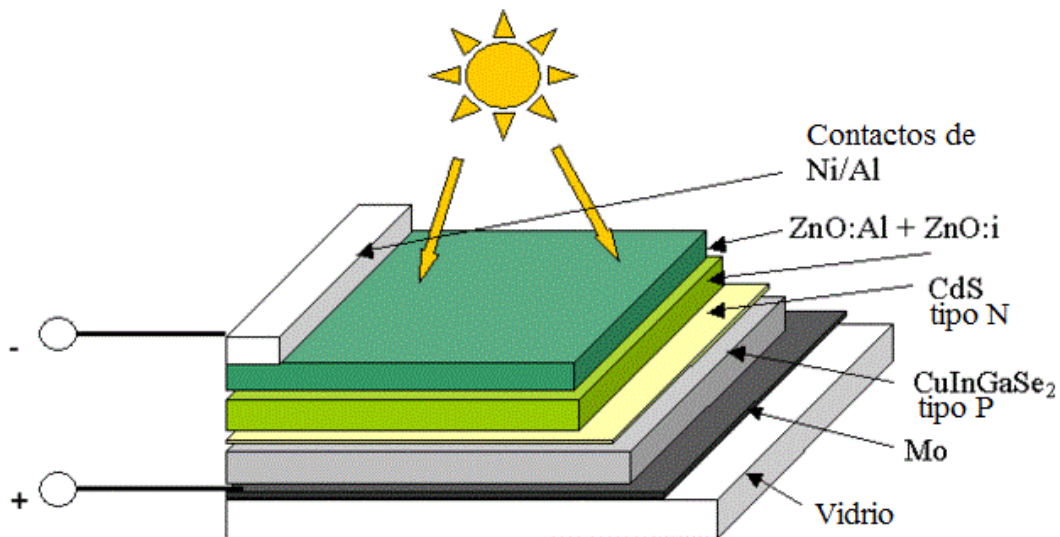


Figura 20. Celda de Seleniuro de Cobre Indio (Galio) [Fuente: Honda Solartec]

- Telurio de Cadmio

Las celdas fotovoltaicas de telurio de cadmio pertenecen a las de película delgada y hasta este momento son las únicas celdas de película delgada con un precio menor que el de las celdas de silicio cristalino en sistemas medianos y grandes gracias a un costo de producción de \$0.76 USD/watt [3] (2010).

A pesar de que tanto el cadmio como el telurio son metales raros en la corteza terrestre, la demanda de éstos es escasa: el telurio prácticamente no tiene otros usos por lo tanto, no ha sido objeto de exploración geológica, y se obtiene casi en su totalidad como un sub-producto de la extracción del cobre. Por otro lado, el cadmio es uno de los 6 materiales más peligrosos según la clasificación de la regulación RoHS de la Unión Europea y en los últimos años se ha eliminado de muchas aplicaciones, la más importante de éstas era en baterías de níquel – cadmio; sin embargo, esta tecnología ha sido reemplazada lentamente por otras menos agresivas.

Una de las principales preocupaciones que rodean a estas celdas, es la toxicidad del cadmio, y respecto a esto, los fabricantes aseguran que aun en caso de romperse una celda, el cadmio queda encapsulado entre las capas de vidrio y sólo se liberarán cantidades despreciables del metal.



Por otro lado, los fabricantes están obligados a reciclar estas celdas al final de su vida útil cubriendo también el costo de transportación. Aunque las celdas solares de telurio de cadmio no cumplen con la regulación de RoHs, tampoco se encuentran en la lista de excepciones o en la de productos restringidos.

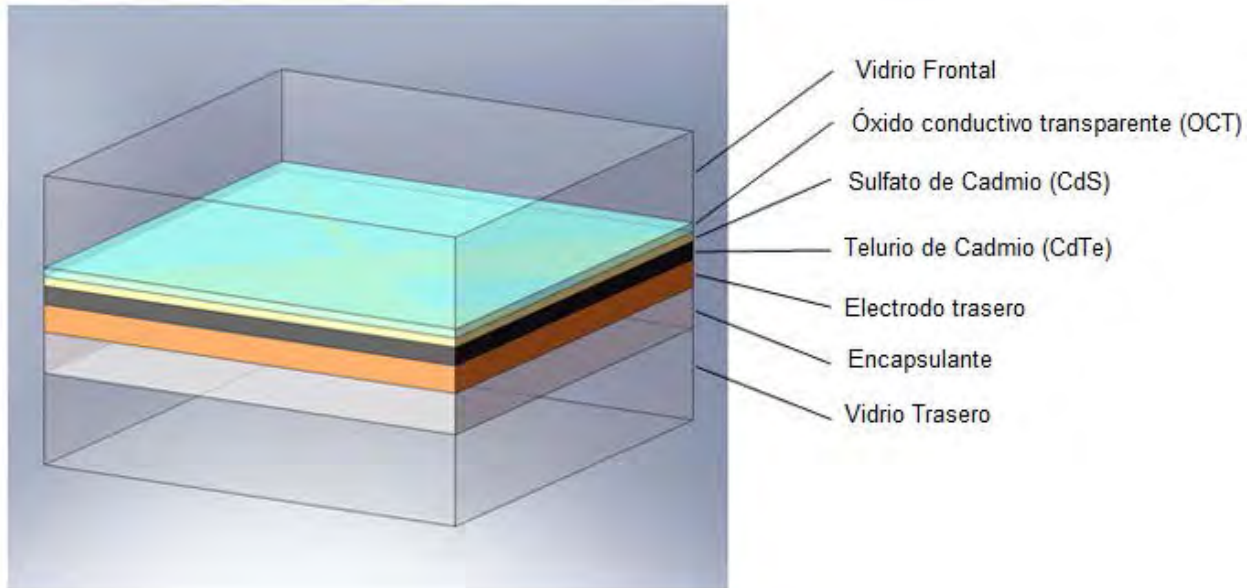


Figura 21. Estructura de una celda de telurio de cadmio.

- Celdas multiunión o tándem:

La mayor eficiencia lograda al día de hoy por una celda solar ha sido lograda por celdas multiunión y ésta es de 43.5% para una celda de triple unión con concentrador, esto significa alrededor de 1.5 veces la máxima eficiencia de una celda de silicio monocristalino o de arseniuro de galio, y más del doble de la eficiencia que las mejores celdas de telurio de cadmio o de diseleniuro de cobre-indio-galio.

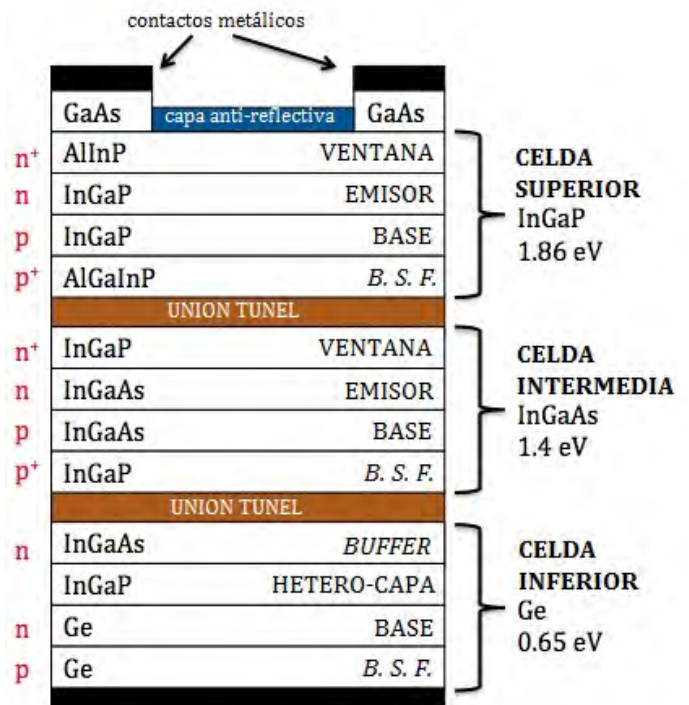


Figura 22. Estructura de celda multiunión.
 [Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems]

La eficiencia máxima teórica de una celda de unión sencilla de silicio es 33.7% (límite de Shockley – Queisser), misma que se reduce de forma importante por las pérdidas térmicas y las impurezas en los materiales, principalmente. Por otro lado, una celda de infinitas uniones tendría una eficiencia teórica máxima de 86% bajo luz solar altamente concentrada. Actualmente, las celdas multiunión comerciales sin concentrador sobrepasan el 30% de eficiencia.

La clave de la elevada eficiencia de estas celdas reside en su construcción, pues se componen de varias capas de materiales semiconductores que forman uniones P-N “sintonizadas” a diferentes longitudes de onda, de modo que los fotones de menor longitud de onda (mayor energía) se absorben en la primera capa y los de mayor longitud de onda (menor energía) se absorben en las siguientes capas. Debido a esto, las celdas multiunión se componen de muchas más capas que otro tipo de celdas (alrededor de 15), donde éstas son de diferente composición, espesor, y además algunas requieren diferentes técnicas de deposición.

Tanto la elevada complejidad de su fabricación como el costo de las materias primas, ubican a estas celdas entre las más costosas, de modo que sólo se les encuentra en aplicaciones donde las relaciones peso – potencia y superficie – potencia son vitales, como es el caso de los satélites artificiales, estaciones espaciales o vehículos solares.

- Tecnologías emergentes:

Hasta este punto se han expuesto aquellos tipos de celdas solares que han alcanzado cierta madurez tecnológica y que además son comerciales. De estas tecnologías, el silicio es la más longeva y por tanto, estable. A pesar de las enormes desventajas que representan el elevado costo de producción y la gran cantidad de energía requerida para su fabricación, el silicio acapara alrededor del 80% del mercado de los paneles solares. Alrededor del mundo se realiza mucha investigación a fin de aumentar la eficiencia de todos los tipos de celdas solares, reducir su costo, hacerlas más resistentes y duraderas, ya que en las cuentas globales, un par de centavos o un punto porcentual se traducen en diferencias de millones de dólares y varios megawatts.

Aparte de mejorar las tecnologías existentes, la última década ha visto el nacimiento de nuevas tecnologías en el campo de las celdas fotovoltaicas. Tanta es la importancia de estas tecnologías emergentes, que varios de los premios Nobel de química y física de los últimos años, tienen que ver en forma directa o indirecta con la tecnología de celdas fotovoltaicas.



- Tintes fotosensibles (Dye-sensitized solar cell - DSSC)

Las celdas de tintes fotosensibles fueron las primeras en emplear un principio de funcionamiento distinto de la unión P-N de dos materiales semiconductores. Estas celdas se componen de una capa porosa de nano-partículas de dióxido de titanio cubierta por un tinte molecular que absorbe la luz. A su vez, la capa de dióxido de titanio se encuentra sumergida en un electrólito sobre el que se coloca un catalizador basado en platino, lo que en conjunto forma una celda foto-electro-química donde el ánodo es el dióxido de titanio y el cátodo el platino.

Este tipo de celdas fueron inventadas en 1991 por Michael Grätzel y Brian O'Regan en el École Polytechnique Fédérale de Lausanne (Suiza), y desde entonces ha surgido investigación en torno a ellas alrededor del mundo, lo que ha llevado a modificaciones y mejoras en el diseño y los materiales originales para obtener mayor eficiencia, resistencia, vida útil y menor costo.

La máxima eficiencia lograda hasta ahora es 11.8%. Aún es una tecnología en desarrollo y se esperan avances importantes en los próximos años principalmente en la reducción de precios.

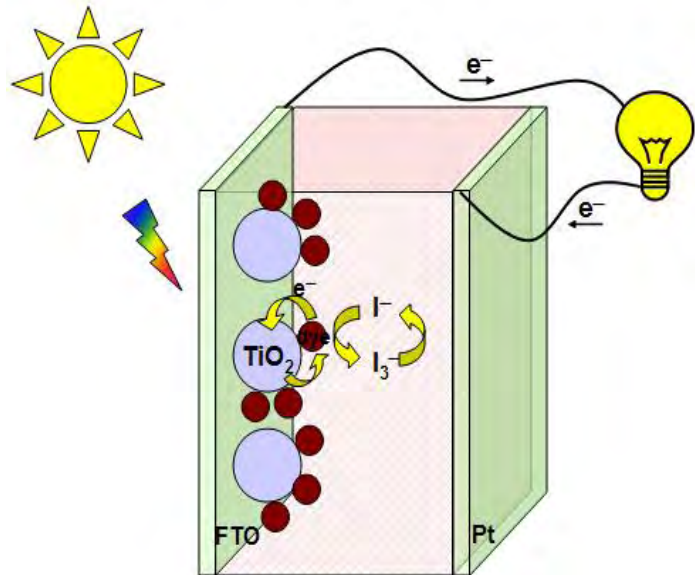
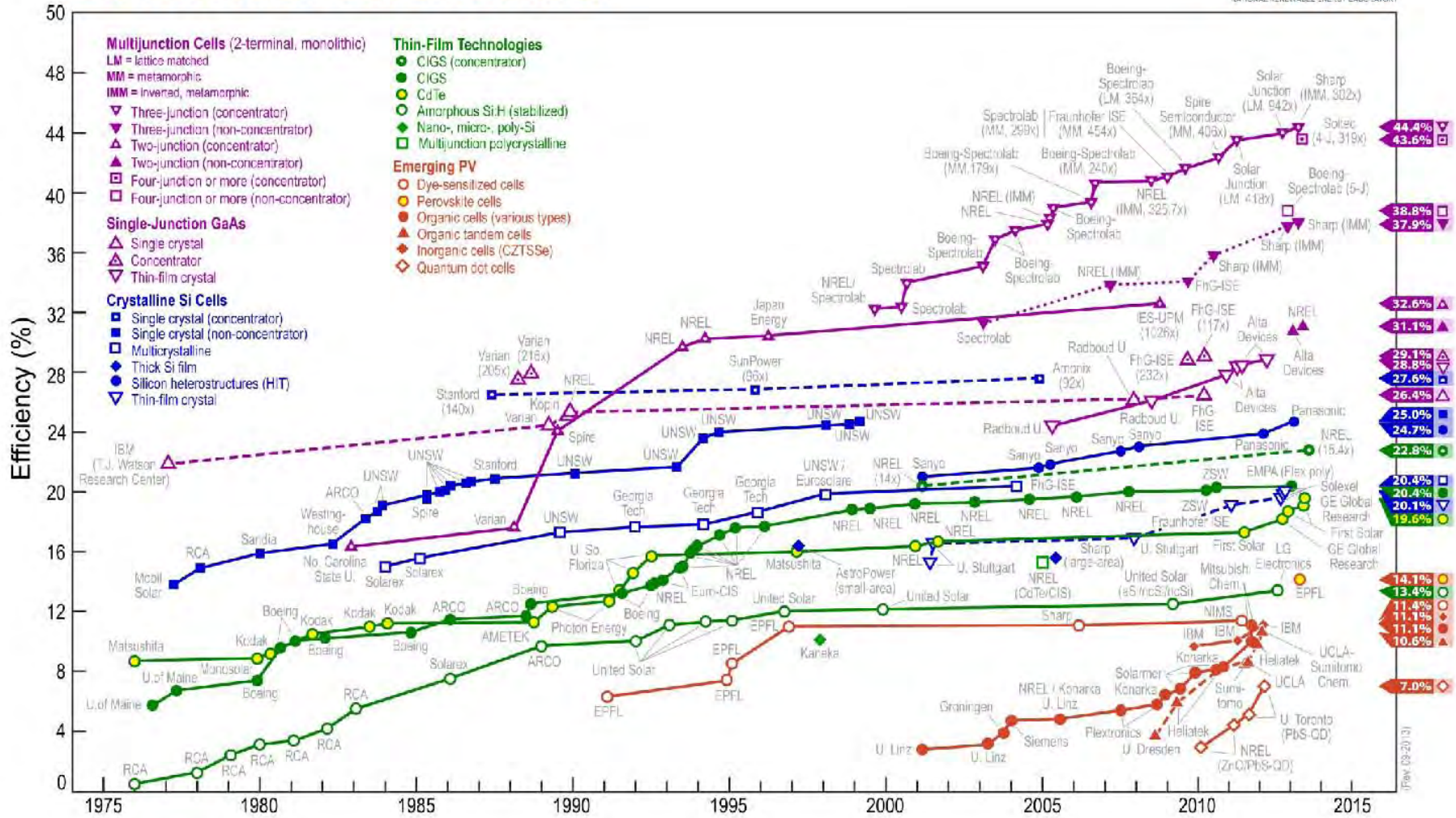


Figura 23. Tintes fotosensibles

[Fuente: Universidad de Lund]



Best Research-Cell Efficiencies



© NREL (2012)



1.4 La generación solar fotovoltaica

1.4.1 Módulo Solar

Debido a que una celda proporciona individualmente solo una pequeña diferencia de potencial (550mV. aproximadamente) y una corriente baja, solo podemos generar a partir de ella una potencia de 2 a 6 [W], por esta razón se las agrupa en conjuntos que van desde 30 hasta 120 celdas dependiendo de la tecnología y las necesidades, entregando potencias de hasta 420 [W], las celdas se interconectan en serie entre si y son encapsuladas en un único bloque denominado módulo fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos proporcionan niveles más adecuados de voltaje, corriente (y por ende potencia) dependiendo de la aplicación, protegen a las celdas ante las agresiones de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y da rigidez mecánica al conjunto.

1.4.1.1 Diodos de bloqueo y derivación.

Al estar las celdas conectadas en serie y funcionar con el principio del diodo, pueden estar polarizadas en directa o inversa, la polarización directa se daría al estar la celda iluminada y la polarización inversa al estar sombreada; una polarización inversa provocaría una falla en el funcionamiento de todo el módulo, para proteger al módulo usualmente se emplean diodos. Los diodos son elementos comunes en los sistemas fotovoltaicos y dependiendo de dónde se encuentren instalados, pueden funcionar como diodos de bloqueo o de derivación.

- Diodos de bloqueo.

Si se coloca un diodo en serie con una serie de módulos fotovoltaicos, se le llama diodo de bloqueo. Los diodos de bloqueo evitan que la corriente eléctrica revierta su sentido hacia los módulos fotovoltaicos y los protegen en caso de que la serie reciba tensión con polaridad inversa.

La ausencia de dichos diodos podría causar, en el mejor de los casos, que se pierda potencia en los módulos con corriente invertida, y en el peor, la avería definitiva de los módulos. Los diodos de bloqueo deben ser seleccionados de modo que soporten la corriente máxima que pueda presentarse en la serie.

A pesar de que los diodos pueden soportar picos de corriente sin destruirse, la mejor práctica consiste en emplear diodos que tengan una corriente nominal de al menos 156% la corriente de corto circuito de los módulos de la serie.

Durante la operación normal de la serie fotovoltaica los diodos de bloqueo operarán en su región de conducción. Resulta indispensable asegurar que bajo estas condiciones, los diodos de bloqueo se mantengan en un rango adecuado de temperatura. Para este propósito es necesario suministrar disipadores de calor a los diodos, adecuados a la potencia térmica de éstos y la temperatura ambiente máxima.

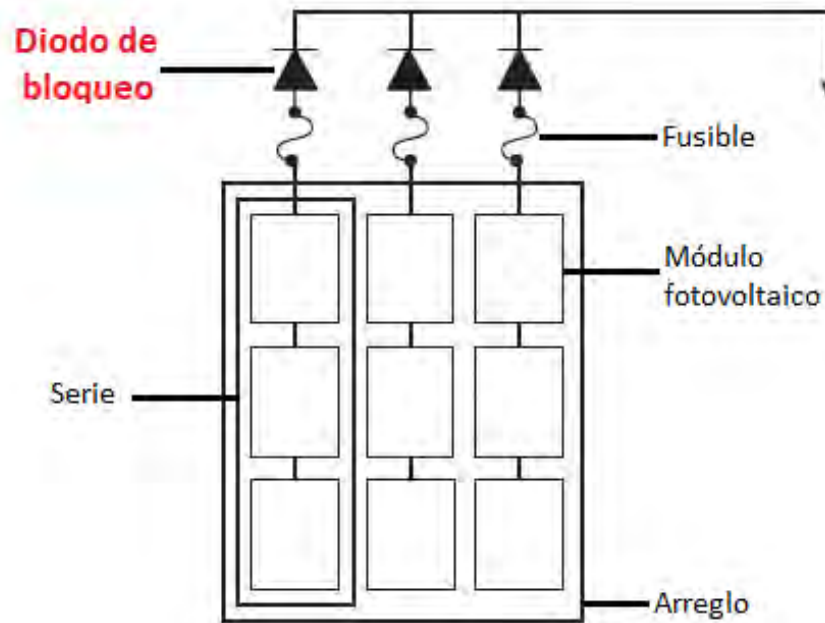


Figura 24. Diodos de bloqueo

- Diodos de derivación

Si un diodo se coloca en paralelo a un conjunto de celdas o un módulo, se le llama diodo de derivación o bypass. Cuando una celda fotovoltaica se ve forzada conducir una mayor corriente que su propia corriente de corto circuito (I_{sc}), tiende a operar con una tensión negativa, entrando en una región de potencia negativa de su curva de operación V-I (ver sección 1.3 *La celda solar fotovoltaica*), disipando calor en el proceso. Este efecto se puede manifestar como regiones calientes en los módulos, y puede derivar en daño permanente a las celdas involucradas.



Este efecto se puede limitar si se colocan diodos en paralelo a un conjunto de celdas. Durante la operación normal, los diodos de derivación operan en la región de bloqueo, y toda la corriente fluye por las celdas fotovoltaicas hacia la carga como se muestra en la Figura 28.

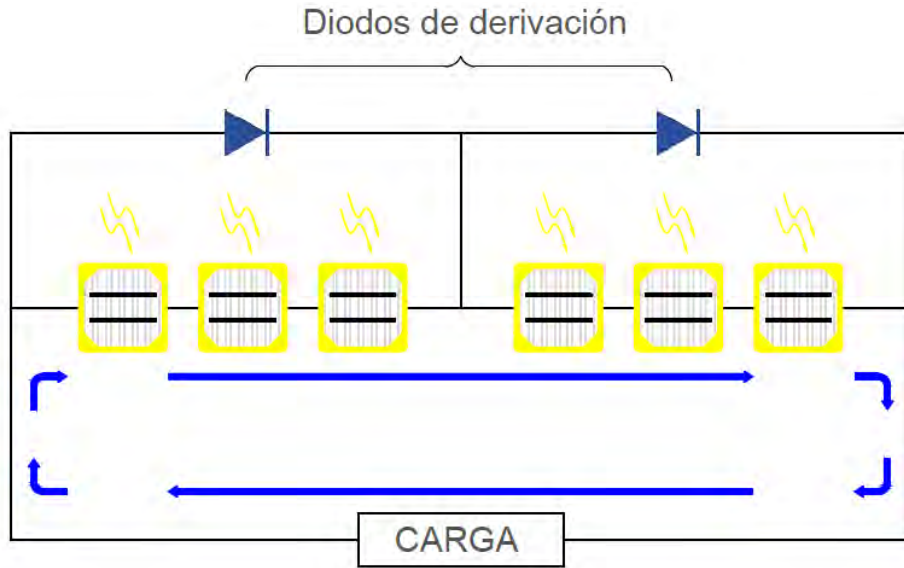


Figura 25. Diodos de derivación en operación normal

Cuando se ensombrece un conjunto de celdas protegidas por un diodo de derivación, el diodo opera en su región de conducción haciendo pasar la mayor parte de la corriente a través de él. (Ver Figura 29). Además de proteger al conjunto de celdas, las pérdidas de energía y la caída de tensión se reducen mucho.

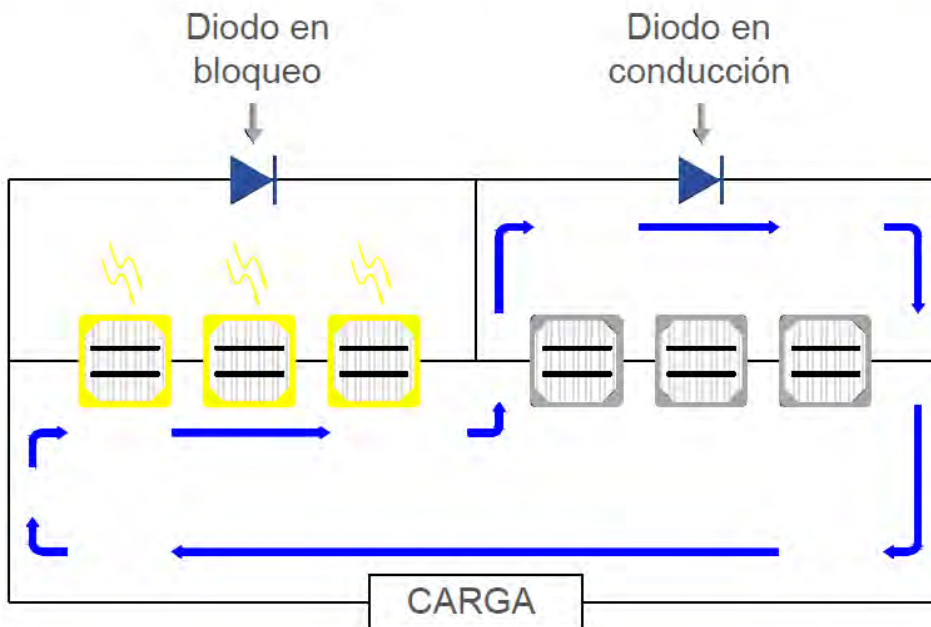


Figura 26. Diodos de bloqueo con celdas sombreadas

La mayoría de los módulos incluyen en su construcción varios diodos de derivación. No hay un número fijo de estos diodos para un módulo fotovoltaico, pues su número varía de acuerdo con el número de celdas del módulo y cómo se interconecten entre sí, así como el criterio del fabricante.

1.4.1.2 Eficiencia del módulo.

Al estar conectadas las celdas en serie, es importante que todas en el módulo sean iguales, tanto como sea posible. Usualmente es una tarea complicada y difícilmente se cumple al 100%, esto ocasiona que en el proceso fotovoltaico algunas celdas operen con una eficiencia pico, mientras que otras no estén optimizadas; como resultado, la potencia de salida del módulo será menor que el producto del número de celdas multiplicado por la potencia máxima de cada celda.

En resumen, las características de operación de cada celda deben combinarse para producir las características de operación compuesta del módulo y así obtener las características del éste.

1.4.1.3 Características del módulo.

El comportamiento eléctricos de un módulo fotovoltaico, es decir, sus características, deben ser suministradas por el fabricante quien obtuvo esta información después de someter a los módulos bajo determinadas condiciones de iluminación y temperatura de uso universal llamadas condiciones estándares de medida (*STC* por sus siglas en inglés: *Standard Test Conditions*) las cuales se definen a continuación:

- Irradiancia : 1000 W/m²
- Temperatura de la celda : 20 °C
- Masa de Aire : AM 1.5

Estas condiciones de irradiancia y temperatura, representa aproximadamente el mediodía solar cerca de los equinoccios de primavera y otoño en la superficie terrestre con la superficie de la célula dirigida directamente hacia el Sol y la masa de aire determina el impacto de radiación y la combinación espectral de la luz que llega a la superficie terrestre. Bajo estas condiciones se mide, al menos, la potencia máxima que puede entregar el módulo ($P_{m\acute{a}x}$), la corriente de corto circuito (I_{cc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{ca}), datos igualmente proporcionados por el fabricante.

Para completar la caracterización del módulo se emplea la medida de la Temperatura de Operación Nominal de la Celda (*NOCT* por sus siglas en inglés: *Nominal Operating Cell Temperature*), definida como la temperatura que alcanzan las celdas solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia : 800 W/m²
- Temperatura ambiente : 20 °C
- Masa de Aire : AM 1.5
- Velocidad del viento : 1 m/s



A continuación se mencionan algunos de los parámetros que podemos encontrar en las hojas de características de módulos fotovoltaicos proporcionados por los fabricantes.

- **Parámetros eléctricos**

- *Punto de máxima potencia (MPP: Maximum Power Point)*

El punto de máxima potencia es el punto donde el producto de tensión por corriente da una potencia máxima bajo unas condiciones de operación especificadas en particular, interesa saber el valor de la tensión y la intensidad en ese punto (bajo condiciones específicas) de esta forma tenemos, tensión en el punto de máxima potencia (V_{pmp}), e intensidad en el punto de máxima potencia (I_{pmp}). En particular, los fabricantes suelen proporcionar estos valores bajo *STC*

- *Corriente de Corto Circuito (I_{cc})*

Es la corriente de salida con las terminales puestas en corto circuito (unidas) a una temperatura e irradiancia particulares. Usualmente, bajo *STC* se le denomina I_{ccSTC}

- *Tensión a circuito abierto (V_{ca})*

Es la tensión con corriente cero en un dispositivo (abierto o descargado) a una temperatura e irradiancia particulares; bajo *STC* se denomina V_{caSTC}

- *Potencia máxima nominal ($P_{m\acute{a}x}$)*

Es la máxima potencia bajo condiciones estándar de medida (*STC*). La unidad que se emplea es el watt pico (W_p), aunque no es una unidad recomendada. La terminología correcta es “la potencia pico es 50 [W]” y no “la potencia es 50 W_p ”; no obstante, en el sector está ampliamente extendido el uso de W_p .

- *Potencia mínima garantizada ($P_{m\acute{i}n}$)*

Es la potencia mínima garantizada por el fabricante para un módulo bajo *STC*. Algunos fabricantes indican la banda de tolerancia entre las que puede estar la potencia mínima. Su medida puede estar dada en W_p , la cual es obtenida bajo condiciones de prueba estándar. Al no ser la temperatura de trabajo real de la celda no indica el valor real de la potencia que entrega, pero es un valor cercano y admisible.

- *Curva V-I*

La característica curva *V-I* nos muestra la corriente de salida de un módulo FV como función de la tensión de salida, a una temperatura e irradiancia determinadas $I = f(V)$.

Algunos fabricantes muestran solamente la curva *V-I* estándar (medida bajo *STC*). Otros indican varias, entre ellas la del funcionamiento en condiciones de medida de la *NOTC*, los cuales resultan más realistas pero aún por encima de sus parámetros reales de trabajo.

La máxima corriente disponible en cada módulo es afectada por la celda con la más baja corriente bajo condiciones específicas de carga a la irradiancia de operación, por lo anterior, es deseable que todas las celdas en el módulo tengan idénticas curvas *V-I*.

- **Parámetros térmicos**

- *Coefficiente de temperatura para corriente de cortocircuito (α)*

El coeficiente corriente-temperatura se define como el cambio de la corriente de cortocircuito de un dispositivo por unidad de cambio de temperatura. Pueden usarse valores absolutos o relativos.

- *Coefficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (β)*

Es un coeficiente que nos indica la variación de la tensión a circuito abierto de un dispositivo por unidad de cambio de temperatura de la celda.

- *Coefficiente de variación de máxima potencia con temperatura (γ)*

Establece la relación de cambio de la máxima potencia de una celda por unidad de cambio de temperatura, usualmente se refiere a él simplemente como coeficiente de temperatura.



La Figura 30 muestra como varía la potencia máxima, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito frente a la temperatura.

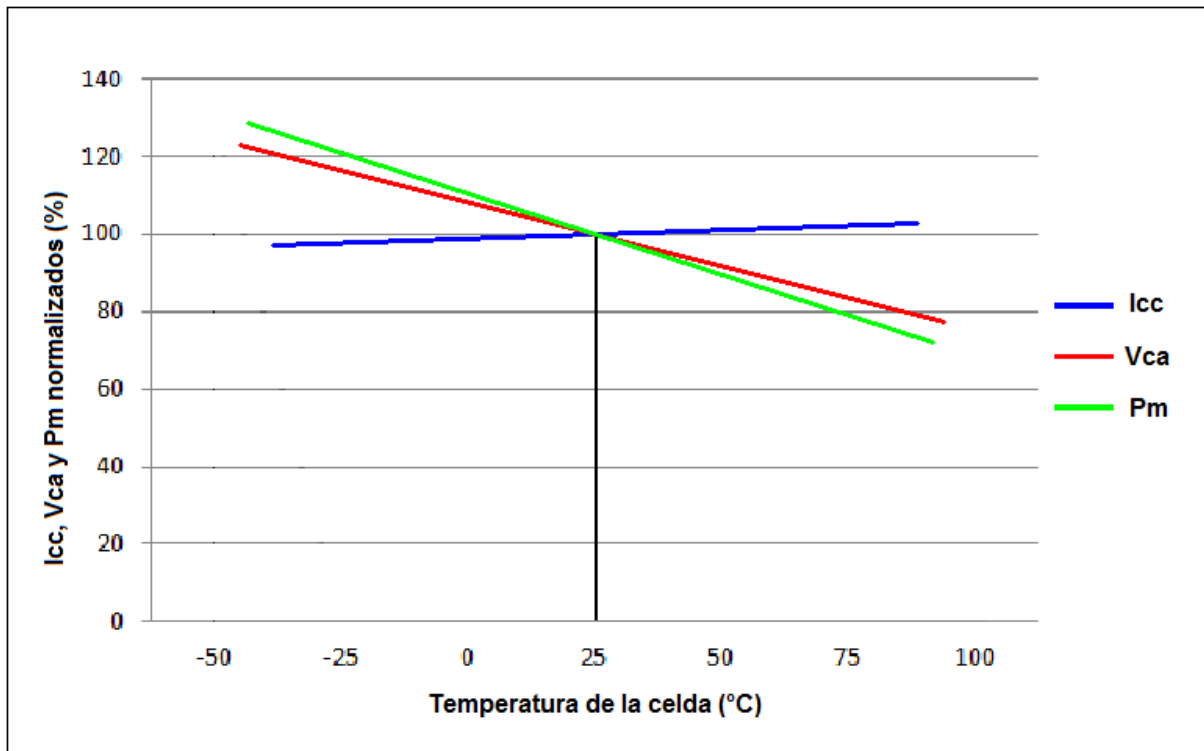


Figura 27. Variaciones de I_{cc} , V_{ca} y P_m respecto a la temperatura.

- **Parámetros físicos**

Estos son parámetros máximos o rangos para los cuales no se degradan sus condiciones iniciales.

- Temperatura admisible del módulo: rango de temperaturas de trabajo (°C).
- Humedad relativa máxima.
- Tensión máxima del sistema: tensión eléctrica admisible, dado su aislamiento.
- Presión superficial (N/m^2).
- Torsión máxima: ángulo de torsión soportado (°).
- Dimensiones: longitud (mm), anchura (mm), espesor (mm).
- Peso (kg).
- Granizo: tamaño del grano (mm) y velocidad de impacto soportada (m/s).

- Otras especificaciones

- *Garantía*

Se distinguen dos clases de garantía, la brindada posterior a la instalación, durante un año solamente, la cual cubre los defectos de instalación o materiales defectuosos, y la que garantiza la producción del módulo en las condiciones especificadas (la potencia máxima en condiciones *STC*) que suele ser entre diez y veinticinco años, según los fabricantes (hoy en día es común encontrarse con garantías de 25 años debido a excelentes resultados en el campo).

- *Materiales y construcción*

No todos los fabricantes especifican los materiales de construcción del panel y otros lo hacen de manera exhaustiva.

- *Uso y aplicaciones*

Debido a la variedad de aplicaciones de estos elementos, en ocasiones se especifican éstas.

El criterio de selección de los módulos depende de las condiciones específicas de la central de generación y para esto intervienen factores como requerimientos de potencia y energía, espacio disponible, rango de temperatura y presupuesto, pero ante todo, depende del avance de la tecnología fotovoltaica y los productos disponibles en el mercado.

Durante la selección de módulos los datos mínimos para un correcto diseño son los siguientes:

- Dimensiones.
 - Peso.
 - Potencia máxima.
 - Eficiencia.
 - Tipo y número de celdas.
 - Tensión a la potencia máxima.
 - Corriente a la potencia máxima.
 - Tensión en circuito abierto.
 - Corriente en corto circuito.
 - Tensión máxima del sistema.
 - Coeficiente de temperatura de la potencia máxima.
 - Coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto.
 - Coeficiente de temperatura de la corriente en corto circuito.
 - Coeficiente de temperatura de la tensión a la potencia máxima.
 - Temperatura nominal de operación de celdas (NOCT).
 - Intervalo de temperatura de operación.



Ningún módulo debe ser instalado si no se encuentra marcado claramente con la siguiente información:

- Identificación de las terminales y su polaridad.
- Especificación del dispositivo de protección contra sobrecorriente (fusible).
- Tensión en circuito abierto.
- Tensión de operación.
- Tensión máxima del sistema.
- Corriente de operación.
- Corriente de corto circuito.
- Potencia máxima.

1.4.2 Panel Solar

Si la aplicación requiere un nivel más alto de voltaje o corriente de la que puede dar un solo módulo (como lo es una central de generación solar fotovoltaica), entonces se recurre a los paneles solares o arreglos fotovoltaicos; en los paneles, los módulos se conectan en serie formando una cadena (string) y paralelo, para elevar el voltaje y la corriente respectivamente y por consiguiente la potencia; el número de módulos que se enlazarán, va a depender directamente de los requerimientos de la carga y del inversor que será empleado.

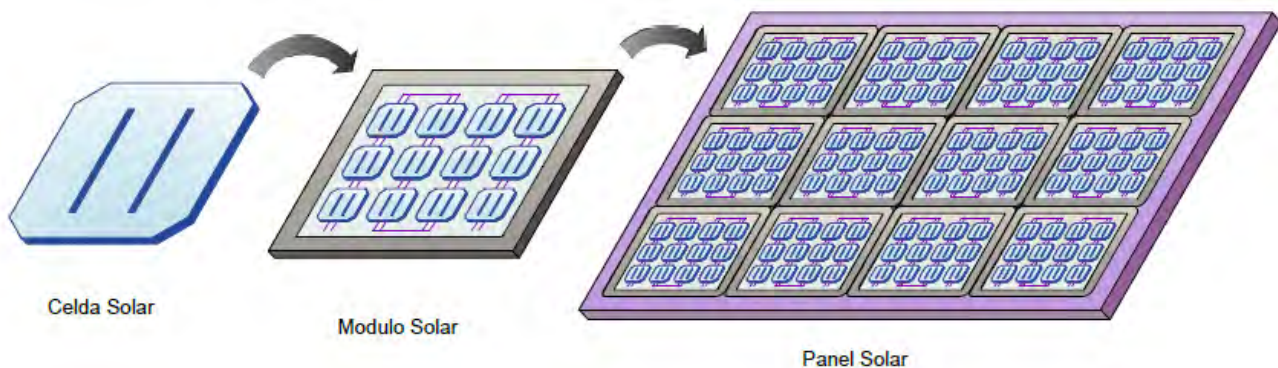


Figura 28. Celda, módulo y panel solar.

En la Figura 32, los módulos están conectados en serie-paralelo. Podemos notar que están presentes en la instalación los diodos by-pass a través de cada módulo de tal manera que si uno de los módulos en la cadena falla, en algún momento por cualquier razón, la corriente de salida de los módulos restantes rodeará al módulo fallado; en esta misma imagen podemos observar los diodos de bloqueo al final de cada cadena, los cuales impiden que exista un flujo de corriente en sentido inverso.

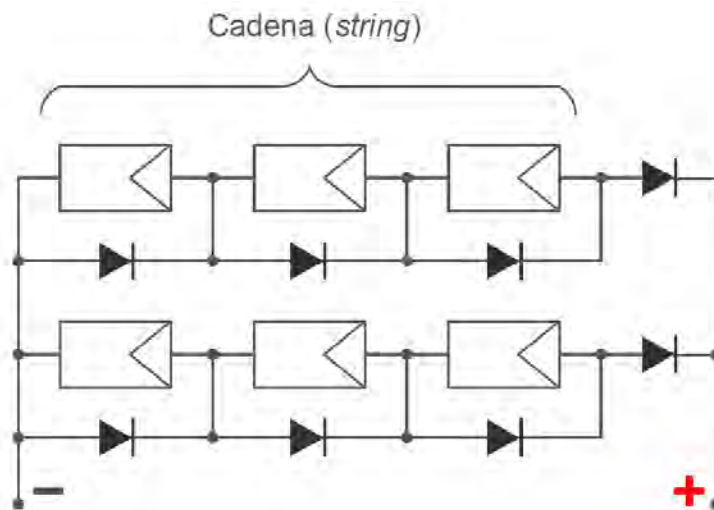


Figura 29. Cadena de módulos con diodos by-pass y diodo de bloqueo al final.

1.5 Series y arreglos fotovoltaicos

Para obtener una mayor tensión o corriente (o ambas), de lo que puede obtenerse de un solo módulo, se interconectan varios módulos en serie y/o paralelo para formar un arreglo fotovoltaico. Los arreglos fotovoltaicos se diseñan con base en rangos de tensión y de corriente deseados. La tensión máxima del arreglo es determinada por las especificaciones de los módulos y del inversor. Para sistemas chicos y medianos es usual una tensión máxima de 600 V para todos los equipos, mientras que en sistemas grandes, se maneja una tensión máxima de 1000 V. Por su parte, la corriente máxima permisible depende principalmente de las especificaciones del inversor, siempre y cuando los demás elementos del sistema (interruptores, cajas concentradoras, conductores y protecciones) estén listados y etiquetados para tal corriente.

Para el diseño de los arreglos fotovoltaicos es necesario haber realizado los cálculos pertinentes a la operación de los módulos y contar con los datos del inversor y los módulos.

Para determinar la tensión máxima permisible del arreglo fotovoltaico se tomarán las tensiones máximas de los módulos y del inversor, y aquella que resulte menor será la tensión máxima del arreglo.



La corriente máxima del circuito de salida es generalmente determinada por la corriente máxima que puede aceptar el inversor. Una vez que se tiene una corriente máxima, se ha de cuidar que todos los elementos adicionales (interruptores, cajas combinadoras, fusibles y conectores) estén garantizados para dicha corriente.

En un arreglo de módulos fotovoltaicos es importante que los módulos operen a la **misma tensión** y a la **misma corriente**. Para que los módulos fotovoltaicos operen a la misma corriente se deben formar **series simples de módulos idénticos**.

A continuación se ejemplifica una serie de módulos fotovoltaicos correcta y una incorrecta:

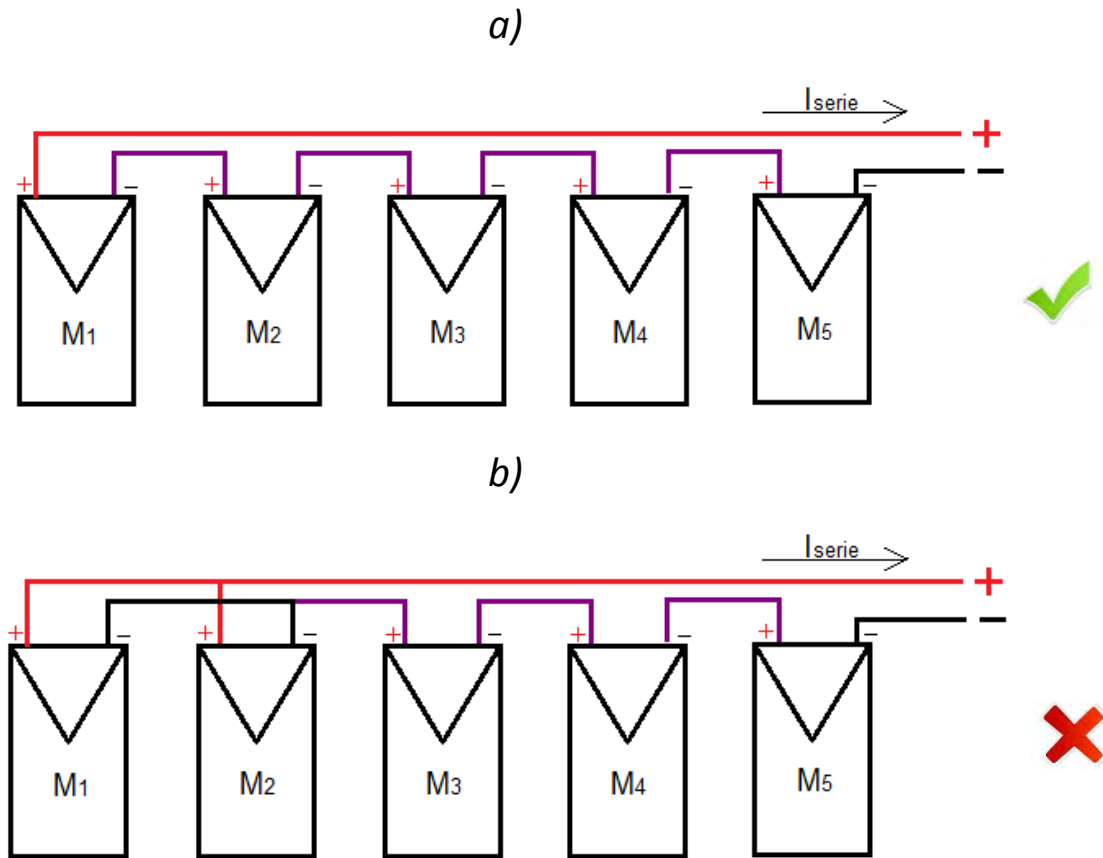


Figura 30. a) Serie correcta de módulos. b) Serie incorrecta de módulos

Si se consideran un conjunto de cinco módulos fotovoltaicos idénticos ($M_1 - M_5$), para formar una serie con dichos módulos se deberán conectar como se ilustra en Figura 33 a), en donde la corriente es la misma para todos los módulos:

$$I_{serie} = I_{M1} = I_{M2} = \dots = I_{Mn}$$

Mientras tanto, las tensiones de los módulos son muy similares y difieren sólo en un estrecho margen explicable por las variaciones naturales en la fabricación de los módulos:

$$V_{M1} \cong V_{M2} \cong \dots \cong V_{Mn}$$

En la Figura 33 b), se muestra una conexión en serie incorrecta de módulos fotovoltaicos, en donde M_1 y M_2 operan a la misma tensión ($V_{M1} = V_{M2}$) y corrientes similares ($I_{M1} \approx I_{M2}$), mientras que M_3 , M_4 y M_5 operan aproximadamente al doble de la corriente que M_1 o M_2 ($I_{M3} = I_{M4} = I_{M5} = I_{M1} + I_{M2}$), lo que en el mejor de los casos provocaría la operación del dispositivo de protección contra sobrecorriente de la serie, y en el peor de los casos, daños irreversibles en varios módulos.

Hecha una serie simple de módulos fotovoltaicos idénticos, la tensión en los extremos de la serie se puede considerar como múltiplo de la tensión de cada módulo:

Donde n es el número de módulos en la serie.

$$V_{serie} = nV_{modulo}$$

La corriente de una serie de módulos fotovoltaicos es igual a la corriente de un solo módulo. Para aumentar la corriente se conectan varias series idénticas en paralelo para formar un **arreglo fotovoltaico**. Contrario a lo que sucede en las series, en el arreglo fotovoltaico las series de módulos operarán a la misma tensión mientras que su corriente será muy similar.

La corriente del arreglo será múltiplo de la corriente de cada serie de módulos:

$$I_{arreglo} = mI_{serie}$$

Asimismo, resulta indispensable que las series que formen un arreglo sean idénticas y que el arreglo sea perfectamente “rectangular” de modo que éste forme una matriz de $n \times m$, donde n es el número de módulos en una serie y m el número de series conectadas en paralelo. De esta forma se asegura que todos los módulos del arreglo operen bajo las mismas condiciones de tensión y corriente, lo que permite un desgaste uniforme y la operación correcta de las protecciones.

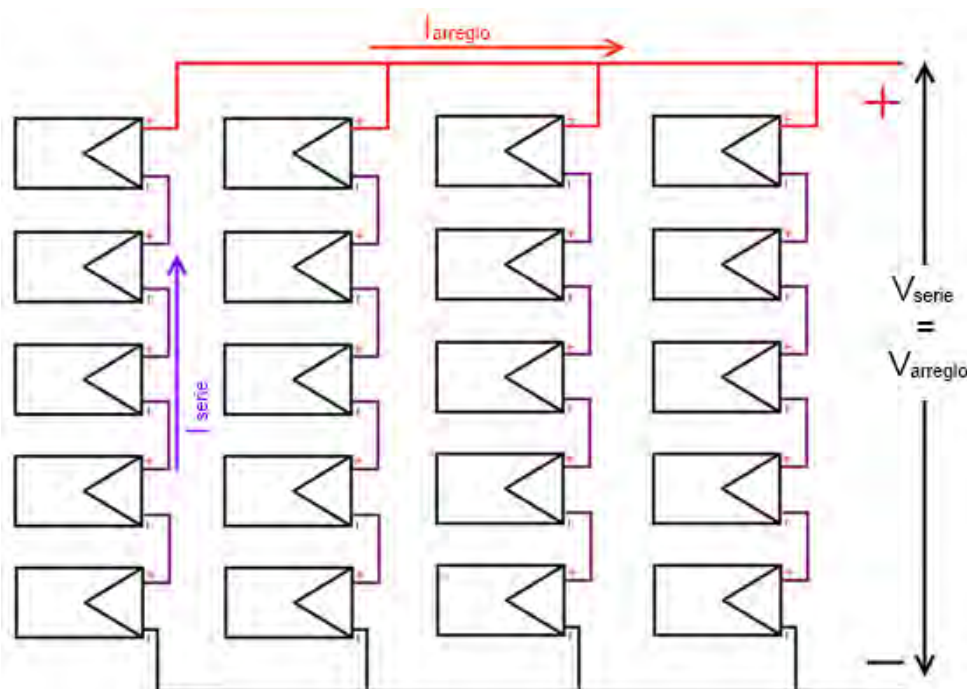


Figura 31. Diagrama de un arreglo fotovoltaico



1.5.1 Arreglos monopolares y bipolares

Por el número de salidas que tiene un arreglo fotovoltaico, éste puede ser monopolar o bipolar. El arreglo monopolar cuenta con sólo dos salidas ($V+$ y REF), tal como en un módulo fotovoltaico individual. Por su parte, los arreglos bipolares cuentan con tres salidas: una referencia (REF) y dos salidas con tensión de igual magnitud pero distinta polaridad respecto a la referencia ($V+$ y $V-$), lo que significa que el arreglo bipolar debe ser simétrico respecto de la referencia y puede ser dividido en dos sub-arreglos. En cualquiera de los casos la tensión máxima del sistema será la tensión máxima que se encuentre entre dos conductores del arreglo, como se expuso en la sección anterior para un arreglo monopolar, pero en el caso del arreglo bipolar la tensión máxima se presentará entre las salidas más extremas del arreglo, mientras que la tensión de cualquiera de las otras dos terminales a la referencia será sólo la mitad de la tensión máxima del sistema.

En la Figura 35 se muestran dos arreglos compuestos del mismo tipo y número de módulos fotovoltaicos. Su tensión máxima es la misma así como su potencia máxima y sólo difieren en que el diagrama de la izquierda muestra un arreglo monopolar, mientras que el de la derecha muestra un arreglo bipolar

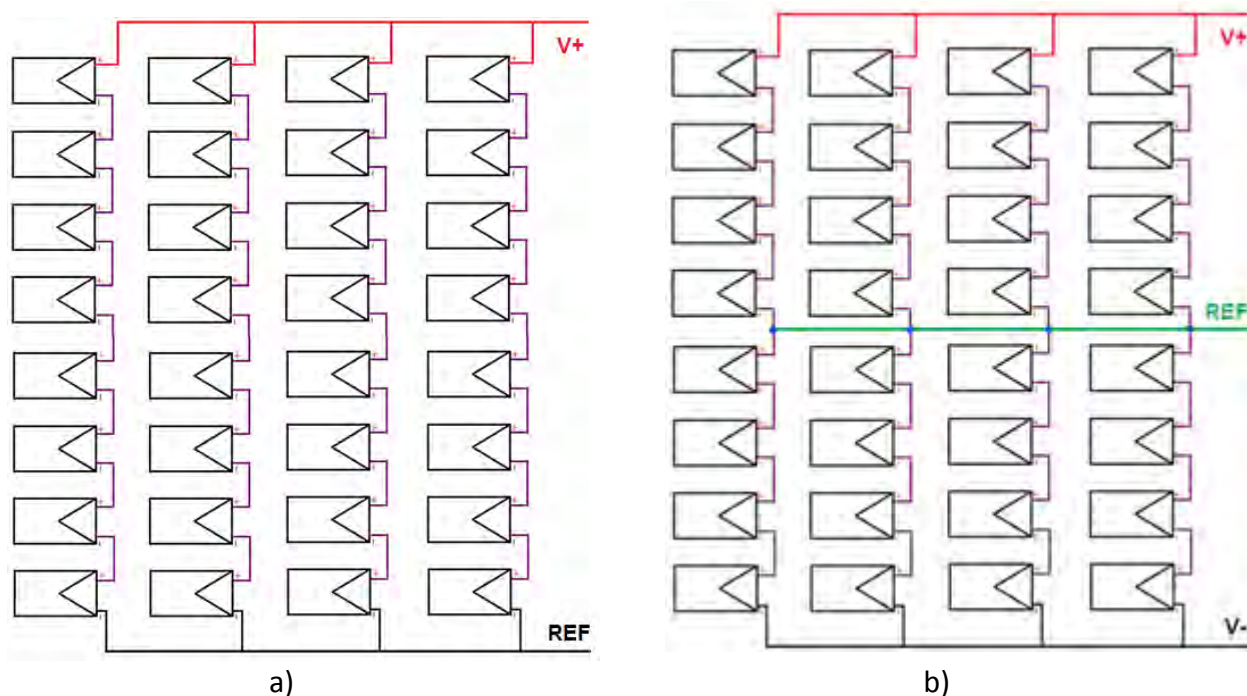


Figura 32. a) Arreglo monopolar. b) Arreglo bipolar

El tipo de arreglo que se usará (monopolar o bipolar) será definido en la mayoría de los casos por el inversor.

En el caso de circuitos bifilares que se conecten a circuitos bipolares, la tensión máxima del circuito bifilar corresponde a la tensión máxima de sus conductores siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

Un conductor de cada circuito de un sub-arreglo bipolar está sólidamente puesto a tierra.

Sólo se permite que los dispositivos de protección contra falla a tierra o arco eléctrico abran el conductor puesto a tierra cuando el arreglo bipolar completo procede de dos arreglos distintos, separados entre sí y separados del equipo de utilización.

Que cada circuito esté conectado a un sub-arreglo separado.

El equipo debe estar marcado claramente con una etiqueta que indique:

ADVERTENCIA

ARREGLO FOTOVOLTAICO BIPOLAR

LA DESCONEXIÓN DE LOS CONDUCTORES DEL NEUTRO

O LOS PUESTOS A TIERRA PUEDE OCASIONAR

UNA SOBRETENSIÓN EN EL ARREGLO O EN EL INVERSOR

1.6 Sistemas flotantes y aterrizados

El paso del tiempo y el desarrollo de los sistemas eléctricos han demostrado que tanto los sistemas aterrizados, como los que no lo son, pueden ser igualmente seguros y confiables. Bajo un análisis más detallado, se encuentra que cada uno tiene sus ventajas y desventajas.

En ciertas circunstancias un sistema flotante puede ser más conveniente que uno aterrizado y viceversa. El decantarse por uno u otro también puede verse influido por la región en que uno se encuentre. Es bien conocido que en el continente americano la tendencia es hacia los sistemas sólidamente aterrizados, mientras que en Europa y algunas otras regiones, los diseñadores se inclinan más por los sistemas flotantes. Los fabricantes de equipos reflejan estas tendencias al diseñar equipos que siguen la práctica más usual en su región.

La creciente disponibilidad de equipos de cualquier procedencia y la necesidad de dotar al diseñador de mayor libertad para optar por aquello que considera más conveniente, han llevado a que la mayoría de las normatividades en el mundo reconozcan la validez de ambas prácticas y ofrezcan lineamientos específicos a cada una.



1.6.1 Sistemas flotantes

Un sistema flotante es aquél en el que ningún conductor en el sistema se encuentra conectado a un electrodo de tierra. Cabe especificar que, mientras eléctricamente el circuito es flotante, **el equipo sí debe aterrizarse**, esto es: carcasas, gabinetes, los marcos de los módulos fotovoltaicos y cualquier estructura metálica que esté en contacto con algún elemento del sistema. La puesta a tierra de equipos está cubierta en las secciones *1.7.2 Puesta a tierra de equipos* y *2.6.4.2 Conductor de puesta a tierra del equipo*.

Además de los requisitos que debe cubrir cualquier sistema fotovoltaico, los sistemas de suministro no puestos a tierra (flotantes) deben incluir los siguientes puntos:

- Todos los conductores de los circuitos fotovoltaicos tanto de suministro como de salida deben tener desconectores. Ver sección *2.4 Protecciones*.
- Todos los conectores de los circuitos fotovoltaicos de suministro y salida deben contar con dispositivos de protección contra fallas a tierra, mismos que deben:
 - a. Detectar una falla a tierra.
 - b. Indicar la ocurrencia de una falla.
 - c. Desconectar todos los conductores del circuito fallado.
- Los conductores del circuito de suministro deben consistir de uno de los siguientes elementos:
 - a. Cables multiconductores con chaqueta no-metálica.
 - b. Conductores instalados en canalizaciones.
 - c. Conductores listados e identificados como cable fotovoltaico (PV) de un solo conductor e instalado como expuesto.
- Los inversores usados en sistemas con circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida no puestos a tierra deben ser listados para ese propósito.
- La fuente de alimentación fotovoltaica debe estar etiquetada con la siguiente advertencia en cada caja de empalme, caja combinadora, desconector y dispositivo donde los circuitos energizados, no puestos a tierra puedan estar expuestos durante el servicio:

ADVERTENCIA

PELIGRO DE CHOQUE ELÉCTRICO.

LOS CONDUCTORES DE C.C. DE ESTE SISTEMA FOTOVOLTAICO

NO ESTÁN PUESTOS A TIERRA Y PUEDEN ESTAR ENERGIZADOS.

1.6.2 Sistemas aterrizados

Un sistema aterrizado es aquél en el que las tensiones del sistema están referidas a tierra al conectar un conductor del circuito a un electrodo de puesta a tierra. El conductor puesto a tierra en un circuito bifilar puede ser cualquiera de los dos conductores, mientras que en un circuito bipolar, debe ser el conductor de referencia o derivación central. **La conexión a tierra debe hacerse en un solo punto** del circuito fotovoltaico de salida, preferentemente próximo al inversor para así proteger mejor al sistema contra posibles sobretensiones causadas por descargas atmosféricas.

La puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe hacerse mediante un electrodo de puesta a tierra como se describe en la sección 1.7 *Sistemas de puesta a tierra*, conectando el conductor puesto a tierra con el electrodo de tierra a través de un conductor de calibre no menor al del conductor puesto a tierra (ver sección 2.6.4 *Conductores de puesta a tierra*). Además, un sistema aterrizado debe contar con dispositivos de protección contra fallas a tierra como se describe en la sección 1.8.2 *Protección contra fallas a tierra*.

1.6.3 Estructuras de montaje estáticas y seguidores solares

Para poder fijar uno o varios paneles solares en una posición conveniente, se emplean estructuras de montaje metálicas construidas a medida o seleccionadas de un catálogo existente a partir de algunos factores importantes como lo son:

- La inclinación relativa del eje terrestre respecto al eje del Sol.
- La posición geográfica donde se establecerá el sistema fotovoltaico.
- El número de módulos en cada panel.
- La inclinación y elevación del terreno.

La posición geográfica es realmente importante debido a que dependiendo de la latitud en la que se construirá el sistema, se deberá establecer una inclinación específica para los soportes y por consecuencia de los paneles, ya que los rayos solares no inciden en la superficie terrestre de igual forma en regiones cercanas al Ecuador que en regiones cercanas a los Polos (Ver sección 2.8 *Orientación de los módulos y separación entre estructuras de montaje*).



1.6.3.1 Estructuras fijas

La opción más simple en cuanto al montaje de los módulos consiste en las estructuras de montaje fijas. Éstas consisten en estructuras de acero o aluminio a las que se atornillan los mismos módulos ofreciendo soporte para los módulos, el cableado y las conexiones. Las estructuras fijas suponen la opción más barata pero también la menos eficiente, dado que la orientación de una estructura fija es óptima sólo por un instante.

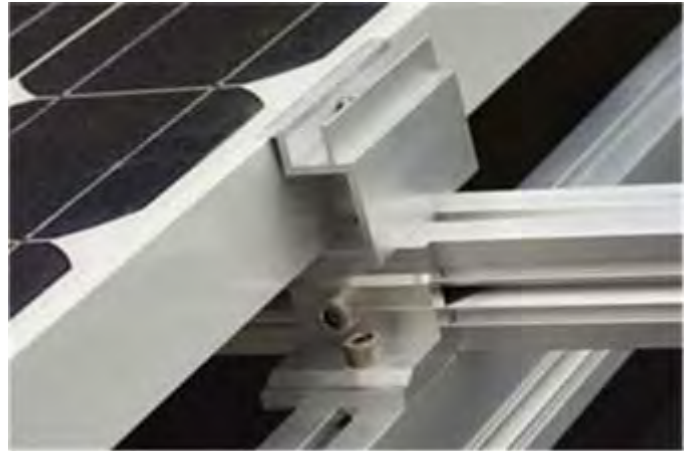


Figura 33. Soporte de módulo fotovoltaico.

La orientación de los módulos en estructuras fijas puede ser seleccionada de acuerdo con un amplio espectro de criterios. Si bien podría pensarse en establecerlo tomando como referencia un punto medio en el recorrido del Sol basándose en la carta solar, esto puede no siempre ser lo más deseable. Muchas veces hace falta considerar la demanda que satisfará la generación de la central solar fotovoltaica y la energía disponible a lo largo del tiempo. A través de modificar la orientación de los módulos, podemos modificar la curva de generación de la central.

A manera de ejemplo, considérese una central ubicada en el hemisferio norte en que se presentan cuatro casos hipotéticos:

Se orientan los módulos para un aprovechamiento máximo durante el mediodía solar. Durante el mediodía solar se tiene la mayor cantidad de energía disponible, así que se maximiza el pico de potencia instantánea pero la curva de generación se vuelve aguda. **Curva amarilla.**

Se orientan los módulos hacia el sur pero se optimiza su inclinación para obtener eficiencia máxima una hora antes y una hora después del mediodía solar. En estas condiciones, la curva de generación se achata, el pico de potencia instantánea baja, pero se obtiene más energía en la mañana y la tarde. **Curva azul.**

Se desplaza el punto de orientación óptima a una hora antes del mediodía solar. La curva de generación se desplaza hacia la izquierda, obteniéndose así un aprovechamiento máximo en la mañana y mínimo en la tarde. **Curva cian.**

Se desplaza el punto de orientación óptima a una hora después del mediodía solar. La curva de generación se desplaza hacia la derecha, obteniendo un aprovechamiento máximo en la tarde y mínimo en la mañana. **Curva verde.**

En la Figura 37 se muestran la potencia instantánea contra la hora del día para cada uno de los casos expuestos. Como referencia, la **curva roja** muestra la potencia obtenida de módulos con orientación óptima constante (seguidor solar de dos ejes)

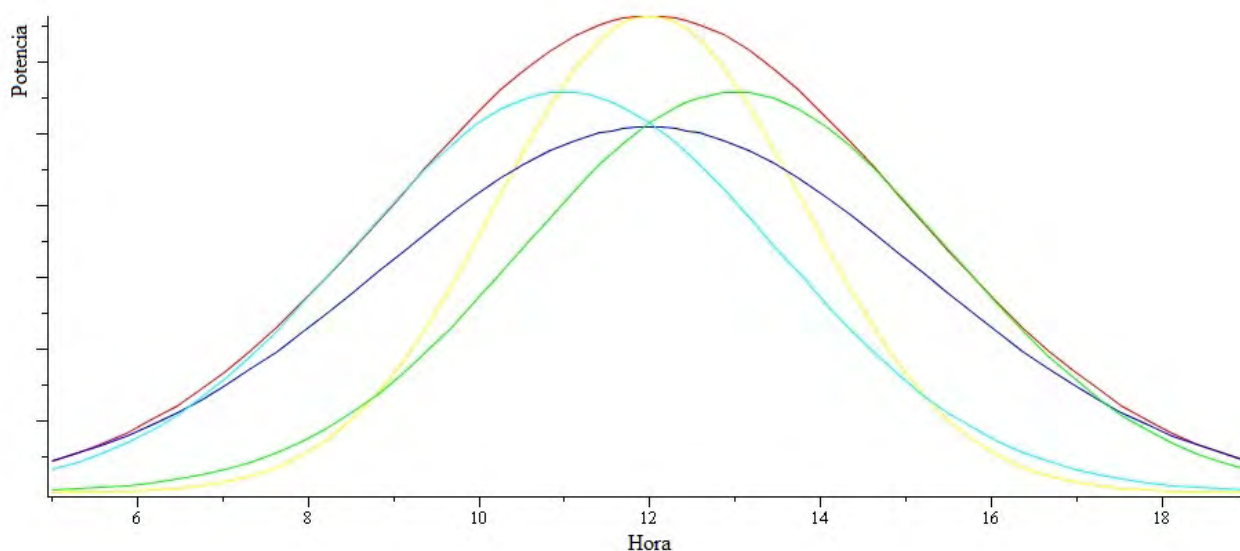


Figura 34. Potencias solares a diversas inclinaciones de los módulos.

Cabe mencionar que la potencia total obtenida a lo largo del día para los cuatro casos hipotéticos es aproximadamente la misma.

Las aproximaciones previas sólo toman en cuenta la información de un solo día. Un análisis más completo debería incluir información de varios días distribuidos a lo largo del año tomando en cuenta los puntos máximos y mínimos en el recorrido del Sol y la irradiancia. Para esto, el desarrollo de modelos computacionales podría constituir la solución más económica, rápida y exacta.

1.6.3.2 Seguidores solares

Si se examinan los parámetros de los cuales depende la eficiencia del sistema de generación solar fotovoltaico, resulta sencillo concluir que la forma más fácil y barata de optimizar la operación del sistema en cuestión es determinar la orientación de los módulos. Para lograr este objetivo, las opciones en cuanto a estructuras y dispositivos de montaje son tan variadas como los mismos módulos.

A diferencia de la eficiencia de los módulos o la irradiancia solar en el lugar, la orientación óptima de los módulos solares es perfectamente alcanzable y depende por completo del trabajo de diseño. El punto en donde se aprovecha al máximo la luz solar es aquél en el que la luz incide en forma totalmente perpendicular al plano del módulo.



Un seguidor solar es un dispositivo mecánico o electromecánico que comparte la función con las estructuras de montaje de dar soporte al sistema, siendo éste diferente al ser un dispositivo móvil encargado de orientar los paneles solares con respecto a la trayectoria de los rayos del Sol, provocando una incidencia idealmente perpendicular (con los paneles), de tal manera que estos reciban eficientemente la energía solar y generen así, la máxima potencia posible del arreglo fotovoltaico.

Clasificación de los seguidores solares

En general los seguidores solares pueden clasificarse de acuerdo con el método empleado para generar el movimiento de sus mecanismos (pasivo o activo) y por el número de ejes sobre los cuales ellos se mueven (eje sencillo o doble eje).

- Seguidores pasivos.- Pueden ser manipulados manualmente.
- Seguidores activos.- Emplean motores eléctricos para mover la fuente de generación solar.
- Seguidores de eje sencillo.- Siguen la trayectoria del Sol empleando un solo eje de rotación.
- Seguidores de eje doble.- Siguen la trayectoria del Sol a través de dos ejes.

○ Seguidores cuasi estáticos o semimóviles

Son los más sencillos, puesto que no requieren de motor alguno ni mecanismo complejo para regular su movimiento. Se trata de sistemas estáticos en los que la estructura que soporta los paneles solares se ha diseñado para que la inclinación pueda ser fácilmente alterada de forma manual, generalmente entre una y cuatro veces al año, con el fin de ir ajustando dicha inclinación par ser la más apropiada según la época.

En invierno se aumenta la inclinación (de los paneles) respecto a la óptima recomendada, mientras que en verano disminuirá.

La operación, aunque sencilla, implica algún tipo de manipulación, ya que se requiere quitar y volver a poner algunos tornillos, tuercas o pasadores e inevitablemente genera cierto trabajo adicional y más aún si los paneles están situados en un lugar al que no se accede fácilmente.

La ganancia media obtenida con respecto a un sistema estático con inclinación fija es de escasamente 5%.

o Seguidores de un solo eje o de eje sencillo

Los seguidores solares diseñados con un solo eje de rotación son los más empleados en instalaciones solares alrededor del mundo. Pueden identificarse como seguidores de eje horizontal, de eje inclinado o polar y de eje vertical o azimutal y la diferencia se establece por la relación que guarda el eje de rotación con respecto al plano de tierra.

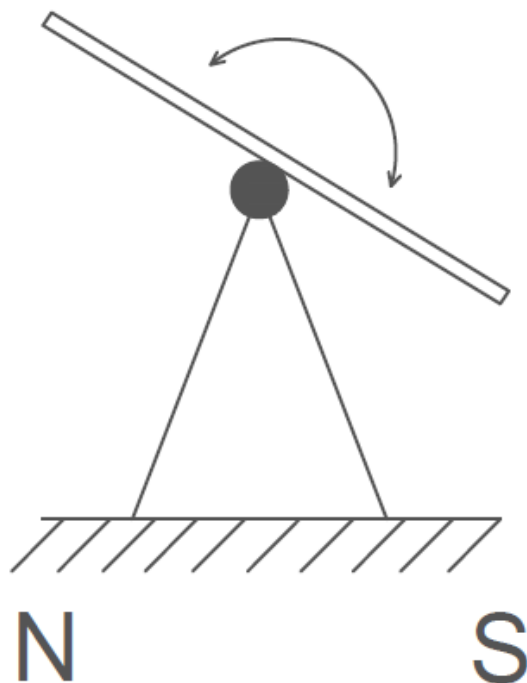


Figura 35. Seguidor de un eje.

o Seguidor de un solo eje horizontal

Este es el diseño más común para los seguidores de un solo eje, como su nombre lo indica, es un seguidor que posee un eje horizontal orientado en la dirección este-oeste siendo los paneles quienes giran lentamente en dirección norte-sur dependiendo de la estación, mes o hasta día en el que se encuentre, todo esto con la ayuda de una serie de mecanismos controlados por un pequeño motor.

Debido a que los seguidores de eje horizontal pueden instalarse muy cercanos uno a otro sin producirse sombras excesivas, se pueden alcanzar altas densidades de potencia por unidad de área, no obstante la ganancia puede apenas rebasar el 5% de las estructuras estáticas.



Existe el otro tipo de seguidor horizontal, el cual posee un eje orientado en la dirección norte-sur, pero debido a que usualmente los paneles se montan paralelos al eje, por ser la disposición más sencilla y económica, estarán en posición casi horizontal en horas pico y podrán dejar de captar radiación solar en invierno, a menos que se coloquen con una inclinación adecuada para funcionar, pero estaríamos ya hablando del siguiente tipo de seguidor.

o Seguidor de un solo eje inclinado.

En este caso, el eje de rotación para el seguidor de un solo eje no es horizontal ni vertical. Sino que se optimiza a un valor dado de inclinación fija muy cercano a la latitud del sitio. Estos seguidores tienen la ventaja de poder ubicarlos más cerca uno de otro por unidad de área al igual que los seguidores horizontales. Son capaces también de mejorar significativamente la energía producida con respecto a los seguidores de eje horizontal.

Los requerimientos estructurales son mayores, dando como resultado el empleo de más acero y concreto que los que se emplean en un arreglo horizontal comparable.

Debido a que estos arreglos pueden tener 3 o 4.5 metros en su punto más alto, deberá considerarse en el diseño la sombra que producen, similar a aquellas que se presentan con los arreglos de un solo eje vertical cuando se hace la distribución en campo.

Con este sistema bastante utilizado, se consiguen ganancias de aproximadamente un 30% con respecto a estructuras estáticas.

o Seguidor de un solo eje vertical o polar

Estos seguidores giran en dirección este-oeste con un eje perpendicular a la superficie del terreno. Debido a que su perfil no es paralelo al plano de tierra, los seguidores verticales tienen una mayor facilidad para mantener un ángulo consistente de incidencia solar cuando el Sol se encuentra en lo más bajo del cielo. Sin embargo, a menos que se tengan arreglos solares horizontales planos, la distribución en campo debe ubicar los seguidores verticales dispersando las unidades de tal manera que se anulen las sombras de un arreglo solar sobre el otro y se generen pérdidas de energía innecesarias.

Como resultado, los seguidores de un solo eje vertical tienden a tener una relativamente baja densidad de potencia por unidad de área, a pesar de esto, con este sistema, se consiguen ganancias cercanas a las obtenidas con el seguidor de eje inclinado.

o Seguidores de doble eje

Este sistema permite conseguir una incidencia perpendicular del Sol continua sobre los paneles solares, por ello también puede recibir el nombre de “sistema de seguimiento total” y cada estructura de seguimiento individual se denomina heliostato.

Generalmente, uno de los ejes está inclinado (eje polar) y al girar los paneles en torno a él, el panel adopta una posición en todo momento perpendicular a los rayos del Sol; el otro eje está contenido en el plano horizontal, en la dirección este-oeste, y permite al panel variar continuamente su inclinación dependiendo de la estación del año. Hay que señalar que el eje polar se mueve a una velocidad constante a lo largo del día y el eje vertical puede moverse una fracción de grado cada día durante todo el año.

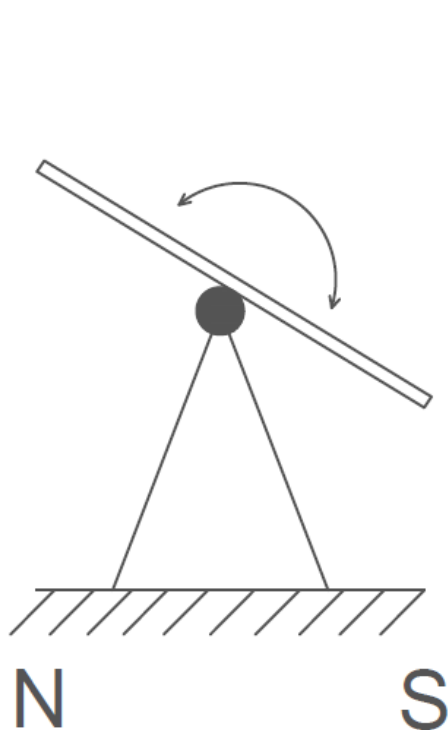


Figura 36. Seguidor de 2 ejes.

Rotación de eje 1.

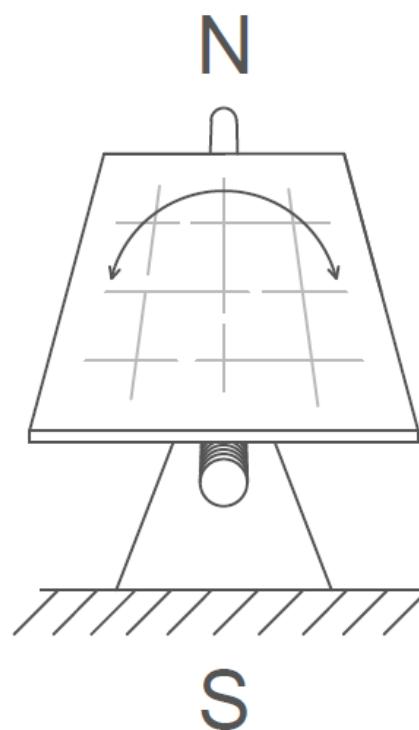


Figura 40. Seguidor de 2 ejes.

Rotación de eje 2.

Con las estructuras de montaje, los arreglos pueden conformar diseños de mayor tamaño, incrementándose las cargas de viento y el tamaño de las sombras. Estos seguidores deben distribuirse de tal manera que se eliminen por completo las sombras de un arreglo que pudiesen incidir sobre otro, lo cual generaría una disminución en la densidad de potencia por unidad de área comparada con la instalación de seguidores de eje horizontal o de inclinación fija; para soportar este tipo de cargas, se construyen con acero galvanizado y generalmente se montan sobre un poste central soportado por una cimentación de concreto reforzado.



Todo el sistema da como resultado una mayor capacidad de generación del dispositivo comparado con la instalación de seguidores de inclinación fija o de un solo eje, los cuales pueden ser deseables en ciertas aplicaciones fotovoltaicas establecidas sobre superficies planas, para otras aplicaciones, los seguidores de eje doble son un requerimiento en el diseño, teniendo en cuenta que la ganancia de estos sistemas puede ser del orden de 40% (dependiendo de la latitud).

El empleo de seguidores ocasiona considerables trabajos de preparación adicionales sobre las cimentaciones, el terreno debe ser suficientemente estable, más aún, el área requerida para sistemas con seguidores solares es mucho más grande que la que requieren los sistemas sin seguidores, ya que para eliminar las sombras, los seguidores deben ubicarse a suficiente distancia uno de otro. Sin embargo, los costos más altos de inversión y el mantenimiento adicional que se requiere, prometen resultados favorables en las regiones que reciben una proporción más alta de la radiación directa del Sol.

En general el uso de tecnología fija o móvil conlleva a diferentes niveles de generación de energía durante diferentes lapsos como lo muestra el siguiente esquema (Figura 41):



Figura 37. Curvas de generación con y sin seguidores solares.

1.6.4 Caja combinadora

Las cajas combinadoras encierran los nodos del sistema fotovoltaico. A una caja combinadora llegan los conductores de los circuitos fotovoltaicos de suministro (arreglos fotovoltaicos) y sus conductores de puesta a tierra y dentro de ella se combinan para que salgan de ella dos conductores portadores de corriente si el sistema es monopolar o tres si es bipolar (uno de ellos es el conductor de puesta a tierra). Una caja recombinadora es una caja combinadora a la que llegan conductores provenientes de otras cajas semejantes. En un sistema bipolar es posible elegir entre utilizar una caja combinadora bipolar o dos cajas combinadoras monopolares.

Adicionalmente, las cajas combinadoras alojan los dispositivos de protección contra sobrecorriente (fusibles) de los circuitos que llegan a ella, y opcionalmente también pueden contener desconectores, diodos de bloqueo e instrumentos para monitorizar los parámetros eléctricos del sistema.

Dependiendo del lugar donde se localice la caja combinadora dentro del sistema fotovoltaico, puede referirse a ella de con diferentes nombres:

- Si se localiza en el circuito del sistema fotovoltaico puede ser descrita simplemente como una combinadora, caja combinadora, caja combinadora del panel o una combinadora del circuito del sistema.
- Si se localiza en el circuito de salida fotovoltaico se le denomina recombinadora, una combinadora del arreglo o una subcombinadora.
- Cuando forma parte de un inversor se puede describir como una combinadora de entrada.

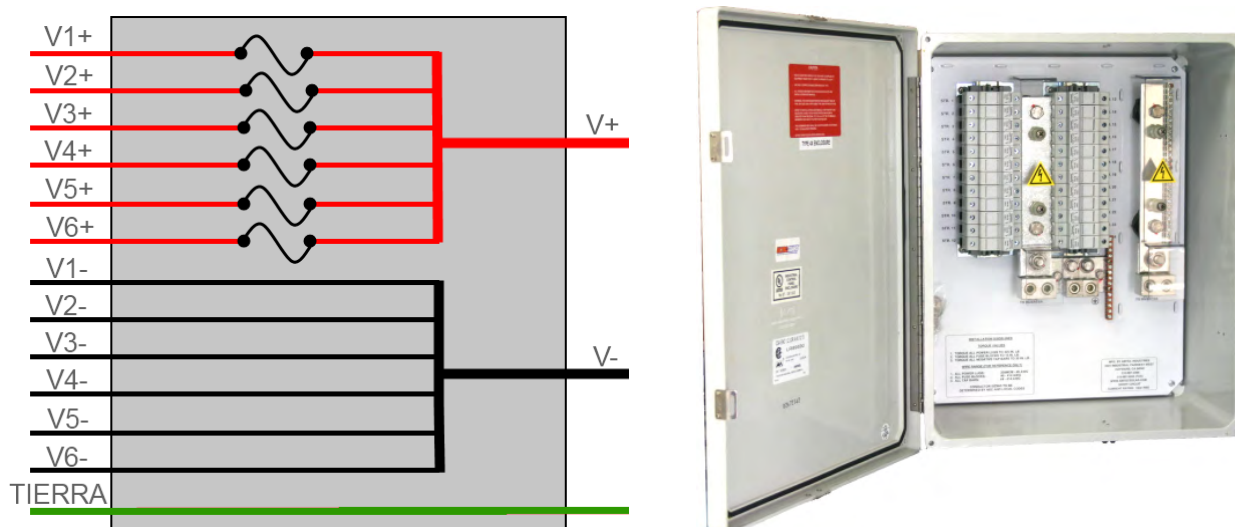


Figura 38. a) Esquema de una caja combinadora monopolar de 6 entradas.

B) Caja combinadora de 24 entradas para 340 [A] a 600 – 1000 [V], caja NEMA 4X.

Toda caja combinadora está especificada para una tensión y una corriente máximas. La tensión máxima de una caja combinadora debe ser congruente con la tensión máxima del sistema calculada como se muestra en la sección 2.2.1 *Tensión máxima del sistema fotovoltaico*.

Las cajas combinadoras especifican dos valores de corriente máximas: el más bajo corresponde al valor máximo de corriente nominal de los fusibles en la caja (circuitos de entrada), mientras que el más alto corresponde a la corriente máxima de la caja combinadora ($I_{m\acute{a}x_caja}$), que se refiere a la corriente máxima a la salida de la caja, y ésta no puede ser menor que el 125% de la corriente máxima ($I_{m\acute{a}x} = 1.25 I_{SC}$) en ese nodo del circuito. De acuerdo con lo señalado en la sección 2.2.2 *Corriente máxima de los circuitos*, lo anterior se resume en la siguiente ecuación:

$$I_{m\acute{a}x_caja} > 1.56 I_{SC}$$



Sólo se han de usar cajas combinadoras listadas y aprobadas como tales. Las cajas combinadoras son equipos de intemperie que deben soportar condiciones extremas por toda la vida útil de los módulos fotovoltaicos. Las cajas combinadoras que cumplen con estos requisitos, deben caer dentro de una de las clasificaciones de NEMA para gabinetes de equipos, como 3, 3R, 4, 4X o cualquiera otra que garantice la operación segura en exteriores. No se deben utilizar cajas combinadoras ensambladas, pues aun utilizando partes listadas y aprobadas, su conjunto no necesariamente resulta en un producto adecuado y seguro.

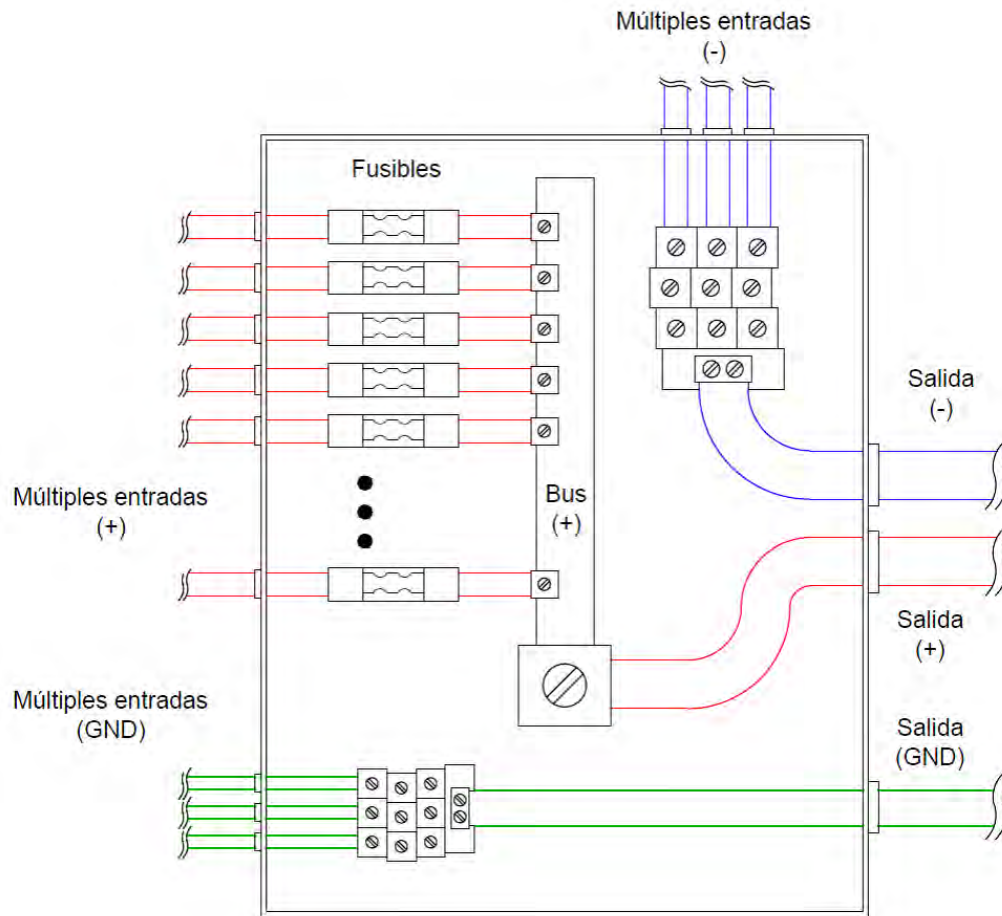


Figura 39. Caja combinadora

Una función de las cajas combinadoras, muchas veces inadvertida pero altamente importante es que dentro de ellas se hace una transición entre conductores de grado fotovoltaico (para intemperie; uso extra-pesado) a conductores convencionales para ser usados dentro de canalizaciones.

La importancia de esto radica en el elevado costo del cable de grado fotovoltaico, el cual se debe usar en el alambrado entre módulos y desde los arreglos hasta las cajas combinadoras (ver sección 2.6 *Dimensionamiento de conductores*).

Es importante verificar que el calibre de los conductores que llegan y salen de la caja combinadora esté dentro del rango de los conectores como es especificado por el fabricante de la caja.

1.6.5 Desconectadores

Cualquier sistema fotovoltaico debe contar con **medios de desconexión para los conductores no puestos a tierra**, como lo indica el Artículo 690.13 del NEC y debe cumplir con las características que enumera el Artículo 690.17 del NEC:

690.17 Interruptor o Interruptores Automáticos. *El medio de desconexión para los conductores no puestos a tierra debe consistir en uno o varios interruptores o interruptores automáticos operables manualmente y deben cumplir con todos los requisitos siguientes:*

- 1) *Estar ubicado donde sea fácilmente accesible.*
- 2) *Ser operable desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes vivas.*
- 3) *Estar claramente marcado para indicar cuándo está en la posición de abierto o cerrado.*
- 4) *Tener un valor nominal de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y para la corriente disponible en los terminales de línea de los equipos.*
- 5) *Cuando todos los terminales de los medios de desconexión se puedan energizar estando en la posición de abierto, se debe instalar, en el medio de desconexión o lo más cerca posible del mismo, un anuncio claramente legible que indique lo siguiente:*

ADVERTENCIA

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA. NO TOCAR LAS TERMINALES.

LAS TERMINALES, TANTO EN EL LADO DE LÍNEA COMO EN EL DE CARGA,

PUEDEN ESTAR ENERGIZADAS EN LA POSICIÓN DE ABIERTO

Tanto la tensión como la corriente máximas de los medios de desconexión deben ser calculadas como se hizo para las cajas combinadoras.

El Artículo 690.13 del NEC restringe los medios de desconexión en los conductores puestos a tierra puesto que su operación no debe hacer que los conductores puestos a tierra pasen a no estar puestos a tierra, mas sí energizados.

Asimismo, el NEC describe dos situaciones en las que se puede interrumpir el conductor puesto a tierra como una excepción a lo anterior:

- *A un desconectador que es parte de un dispositivo de protección contra fallas a tierra requerido por 690.5 o un dispositivo de detección e interrupción de fallas por arco requerido por 690.11, se le permite abrir el conductor puesto a tierra cuando el desconectador se abre automáticamente como una función del dispositivo de protección en respuesta a una falla a tierra.*



- Se permite la apertura de un conductor puesto a tierra cuando se cumplen todas las condiciones siguientes:
 - a. El interruptor sólo es usado durante el mantenimiento de los arreglos.
 - b. El interruptor sólo es accesible a personal calificado.
 - c. El interruptor está especificado para la tensión máxima y la corriente máxima que pudieran presentarse en cualquier situación, incluyendo una falla.

De acuerdo con NEC y a las características propias de una central de generación fotovoltaica, son desconectores indispensables:

- Desconector general de corriente directa en el circuito de entrada de cada inversor.
- Desconector general de corriente alterna a la salida del inversor.
- Si un fusible es energizado por ambos lados, se debe contar con desconectores que desconecten al fusible de toda fuente de alimentación.

Los medios de desconexión deben proporcionar, ante todo, seguridad tanto al sistema como a sus operadores. Bajo este criterio, los medios de desconexión indispensables son aquellos que brindan mayor seguridad, sin embargo, es posible incluir desconectores en puntos del sistema donde resulten útiles durante las labores de mantenimiento o detección de fallas, y donde no se afecte la seguridad del sistema.

Por ejemplo, si se utiliza más de una caja combinadora, es posible ubicar un desconector después de cada caja combinadora.

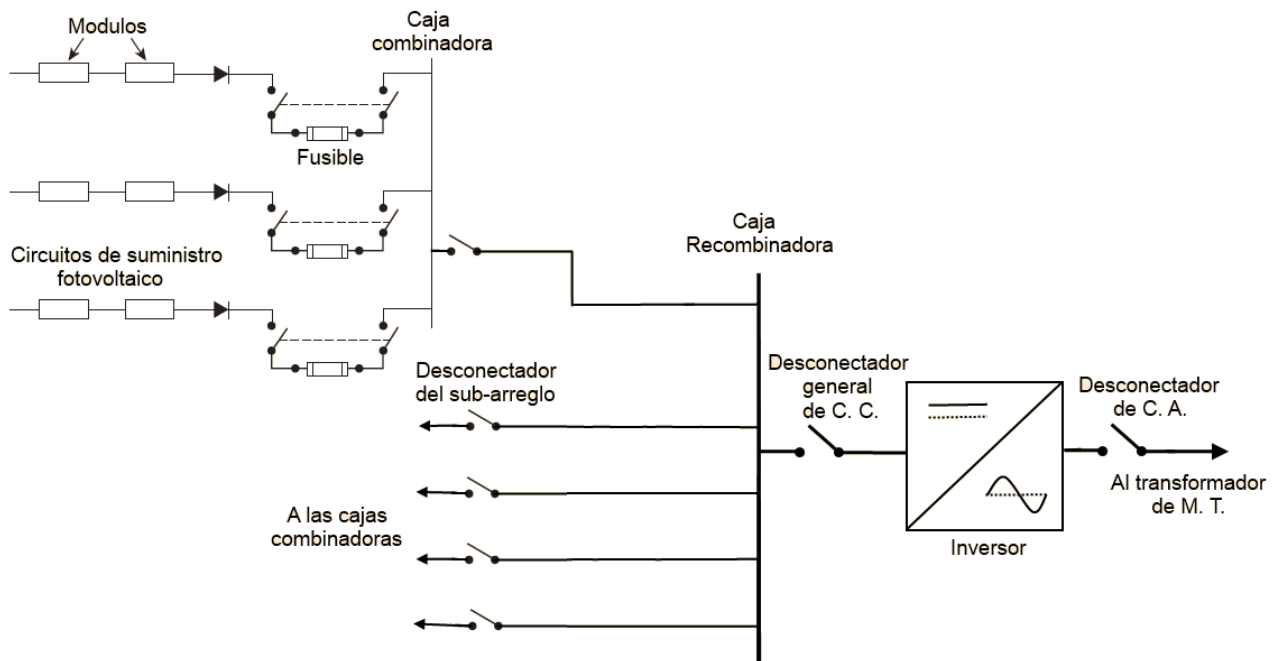


Figura 40. Ubicación de desconectores en el esquema fotovoltaico.

La Figura 45, muestra un desconectador de un sistema fotovoltaico marcado apropiadamente con la siguiente información:

- Descripción del elemento: Interruptor de seguridad de servicio pesado. Interruptor desconectador de arreglo fotovoltaico en C. C.
- Tensión y corriente máximas del interruptor: 30 [A] y 600 [Vdc].
- Identificación de las posiciones de la palanca: Abierto (*OFF*) y Cerrado (*ON*)
- Advertencia de seguridad: Advertencia. *Peligro de descarga eléctrica. No tocar las terminales. Las terminales, tanto en el lado de línea como en el de carga, pueden estar energizadas en la posición de abierto.*
- Identificación del interruptor: *Inversor No. 2, Series C y D.*
- Características de la fuente fotovoltaica:
 - $V_{OC} = 520.2$ [V]
 - $V_{MP} = 417.6$ [V]
 - $I_{CC} = 8$ [A]
 - $I_{MP} = 7.2$ [A]



Figura 41. Ejemplo de desconectador marcado adecuadamente.



El número máximo de desconectores totales en un sistema fotovoltaico está limitado sólo por el criterio del diseñador, sin embargo, el Artículo 690.14 (C) (4) del NEC indica que:

Los medios de desconexión de un sistema fotovoltaico deben consistir de no más de seis interruptores montados en un mismo compartimiento o grupo de compartimientos separados o como parte de un mismo tablero.

1.7 Sistemas de puesta a tierra

La puesta a tierra en los sistemas eléctricos podría parecer un tema trivial si se pensara en éste como la mera conexión entre un punto del circuito y de los equipos a un electrodo de tierra. Por el contrario, una aproximación más rigurosa, revela que una puesta a tierra además de proveer de continuidad eléctrica entre cierto punto y tierra física, debe proporcionar una conexión efectiva, segura, confiable y duradera. Cualquier sistema fotovoltaico, sea aterrizado o flotante, debe contar con un buen sistema de puesta a tierra. Un sistema de tierras adecuado protege a las personas y los equipos contra choques eléctricos, sobrecorrientes por fallas a tierra, sobretensiones por descargas atmosféricas e incendios, asimismo, permite la detección oportuna de fallas y la operación correcta de las protecciones.

El concepto fundamental de las puestas a tierra es el igualar los potenciales eléctricos de aquello que se pone a tierra con el potencial de tierra. Los medios y las técnicas que se emplean para lograr esto son idénticas para cualquier sistema de puesta a tierra y consisten en establecer contacto físico entre un conductor o un conjunto de conductores y el terreno, logrando así un contacto eléctrico de baja resistencia. En el caso más sencillo se entierra una placa o una varilla de algún conductor que se conecta mediante una línea de enlace con tierra a un punto de puesta a tierra o un bus de tierras.

Si acaso se ha de establecer una diferencia entre el sistema de tierras de una instalación de corriente alterna convencional, una subestación o una central de generación y el sistema de tierras de los circuitos de corriente directa en una central de generación solar fotovoltaica, es hacia la simplicidad. Los circuitos fotovoltaicos no requieren de una malla de tierras ni de la aplicación de pararrayos. En otros aspectos, ambos sistemas de tierras son idénticos, especialmente en lo que se refiere a los electrodos de puesta a tierra, como se detalla en el *Anexo 1: Electrodos de puesta a tierra*. Tratándose de una central de generación, la resistencia a tierra máxima permisible es de **1 ohm**, como se especifica en el estándar 142 – 2007 de IEEE (Green Book).

En un sistema donde convivan circuitos de corriente directa y corriente alterna como es el caso de una central de generación solar fotovoltaica, los electrodos de tierra de ambos sub sistemas deben interconectarse según una de las siguientes técnicas, como lo establece el **Artículo 690.47(C)**:

- 1) **Sistema Separado de Electrodo de Puesta a Tierra de Corriente Continua Unido al Sistema del Electrodo de Puesta a Tierra de Corriente Alterna.** Un electrodo o sistema separado de C.C. de puesta a tierra debe ser instalado, y debe estar unido directamente al sistema del electrodo de puesta a tierra de C. A. El tamaño de cualquier puente(s) de unión entre los sistemas de C. C. y los de C. A. debe(n) estar basado(s) en el tamaño mayor del conductor existente del electrodo de puesta a tierra de C. A. o el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra de C. C. especificado en 250.166. El(Los) conductor(es) del sistema del electrodo de C. C. de puesta a tierra o los puentes de unión a el sistema del electrodo de C. A. de puesta a tierra no deben ser utilizados como un sustituto para cualquier conductor requerido de puesta a tierra de equipo de C. A.

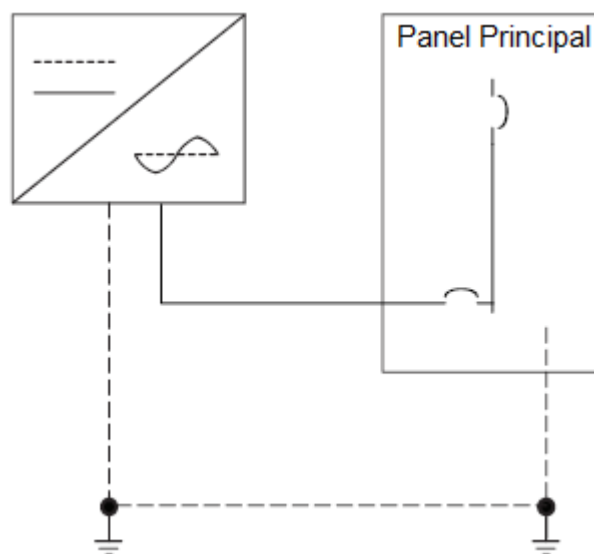


Figura 42. Electros de puesta a tierra separados C.C y C.A

Bajo esta opción los equipos y circuitos de los lados de corriente directa y corriente alterna se conectan a electrodos de tierra distintos, sin embargo ambos electrodos de tierra se deben interconectar para formar un mismo sistema de electrodos de puesta a tierra.

La distancia entre ambos electrodos de tierra no puede ser menor que 1.83 metros (6 ft), como lo indica el Artículo 250.53 (3) (B). El conductor de enlace entre los electrodos es un conductor desnudo y directamente enterrado conectado a los electrodos mediante conectores listados para tal propósito o por soldadura exotérmica. El calibre del conductor de enlace no puede ser menor que cualquiera de los conductores de los electrodos de puesta a tierra. El dimensionamiento del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente directa sigue lo establecido en el Artículo 250.166 del NEC como se detalla en 2.8.3.3 *Conductor del electrodo de puesta a tierra.*



- 2) **Electrodo de Puesta a Tierra Común de Corriente Continua y de Corriente Alterna.** Un conductor del electrodo de C. C. de puesta a tierra del tamaño especificado en 250.166 debe correr desde el punto de conexión marcado del electrodo de C. C. de puesta a tierra hasta el electrodo de puesta a tierra de C. A. Donde un electrodo de C. A. de puesta a tierra no sea accesible, el conductor del electrodo de C. C. de puesta a tierra debe estar conectado al conductor del electrodo de C. A. de puesta a tierra de acuerdo con 250.64 (C) (1). Este conductor del electrodo de C. C. de puesta a tierra no debe ser utilizado como un sustituto para cualquier conductor requerido de puesta a tierra del equipo de C. A.

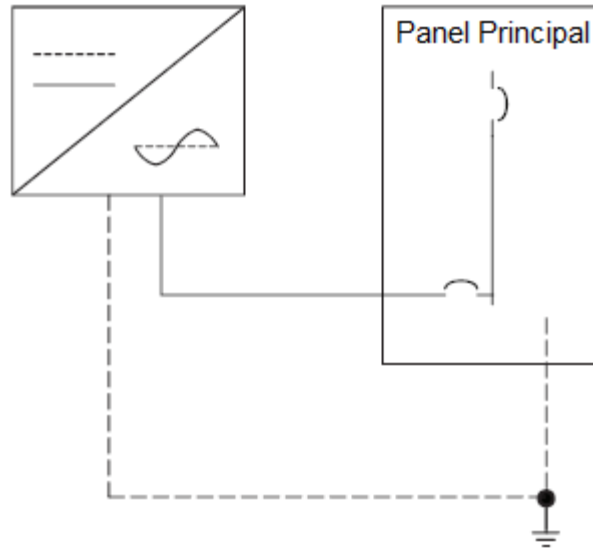


Figura 43. Electrodo común de puesta a tierra C.C. y C.A.

El segundo método permitido consiste en utilizar un electrodo de tierra para la puesta a tierra de ambos sistemas. Los conductores del electrodo de puesta a tierra deben ser continuos y no pueden tener empalmes a menos que éstos sean hechos con soldadura exotérmica o conectores de compresión listados para tal propósito, como se indica en el Artículo 250.64 (C) del NEC. La conexión entre los conductores del electrodo de puesta a tierra y el electrodo de puesta a tierra debe hacerse con dispositivos aprobados para tal propósito o soldadura exotérmica, y sólo se puede utilizar una abrazadera para ambos conductores si está aprobada para conectar múltiples conductores. En caso de que el electrodo no sea accesible, se permite conectar el segundo conductor del electrodo de tierra al conductor ya conectado al electrodo utilizando una conexión irreversible (tal como se haría con un empalme).

- 3) **Combinación de Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra de Corriente Continua y Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra del Equipo de Corriente Alterna.** Un conductor de puesta a tierra sin empalmes, o irreversiblemente empalmado, debe correr desde el punto de conexión marcado del conductor del electrodo de C. C. de puesta a tierra a lo largo con el de los conductores del circuito de C. A. hasta la barra de puesta a tierra en el equipo asociado de C. A. Este conductor de puesta a tierra combinado deberá tener un tamaño mayor que el de los tamaños especificados en 250.122 o 250.166 y deberá ser instalado de acuerdo con 250.64 (E).

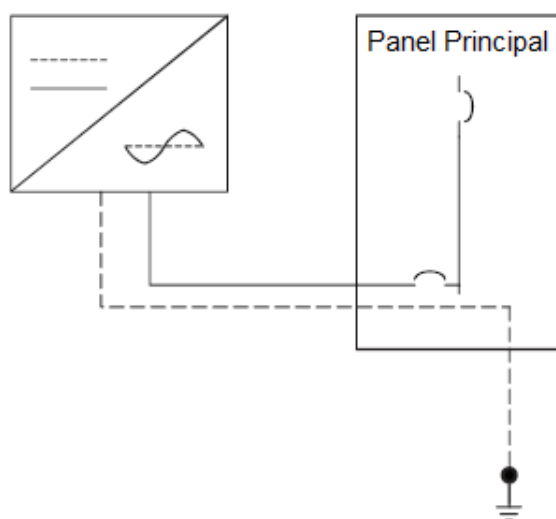


Figura 44. Electrodo de puesta a tierra para C.C. y C.A.

El tercer método permite que el conductor del electrodo de tierra del sub sistema de corriente directa termine en el bus de tierras del equipo de corriente alterna, en vez de terminar en un electrodo de tierra. El conductor del electrodo de tierra proveniente del inversor, debe correr con los conductores de corriente alterna y debe ser un conductor continuo (sólo empalmes irreversibles). El calibre mínimo de este conductor es de $8.35 [mm^2]$ (8 AWG), y el conductor de puesta a tierra del equipo de C. A. no puede ser de menor calibre que éste.

A través de las opciones que presenta el NEC, se pretende que los diseñadores e instaladores de los sistemas fotovoltaicos no se vean limitados por las condiciones particulares de su sistema. Los métodos descritos en el NEC intentan cubrir las necesidades de sistemas en una amplia variedad de capacidades y ubicaciones, tanto sistemas fotovoltaicos que se añaden a instalaciones existentes, como a instalaciones totalmente nuevas.

La Figura 49 muestra el sistema de electrodos de puesta a tierra de un conjunto de inversores centrales. Las líneas verdes representan los conductores del sistema de puesta a tierra: conductores del anillo de tierras, conductores de los electrodos de puesta a tierra y conductores de enlace entre los electrodos de los inversores y los electrodos de los transformadores.



Los puntos verdes representan las varillas de tierra, cuyo número y disposición sólo se presentan a manera de ejemplo.

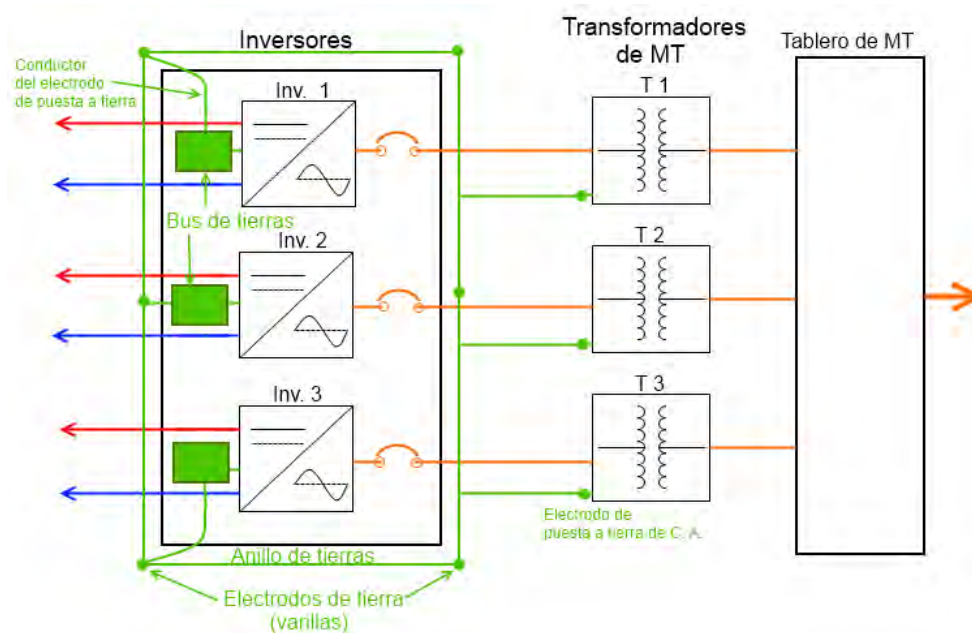


Figura 45. Representación del anillo de tierras.

Para una central de generación fotovoltaica, la práctica más común y tal vez la más conveniente es formar un sistema de electrodos de tierra en configuración de anillo bajo los inversores centrales, mismo que se enlaza con los electrodos de tierra de los transformadores de distribución a los que se conectan los inversores. De esta forma se cumpliría con lo establecido en el Artículo 690.47 (C) (1) del NEC.

El Artículo 250.53 (F) del NEC establece que los conductores de un anillo de tierras deben ser enterrados a no menos de 750 [mm] del suelo. Los electrodos de varilla deben ser instalados de acuerdo con lo especificado en *Anexo 1: Electrodos de puesta a tierra*.

1.7.1 Puesta a tierra de circuitos

El propósito primordial de la puesta a tierra de los circuitos de un sistema fotovoltaico es referir las tensiones del sistema a tierra. A diferencia de los sistemas de corriente alterna, al no haber corrientes de desbalance o armónicas en los circuitos de corriente directa aterrizados, sólo se conducirá corriente desde o hacia tierra en caso de una falla. El procedimiento para poner a tierra un circuito, consiste en conectar a tierra un conductor del circuito fotovoltaico de salida, que en lo sucesivo será llamado conductor puesto a tierra.

El conductor puesto a tierra en sistemas bifilares (monopolares) puede ser cualquiera de los dos conductores portadores de corriente aunque lo más común es que sea el negativo del circuito, mientras que en sistemas bipolares el conductor puesto a tierra debe ser la referencia del circuito. La puesta a tierra de los circuitos fotovoltaicos debe seguir las siguientes reglas:

- La conexión a tierra debe hacerse en un solo punto del circuito de salida.
- El punto de conexión a tierra debe ubicarse cerca del inversor.
- Sólo se permite que la tierra del circuito y la tierra de los equipos se conecten en el punto de conexión a tierra o bus de tierras.
- El conductor común de puesta a tierra no puede ser de menor calibre que el conductor portador de corriente del circuito fotovoltaico al que se conecta y en ningún caso debe ser de menor calibre que 8.37 [mm²] (8 AWG) si el conductor es de cobre o 13.3 [mm²] (6 AWG) si es de aluminio.
- La operación de seccionadores o desconectores manuales no debe hacer que los conductores puestos a tierra se conviertan en no puestos a tierra.
- Se permite que los dispositivos de protección contra fallas a tierra abran el conductor de puesta a tierra del circuito para interrumpir la corriente de falla sólo si se cumple con lo establecido en *2.9.2 Protección contra fallas a tierra*.

1.7.2 Puesta a tierra de equipos

La puesta a tierra de equipos es un requerimiento riguroso para todo tipo de instalaciones eléctricas. En específico, todo cuerpo metálico y accesible en la instalación debe ser conectado a tierra. Siguiendo estas indicaciones, deben ponerse a tierra los marcos de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de montaje de los módulos, canalizaciones, cajas y carcasas. Esta práctica asegura que todo cuerpo metálico en la instalación forme una masa equipotencial con tierra de modo que no se produzcan tensiones inducidas por descargas atmosféricas o cargas estáticas. Además, la puesta a tierra de los equipos ayuda a detectar fallas en los circuitos antes de que produzcan daños a los equipos y personas.

El NEC en su Artículo 250.118 enlista los tipos permitidos de conductores de puesta a tierra de equipos, donde los principales son conductores de cobre, aluminio o aluminio revestido de cobre, pudiendo ser conductores sólidos o multifilares; aislados (en color verde) o desnudos. También se permiten las canalizaciones metálicas listadas mientras se utilicen accesorios adecuados y se instalen correctamente. Las estructuras metálicas, por ejemplo las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos, no están consideradas como conductores de puesta a tierra de equipos a menos que estén listadas y certificadas explícitamente para este propósito.

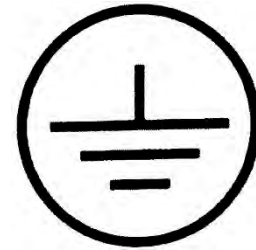
La práctica más difundida en la puesta a tierra de equipos es la utilización de conductores de cobre, sin embargo, los errores de diseño, la selección incorrecta de conductores o accesorios y los errores durante la instalación derivan en fallas y desgaste prematuro de los sistemas.



1.7.2.1 Puntos de puesta a tierra de los equipos

Todos los equipos deben contar con puntos de puesta a tierra marcados de forma clara y visible con la leyenda “TIERRA” o el siguiente símbolo:

Es frecuente el marcado de los puntos de puesta a tierra o sus accesorios con color verde.



A continuación se muestran algunos ejemplos de los puntos de puesta a tierra de equipo:

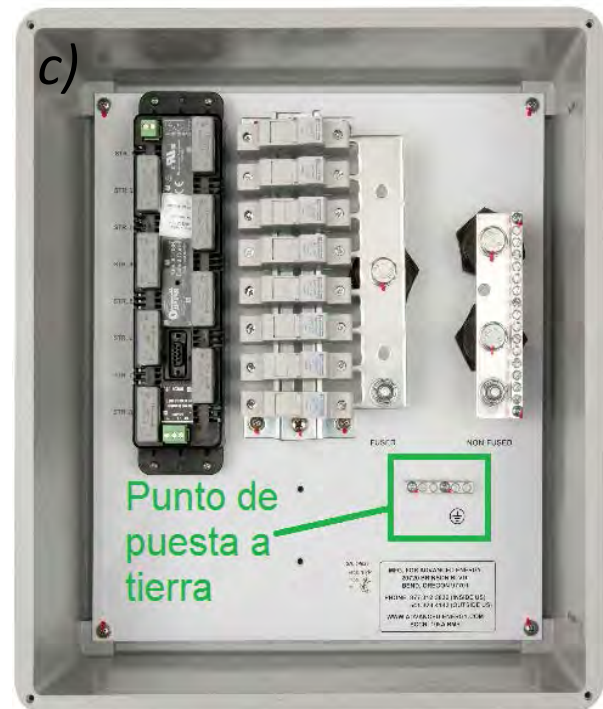
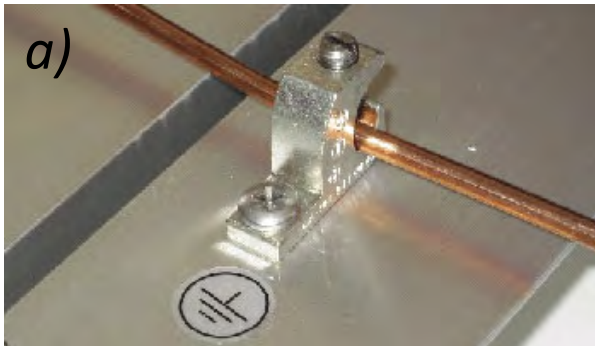


Figura 46. a) y b) Puesta a tierra de equipo. c) Caja combinadora (bornes para puesta a tierra).

1.7.3 Puesta a tierra de los arreglos fotovoltaicos

Si se examinan los módulos fotovoltaicos y sus estructuras de montaje, se observará que en muchas ocasiones la sección transversal de la estructura de montaje tiene un área mucho mayor que aquella del conductor de puesta a tierra que correspondería a ese punto del circuito fotovoltaico. En otras palabras, el metal mismo de marcos y estructuras es, en teoría, mejor conductor que el mismo conductor de puesta a tierra.



Figura 47. Soporte listado y etiquetado para servir como elemento de puesta a tierra.

Esta afirmación es válida parcialmente, pues si bien los tramos continuos de las estructuras sí presentan una conductividad muy alta, las uniones entre cada parte de la estructura y entre ella y los módulos, pueden significar resistencias de contacto excesivamente altas.

El Artículo 690.43 (C) permite la utilización de la estructura de montaje como conductor de puesta a tierra de los módulos en dos casos:

- **Si la estructura de montaje está listada e identificada como conductor de puesta a tierra de equipo.** En este caso, la estructura de montaje ha sido diseñada para funcionar como conductor de puesta a tierra y probada como tal.
- **Si se utilizan puentes de unión o dispositivos listados e identificados que conecten las partes metálicas separadas de la estructura y los módulos.** Si se provee a las partes metálicas de la estructura y los módulos de puentes de unión que garanticen un contacto eléctrico efectivo y duradero, se permite utilizar la estructura como conductor de puesta a tierra de equipos. Los accesorios de que se habla aquí son totalmente adicionales a la estructura y a los módulos, y específicos a la aplicación.

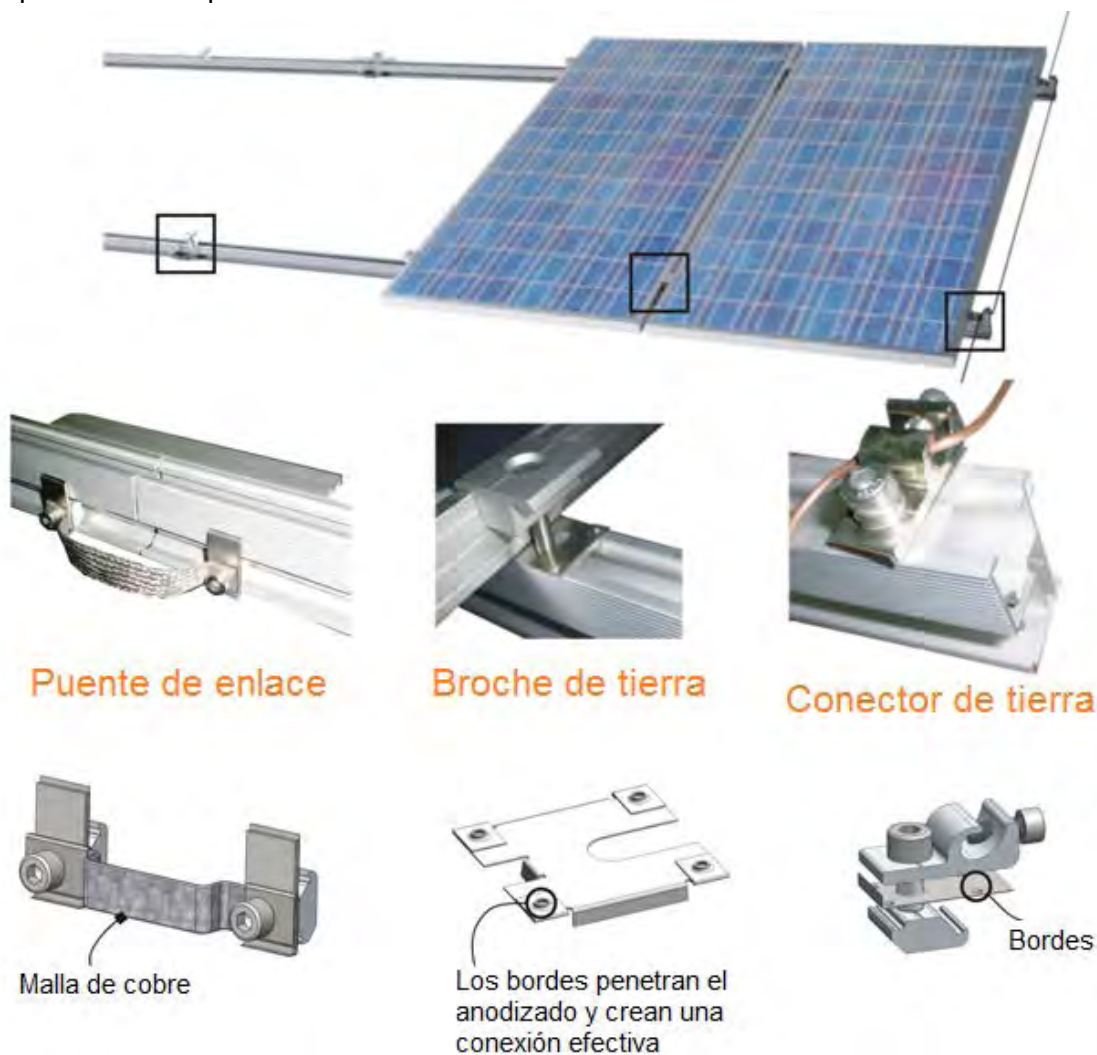


Figura 48. Elementos para la puesta a tierra del equipo.

En general, la práctica de utilizar la estructura de montaje como conductor de puesta a tierra significa un ahorro importante en conductores y en trabajo de instalación. La primera opción es muy sencilla y sólo es necesario seguir las instrucciones del fabricante de la estructura, pero las estructuras listadas y aprobadas como conductor de puesta a tierra son escasas y su costo es mayor. Por otro lado, con casi cualquier estructura comercial y los accesorios adecuados instalados correctamente se puede tomar la segunda opción. Un ejemplo de este sistema es el siguiente:

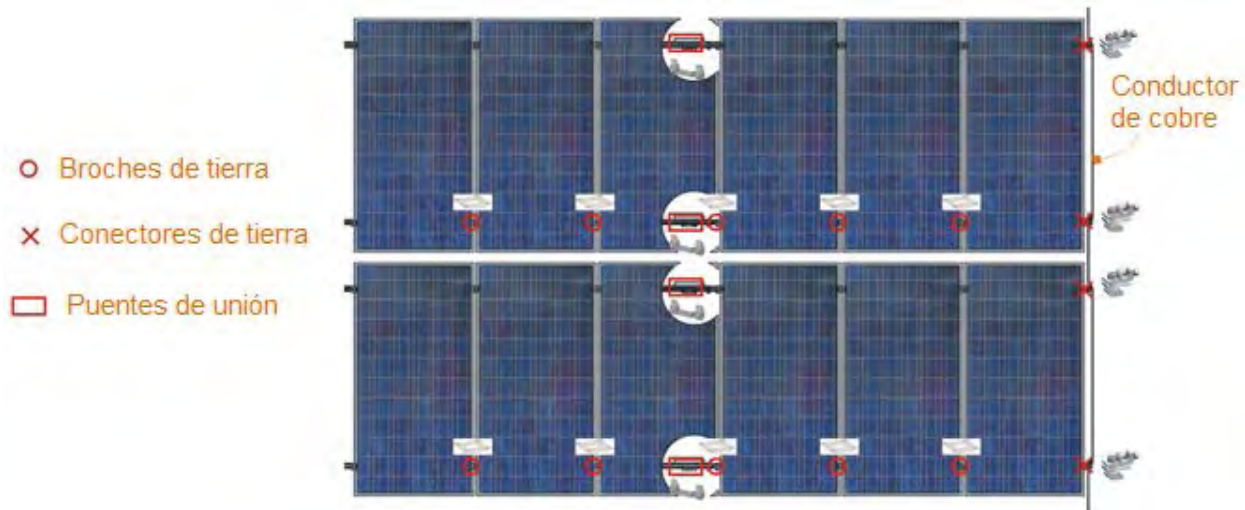


Figura 49. Ejemplo de puesta a tierra del equipo.

Una vez que se ha diseñado un buen sistema de puesta a tierra y se cuenta con equipos, dispositivos y accesorios aprobados y listados, es importante continuar con una instalación cuidadosa para prevenir dos condiciones que son fuente común de fallas:

- **Todos los tornillos deben ser ajustados con el par de torsión indicado por el fabricante.** Esto aplica a todo elemento del sistema que sea montado con tuercas y tornillos. Para esto, es indispensable contar con herramienta adecuada (*torquímetro*) durante la instalación y las especificaciones de cada tornillo.
- **En ningún punto del sistema de puesta a tierra se debe hacer una conexión entre metales incompatibles (especialmente cobre y aluminio).** Hay muchas combinaciones de metales incompatibles, sin embargo, la combinación más común es cobre y aluminio. Al ponerse en contacto estos dos metales y hacerse pasar corriente por la unión, ocurre un proceso de corrosión acelerado, que eventualmente termina en la destrucción de la unión.



Figura 50. Torquímetro

Este proceso puede ocurrir en meses y tal vez sea la fuente más común de fallas en la puesta a tierra de sistemas fotovoltaicos.

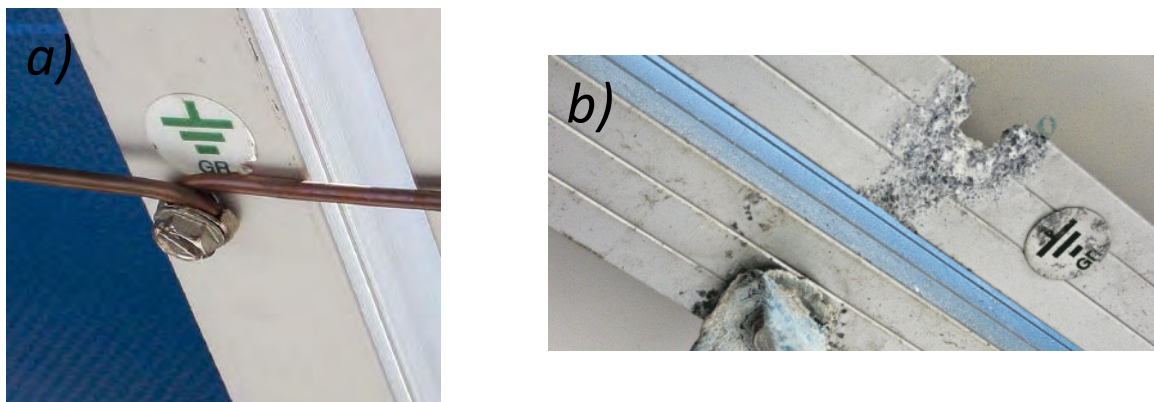


Figura 51. a) Ejemplo de accesorios bien seleccionados pero mal utilizados por quedar el conductor cobre en contacto con el marco de aluminio. b) Corrosión galvánica.

1.7.4 Puesta a tierra entre los arreglos y el inversor

En algún punto del conjunto de módulos y estructuras, el conjunto debe ser conectado a un conductor de puesta a tierra como se ilustró previamente. Al dejar la vecindad de los arreglos, el conductor de puesta a tierra debe correr junto con los demás conductores del sistema y seguir su trayectoria hasta el inversor como se indica en el Artículo 690.43 (F) del NEC.

En las cajas combinadoras llegan uno o varios conductores de puesta a tierra de equipos provenientes de los arreglos o de otras cajas combinadoras, mismos que se combinan en un solo conductor con un calibre seleccionado de acuerdo con el valor de corriente del siguiente dispositivo de protección contra sobrecorriente (ver Tabla 250.122 en sección 2.6.4.2 *Conductor de puesta a tierra del equipo*).

Siempre es necesario prestar especial atención a las conexiones adicionales que se deben hacer dentro de la caja para que todas sus partes estén debidamente puestas a tierra.

Figura 52. En esta caja combinadora se resaltan la terminal de los conductores de tierra (derecha) y los puntos de puesta a tierra de la caja y su tapa (izquierda), así como sus puentes de enlace.





Si las canalizaciones usadas para los conductores son metálicas, también deben ser puestas a tierra utilizando accesorios adecuados.



Figura 53. Accesorios para conectar canalizaciones metálicas a un conductor de puesta a tierra.



Figura 54. Accesorio para asegurar una conexión eléctrica efectiva entre una canalización y una caja.

El punto donde termina el conductor de puesta a tierra de equipos es el electrodo de tierras o un *bus* de tierras que estará ubicado en el inversor o próximo a él.

1.8 Protecciones

El riesgo de una falla, un accidente o cualquier condición de operación anormal, es inherente a cualquier sistema eléctrico de potencia. El sistema de protección no pretende evitar la operación anormal del sistema; por el contrario, una vez que ha ocurrido una falla, éste sistema cumple con las siguientes funciones:

- Detectar la falla
- Liberar la falla
- Advertir la ocurrencia de una falla

En los sistemas fotovoltaicos, el mayor peligro siempre consiste en las sobrecorrientes, que pueden ser causadas por una falla a tierra o por un corto circuito entre los conductores portadores de corriente. Como protección general contra sobrecorrientes, los fusibles pueden operar en cualquier caso en que se presente una corriente peligrosa en la zona que protegen dentro del sistema fotovoltaico. Como protecciones específicas, existen dispositivos de protección selectivos que protegen contra fallas a tierra y contra arcos eléctricos, añadiendo un nivel más de protección en ambos casos. Es pertinente resaltar que los diodos de bloqueo no se consideran dispositivos de sobrecorriente y en ningún caso deben sustituir a cualquier dispositivo de protección.

1.8.1 Fusibles

Las protecciones contra sobrecorrientes en los sistemas fotovoltaicos presentan varias diferencias con sus semejantes en los sistemas de corriente alterna. En principio, la corriente directa es significativamente más difícil de interrumpir que la alterna. La corriente alterna, al tener forma de onda senoidal, naturalmente pasa por cero durante su ciclo, lo cual facilita la interrupción total de la corriente y la extinción de un arco eléctrico. Contrariamente, la corriente directa tiene que ser forzada a cero por otros medios; prescindiendo de la ayuda de la corriente misma.

En contraste con las elevadas corrientes de corto circuito en los sistemas de corriente alterna, las sobrecorrientes en los sistemas fotovoltaicos están limitadas por la corriente de corto circuito de los módulos, y ésta corriente es cercana a la corriente de máxima potencia de los módulos. Una corriente mayor sólo podrá presentarse si existen componentes que almacenen energía en el circuito (baterías o capacitores) o si el inversor es capaz de alimentar de corriente proveniente de la red. Desde el punto de vista de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, el que la magnitud de las corrientes de corto circuito sea reducida representa una ventaja, en cuanto a que esto facilita el que se interrumpan dichas corrientes; pero a su vez dificulta la tarea de distinguir entre las corrientes de operación normal y una corriente de falla.

Los elementos fusibles son los dispositivos de protección contra sobrecorriente más comunes en los sistemas fotovoltaicos gracias a su alta capacidad interruptiva, corto tiempo de operación y bajo costo comparado con otros dispositivos. Los fusibles en los sistemas fotovoltaicos se distinguen de otras clases de fusibles porque están diseñados para interrumpir corriente directa rápidamente con bajas pérdidas de energía en operación normal.



Para que un fusible reúna las características mencionadas, es indispensable que el fusible esté listado y aprobado para sistemas fotovoltaicos, es decir, que el fusible esté diseñado especialmente para interrumpir corriente directa con la capacidad interruptiva necesaria. Los fusibles de éste tipo, frecuentemente están marcados con la leyenda “PV”.

Figura 55. Distintos tipos de fusibles para aplicaciones fotovoltaicas



En la Figura 60 se ilustra una falla en un sistema fotovoltaico. Nótese que las sobrecorrientes fluyen en sentido inverso a las corrientes seguras y resultan de la suma de las corrientes provenientes de subarreglos o series en paralelo. Los fusibles sujetos a corrientes mayores a su corriente máxima se han resaltado en color rojo. De los dos fusibles resaltados, el fusible más próximo a la falla (fusible de la serie) es por el que pasa una sobrecorriente mayor en relación a su corriente máxima. La acción prioritaria siempre será liberar la falla, que en este caso se lograría operando el fusible de la serie. Hecho esto, lo óptimo es que operen sólo los fusibles estrictamente necesarios para liberar la falla con el propósito de que salga de operación el menor número posible de series fotovoltaicas. En el caso del ejemplo, tratándose de un sistema monopolar aterrizado, se desea que sólo opere el fusible de la serie en falla.

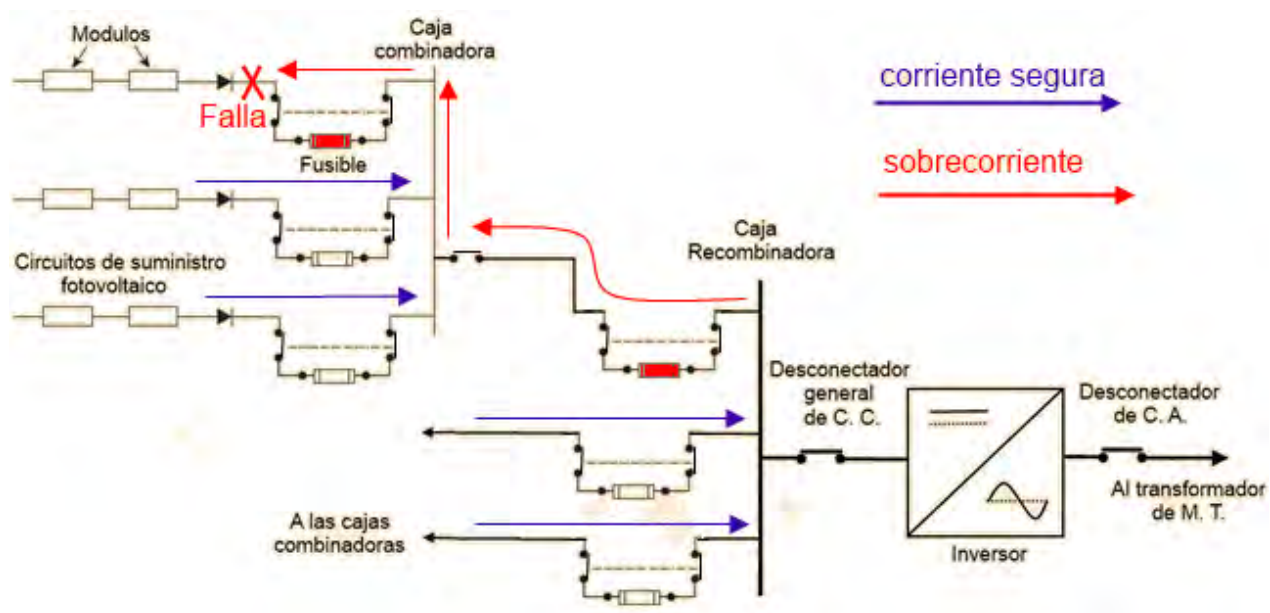


Figura 56. Trayectorias de las corrientes de falla en un sistema fotovoltaico.

Aun dentro de la categoría de los fusibles para aplicaciones fotovoltaicas, además de todas las características previamente expuestas, es posible separar a los fusibles en cuanto a su velocidad de operación. A los fusibles con tiempos de respuesta estándar, no se les distingue con más adjetivos, pero a aquellos fusibles con tiempos de respuesta más lentos o más rápidos se les agrupa en las siguientes categorías principales:

- Fusibles de tiempo inverso:

Los fusibles de tiempo inverso tienen una respuesta más lenta que la estándar. Esta característica podría parecer una desventaja frente a los fusibles de respuesta estándar, pero profundizando más en éstos fusibles, se encuentra que no son simplemente más lentos sino que la velocidad de su respuesta es inversamente proporcional al cuadrado de la corriente ($t = \alpha I^2$). Esta característica es útil cuando se requiere que el fusible soporte picos de corriente que, sin ser peligrosos para el sistema, provocarían la operación de un fusible estándar. Este tipo de fusibles no se han diseñado para proteger directamente a los módulos como fusibles de las series, y su uso en sistemas fotovoltaicos no es muy común.

- Fusibles limitadores de corriente:

Durante una falla, la corriente asciende de un valor inicial a un valor máximo en un periodo de tiempo que depende principalmente de la inductancia propia de los conductores del sistema. Si el fusible es capaz de operar cuando la corriente aun no alcanza su máximo, se dice que el fusible es limitador de corriente. La operación ultra-rápida de éste tipo de fusibles los hace idóneos como fusibles de las series fotovoltaicas. Hay que considerar que su precio es más elevado que el de los fusibles estándar, y no son indispensables a menos que haya más fuentes de corriente que los módulos fotovoltaicos en el mismo circuito.

1.8.2 Protección contra fallas a tierra

Las fallas a tierra no son un tipo de sobrecorriente, sino un tipo de falla distinto. Una falla a tierra puede ocurrir en los sistemas puestos a tierra cuando un conductor no puesto a tierra hace contacto con la tierra o con cualquier otro punto que esté al potencial de tierra. En los sistemas no puestos a tierra o flotantes, también pueden ocurrir fallas a tierra. Una falla a tierra puede comenzar por drenar poca corriente al encontrar resistencias de contacto altas, de manera que los dispositivos de protección contra sobrecorrientes no alcanzan a operar.

La experiencia en los sistemas fotovoltaicos y los estudios conducidos al respecto, muestran que en un sistema donde ha ocurrido una falla a tierra y no se ha detectado, hay una probabilidad muy alta de que ocurra una segunda falla en menos de un mes. Teniendo esto en cuenta, es que las protecciones contra fallas a tierra se diseñan para ser altamente selectivas y sensibles a éste tipo de fallas. A través de éste tipo de dispositivos se pueden evitar desde pérdidas de energía importantes hasta daños irreversibles a los equipos.



A pesar de las evidentes ventajas que ofrecen éste tipo de dispositivos, no siempre son indispensables.

El Artículo 690.5 en su Excepción No. 2, referente a los **sistemas fotovoltaicos referidos a tierra**, señala que:

*Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos instalados en lugares diferentes de las unidades de vivienda **no tengan protección contra fallas a tierra**, si cada conductor de puesta a tierra de equipo esta dimensionado de acuerdo con la sección 690.45.*

Por su parte, el Artículo 690.35 (C) del NEC referente a los **sistemas fotovoltaicos no puestos a tierra** establece lo siguiente:

*Todos los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida **deben tener un dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra** que cumpla con los numerales (1) hasta (3):*

- 1) Detecte una falla a tierra.*
- 2) Indique que ha ocurrido una falla a tierra.*
- 3) Desconecte automáticamente todos los conductores o haga que el inversor o el controlador de carga conectados al circuito en falla, suspenda automáticamente la alimentación de energía a los circuitos de salida.*

Con base en estos artículos, si se trata de una central de generación donde los circuitos fotovoltaicos están referidos a tierra, la protección contra fallas a tierra es **opcional**. Se recuerda que los conductores de puesta a tierra deben ser dimensionados de acuerdo a los dispositivos de sobrecorriente que protegen al circuito (art. 690.45), como se detalla en la sección correspondiente. Si se instalan dispositivos de protección contra fallas a tierra en sistemas referidos a tierra, éstos deben cumplir con las siguientes características:

- El dispositivo de protección contra fallas a tierra debe estar especificado para su instalación en sistemas de corriente directa referidos a tierra así como ser adecuado para los niveles de tensión y corriente máximas.
- El dispositivo o sistema de protección debe ser capaz de detectar una falla a tierra, interrumpir el flujo de la corriente de falla e indicar la ocurrencia de una falla.
- Se permite que el dispositivo de protección abra el conductor puesto a tierra siempre que, simultáneamente, se abran el resto de los conductores del circuito fallado.
- La operación del dispositivo de protección debe aislar a los circuitos fallados a través de abrir los conductores no puestos a tierra o detener la operación del inversor.

- Se debe de marcar sobre el inversor o cerca del dispositivo de protección con la siguiente leyenda:

ADVERTENCIA

PELIGRO DE CHOQUE ELÉCTRICOSI SE INDICA UNA FALLA A TIERRA,

LOS CONDUCTORES NORMALMENTE PUESTOS A TIERRA

PUEDEN ESTAR ENERGIZADOS Y NO PUESTOS A TIERRA

Si el sistema fotovoltaico en cuestión no está referido a tierra (flotante), se **debe** proveer de protección contra fallas a tierra. En estos sistemas, los dispositivos de protección contra fallas a tierra que se utilizan son especialmente diseñados para sistemas no referidos a tierra o flotantes y deberán estar especificados y marcados como tales.



Figura 57. Relevador de protección contra fallas a tierra.

1.8.3 Protección contra fallas por arqueo

El Artículo 690.11 del NEC requiere que los sistemas fotovoltaicos con tensiones máximas mayores a 80 [V] tengan protección contra fallas por arqueo. Sin embargo, en éste momento no hay productos en el mercado que se ajusten a las necesidades de un sistema como una central de generación solar fotovoltaica. Por lo tanto, mientras no se desarrolle la tecnología necesaria y ésta sea disponible, no es necesario proveer a los sistemas con éste tipo de protección.

1.8.4 Protección del inversor

Los inversores centrales, al ser equipos sumamente complejos que combinan sistemas de electrónica de potencia, control y comunicaciones, incluyen dispositivos de protección propios.

Los inversores de alta potencia (>100 KW) están equipados con protección contra sobretensiones (apartarrayos) y fusibles tanto a la entrada (C. C.) como a la salida (C. A.) y en la mayoría de los casos no son necesarios dispositivos de protección adicionales.



1.9 Inversores

Los sistemas fotovoltaicos proporcionan corriente directa (CD), sin embargo las aplicaciones como la puesta en marcha de motores o la conexión a la Red eléctrica convencional, exigen la utilización de corriente alterna (CA) y es donde tiene vital importancia el inversor.

En general un inversor [también conocido como unidad de acondicionamiento de energía (PCU, siglas por su nombre en inglés: *Power Conditioning Unit*) o sistema de conversión de energía (PCS, siglas por su nombre en inglés: *Power Conversion System*)] es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que emplean la corriente alterna de otra fuente y la convierten en corriente continua para cargar las baterías.

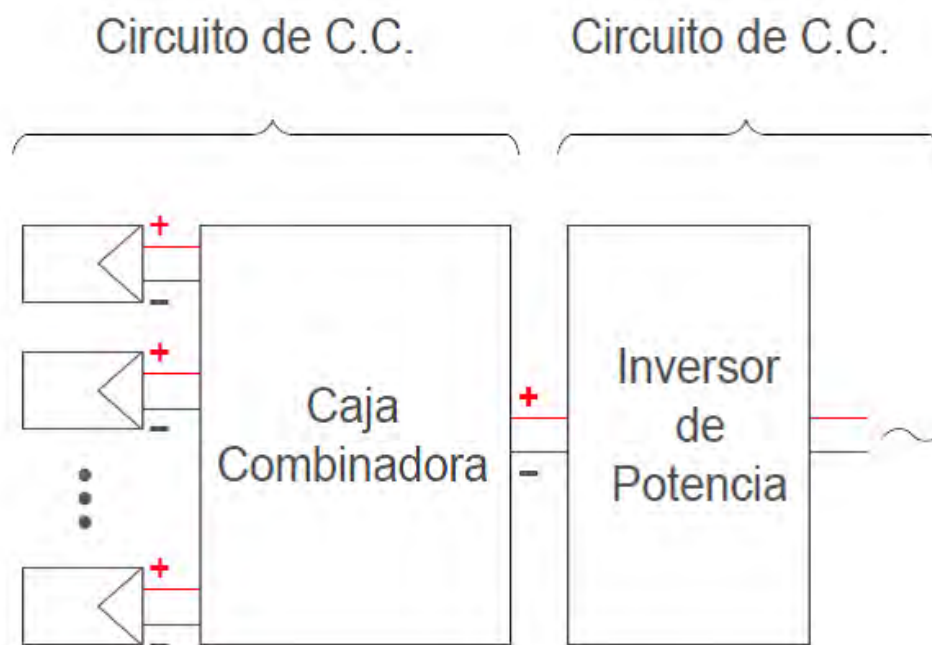


Figura 58. Esquema de C.D. y C.C.

Debido a los diversos requerimientos de la carga, existen diferentes tipos de inversores, los más comunes se mencionan a continuación:

Tabla 1. Comparativo entre tipos de inversores.

Parámetro	Onda cuadrada	Onda senoidal modificada	PWM Modulación por ancho de pulso	Onda senoidal pura
Rango de la potencia de salida (watts)	hasta 1,000,000	300 - 2,500	hasta 20,000	hasta 2,000
Capacidad contra transitorios (Múltiplo de la potencia de salida)	hasta 20x	hasta 4x	hasta 2.5x	hasta 4x
Eficiencia típica sobre el rango de salida	70 – 98%	70 – 85%	>90%	hasta 80%
Distorsión armónica	hasta 40%	Aprox. 5%	< 5%	<1%

1.9.1 Inversores de onda cuadrada

Los inversores más simples son los inversores de onda cuadrada. Estos inversores emplean interruptores de estado sólido conectados como multivibradores astables o como interruptores externamente controlados.

Una vez que la señal de corriente directa se convierte en una onda cuadrada, su amplitud normalmente necesita incrementarse para producir una forma de onda de corriente alterna de 120 V rms.



El inversor de onda cuadrada es el menos costoso y relativamente eficiente, pero tiene limitaciones en sus aplicaciones. Tiene una gran capacidad para suprimir transitorio pero genera una alta distorsión armónica.

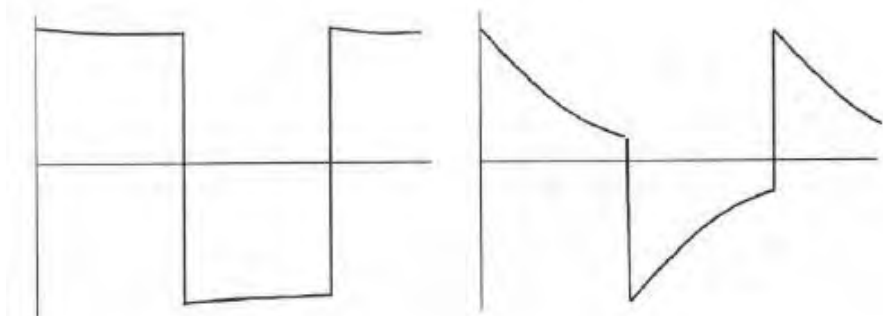


Figura 59. Señal de salida de un inversor de onda cuadrada.

1.9.2 Inversores de onda senoidal modificada

Para ciertas aplicaciones, una onda cuadrada es inadecuada para cumplir con los requerimientos de distorsión armónica de la carga. Ya que las ondas cuadradas poseen un alto contenido de armónicas y además las pérdidas de energía originadas por las corrientes de Foucault en los materiales magnéticos se incrementan significativamente con la frecuencia, la excitación con una onda cuadrada puede causar que algunos motores o balastos de lámparas fluorescentes eleven su temperatura de manera excesiva.

Por lo anterior, antes de seleccionar un inversor, es importante verificar que la carga propuesta sea apta para operar con la excitación de una onda cuadrada; de no ser así, es probable que la carga pueda trabajar con un inversor de onda senoidal modificada.

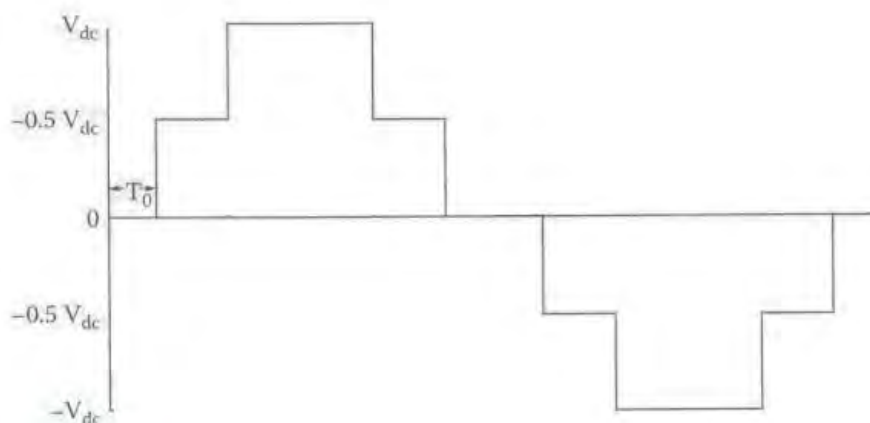


Figura 60. Señal de salida de un inversor de onda senoidal modificada.

1.9.3 Inversores PWM (*Pulse Wide Modulation*)

Para uso en aplicaciones fotovoltaicas es generalmente deseable tener una forma de onda cuasi senoidal con una frecuencia y amplitud predecibles y debido a que los inversores del tipo PWM son los más versátiles dentro de la familia de los inversores, son una opción recurrente en proyectos fotovoltaicos pues a pesar de tener un alto costo, generan una alta eficiencia y mínima distorsión.

La forma de onda modulada por ancho de pulso (PWM) puede producir formas de onda de diferentes amplitudes y frecuencias controlando el tiempo de encendido y apagado de una forma de onda pulsante. La forma de onda es controlada cuando se controla el ciclo relativo de los pulsos sucesivos. La amplitud es controlada mediante el control del ciclo total y la frecuencia se determina controlando el tiempo de repetición para la secuencia del pulso.

Es por eso que debido a las diferentes características de los inversores como su potencia de salida, su eficiencia, su capacidad para soportar fenómenos transitorios y distorsión armónica, la selección de éste, es un paso crucial en el diseño del proyecto fotovoltaico, conjuntamente con esto, debemos tener en cuenta los requerimientos de la carga que será conectada al sistema.

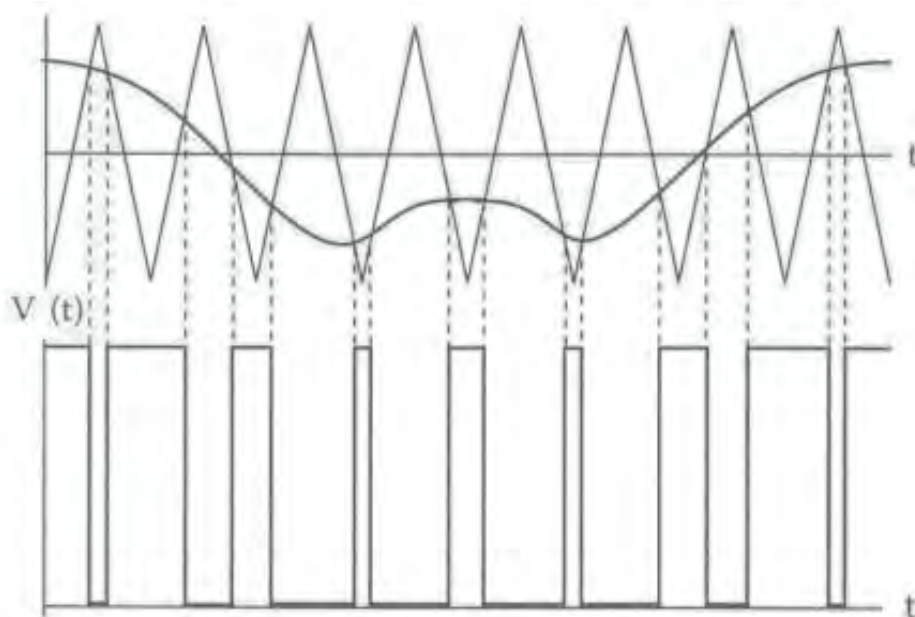


Figura 61. Señal de salida de un inversor PWM



1.9.4 Características de los inversores

○ Características eléctricas:

- Tensión máxima: es la tensión máxima del sistema que deben respetar todos sus equipos (600 o 1000 [V] como las más comunes).
- Tensión de arranque: es la tensión mínima a partir de la cual el inversor entra en operación.
- Tensión nominal de C. C. (rango): es el rango de tensiones de C. C. dentro del cual, el inversor opera normalmente. La operación normal del inversor implica que éste es capaz de mantener al arreglo en su punto de potencia máxima y seguirlo. Por esta razón, el rango de tensión nominal de C. C. se refiere frecuentemente como el rango de tensión con seguimiento del punto máximo de potencia (V_{MPPT}).
- Tensión nominal de C. A.: es la tensión entre las fases a la salida de corriente alterna. Se proporciona con un margen de error.
- Frecuencia de la salida de C. A.: es común que los inversores sean capaces de operar a 50 o 60 Hz más las variaciones normales de la red.
- Corriente máxima de C. C.: es la corriente máxima que acepta el inversor a la entrada en operación continua.
- Corriente máxima de los fusibles de C. C.
- Corriente máxima de C. A.: es la corriente máxima que puede entregar el inversor por fase en operación continua.
- Corriente máxima de los fusibles de C. A.
- Potencia máxima: puede darse la potencia máxima a la entrada, a la salida, o ambas. La potencia a la salida puede darse como real o aparente. Basta con un solo valor de potencia máxima si se especifica a cual se refiere y se da además el rango del factor de potencia al que es capaz de operar y la eficiencia.
- Factor de potencia: el inversor se diseña para operar con factor de potencia unitario o cercano a él, pero al ser un equipo basado en electrónica de potencia es posible hacerlo operar con distintos valores de factor de potencia en beneficio del sistema.
- Eficiencia: la eficiencia máxima de los inversores se ubica entre 95% y 98%, y es afectada principalmente por los parámetros eléctricos del suministro de C. C. y la temperatura.
- Porcentaje de distorsión armónica total (%THD): cualquier valor menor que 5% es aceptable de acuerdo con la mayoría de las normas nacionales e internacionales.
- Tipo de arreglos soportado: monopolar, bipolar o ambos
- Puesta a tierra del arreglo: positivo puesto a tierra, negativo puesto a tierra o flotante.

- Otras características:

- Dimensiones.
- Peso.
- Número de entradas y salidas.
- Calibres soportados de los conductores de entrada, salida y puesta a tierra.
- Medios de desconexión.
- Temperatura de operación (rango).
- Tipo de gabinete (NEMA).
- Dispositivos de protección.
 - Protección contra sobretensiones / apartarrayos.
 - Protección contra polaridad invertida.
 - Protección contra fallas a tierra.
- Dispositivos de medición, interfaz, comunicaciones y operación remota.
- Certificaciones.

- Otros aspectos a considerar en la operación de los inversores son:

- Las características de la entrada del inversor deben ser compatibles con las del circuito fotovoltaico que lo alimentará.
- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continua, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- Estabilidad de la tensión: la tensión de salida debe ser lo más estable posible, independientemente de la carga y la tensión de entrada.
- Eficiencia (rendimiento del inversor): es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación, así como de la tensión en CD. Debe ser lo más elevada posible, para todo el rango de potencias de salida; los inversores de control PWM suelen tener un rendimiento del 90% o mayor para una potencia nominal de salida del 70%, para potencias bajas el rendimiento decrece.
- Baja distorsión armónica: la distorsión armónica da idea de lo que se asemeja una onda a la forma senoidal.
- Capacidad para resistir potencia punta: en situaciones como los arranques de motores, la potencia en los primeros instantes puede ser muy elevada (varias veces la nominal). El inversor debe poder soportar estos picos sin interferir en su correcta operación.
- Elevado rango de temperaturas de trabajo: Suelen estar entre -5 y 40 °C.
- Posibilidad de ser combinado en paralelo: en el caso de que la instalación lo requiera, deberá poder conectarse otro inversor en paralelo.
- Arranque y desconexión automáticos: cuando no hay demanda energética por parte del sistema, el inversor debe desactivarse. Si detecta carga debe activarse automáticamente.



- Señalización adecuada: debe llevar alarmas ante cortocircuitos.
- Seguridad: debe llevar protección contra cortocircuitos, sobrecargas e inversión de polaridad. Los inversores suelen estar protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de CA.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

1.9.5 Configuraciones de inversores

Existen diferentes formas en las que puede ser conectado un inversor o grupo de inversores a cadenas de módulos, la configuración más adecuada depende directamente de las características del sistema, como son, el nivel de radiación solar que reciben los módulos y la potencia que genera el sistema.

Algunas de estas configuraciones son:

- Inversores tipo cadena y generador particionado.
- Configuración maestro-esclavo.
- Inversor individual para cada módulo FV.

○ Inversores tipo cadena y generador particionado

Los inversores tipo cadena (*string inverter*), son normalmente conectados a sistemas con potencias de hasta 3 kW. En diversos casos, todo el generador FV conforma una cadena que es conectada a un solo inversor. En sistemas medianos es normal conectar dos o tres cadenas a un inversor, formando así una configuración de generador FV por partes o particionado.

Para los sistemas fotovoltaicos en los que los módulos tengan diferencias en la orientación o zonas de sombreado, el uso de inversores tipo cadena o de inversores en configuración generador particionado, se convierte en la mejor opción para adaptar el sistema a las distintas condiciones de radiación solar en las que se encuentre el sistema.

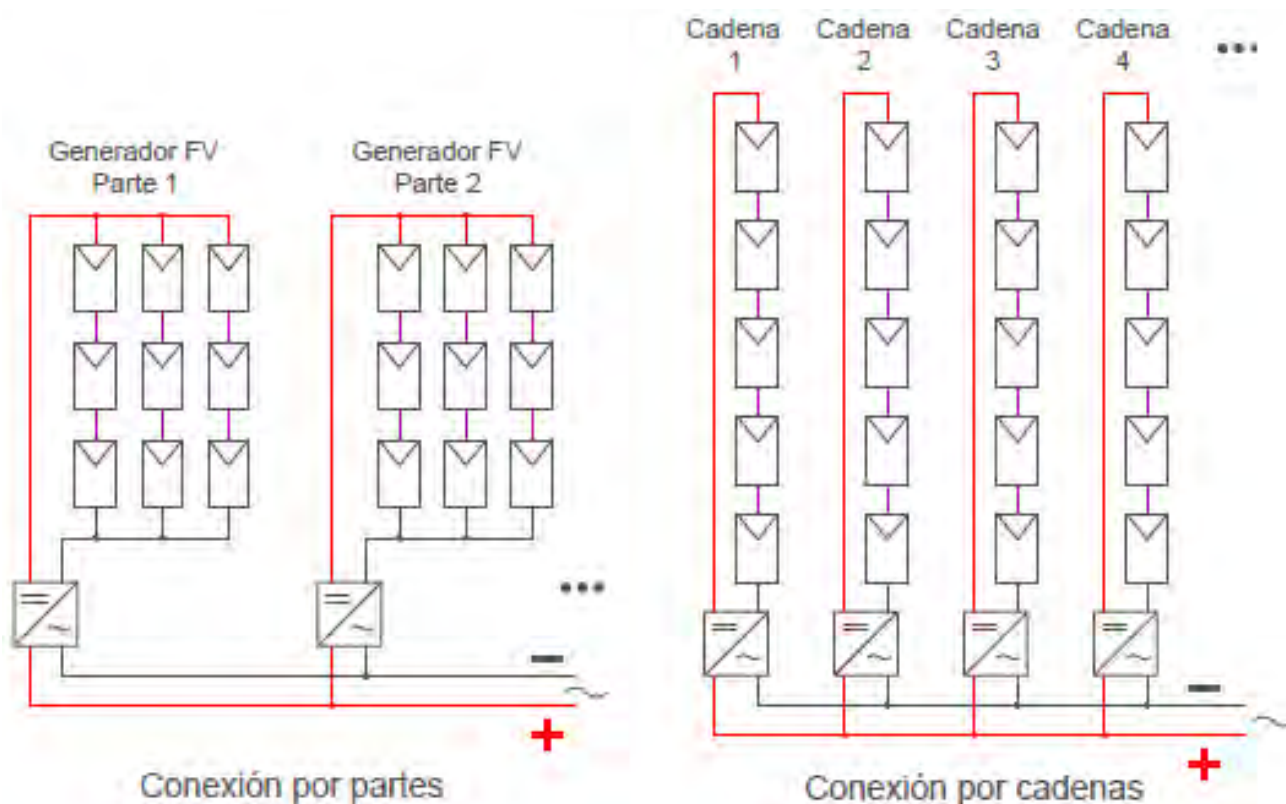


Figura 62. Inversor tipo cadena y generador particionado.

- Configuración maestro – esclavo

Para grandes sistemas fotovoltaicos generalmente se emplea la configuración maestro – esclavo. En este caso, se usan varios (normalmente tres) inversores, entre los cuales se reparte la potencia total del sistema. Uno de los inversores trabaja como maestro y normalmente mientras hay una radiación solar baja. Al aumentar la radiación, el inversor maestro se acerca a su límite de potencia, por lo que uno de los inversores esclavo es activado. Cuando la potencia de generación se acerca al valor de la suma de potencias de los dos inversores se activa un segundo esclavo (tercer inversor) y así sucesivamente.



Para equilibrar la carga entre todos los inversores, se activa un ciclo de rotación, en el que el trabajo de inversor maestro es realizado por cada uno secuencialmente.

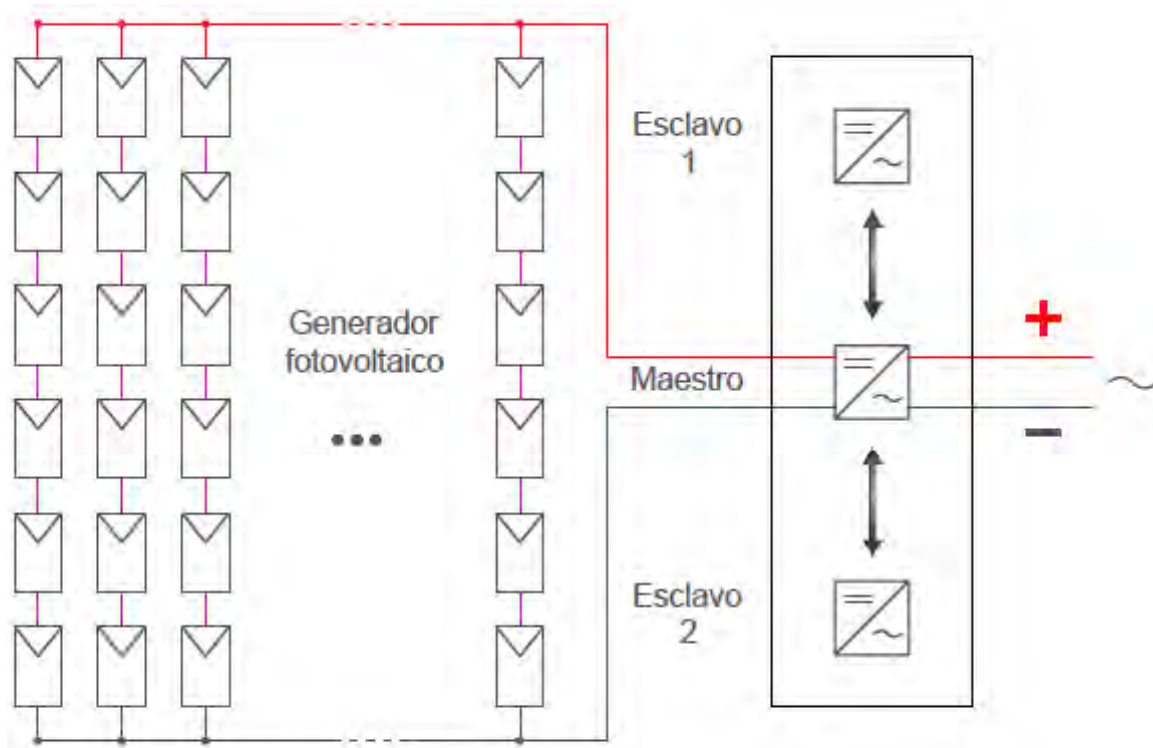


Figura 63. Inversor configuración maestro-esclavo.

La ventaja de esta configuración es que, mientras exista una radiación baja solo trabaja un inversor (maestro), con esto, se obtiene una eficiencia mayor en comparación a la obtenida al usar solo un inversor central de gran capacidad. Sin embargo, su desventaja radica en altos costos de inversión comparada con la configuración de un solo inversor central.

o Inversor individual para cada módulo FV

Existe la posibilidad (no muy empleada) de utilizar un inversor individual para cada módulo FV, el cual trabaja obviamente con una muy baja potencia (100 - 200 [W]) debido a esto, es llamado usualmente micro-inversor solar.

Con estos micro-inversores se elimina la necesidad de conectar largas cadenas de módulos solares en serie dándole más flexibilidad al diseño del sistema solar.

Una condición para obtener un alto rendimiento con este tipo de configuración, es la adaptación óptima de las características del inversor al módulo. Si es posible, es recomendable configurar el inversor para que trabaje constantemente en el punto de máxima potencia (MPP).

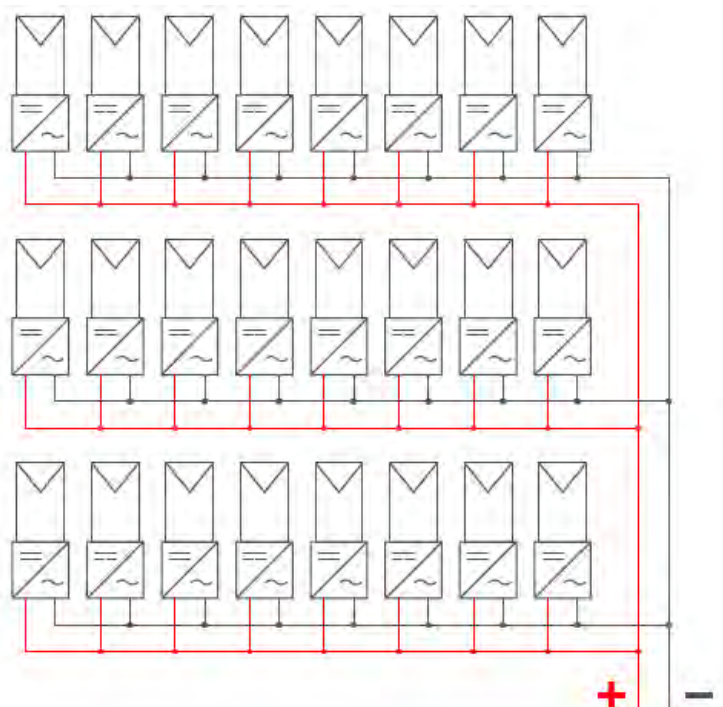


Figura 64. Inversores individuales.

1.10 Transformador y tablero de media tensión

1.10.1 Transformador

El transformador es el dispositivo eléctrico empleado para transferir la energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro sin variar la frecuencia y conservando la misma potencia (en el caso de un transformador ideal) siendo el enlace común entre ambos circuitos, un flujo magnético común.

La representación simbólica de un transformador, es la que se muestra a continuación:

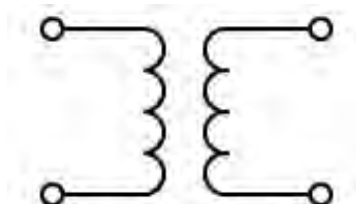


Figura 65. Representación simbólica del transformador con núcleo de aire.



En su forma más sencilla, un transformador, está constituido por un circuito magnético, formado por placas apiladas de material ferromagnético, sobre los que se enrollan 2 bobinas denominadas usualmente devanado primario y secundario

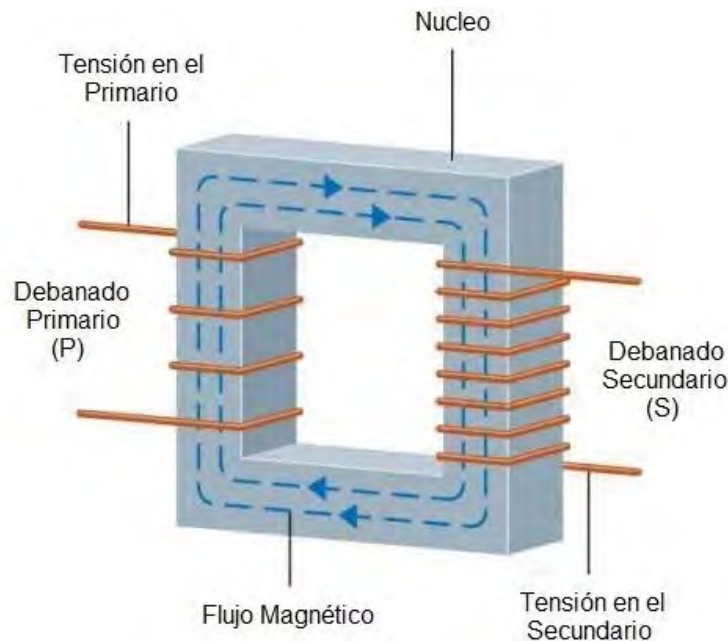


Figura 66. Representación básica del transformador.

Esta transferencia va acompañada habitualmente, pero no siempre, de un cambio de tensión y corriente mediante interacción electromagnética, un transformador puede recibir energía y devolverla a una tensión más elevada, en cuyo caso se llama transformador elevador, o puede devolverla a una tensión más baja, en cuyo caso será transformador reductor, en el caso de que la energía suministrada tenga la misma tensión que la recibida, se dice que el transformador posee una relación de transformación igual a la unidad.

Para un sistema de generación solar fotovoltaico es indispensable el uso de transformadores, pues el voltaje que entrega el inversor después de convertir la corriente continua en corriente alterna, es de un valor muy bajo para ser transmitido por los conductores hacia la subestación.

El elemento transformador representa el primer elemento que trabaja exclusivamente con corriente alterna, en la cadena de generación fotovoltaica, la selección de éste, será en base a las normas vigentes del país, la red de operación en media tensión de la localidad y los requerimientos del proyecto. Como ejemplo, México dentro de sus normatividad cuenta con la NMX-J-098-ANCE-1999, norma de aplicación nacional, donde se establecen los valores de tensiones eléctricas de servicio, nominales de sistema y nominales de utilización, para sistemas eléctricos de potencia, así como las tolerancias de operación para dichos valores; en conjunto con estos valores establecidos en la norma, se deben considerar las condiciones de operación de él o los inversores, específicamente los parámetros de salida de los mismos, pues estos constituyen el primer factor a considerar para la selección del transformador.

Tabla 2. Tensiones normalizadas

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema [V]			Tensión eléctrica de servicio [V]		Tensión eléctrica nominal de utilización [V]
	1 fase 2 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	120/240	---	---	126/252	108/216	115/230
	---	---	220Y / 127	231/133,3	198/114,3	208Y/120
	---	---	480Y / 277	504/291	432/249,4	460Y/265
	---	480	---	504	432	460
Media tensión		2400	---	2520	2160	2300 4000 6600 13200
		4160	---	4368	3744	
		---	---	7245	6210	
		13800	---	14490	12420	
		---	13800Y/7970	14490/8366	12420/7171	
		23000	---	24150	20700	
		---	23000Y/13280	24150/13943	20700/11951	
		34500	---	36225	3105	
	---	34500Y/19920	36225/20915	31050/17927		
Alta tensión		69000		72450	62100	
		85000		89250	76500	
		115000		120750	103500	
		138000		144900	124200	
		161000		169050	144900	
		230000		241500	207000	
Extra alta tensión		400000		420000	360000	



El transformador de media tensión seleccionado deberá cumplir con los lineamientos establecidos en el Artículo 450 del NEC a menos que éste, sea un transformador tipo seco, que forme parte de los aparatos (como puede ser en este caso) y que cumplan con los requisitos de dichos aparatos, por diversos motivos como lo son la seguridad del sistema y la facilidad de instalación, entre otros, actualmente (como se mencionó en el capítulo 2.8.2.1 *Conductores de enlace inversor–transformador*) existe una gran variedad de proveedores que pueden suministrar inversores con transformadores integrados y en caso de no contar con este equipo se puede emplear cualquier transformador que cuente con las especificaciones técnicas necesarias para ser empleado.

Algunos de los parámetros más importantes que deben ser considerados para la selección del transformador son:

- **Potencia del transformador.-** Se dimensionara un transformador capaz de trabajar adecuadamente con la potencia entregada por el inversor, usualmente los fabricantes sugieren no hacer trabajar el transformador a su máxima capacidad, un valor comúnmente empleado es 75% u 80% de su potencia, sin embargo en el parque FV los máximos valores de operación duraran alrededor de 3 horas por día, así que es posible diseñar el transformador para que opere al 90% e incluso al 100% de su capacidad puesto que la mayor parte del día operara con valores inferiores al máximo posible.
- **Tensión de entrada y salida.-** En este caso, los valores de entrada estarán determinados por el inversor, mismo que entregara valores específicos establecidos en hojas de datos y en cuanto a la salida, se podrán establecer valores de media tensión (desde 2.4 kV hasta 34.5 kV) sin embargo con la intención de aminorar el valor de la corriente se seleccionan valores altos para la tensión de salida.
- **Numero de devanados.-** De primera intención podría pensarse en un transformador trifásico (3 devanados secundarios y 3 devanados primarios) sin embargo, para parques fotovoltaicos es viable diseñar un transformador trifásico con 6 devanados secundarios y 3 primarios, con el fin de optimizar espacio e incluso costos.
- **Nivel básico de aislamiento (BIL por sus siglas en ingles).-** Este valor representa la capacidad de un transformador de soportar una “sobretensión” producida por una descarga atmosférica o la apertura-cierre del circuito de alimentación; existen diversos niveles de aislamiento, sin embargo, debido a la gran importancia que tiene el elemento transformador en el sistema, lo más recomendable es seleccionar el nivel de aislamiento mayor.

Como es de esperarse, el transformador debe tener dispositivos de protección contra sobrecorrientes, debido a que éste operara con una tensión eléctrica nominal mayor a 600 V, es necesario que se proteja tanto el devanado primario como el secundario aunque existe la opción de instalar dispositivos de protección solo en el devanado primario siempre y cuando las condiciones de supervisión y mantenimiento aseguren que solo personal calificado proporcionara servicio y controlara la instalación del transformador.

1.10.2 Tableros o celdas de media tensión.

La finalidad de estos tableros reside en proveer un punto de control y protección centralizado para el equipo. La variedad en cuanto a tableros de media tensión es similar a la de los transformadores, por lo tanto, la opción de selección resulta bastante abierta, teniendo que considerar aspectos propios del tablero como son la tensión nominal a la que trabaja, la potencia que soporta, la tecnología bajo la cual fue diseñado, etc. Así como los transformadores, los tableros MT se fabrican para poder operar bajo una gran cantidad de capacidades (prácticamente las mismas tensiones normalizadas de la NMX-J-098-ANCE-1999)

Las celdas de media tensión pueden ser modulares o compactas. Las celdas más utilizadas son las modulares, pues facilitan su remplazo en caso de avería de una sección de la celda al no ser necesario sustituir todo el conjunto, sino simplemente el módulo afectado.

Al adquirir cualquier tipo de tablero, se tiene acceso a manuales de instalación, con el fin de proceder con las pertinentes precauciones y consideraciones al instalar el tablero, mismos manuales que sugieren métodos y procedimientos para la mayor seguridad y funcionamiento del equipo; actualmente las celdas cuentan con niveles de seguridad que protegen al operador de accidentes por descuidos o por fallas en el equipo, también previenen que solo personal autorizado sea capaz de operar estas celda y que se empleen exclusivamente las herramientas específicas para dar mantenimiento o revisión a dichos elementos.

- Celdas aisladas en aire o exafluoruro de azufre (SF6)

Las celdas aisladas en aire siguen siendo un dispositivo recurrente en diversas aplicaciones actuales, sin embargo, las celdas aisladas en SF6 (exafluoruro de azufre) le otorgan al sistema un mayor nivel de seguridad y fiabilidad, siendo ésta una ventaja suficiente para ser empleadas en diversas ramas de la generación, transmisión y distribución de energía. Otra gran ventaja que puede asegurar, es la optimización de espacio debido a que son más pequeñas que las celdas aisladas en aire.

En las celdas SF6, el tipo de soldadura empleada asegura que el aislamiento sea cercano al 100%, insensibilizando a estas celdas de condiciones ambientales agresivas como pueden ser:

- Aire salino
- Humedad del aire
- Polvo
- Condensación
- Contaminación

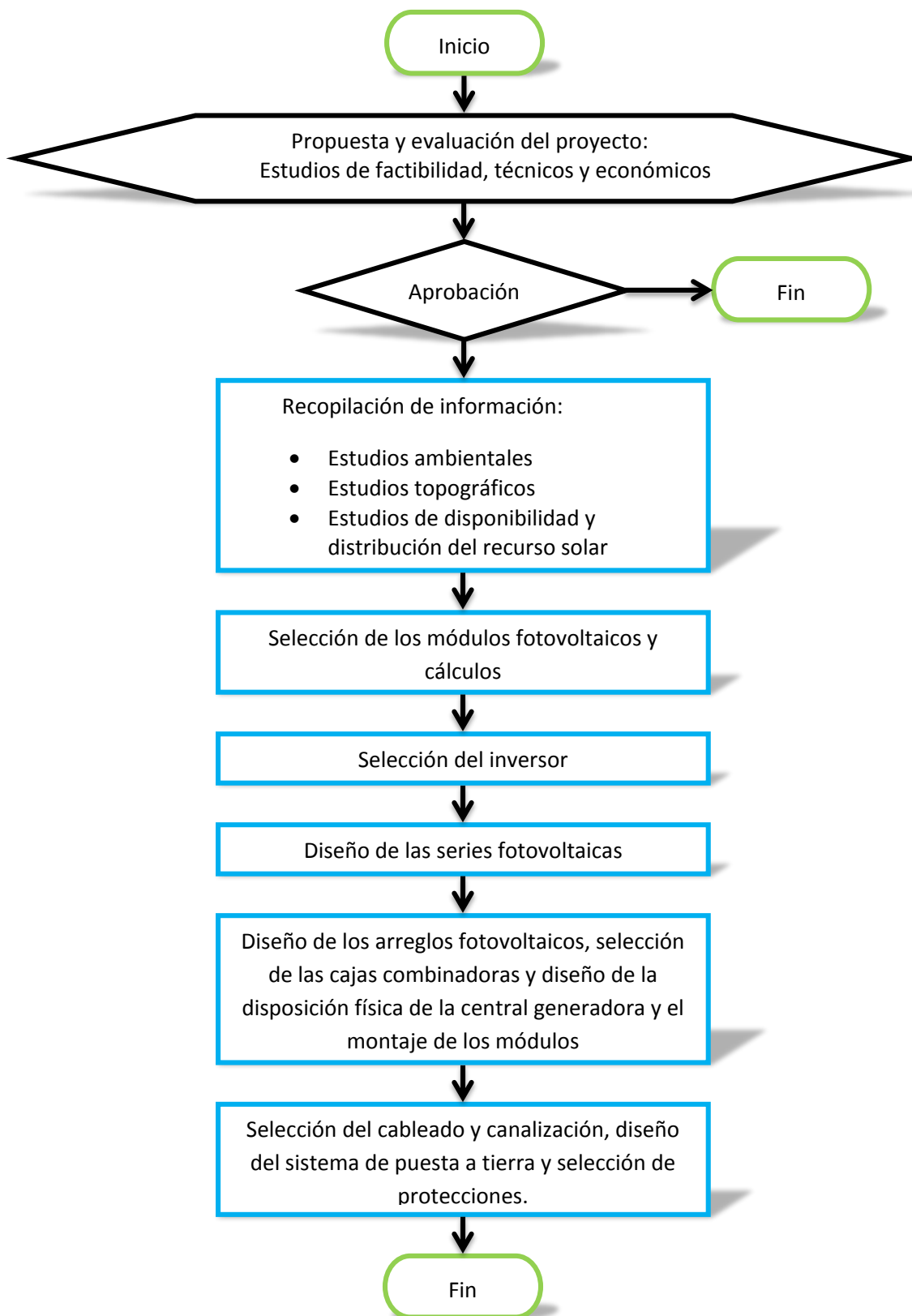


Independientemente del tipo de aislamiento, ambas celdas poseen prácticamente las mismas características eléctricas.

- Tensión de operación nominal
- Tensión de corta duración soportada
- Corriente nominal
- Corriente de corta duración soportada
- Nivel de aislamiento
- Frecuencia

2. Diagrama de flujo para una central de generación solar FV.

A continuación se destaca un diagrama de flujo, que servirá como guía durante el proceso de diseño de la central de generación solar.





2.1 Consideraciones iniciales en una central fotovoltaica.

El planteamiento inicial de una central de generación solar fotovoltaica debe considerar que la energía solar es una fuente intermitente con una curva de generación característica dictada por la variación de la intensidad luminosa en el tiempo, por las características de los módulos solares y por varios aspectos del diseño de la central.

Hechos aparte todos los aspectos económicos que rodean a una central de generación y que no serán tratados en este documento, las consideraciones iniciales que aquí se plantean, versan alrededor de las características del lugar en que se pretende instalar la central de generación y lo que se espera, en cuanto a generación, de la central.

A pesar de ser una parte fundamental en el diseño, esta etapa consiste en recabar la información a partir de la que se realizará el diseño utilizando las técnicas y los cálculos que posteriormente se expondrán. Los cálculos que aquí se hagan tienen el propósito de servir como referencia o brindarnos una idea de los límites que acotarán nuestro diseño y que posteriormente se recogerán para la toma de decisiones como la selección de equipo fotovoltaico (módulos, cajas combinadora, conductores, protecciones, etc.) las estructuras de montaje y su instalación.

2.2 El lugar, clima e irradiación

Del lugar en donde se pretende construir la central de generación solar se recabará información de tres aspectos:

Información geográfica:

- Latitud
- Altitud
- Orografía

Información meteorológica:

- Intervalo de temperatura ambiente
- Intervalo de humedad relativa
- Precipitación anual y distribución de las lluvias
- Velocidad máxima del viento
- Contaminantes (smog, lluvia ácida, brisa marina, polvo, tormentas de arena, excremento de aves)

Información de la energía solar:

- Carta solar
- Curvas de irradiancia e irradiación para distintas temporadas del año

En la actualidad resulta muy sencillo el acceso a esta información, y la mayoría se encuentra disponible a través de diversas instituciones públicas. Una vez que se cuenta con esta información, será necesaria la realización de un levantamiento topográfico.

Independientemente de las características de la central de generación, su desempeño está sujeto a una variable que escapa a todo control por parte del ser humano: la irradiancia solar en el lugar. La irradiancia solar se traduce en la cantidad de energía que llega al suelo en forma de luz solar en determinado momento, dicho de otra forma, es la potencia aprovechable medida por metro cuadrado (W/m^2) en determinado lugar. Es por esto que resulta importante medir la intensidad de la luz solar (irradiancia) y registrar su variación en el tiempo para tener una caracterización completa de la luz solar. Dicha información, se condensa en la carta solar y las curvas de irradiancia e irradiación en distintas temporadas del año. Esta información ya existe para muchos lugares, pero en caso contrario, resultaría necesario realizar las mediciones correspondientes. Ver sección 1.2.2 *Medición de la irradiancia solar*.

2.3 Módulos fotovoltaicos

Como parte del estudio de factibilidad, se obtiene una descripción de la energía disponible por concepto de luz solar en determinado lugar. Estos datos acotan las condiciones impuestas al diseño de una central de generación solar fotovoltaica y la tarea del diseño parte de esta base y continúa por definir los medios con los que se logre un aprovechamiento óptimo del recurso disponible.

A partir de los datos de los módulos y la información meteorológica recabada con anterioridad, proceden los siguientes cálculos:

1. **Temperatura de las celdas.** La temperatura de las celdas se calcula con la temperatura ambiente, el NOCT del módulo y la irradiancia a la que está sometido. Se deben calcular la temperatura de celdas máxima y mínima utilizando la siguiente aproximación lineal:

$$T_{C (mín/máx)} = T_{A (mín/máx)} + \left(\frac{NOCT - 20}{0.8} \right) G_{(mín/máx)}$$

Donde:

T_A : Temperatura ambiente máxima o mínima en °C.

G : Irradiancia máxima o mínima en kW/m^2 .

Nota: Este modelo matemático sólo es válido para velocidad del viento menor a 1 m/s.

La combinación de los efectos de irradiancia y temperatura ambiente merecen una cuidadosa evaluación, pues estos factores al causar variaciones en el voltaje de circuito abierto (Voc) de las celdas de silicio, impactan directamente en el dimensionamiento de las series fotovoltaicas.



2. **Potencia máxima del módulo.** La potencia máxima será calculada a partir de la máxima temperatura de operación de la celda; esta es la mayor potencia que podrá ser entregada por cada módulo operando bajo las condiciones ambientales del lugar donde se instalará.

$$P(\text{máx}) = P(25^{\circ}\text{C}) \left[1 + (T_{C(\text{máx})} - 25) \left(\frac{\Delta P / \Delta T}{100\%} \right) \right]$$

Donde:

P : Es la potencia nominal de la celda en condiciones de prueba estándar.

$T_{C(\text{máx})}$: Temperatura máxima de las celdas en $^{\circ}\text{C}$

$\Delta P / \Delta T$: Coeficiente de temperatura de la potencia máxima $[\% / ^{\circ}\text{C}]$

3. **Tensión máxima a circuito abierto.** A la menor temperatura ambiente se tendrá la mayor tensión en cada módulo, y se calcula de la siguiente forma:

$$V_{OC}(\text{máx}) = V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) \left[1 + (T_{C(\text{mín})} - 25) \left(\frac{\Delta V_{OC} / \Delta T}{100\%} \right) \right]$$

Donde:

V_{OC} : Tensión a circuito abierto de la celda en condiciones de prueba estándar en $[V]$

$T_{C(\text{mín})}$: Temperatura mínima de las celdas en $^{\circ}\text{C}$

$\Delta V_{OC} / \Delta T$: Coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto en $[\% / ^{\circ}\text{C}]$

4. **Tensión mínima a la potencia máxima.** A la mayor temperatura ambiente y potencia máxima se tendrá la menor tensión en cada módulo, se calcula de la siguiente forma:

$$V_{mpp}(\text{mín}) = V_{mpp}(25^{\circ}\text{C}) \left[1 + (T_{C(\text{máx})} - 25) \left(\frac{\Delta V_{mpp} / \Delta T}{100\%} \right) \right]$$

Donde:

V_{mpp} : Tensión a potencia máxima de la celda en condiciones de prueba estándar en $[V]$

$\Delta V_{mpp} / \Delta T$: Coeficiente de temperatura de la tensión a la potencia máxima en $[\% / ^{\circ}\text{C}]$

5. **Corriente de corto circuito máxima.** La corriente de corto circuito de un módulo será máxima a la temperatura más alta de los módulos. Su cálculo es como sigue:

$$I_{SC}(máx) = I_{SC}(25^{\circ}C) \left[1 + (T_{C(máx)} - 25) \left(\frac{\Delta I_{SC}/\Delta T}{100\%} \right) \right]$$

Donde:

I_{SC} : Corriente de corto circuito de la celda en condiciones de prueba estandar en [A]

$\Delta I_{SC}/\Delta T$: Coeficiente de temperatura para corriente de corto circuito [%/°C]

2.3.1 Tensión máxima del sistema fotovoltaico

Para calcular la tensión máxima del sistema, se multiplica la tensión máxima en circuito abierto del módulo ($V_{OC(máx)}$) por el número de módulos conectados en serie (n).

$$V_{sist_máx} = n V_{OC(máx)}$$

Esta tensión es un referente importante durante el diseño del sistema fotovoltaico y los circuitos de corriente directa, pues será usada para seleccionar conductores, cajas combinadoras, medios de desconexión y dispositivos de protección. Asimismo, debe ser estrictamente inferior a la tensión máxima marcada por los módulos y el inversor.

2.3.2 Corriente máxima de los circuitos

La corriente máxima de un circuito específico, ya sea un circuito de suministro fotovoltaico o un circuito de salida, debe calcularse como la corriente nominal de corto circuito de los módulos en paralelo multiplicado por 1.25:

$$I_{max} = 1.25 \times m \times I_{SC}$$

Esta corriente servirá para dimensionar diversos elementos del sistema fotovoltaico a menos que se indique lo contrario. Nótese que dentro del sistema habrá varias corrientes máximas que habrán de calcularse.

Llama la atención que, contrario a la tensión máxima, el cálculo de la corriente máxima no involucra el ajuste por temperatura. La explicación a esto es que, aunque la corriente de corto circuito se incrementa con la temperatura, dicho incremento es muy pequeño, especialmente si se le compara con el ajuste que hay que hacer como margen de seguridad. Así que, a través del factor de 1.25 se considera cualquier aumento de la corriente de corto circuito por temperatura y aún se cuenta con suficiente margen de seguridad.



2.4 Series y arreglos fotovoltaicos.

Con los valores de reales que proporcionan los módulos solares bajo condiciones de trabajo específicas y las características de operación del sistema, se establece el número de módulos que podrán ser conectados en serie, así como las características de éstas.

$$\text{Número de módulos en serie} = \frac{\text{Tensión máxima del sistema}}{\text{Tensión máxima a circuito abierto del módulo}}$$

Para obtener las características de la serie como $V_{CA}(máx)$, $P(máx)$, etc. bastara multiplicar cada cantidad por el número de módulos en la serie, con excepción de valores de corriente, puesto que cada serie conduce la misma corriente.

Con la potencia definida de cada inversor y la potencia máxima de cada serie, será posible dimensionar los arreglos fotovoltaicos

$$\text{Numero de series por arreglo} = \frac{\text{Potencia de entrada al inversor}}{\text{Potencia maxima de la serie}}$$

Con el número de series que serán conectadas en paralelo, obtenemos la corriente máxima del arreglo.

$$\begin{array}{ccc} \text{Corriente máxima} & = & \text{Corriente maxima} \\ \text{del arreglo} & & \text{de la serie} \end{array} \quad \times \quad \begin{array}{c} \text{Numero de series} \\ \text{por arreglo} \end{array}$$

2.5 Protecciones

La tensión marcada en los fusibles en ningún caso debe ser menor que la tensión máxima del sistema. Las tensiones máximas usuales para los fusibles son, como para casi todos los equipos para sistemas fotovoltaicos, 600 y 1000 [V].

La corriente máxima de los fusibles debe ser congruente con la ampacidad de los conductores del circuito (ver sección 2.6 *Dimensionamiento de conductores*) como se señala en el Artículo 690.8 (B) (1): **Los fusibles deben ser capaces de conducir al menos 156% de la corriente de corto circuito en la rama que protegen ($I_{fusible_nom} > 1.56 I_{CC}$)**. Éste porcentaje (156 %) se descompone de la siguiente manera:

- Se aplica un factor de 1.25 a la corriente de corto circuito ($1.25 I_{CC}$) para representar el peor de los casos en que las condiciones ambientales incrementen la corriente de corto circuito (baja temperatura y alta irradiación)
- Al resultado anterior se le aplica un segundo factor de corrección de 1.25 para asegurar la seguridad en caso de operación continua a la corriente máxima prevista ($1.25 \times 1.25 I_{CC} = 1.56 I_{CC}$)

Paso 1: Cálculo de la corriente máxima de cada serie

Para seleccionar fusibles, la información indispensable es la corriente de corto circuito de los módulos, la corriente máxima de fusible marcada por el fabricante y la tensión máxima del sistema. Teniendo los tres datos, procedemos a calcular la corriente máxima de cada serie:

$$I_{serieMAX} = 1.25 \times 1.25 \times I_{SC_STC}$$

Paso 2: Selección de los fusibles de las series

La corriente máxima de los fusibles de la serie no puede ser menor que $I_{serieMAX}$ ni mayor que el máximo soportado por los módulos.

Paso 3: Selección de los fusibles de los sub-arreglos

Con el número de series que compone cada sub-arreglo calcularemos la corriente máxima de éste:

$$I_{subMAX} = \text{numero de series} \times I_{serieMAX}$$

En ambos los casos anteriores se selecciona el siguiente valor comercial de fusibles.

2.6 Cajas combinadoras

Seleccionaremos cada caja combinadora (y recombinadora de ser el caso) basándonos en valores como son:

- número de circuitos obtenidos
- dispositivos de protección
- calibre de conductores
- ubicación de la caja

2.7 Dimensionamiento de conductores

Para dimensionar los conductores de acuerdo con el NEC, debemos considerar el Artículo 690.8 (B) (2) el cual establece las dos condiciones que serán consideradas para la correcta selección de conductores fotovoltaicos.

Una herramienta de alta importancia la encontramos en la Tabla 310.15 (B) (16) del NEC, donde se muestran los calibres de conductores de cobre, aluminio y aluminio revestido de cobre junto con las capacidades de conducción de cada uno, limitados por la máxima temperatura de operación del cable, a continuación se reproduce una parte de la tabla mencionada.

**Tabla 310.15 (B) (16)**

Tamaño en [mm ²] (AWG o KCM)	Capacidad de conducción en [A]	
	Tipo USE-2, THWN-2 [90 °C]	
	Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre
[0.824](18)	14	-
[1.31](16)	18	-
[2.08] (14)	25	-
[3.31] (12)	30	25
[5.26] (10)	40	35
[8.37] (8)	55	45
[13.3] (6)	75	55
[21.2] (4)	95	75
[26.7] (3)	115	85
[33.6] (2)	130	100
[42.4] (1)	145	115
[53.5] (1/0)	170	135
[67.4] (2/0)	195	150
[85.0] (3/0)	225	175
[107] (4/0)	260	205
[127] (250)	290	230
[152] (300)	320	260

Continuación Tabla 310.15 (B) (16)

[177] (350)	350	280
[203] (400)	380	305
[253] (500)	430	350
[304] (600)	475	385
[355] (700)	520	425
[380] (750)	535	435
[405] (800)	555	445
[458] (900)	585	480
[507] (1000)	615	500
[633] (1250)	665	545
[760] (1500)	705	585
[887] (1750)	735	615
[1010] (2000)	750	630

Los conductores del circuito deben ser seleccionados para conducir no menos que lo mayor indicado en alguna de las siguientes condiciones:

- A. Ciento veinticinco por ciento de la máxima corriente calculada en 690.8 (A), sin ningún factor adicional de corrección por las condiciones de uso.

$$I_{SC_CONTINUA} = 1.25 \times I_{SC_MAX} = 1.25 \times 1.25 \times I_{SC_STC}$$

Esto es, que la capacidad máxima de conducción de un conductor establecido en la Tabla 310.15 (B) (16), debe ser suficiente para soportar la $I_{SC_CONTINUA}$ sin aplicarle a este conductor alguna de las condiciones de uso.



- B. La máxima corriente calculada en 690.8 (A) [I_{SC_MAX}] después que las condiciones de uso han sido aplicadas.

$$\text{Capacidad de conducción disponible} = \text{Capacidad máxima de conducción [Tabla 310.15(B)(16)]} \times \text{Condiciones de uso (factores de corrección por temperatura y/o conductores asociados)}$$

Esto implica que, a la capacidad máxima de conducción de la Tabla 310.15 (B) (16) le sean aplicados los factores de corrección correspondientes para verificar que soporte la I_{SC_MAX}

2.7.1 Condiciones de uso

- Corrección por temperatura:

Dependiendo de la región en la que un sistema eléctrico opere, será posible encontrar temperaturas ambiente que van desde algunos grados bajo cero hasta temperaturas mayores a 40 °C, con esta temperatura, seleccionamos un factor de corrección y lo aplicamos al valor proporcionado por la Tabla 310.15 (B) (16)

A continuación se reproducen los factores de corrección por temperatura de la Tabla 310.15 (B) (2) (a) del NEC.

Tabla 310.15 (B) (2) (a)

Temperatura ambiente	Temperatura de trabajo 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

Continuación Tabla 310.15 (B) (2) (a)

41 – 45	0.71	0.82	0.87
46 – 50	0.58	0.75	0.82
51 – 55	0.41	0.67	0.76
56 – 60	--	0.58	0.71
61 – 65	--	0.47	0.65
66 – 70	--	0.33	0.58
71 – 75	--	--	0.50
76 – 80	--	--	0.41
81 – 85	--	--	0.29

- **Corrección por conductores asociados:**

Al igual que la temperatura, este efecto provoca que la capacidad de conducción permitida en la Tabla 310.15 (B) (16) para un conductor, se vea mermada y sea necesario aplicar un factor de corrección con el fin de determinar la capacidad de conducción real ante una aglomeración de conductores evitando así, altas temperaturas en los mismos que puedan dañar el aislamiento y reducir su vida útil o en casos más extremos provocar accidentes como lo pueden ser incendios.

Generalmente este factor es aplicado cuando existen en una misma trayectoria más de 3 conductores portadores de corriente aunque como se verá más adelante pueden existir algunas excepciones en la aplicación de este factor.



A continuación se reproducen los factores de corrección por conductores asociados de la Tabla 310.15 (B) (3) (a) del NEC.

Tabla 310.15 (B) (3) (a)

Número de conductores	Ajuste necesario [%]
4 – 6	80
7 – 9	70
10 – 20	50
21 – 30	45
31 – 40	40
41 o mas	35

2.7.2 Canalización de conductores

El empleo de canalizaciones superficiales metálicas en parques solares FV es de uso general debido a la gran cantidad de conductores que pueden agruparse en una misma trayectoria gracias a las amplias secciones transversales cuadradas que pueden proveer estas canalizaciones. Para conocer el número de conductores que son admisibles en una canalización de este tipo es necesario comprender lo establecido en el Artículo 376.22(A)

- o La suma de las áreas de la sección transversal de todos los conductores alojados en cualquier sección transversal de la canalización no excederá del 20% del área interior de la sección transversal de la misma.

En este tipo de canalización es posible evitar la aplicación del factor de corrección por conductores asociados siempre y cuando se cumpla con el requisito del Artículo 376.22 (B) mismo que se menciona a continuación:

- o Cuando la cantidad de conductores portadores de corriente no exceda de 30.

En sistemas a gran escala, las canalizaciones suelen estar integradas en la parte posterior de las estructuras de soporte. Como es de esperarse, las canalizaciones deben ser conectadas al conductor de puesta a tierra del equipo.

En la salida de las cajas combinadoras, las canalizaciones son suplidas por conductos subterráneos, mismos que conducen al inversor (o en algunos casos a cajas re-combinadoras).

- **Canalizaciones subterráneas**

Es posible emplear un tubo de polietileno de alta densidad, los requerimientos de este medio, no difieren en nada a la instalación de una canalización subterránea de una instalación eléctrica convencional.

Este tubo no metálico de sección circular debe ser fabricado de polietileno de alta densidad que es un material resistente a la humedad y a los agentes corrosivos así como a los impactos durante su manejo e instalación. En cuanto a los conductores que transportara este medio, es necesario considerar las dimensiones reales del conductor y que la capacidad máxima de operación de éste, no supere la capacidad máxima de operación del tubo.

Existe un amplio rango de diámetros permitidos para emplear en estas instalaciones subterráneas con polietileno de alta densidad que van desde ½" como mínimo hasta el máximo de 6". Este material debe ser debidamente marcado al menos cada 3 metros como se requiere en el Artículo 110.21

2.7.3 Conductores de enlace inversor – transformador

Es importante mencionar que el cable requerido para conectar el inversor y el transformador, no debe ser necesariamente conductor para aplicaciones, bastara con usar cables que cumplan con las características suficientes para operar de manera correcta bajo las condiciones de trabajo impuestas por los requerimientos técnicos, ubicación y dimensión del proyecto FV.

El conductor que será empleado deberá ser seleccionado considerando las aplicaciones para las que es apto y el tipo de aislamiento que posee cada conductor, características que son parte de la Tabla 310.104 (4).

Un buen diseño en la instalación, procura en lo posible aminorar la distancia entre el inversor y el transformador, esto debido principalmente a las elevadas magnitudes en las corrientes de salida de los inversores, como dato adicional, algunos fabricantes de inversores sugiere los tipos de conductores que deben ser empleados para proveer seguridad en la salida del sistema, en otros casos, el proveedor se encargan de unir eléctricamente el inversor y el transformador.



Cable tipo MT o conductor MT

En la salida del transformador se empleara un tipo de cable específico, denominado cable de media tensión o cable tipo MT. Este cable puede ser mono-conductor o multi-conductor con aislamiento sólido y se puede emplear para un amplio rango de tensiones eléctricas nominales que van desde 2.001 V hasta 35.000 V, y debido al amplio rango de valores que pueden operar en el conductor, es necesario consultar la Tabla 310.106 (A) donde se establece el tamaño nominal mínimo de los conductores cuando los cables operan a diversas tensiones y poder así seleccionar adecuadamente un conductor para la tensión que se manipule.

Tabla 310.106 (A)

Tensión de operación del conductor [V]	Tamaño mínimo del conductor [mm ²] (AGW)	
	Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre
0 – 2000	[2.08] (14)	[3.31] (12)
2001 – 5000	[8.37] (8)	[8.37] (8)
5001 – 8000	[13.3] (6)	[13.3] (6)
8001 – 15000	[33.6] (2)	[33.6] (2)
15000 – 28000	[42.4] (1)	[42.4] (1)
28001 – 35000	[53.5] (1/0)	[53.5] (1/0)

Es posible emplear este cable en lugares secos o mojados, en ductos eléctricos, en soportes tipo charola o directamente enterrados, es importante aclarar que no está permitido instalar este cable donde este expuesto a rayos directos del Sol, a menos que este identificado para este uso.

La capacidad de conducción de estos cables esta especificada en una gran cantidad de tablas [desde la Tabla 310.60 (C) (67) hasta la Tabla 310.60 (C) (86)] cada una con características específicas como el material del conductor, la temperatura ambiente, el tipo de canalización empleada, temperatura de operación del conductor y tipo de aislamiento entre otros. A pesar de existir una gran cantidad de tablas, existe la posibilidad de que el conductor opere en una temperatura ambiente diferente a cualquiera especificada en las tablas anteriores, en este caso, es necesario corregir la capacidad de conducción del cable con la Tabla 310.60 (C) (4), misma que se reproduce a continuación.

**Tabla 310.60 (C) (4)**

Temperatura ambiente [°C]	Temperatura de operación del conductor	
	90 °C	105 °C
10 o menos	1.26	1.21
11 – 15	1.22	1.18
16 – 20	1.18	1.14
21 – 25	1.14	1.11
26 – 30	1.10	1.07
31 – 35	1.05	1.04
36 – 40	1.00	1.00
41 – 45	0.95	0.96
46 – 50	0.89	0.92
51 – 55	0.84	0.88
56 – 60	0.77	0.83
61 – 65	0.71	0.78
66 – 70	0.63	0.73
71 – 75	0.55	0.68
76 – 80	0.45	0.62
81 – 85	0.32	0.55
86 – 90	---	0.48
91 - 95	---	0.39
96 – 100	---	0.28



Cuando la profundidad de enterramiento de circuitos subterráneos difiere de la establecida en las tablas mencionadas anteriormente, se permitirá modificar la capacidad de conducción de acuerdo con los artículos 310.60 (C) (2) (a) y 310.60 (C) (2) (b).

2.7.4 Conductores de puesta a tierra

En este punto se intenta explicar de forma más detallada el cálculo o los criterios necesarios para establecer conductores de adecuado calibre para la puesta a tierra.

2.7.4.1 Conductor de puesta a tierra de los circuitos

Para la selección del conductor de puesta a tierra de los circuitos seguimos la siguiente regla:

- o El conductor común que será puesto al potencial de tierra (-), no podrá ser de calibre menor que el conductor que no está puesto a tierra (+).

Debido a que el cálculo del conductor portador de corriente (+) se elabora con anterioridad, establecer el calibre del conductor de puesta a tierra (-) no presenta mayor problema, en palabras simples, ya fue elaborado. Es importante mencionar que ambos conductores **son portadores de corriente**.

El tipo de cable que deberá ser empleado como conductor de puesta a tierra, deberá ser del mismo tipo que el conductor de polaridad contraria empleado.

2.7.4.2 Conductor de puesta a tierra del equipo

Según el Artículo 690.45 (A) del NEC, el calibre del conductor de puesta a tierra de equipos en los circuitos fotovoltaicos con protección contra fallas a tierra se dimensiona de acuerdo al dispositivo de protección contra sobrecorriente del respectivo circuito de acuerdo a la Tabla 250.122, misma que se reproduce a continuación:

Tabla 250.122

Valor o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente delante del equipo. No excediendo [A]	Tamaño en [mm ²] (AWG o KCM)	
	Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre
15	2.08 (14)	3.31 (12)
20	3.31 (12)	5.27 (10)
60	5.27 (10)	8.35 (8)

Continuación Tabla 250.122

100	8.35 (8)	13.3 (6)
200	13.3 (6)	21.2 (4)
300	21.2 (4)	33.6 (2)
400	26.7 (3)	42.4 (1)
500	33.6 (2)	53.46 (1/0)
600	42.4 (1)	67.4 (2/0)
800	53.46 (1/0)	84.97 (3/0)
1000	67.4 (2/0)	107.16 (4/0)
1200	84.97 (3/0)	126.67 (250)
1600	107.16 (4/0)	177.35 (350)
2000	126.67 (250)	202.68 (400)
2500	177.35 (350)	304.025 (600)
3000	202.68 (400)	304.025 (600)
4000	253.35 (500)	380.03 (750)
5000	354.69 (700)	608.05 (1200)
6000	405.36 (800)	608.05 (1200)

Los calibres señalados en la Tabla 250.122 no tienen que ser ajustados por caída de tensión y en ningún caso un conductor de puesta a tierra de equipos debe ser de menor calibre que 2.08 [mm²] (14 AWG) para conductores de cobre o 3.31 [mm²] (12 AWG) para conductores de aluminio.

El conductor de puesta a tierra de equipos no debe poder desconectarse con la operación de interruptores, desconectores, seccionadores o dispositivos de protección. Por el contrario, debe tener el menor número de empalmes entre el equipo y el electrodo de tierras y ser lo más corto posible.

Sera posible emplear conductores de cobre desnudo o con aislante preferentemente de color verde.



2.7.4.3 Conductor del electrodo de puesta a tierra

Para la selección del conductor del electrodo de puesta a tierra se consideran las siguientes normas:

- En un sistema de tres hilos (bifásico) el tamaño nominal del conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser inferior al del conductor neutro.
- En instalaciones distintas (monofásicas) el tamaño nominal del conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser inferior al del conductor de suministro de energía de mayor tamaño.
- En ningún caso el conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser inferior a 8.37 mm² (8 AWG) de cobre o de 13.3 mm² (6 AWG) de aluminio.

El conductor del electrodo de puesta a tierra deberá ser dimensionado para el mayor conductor del electrodo de puesta a tierra necesaria entre todos los electrodos conectados a él. En el NEC podemos encontrar en el Artículo 250.166 (E) una excepción de interés, pues marca que no es necesario que el conductor del electrodo de puesta a tierra sea de calibre nominal mayor que el conductor utilizado en un anillo de tierra, sistema que será empleado en la instalación de C.C.

Para la instalación del conductor del electrodo de puesta a tierra existen algunos lineamientos, a continuación detallaremos algunos que son de nuestra incumbencia:

- Un conductor de aluminio o cobre revestido de aluminio no será permitido cuando este en lugares con condiciones corrosivas o cuando este en contacto directo con tierra física.
- Conductores con calibre menor a 6 AWG se deberán ser instalados dentro de una canalización y conductores de mayor calibre podrán ser instalados directamente sobre una superficie en caso de no estar expuestos a daños físicos.
- Salvo algunas excepciones, el conductor se debe instalar en una longitud continua sin un empalme o unión.
- Se permite que el conductor se conecte al electrodo de puesta a tierra que se resulte más conveniente para el sistema de electrodos.

Las conexiones entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el electrodo de puesta a tierra deben ser realizadas por un conector listado y aprobado para tal fin o por soldadura exotérmica.

2.8 Orientación, ángulo de inclinación y distancia entre estructuras de montaje.

2.8.1 Orientación

Determinar la orientación de los módulos es una tarea sencilla, dependiendo del hemisferio donde se establezca el parque fotovoltaico será la orientación de éstos; si se ubica en el hemisferio norte, los orientamos hacia el sur y en caso de estar ubicado en el hemisferio sur, la orientación será hacia el norte.

2.8.2 Ángulo de inclinación.

Para determinar la inclinación más conveniente de los módulos durante un lapso mayor, es necesario revisar la carta solar del sitio donde será establecido el parque, a continuación extraeremos el ángulo del punto más alto del Sol durante los equinoccios, mismo que será tomado como referencia en la orientación de las estructuras de montaje, como ya analizamos, los módulos solares obtendrán su mayor rendimiento al recibir perpendicularmente (a 90°) los rayos solares durante el mediodía. Con la siguiente expresión obtendremos la inclinación óptima:

$$\text{Ángulo de inclinación}_{\text{módulos}} = 90^\circ - \text{Ángulo de la posición más alta del Sol durante equinoccios}$$

Conociendo las características físicas de los paneles solares, será posible determinar las dimensiones de éstos empleando un poco de geometría. En primer lugar estableceremos cada parámetro:

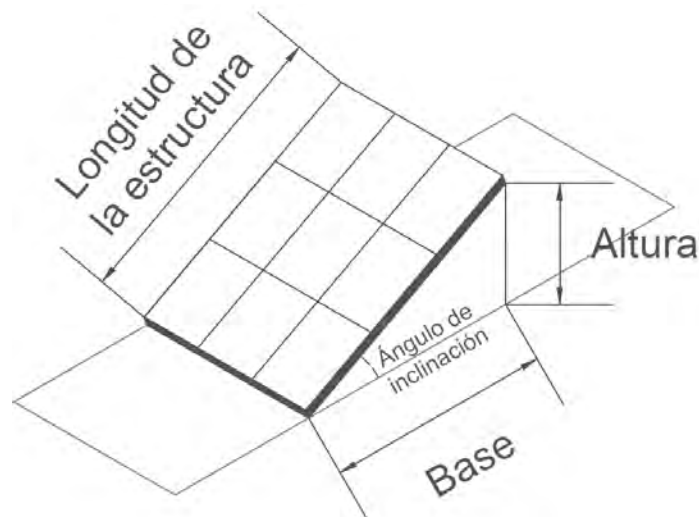


Figura 71. Dimensiones de la estructura de montaje.

$$\text{Base}[C.adyacente] = \text{Longitud de la estructura} * \cos(\text{Ángulo de inclinación})$$

$$\text{Altura}[C.opuesto] = \text{Longitud de la estructura} * \sin(\text{Ángulo de inclinación})$$



2.8.3 Distancia entre estructuras.

Establecer la separación entre módulos requerirá de la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\tan \alpha} \times \sin(\psi - 90)$$

La longitud de la sombra (d) para cualquier posición del Sol en el cielo se puede calcular si se conoce a altura máxima de los módulos (h) y las coordenadas del Sol en el cielo: su ángulo de altitud (α) y su ángulo de acimut (ψ).

Si los módulos están orientados hacia el sur, la longitud de la sombra (d) se medirá en el eje Norte-Sur.

Ejemplo de diseño

- Antecedentes

La ubicación de la central de generación solar-fotovoltaica, para los fines de este ejemplo de diseño, se ha escogido en las afueras de la ciudad de Hermosillo, Sonora ($29^{\circ} 0'5.28''N$, $111^{\circ}31'7.86''W$).

Ésta elección atiende a que se trata de una locación con una de las irradiaciones más altas del país y donde, sin embargo, no hay ninguna central de generación solar en operación actualmente. El clima de Hermosillo hace indispensable el uso de aire acondicionado en hogares, comercios e industria, por lo que éstos equipos representan la carga más importante durante los meses más calurosos del año, que se reflejan en un pico de demanda que por su distribución en el tiempo, puede ser cubierto mediante generación solar.

Las principales dificultades en el diseño de una central de generación solar-fotovoltaica en éste lugar y cualquiera con características similares, tienen su origen en el clima, pues el equipo tiene que ser capaz de operar en temperaturas que oscilan entre el punto de congelación y $80^{\circ} C$, con temperatura ambiente de casi $50^{\circ} C$ a la sombra. Por lo tanto, es necesario evaluar el comportamiento del sistema haciendo énfasis en los puntos extremos.

Concretamente, la eficiencia en la generación fotovoltaica disminuye sensiblemente al aumentar la temperatura, principalmente debido al coeficiente negativo de potencia sobre temperatura de los módulos fotovoltaicos. Seleccionar módulos fotovoltaicos que sean menos susceptibles a las variaciones de temperatura es la mejor forma de reducir la pérdida de potencia por temperatura. La elevada temperatura en el lugar, hace prioritaria la selección de los módulos según sus coeficientes de temperatura. Se sabe, por ejemplo, que los módulos con celdas de película delgada tienen coeficientes de temperatura más reducidos que aquellos con celdas de silicio monocristalino o policristalino. Ésta es la razón por la que en éste ejemplo de diseño se utilizarán módulos de telurio de cadmio (CdTe) modelo FS-392 de First Solar.

Si bien éstos módulos ofrecen una eficiencia ligeramente menor comparada con los módulos de silicio, al no contar con restricciones de espacio, son una opción más conveniente porque resultan en una central de generación más estable en temperaturas elevadas.

La potencia nominal de la central se selecciona en 12 MW distribuida en seis inversores de 2 MW cada uno. Los inversores en cuestión son los MSS 2MW de marca Solectria, compuestos por cuatro sub-unidades de 500 KW cada una. Estos inversores operan con una tensión máxima del sistema de 600 [V], y su rango de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT) es entre 300 y 500 [V].



Locación:

- ✓ Hermosillo, Sonora (a 8 [km] del centro de la ciudad)
- ✓ 29° 2' 44" N
- ✓ 111° 1' 24" W
- ✓ Altitud: 200 msnm

Clima * :

- ✓ Tipo de clima: Desértico cálido con lluvias en verano
- ✓ Temperatura máxima diaria: 46° C (junio)
- ✓ Temperatura máxima mensual: 41.9° C (mayo, junio y julio)
- ✓ Temperatura máxima normal (anual): 31.9° C
- ✓ Temperatura mínima normal (anual): 16.7° C
- ✓ Temperatura mínima mensual: 5.8° C (enero)
- ✓ Temperatura mínima diaria: -3.0° C (enero)
- ✓ Humedad (promedio anual): 43%
- ✓ Días con lluvia: 31.25
- ✓ Días despejados: 210.6
- ✓ Días medio nublados: 120.5
- ✓ Días nublados: 32.89
- ✓ Horas de sol (anual): 2862.8
- ✓ Irradiación diaria (promedio anual): 6.2 [KWh/m²]

* Datos del Servicio Meteorológico Nacional:

- *NORMALES CLIMATOLÓGICAS 1951-2010 Hermosillo I (DGE). Servicio Meteorológico Nacional.*
- *Normales climatológicas para Hermosillo, SON. Colegio de Postgraduados.*

- Carta solar:

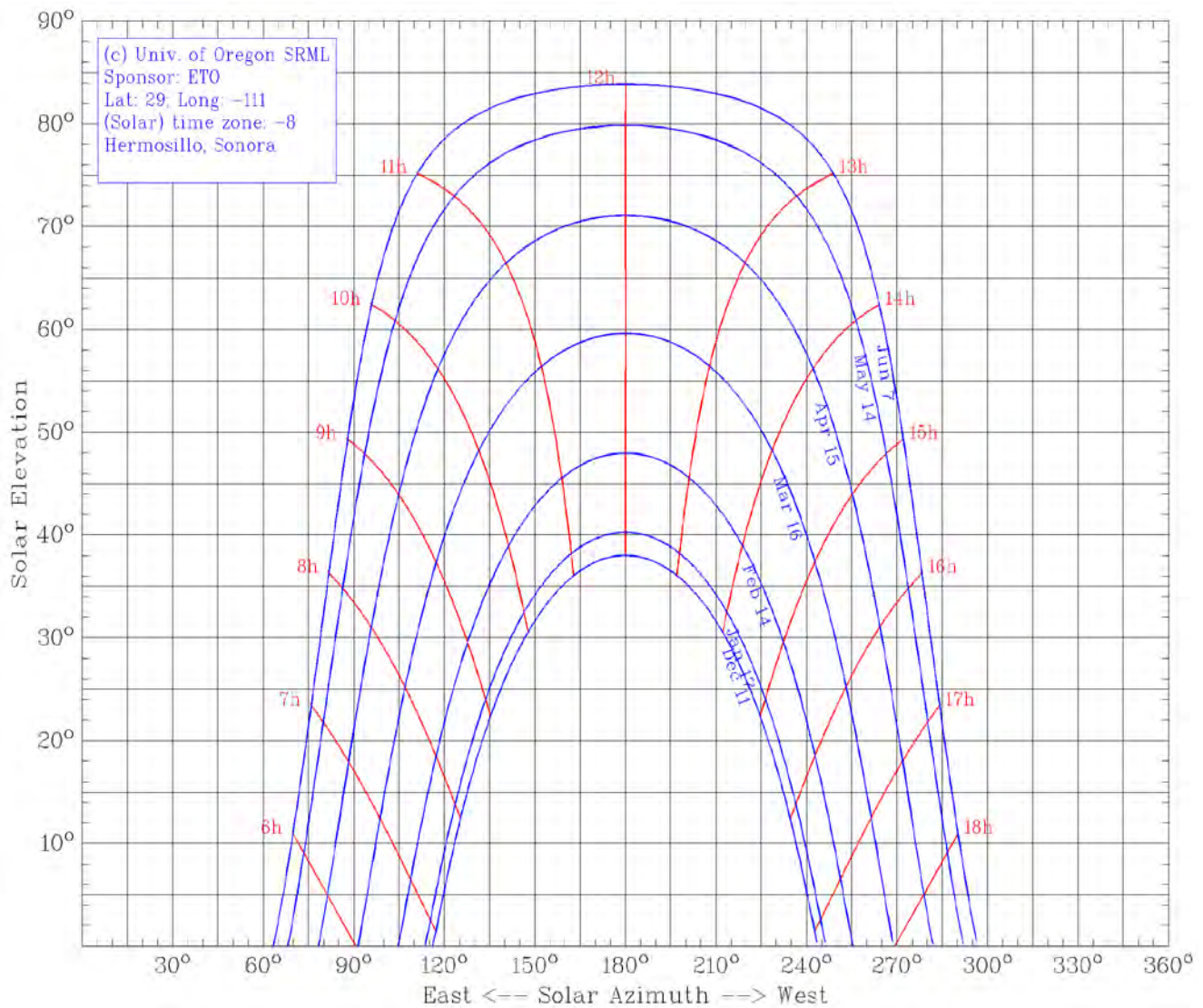


Figura 72. Carta solar.

- Módulos fotovoltaicos:

- ✓ Modelo: FS-392
- ✓ Fabricante: First Solar (Estados Unidos)
- ✓ Tipo de celda: CdS/CdTe
- ✓ Número de celdas: 154
- ✓ NOCT: 45° C
- ✓ Tensión máxima del sistema: 600 [V]
- ✓ Corriente máxima del fusible: 3.5 [A]



- Características bajo condiciones de prueba estándar (STC):
 - ✓ PMPP: 92.5 [W]
 - ✓ VMPP: 47.7 [V]
 - ✓ IMPP: 1.94 [A]
 - ✓ VOC: 60.5 [V]
 - ✓ ISC: 2.11 [A]

- Características a 800 W/m², NOCT: 45° C, AM 1.5
 - ✓ PMPP: 69 [W]
 - ✓ VMPP: 44.8 [V]
 - ✓ IMPP: 1.55 [A]
 - ✓ VOC: 56.3 [V]
 - ✓ ISC: 1.73 [A]

- Coeficientes de temperatura:
 - ✓ TK(PMPP): -0.25 %/°C
 - ✓ TK(VOC) para T > 25° C: -0.27 %/°C
 - ✓ TK(VOC) para T entre -40 y 25° C: -0.20 %/°C
 - ✓ TK(ISC): +0.04 %/°C

- Descripción mecánica:
 - ✓ Largo: 1200 [mm]
 - ✓ Ancho: 600 [mm]
 - ✓ Espesor: 6.8 [mm]
 - ✓ Área: 0.72 [m²]
 - ✓ Peso: 12 [kg]

- Inversor:
 - ✓ Modelo: MSS 2MW (formado por cuatro sub-unidades SGI 500PE)
 - ✓ Fabricante: Solectria
 - ✓ Potencia: 2 [MW]

 **Ejemplo**
Paso 1: Ajustes de las características de operación de los módulos y dimensionamiento de la serie fotovoltaica

- Temperatura de las celdas (máxima y mínima):

Para calcular la temperatura máxima de las celdas consideramos la temperatura mensual máxima (41.9° C) porque la temperatura máxima absoluta sólo se presenta en un momento del año, mientras que la máxima mensual es más representativa. La irradiancia para éste cálculo se considera como la más alta (1000 W/m²)

$$T_{C_m\acute{a}x} = 41.9 + \left(\frac{45 - 20}{0.8} \right) 1 = 73.15^\circ C$$

Por su parte, la temperatura de celdas mínima si debe considerar la temperatura mínima absoluta (-3° C) para asegurar que en ningún momento se rebase la tensión máxima del sistema.

Asimismo, la irradiancia se establece en aquella que habría poco después del amanecer (350 W/m²).

$$T_{C_m\acute{i}n} = -3 + \left(\frac{45 - 20}{0.8} \right) 0 = -3^\circ C$$

Con la temperatura máxima de celdas se ajusta la potencia máxima para ésta temperatura.

$$P (m\acute{a}x) = 92.5 \left[1 + (73.15 - 25) \left(\frac{-0.25}{100\%} \right) \right] = 81.36 [W]$$

A partir de la temperatura mínima de celdas se calcula la tensión a circuito abierto máxima:

$$V_{OC}(m\acute{a}x) = 60.5 \left[1 + (-3 - 25) \left(\frac{-0.2}{100\%} \right) \right] = 63.89 [V]$$

Una vez más con la temperatura máxima de las celdas, obtendremos la tensión mínima a la potencia máxima (Vmpp máx.) bajo condiciones de prueba estándar (STC) y con la temperatura nominal de operación de la celda (NOCT), así como la corriente de corto circuito máxima (Isc máx.)

$$V_{MPP_{STC}}(m\acute{i}n) = 47.7 \left[1 + (73.15 - 25) \left(\frac{-0.27}{100\%} \right) \right] = 41.49 [V]$$

$$V_{MPP_{NOCT}}(m\acute{i}n) = 44.8 \left[1 + (73.15 - 25) \left(\frac{-0.27}{100\%} \right) \right] = 38.97 [V]$$



Considerando los dos valores anteriores, tomaremos en cuenta el más bajo, con la finalidad de establecer un límite inferior extremo generando así limitaciones de seguridad al sistema.

El valor máximo de corriente, no varía en gran medida con respecto al valor obtenido bajo condiciones de prueba estándar, sin embargo a gran escala como lo es este caso, podría impactar directamente en el calibre del conductor que será empleado.

$$I_{SC}(máx) = 2.11 \left[1 + (73.15 - 25) \left(\frac{0.04}{100\%} \right) \right] = 2.15 [A]$$

El tamaño de las series fotovoltaicas se calcula a partir de la tensión máxima del sistema (600 [V]) y la tensión máxima a circuito abierto de los módulos (63.89 [V]), por lo tanto:

Se utilizarán **series de 9 módulos**, cuyas características eléctricas son:

$$✓ P = 9 \times 81.36 [W] = 732.24 [W]$$

$$✓ V_{OC} = 9 \times 63.89 [V] = 575.01 [V]$$

$$✓ V_{MPP_{STC}} = 9 \times 41.49 [V] = 373.41 [V]$$

$$✓ V_{MPP_{NOCT}} = 9 \times 38.97 [V] = 350.73 [V]$$

$$✓ I_{SC} = 2.15 [A] \times 1.25 = 2.688 [A]$$

El último paso en el dimensionamiento de la serie consiste en corroborar que la tensión a la potencia máxima de la serie V_{MPP} se encuentre dentro del rango de tensiones en que el inversor puede seguir el punto de máxima potencia (MPPT).

En éste caso, el rango de MPPT del inversor va de 300 a 500 [V], mientras que el valor de tensión más bajo que obtuvimos es de 350 [V] por lo que resulta viable el buen funcionamiento del inversor con los módulos seleccionados.

Paso 2: Diseño de los arreglos fotovoltaicos.

El inversor que se utilizará se compone de cuatro sub-unidades de 500 KW cada una, y cada sub-unidad puede ser configurada para recibir 16 circuitos, en cuyo caso, cada circuito debería suministrar 31.25 KW ($500\text{KW} \div 16 = 31.25 \text{ KW}$). Con base en lo anterior, es que se diseñarán los arreglos: 16 arreglos por sub-unidad del inversor, 64 arreglos por inversor, 384 arreglos en total.

Los arreglos se diseñan de manera que, en el punto de máxima generación de los módulos, se alcance a su vez la potencia máxima del inversor. Para esto, se utiliza la potencia máxima corregida por temperatura: 81.36 [W] por módulo y 732.24 [W] por serie.

$$\text{Número de series por arreglo} = 31'250 [W] \div 732.24 [W]$$

$$\text{Número de series por arreglo} = 42.67 \rightarrow \mathbf{43 \text{ series}}$$

Por las características del inversor, el arreglo será de tipo monopolar aterrizado por el negativo.

Las tensiones máximas y a potencia máxima del arreglo son idénticas a las de la serie, mientras que su corriente y potencia son las siguientes:

$$P_{MAX} = 43 \times 732.24 [W] = 31'486 [W]$$

$$I_{MAX} = 2.688 [A] \times 43 = 115.58 [A]$$

El número de series

Paso 3: Selección de fusibles

Los fusibles de las series fotovoltaicas deben seleccionarse para conducir no menos que el 125% de la corriente máxima de cada serie.

Esto es:

$$I_{fusibles} = 1.25 \times 2.688 [A] = 3.36 [A]$$

El siguiente valor comercial de fusible es **3.5 [A]**, por lo tanto, se escogen fusibles con éste valor.

Las entradas de cada sub-unidad del inversor forman parte de una caja re-combinadora, para la que hay que seleccionar fusibles adecuados en forma análoga a los fusibles de las series:

$$I_{fusibles} = 1.25 \times 115.58 [A] = 144.47 [A]$$

El siguiente valor comercial de fusible es **160 [A]**, los cuales se utilizarán en éste punto.



Paso 4: Alambrado y conductores

Iniciaremos con el análisis de los conductores que interconectan los módulos entre si y dirigirán las series hacia las cajas combinadoras; la corriente máxima de cada serie es de 2.688 [A] y el conductor que se emplea es un calibre 14 AWG, mismo que puede trabajar con una máximo de 25 [A] cuando la temperatura máxima de operación es de 90°C sin embargo este conductor es el mínimo permitido por la Tabla 310.106 (A) para trabajar con tensiones de hasta 2000 V

Al establecer la topología y colocación de los arreglos fotovoltaicos, nos quedan de la siguiente manera:

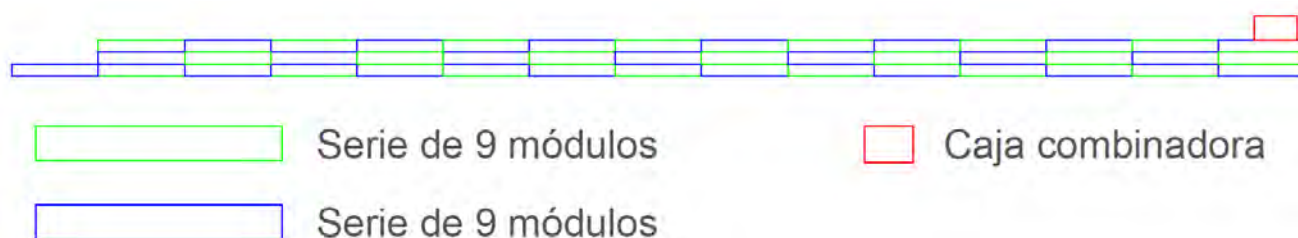


Figura 73. Arreglo de 43 series.

En la imagen anterior podemos observar la ubicación de cada una de las 43 series de que posee cada arreglo, al tener ubicadas las series de este modo, disponemos de 2 canalizaciones eléctricas por cada fila en el arreglo, de este modo, podemos canalizar 8 circuitos por una trayectoria y 7 circuitos por otra, esto implicaría transportar 16 y 14 conductores respectivamente sin contar el conductor de puesta a tierra del equipo.

En la imagen también podemos ver la ubicación de las cajas recombinaoras (extremo superior derecho).

Los conductores empleados en esta sección de la instalación son 14 AWG (mismo calibre de conductor preinstalado en los módulos solares), con la finalidad de ratificar el calibre seleccionado por el proveedor, elaboraremos el cálculo correspondiente para establecer la máxima capacidad de conducción de los conductores 14 AWG.

Según la Tabla 310.15 (B) (16), la capacidad de conducción de un cable de cobre 14 AWG es de 25 A cuando su temperatura máxima de operación es de 90 °C.

Bebido a que este conductor operara en una temperatura ambiente máxima de 41.9 °C, es necesario aplicar un factor de corrección por “temperatura ambiente”; el factor correspondiente es de 0.87

$$I_{\text{corregida}_{14 \text{ AWG}}} = 25 [A] \times 0.87 = 21.75 [A]$$

El siguiente factor de corrección por condiciones de uso, corresponde a “conductores asociados” sin embargo en el ejemplo cumplimos con los requerimientos necesarios para omitir la aplicación de este factor.

- No más de 30 conductores por canalización.
- La suma de las áreas de la sección transversal de todos los conductores alojados en cualquier sección transversal de la canalización no excederá del 20% del área interior de la sección transversal de la misma.

Al cumplir con ambos requisitos evitamos la aplicación del factor correspondiente y la corriente máxima bajo la cual operara de manera adecuada el conductor 14 AWG resulta de 21.75, un límite bastante superior a los 2.637 A que aportara cada una de las series.

Como se mencionó anteriormente, por requisitos del arreglo, emplearemos solo una caja combinadora por arreglo, esto implica que cada caja deberá contar con un mínimo de 43 entradas; resulta recomendable dimensionar la caja con un número mayor de entradas a las estrictamente necesarias, ya que en algún momento podría presentarse una falla que dañara una o más entradas de la caja, las entradas adicionales representarían un soporte para tales daños, de esta manera no sería necesario cambiar toda la caja combinadora sino simplemente conmutar una entrada dañada, por una de reserva.

Necesitamos obtener la corriente de salida de las cajas combinadoras, esta corriente la calcularemos tomando en cuenta la corriente de corto circuito máxima y las 43 series del arreglo.

$$I_{SC_{salida_caja\ combinadora}} = 2.688 \times 43 = 115.584 \text{ [A]}$$

A continuación determinaremos el conductor adecuado para trabajar con esta corriente siguiendo lo establecido en el punto *2.6 Dimensionamiento de conductores*.

A. En primer lugar, calcularemos $I_{SC_CONTINUA}$

$$I_{SC_CONTINUA} = 1.25 \times I_{SC_MAX} = 1.25 \times 115.58 \text{ [A]} = 144.48 \text{ [A]}$$

Según la Tabla 310.15 (B) (16), la capacidad de conducción de un cable de cobre 1/0 AWG es de 170 A cuando su temperatura máxima de operación es de 90 °C, este conductor resulta **adecuado**.

B. En cuanto a las condiciones de uso, obviamente se emplearan los mismos factores de corrección usados anteriormente con el conductor 14 AWG.

Factor de corrección por temperatura.- De la Tabla 310.15 (B) (2) (a) y tomando la temperatura ambiente de 41.9 °C, obtenemos un factor de corrección de 0.87

$$I_{corregida\ 1/0\ AWG} = 170 \text{ [A]} \times 0.87 = 147.9 \text{ [A]}$$



Después del primer factor, el conductor sigue siendo apropiado, sin embargo es necesario aplicar un segundo factor para asegurar el buen funcionamiento.

Factor de corrección por conductores asociados.- En este ejemplo, se tendrán de 4 a 6 conductores portadores de corriente como máximo en una misma canalización, así que de la Tabla 310.15 (B) (3) (a) obtenemos un factor de corrección de 0.8

$$I_{\text{corregida } 1/0 \text{ AWG}} = 147.9 [A] \times 0.8 = 118.32 [A]$$

Después de que fueron aplicadas ambas condiciones de uso al conductor 1/0 AWG, sigue siendo capaz de transportar la I_{SC_MAX} , por lo que resulta **adecuado**.

Por lo tanto y después de cumplir con ambos requisitos, el conductor 1/0 AWG resulta apto para transportar los 115.58 [A] bajo las condiciones ambientales establecidas y la agrupación de los conductores.

El siguiente paso, implica canalizar los conductores que resultaron del cálculo anterior; como primer paso, encontraremos el área transversal de conductores, cabe mencionar que las dimensiones de algunos conductores como USE-2, no se encuentran especificados en la Tabla 5 del Capítulo 9 del NEC, es por eso que debemos consultar en tablas de fabricantes para encontrar datos como espesor de aislamiento, diámetro exterior aproximado, peso neto aproximado, número de hilos, etc.

Anteriormente establecimos que el tipo de conductor empleado en instalaciones transportadas en conduit, sería THWN-2, como los datos aproximados de este conductor se encuentran especificados en la Tabla 5 que anteriormente se mencionó, tenemos:

$$\text{Área } 1/0 \text{ AWG (THWN-2)} = 119.7 \text{ mm}^2$$

Con base en la topología de los arreglos, tenemos establecido que en cada canalización de este tipo, se transportaran un máximo de 3 circuitos de salida de cajas combinadoras (6 conductores portadores de corriente).

$$\text{Área total } 6 \times 1/0 \text{ AWG (THWN-2)} = 6 \times 119.7 \text{ mm}^2 = 718.2 \text{ mm}^2$$

Estos conductores a su vez serán canalizados de forma subterránea por medio de tubo de polietileno de alta densidad y basados en la Tabla 4 del Capítulo 9, podemos establecer que la tubería de 2" es capaz de contener adecuadamente los conductores mencionados.

Hasta ahora llevamos 16 cajas combinadoras, una por cada arreglo, las cuales a su vez serán concentradas en 2 cajas re-combinadoras, esto quiere decir que 8 arreglos serán concentrados en cada caja re-combinadora.

La selección de estas cajas, se hará de forma similar a la caja combinadora, reservando algunos espacios adicionales (entradas extras) en caso de posibles averías; en el diseño de este ejemplo, se seleccionaran cajas re-combinadoras de 10 entradas.

La corriente máxima de salida de cada caja re-combinadora es de:

$$I_{salida_caja\ re-combinadora} = 115.58 \times 8 = 924.64 [A]$$

Una vez más determinaremos el conductor adecuado para trabajar con esta corriente de salida.

A. En primer lugar, calcularemos $I_{SC_CONTINUA}$

$$I_{SC_CONTINUA} = 1.25 \times I_{SC_MAX} = 1.25 \times 924.64 [A] = 1155.80 [A]$$

Como primer intento, supondremos el uso del conductor de mayor calibre generalmente usado en instalaciones eléctricas – 500 KCM; debido a que no es posible transportar la corriente con un solo conductor, emplearemos conductores del mismo calibre en paralelo cumpliendo con lo establecido en el Artículo 310.10 (H) (1); según la Tabla 310.15 (B) (16), la capacidad de conducción de un cable de cobre 500 KCM es de 430 [A] cuando su temperatura máxima de operación es de 90°C, por lo que se necesitarían 3 conductores en paralelo, para soportar la $I_{SC_CONTINUA}$

$$I_{3 \times 500\ KCM\ (THWN-2)} = 3 \times 430 [A] = 1290 [A]$$

Si bien es posible emplear el resultado anterior, existe la posibilidad de conectar en paralelo más de 3 conductores de un calibre menor como por ejemplo:

$$I_{4 \times 250\ KCM\ (THWN-2)} = 4 \times 290 [A] = 1160 [A]$$

La selección del arreglo de conductores empleados se deberá a diversos factores, como pueden ser, las características de las salidas de las cajas re-combinadoras y de las entradas del inversor, así como la facilidad en la instalación de los conductores y el costo de los cables.

B. En cuanto a las condiciones de uso:

Factor de corrección por temperatura.- De la Tabla 310.15 (B) (2) (a) y tomando la temperatura ambiente de 41.9 °C, obtenemos un factor de corrección de 0.87

$$I_{corregida\ 4 \times 250\ KCM\ (THWN-2)} = 1160 [A] \times 0.87 = 1009.2 [A]$$

Después del primer factor, el conductor sigue siendo apropiado, sin embargo es necesario aplicar un segundo factor para asegurar el buen funcionamiento.



Factor de corrección por conductores asociados.- En esta ocasión, se establecerá que cada circuito sea transportado por su propia canalización, con el fin de no aplicarle al conductor el factor de corrección por conductores asociados, esta medida resulta más conveniente y con el fin de comprobarlo, a continuación analizaremos el caso de canalizar más de un circuito en cada trayectoria (2 o 3 circuitos como máximo)

Supongamos que nuestro diseño pretende instalar en una misma canalización 6 conductores portadores de corriente (3 circuitos), en este caso tendríamos que aplicar un factor de corrección de 0.8 y aplicando ambos factores de corrección por condiciones de uso a los arreglos de conductores propuestos anteriormente tenemos:

$$I_{\text{corregida } 3 \times 400 \text{ KCM (THWN-2)}} = 3 \times 380 \text{ [A]} \times 0.87 \times 0.8 = 793.44 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{corregida } 4 \times 250 \text{ KCM (THWN-2)}} = 4 \times 290 \text{ [A]} \times 0.87 \times 0.8 = 807.36 \text{ [A]}$$

Como podemos observar, al aplicar el factor de “conductores asociados” ambos arreglos resultan insuficientes para trabajar con la corriente de 924.64 [A] por lo que sería necesario establecer un arreglo diferente; el arreglo mínimo que cumpliría con tales requisitos, es uno de 4 conductores en paralelo calibre 350 KCM.

$$I_{\text{corregida } 4 \times 350 \text{ KCM (THWN-2)}} = 4 \times 350 \text{ [A]} \times 0.87 \times 0.8 = 974.4 \text{ [A]}$$

Analizando un poco, resulta evidente que es más conveniente instalar una canalización para cada circuito de salida de cada caja re-combinadora, que canalizar más de un circuito por cada trayectoria y emplear conductores adicionales o de mayor calibre.

En resumen, solo aplicamos el factor de corrección por temperatura, así, los 4 conductores en paralelo calibre 250 KCM soportan una corriente máxima de 1009.2 [A].

Por lo tanto y después de cumplir con ambos requisitos, el arreglo de 4 conductores en paralelo calibre 250 KCM resulta apto para transportar la corriente de 907.128 [A].

Las siguientes canalizaciones son subterráneas y a continuación se dimensionan:

Iniciamos nuevamente obteniendo el área de sección transversal del conductor:

$$\text{Área}_{250 \text{ KCM (THWN-2)}} = 256.1 \text{ mm}^2$$

Como se estableció que necesitamos 4 conductores en paralelo para la salida (+) y 4 conductores para la salida (-), esto implica que para cada circuito necesitamos 8 conductores de 250 KCM.

$$\text{Área total}_{8 \times 250 \text{ KCM (THWN-2)}} = 8 \times 256.1 \text{ mm}^2 = 2048.8 \text{ mm}^2$$

Una vez más recurrimos a la Tabla 5 del Capítulo 9 y determinamos que la canalización correcta es la de 3½" pues tiene un área disponible de ocupación de 2511 mm².

A continuación, dimensionaremos los conductores de puesta a tierra del equipo basados en la Tabla 250.122 del punto 2.6.4.2 *Conductor de puesta a tierra del equipo*.

El primer conductor que será seleccionado es el que enlaza todos los módulos entre sí, y con las estructuras de soporte hasta llegar a las cajas combinadoras, y es precisamente en las protecciones contra sobrecorrientes de las cajas en la que nos basamos para obtener el calibre correcto.

Sin importar que las protecciones contra sobrecorrientes (fusibles) de las cajas combinadoras posean un valor inferior al valor más bajo de la Tabla 250.122, se empleara el calibre mínimo permitido en la protección de 15 [A] que es un cable de cobre 14 AWG.

El conductor de puesta a tierra del equipo que enlaza las cajas combinadoras y re-combinadoras será el calibre correspondiente a la protección de 160 [A] y dado que esta protección no está definida en la Tabla, nos basamos en la inmediata superior que es de 200 [A] a la cual le corresponde un conductor de cobre calibre 6 AWG

De la caja re-combinadora, el conductor de puesta a tierra del equipo se dirige hacia el anillo de tierras que rodea al inversor, seleccionaremos un conductor en base al dispositivo de protección que sería adecuado, para esa corriente de salida de la caja re-combinadora:

$$I_{fusibles_3} = 924.64 [A] \times 1.25 = 1155.80 [A]$$

Basándonos en la protección de 1200 [A] que contempla la Tabla, establecemos que el conductor debe ser 3/0 AWG.



A continuación en la Figura 74 se muestra un esquema representativo, de la conexión, canalización y agrupamiento de arreglos y conductores que son necesarios para alimentar una subunidad del inversor.

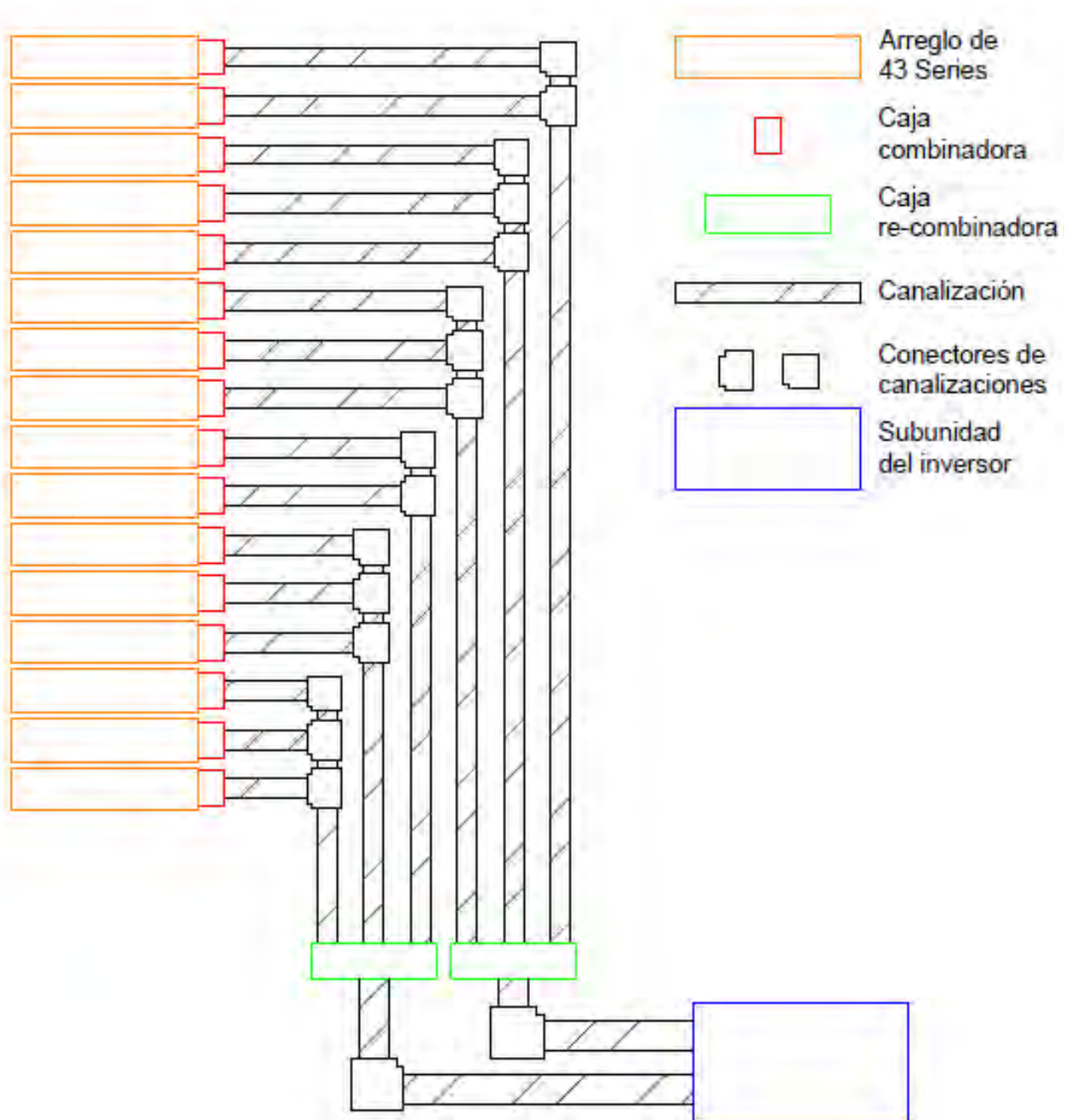


Figura 74. Esquema de instalación (1 subunidad del inversor).

Es importante señalar que el inversor necesita cuatro arreglos iguales al anterior mostrado en la imagen para funcionar con la capacidad para la que fue dimensionado.

A partir de la salida del inversor, dimensionaremos los conductores de CA, los cuales portaran una corriente máxima de 602 [A] (con una tensión es de 480 [V])

Según la Tabla 310.15 (B) (16), la capacidad de conducción de un cable de cobre 250 KCM es de 255 A cuando su temperatura máxima de operación es de 75 °C.

Para cumplir con los requisitos, conectaremos 3 conductores en paralelo del mismo calibre, con la cual tendremos una capacidad máxima de conducción de:

$$I_{3 \times 250 \text{ KCM (THWN)}} = 3 \times 255 \text{ [A]} = 765 \text{ [A]}$$

En este dimensionamiento, solo aplicaremos factor de corrección “por temperatura” debido a que la Tabla 310.15 (B) (16) indica la capacidad de conducción de hasta 3 conductores en una misma canalización y el factor de corrección “por conductores asociados”, de este modo tenemos:

$$I_{\text{corregida } 3 \times 250 \text{ KCM (THWN)}} = 765 \text{ [A]} \times 0.87 = 665.55 \text{ [A]}$$

Por lo consiguiente, por cada subunidad, es necesario emplear un total de 9 conductores de cobre calibre 250 KCM para transportar la corriente de salida hacia el transformador, como se muestra en la siguiente imagen.

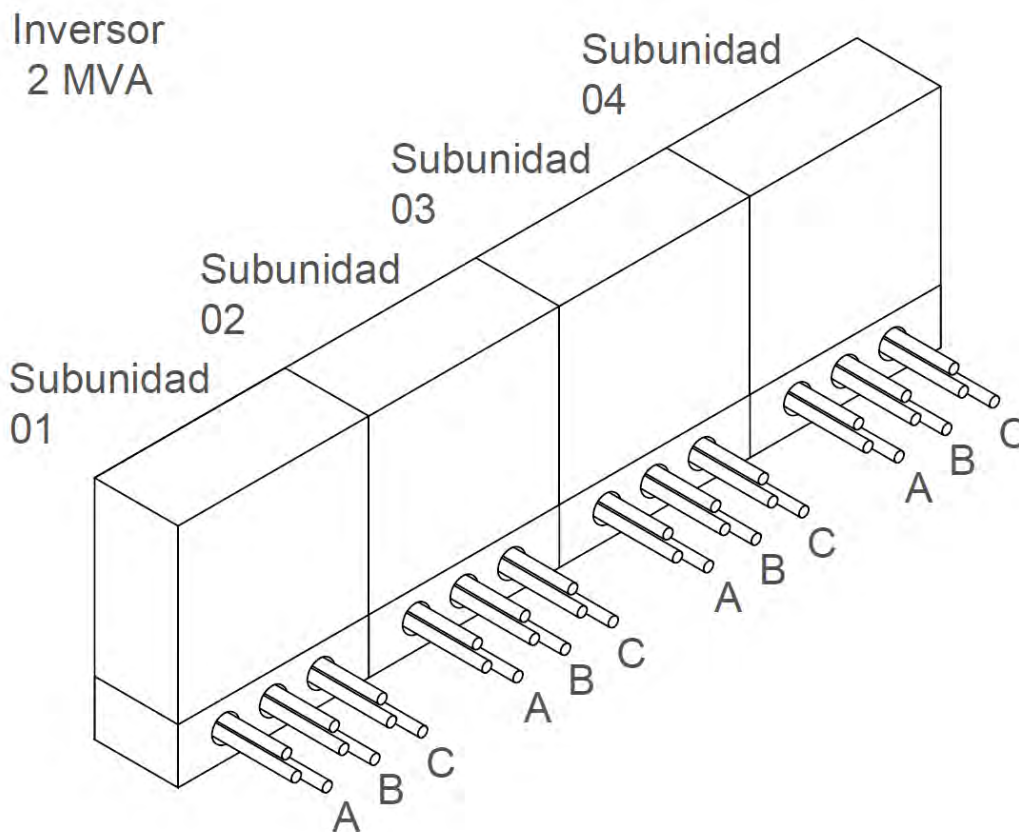


Figura 75. Esquema de un inversor de 2 MVA.

Paso 5: Orientación, ángulo de inclinación y separación entre estructuras de montaje.

- Orientación

Los módulos serán montados en estructuras fijas, por lo tanto, es necesario seleccionar la orientación e inclinación de los módulos respecto de la horizontal. La orientación de los módulos es sencilla de determinar, pues al estar ubicados en el hemisferio norte, **deberán orientarse hacia el sur**.

- Ángulo de inclinación

Para determinar la inclinación óptima de los módulos, se recurre a la carta solar para el lugar en cuestión. En ella se observa que la curva media corresponde a los equinoccios, y el punto más alto del sol en ésta curva es 60° . Se tomará éste ángulo como referencia para orientar los módulos, que deberán tener un ángulo de 90° respecto a los rayos del sol cuando su ángulo de altitud sea de 60° durante el mediodía solar. El ángulo de los módulos respecto a la horizontal se calcula restando a 90° el ángulo de altitud deseado (60°):

$$\theta_{\text{módulos}} = 90^\circ - 60^\circ = 30^\circ$$

Sobre las estructuras de montaje, se colocarán tres filas de módulos sin espacios entre ellas. Si cada módulo tiene 1.2 [m] de largo, las tres filas acumularán 3.6 [m]. La sección transversal de las estructuras de montaje ya con módulos, forma un triángulo rectángulo con un ángulo de 30° , hipotenusa de 3.6 [m] y catetos de las siguientes medidas:

- ✓ $C. \text{adyacente (base)} = 3.6 [m] \times \cos 30^\circ = 3.117 [m]$
- ✓ $C. \text{opuesto (altura)} = 3.6 [m] \times \sin 30^\circ = 1.8 [m]$

Esto es:

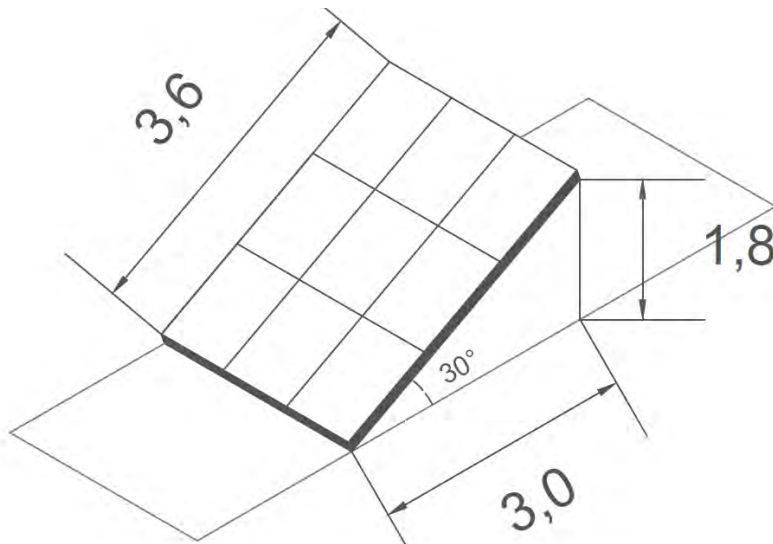


Figura 76. Ángulo de inclinación y dimensión de las estructuras de montaje.

- Distancia entre estructuras de montaje

La distancia entre las estructuras de montaje es calculada a partir de la sombra que se proyecta cuando el sol se encuentra en cierto punto del cielo. Para éste cálculo, se establece cómo criterio de diseño que en cualquier día del año los módulos no se deben sombrear al menos por 6 horas en el día (9 a 15 horas). En la carta solar la curva más baja, que corresponde al solsticio de invierno, es la que se utilizará para cumplir la condición previamente establecida. En ésta curva, se observa que a las 9 horas el ángulo de altitud es 22.5° y el acimut es 135° , y a partir de estos ángulos y la altura de los módulos se calcula la longitud de su sombra con la siguiente expresión:

$$d = \frac{3.6}{\tan 22.5} \times \sin(135 - 90) = 3.07 \text{ [m]}$$

Por lo tanto, la distancia entre las estructuras de montaje será 3 [m].

Paso 6: Distribución hacia la central

Para iniciar con la distribución de la energía producida por el parque fotovoltaico, es necesario elevar la tensión de salida del inversor, empleando obviamente transformadores.

- Transformador

En este caso, el transformador usado, posee las siguientes características:

- Tipo seco, encapsulado en resina.
- Capacidad nominal: 2000 kVA.
- Numero de fases: 3.
- Conexión secundario - primario: Y- Δ .
- Tensión en el secundario: 480 / 277 V.
- Tensión en el primario: 34.5 kV.
- Nivel básico de aislamiento (BIL): 35 kV.
- Frecuencia: 60 Hz $\pm 5\%$.

Estas características son producto de requisitos y valores proporcionados por el inversor, así como de la capacidad de suministros para la que está diseñado el proyecto, para el proyecto, serán empleados 6 transformadores con estas características.



- Celdas de media tensión

En cuanto a las celdas de media tensión, se emplearan celdas con las siguientes características:

- Aislamiento por gas (SF6)
- Tensión nominal 35 kV
- Soporta hasta:
 - 20 KA durante 3 s.
 - 25 KA durante 1 s.
 - Celda con interruptor seccionador de hasta 630 A.
 - Celda con interruptor de potencia de hasta 630 A.

Anexo 1: Electrodo de puesta a tierra

Aun cuando se reconocen varios tipos de electrodos de puesta a tierra en documentos como el NEC o el estándar IEEE 142 – 2007 (Green Book), para una central de generación solar fotovoltaica se pueden reducir las opciones a las siguientes:

- Anillo de tierra: Consiste en un anillo que bordea al edificio o estructura en contacto directo con el suelo formado por un conductor de cobre desnudo de al menos 6 [m] de longitud y calibre no menor a 2 AWG.
- Electrodo de varilla: Puede ser una varilla de cobre o acero recubierto de cobre. Los electrodos en barra no pueden ser más cortos que 2.44 m y su diámetro debe ser al menos 15.87 [mm] (5/8 [pulg]).



Figura A1. Varillas de cobre.

- Electrodo de placa: Consiste en una placa de al menos 0.186 [m²] de superficie y al menos 6.4 [mm] de espesor si se trata de un metal ferroso o 1.5 [mm] si es un metal no ferroso (cobre).



Figura A2. Placa de aluminio.

- Otros electrodos listados: Se permite la utilización de electrodos especiales siempre que estén listados como tales, por ejemplo, los electrodos electrolíticos.



Figura A3. Electrodo listado.

En la práctica, lo más utilizado es el anillo de tierra con electrodos de varilla para suelos de resistividad baja y media. En suelos de alta resistividad, es común que se recurra a electrodos electrolíticos. Además de contar con electrodos adecuados, se los debe instalar apropiadamente para que resulten en un sistema de puesta a tierra confiable. Para que la instalación de los electrodos de tierra sea adecuada, el NEC 2011 señala lo siguiente:

- Los electrodos de tierra jamás pueden ser de aluminio: El aluminio se corroe en contacto con el suelo y este proceso es acelerado por el paso de la corriente eléctrica.
- Todos los accesorios utilizados en los sistemas de electrodos de tierra deben estar especificados para ser directamente enterrados. Siempre que sea posible, se prefieren las conexiones soldables.

El Artículo 250.53 del NEC detalla la instalación de los diferentes tipos de electrodos de tierra:

- Electrodo de tierra de varilla

La porción del electrodo de tierra que está enterrado y en contacto directo en el suelo no puede tener una longitud menor que 2.44 [m].

Sólo en caso de que sea imposible cubrir los criterios anteriores, se permite instalar el electrodo en forma horizontal a no menos de 0.77 [m] de la superficie.

Instalación de los electrodos de varilla (NEC250.53)

El conductor que enlaza múltiples electrodos de tierra no puede ser de menor calibre que el conductor de mayor calibre del sistema (NEC 250.166) y en ningún caso puede ser menor que 8 AWG.

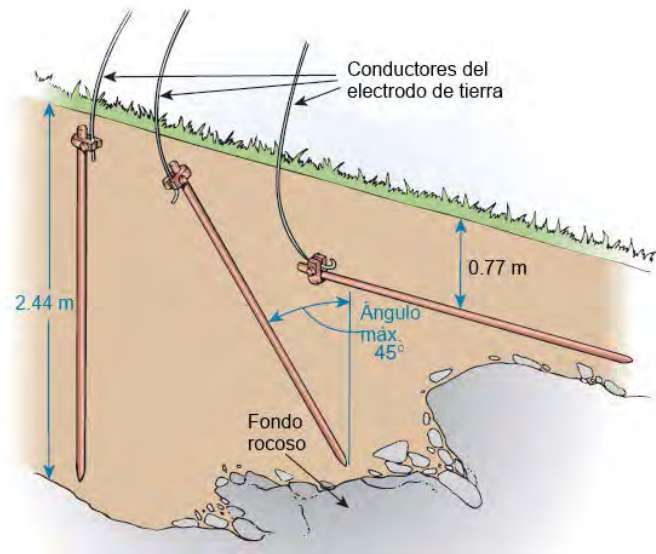


Figura A4. Electrodos enterrados.

Siempre que sea posible, se debe instalar el electrodo en forma vertical. Si un fondo rocoso lo impide, se permite que se instale el electrodo con un ángulo respecto a la vertical no mayor a 45°.

- Electrodo de tierra en anillo

El anillo de tierra debe estar enterrado a una profundidad no menor a 0.75 [m]

Para la aplicación en centrales de generación solar fotovoltaicas, la configuración del sistema de electrodos de tierra más utilizada es el anillo de tierra con electrodos de tierra de varilla adicionales según se requiera para alcanzar la resistencia a tierra deseada. Si la resistividad del terreno es muy alta, las varillas se pueden cambiar por electrodos electrolíticos.

Glosario

- Ángulo de acimut:** En la astronomía, es el ángulo medido sobre el horizonte entre el punto cardinal norte y la proyección sobre el horizonte de un punto en la bóveda celeste. Los puntos cardinales Norte, Este, Sur y Oeste corresponden a los ángulos de acimut 0° , 90° , 180° y 270° respectivamente.
- Ángulo de altitud:** Ángulo medido a partir del horizonte hasta un punto de la bóveda celeste. Su valor puede ubicarse entre 0° y 90° si el punto se localiza en el cenit. Junto con el ángulo de acimut constituyen las coordenadas de un punto en la bóveda celeste.
- Arreglo fotovoltaico:** Ensamble mecánicamente integrado de módulos fotovoltaicos con una estructura y bases de soporte, sistemas de orientación y otros componentes según se necesite para formar una unidad de generación de energía eléctrica de corriente continua.
- Arreglo fotovoltaico bipolar:** Arreglo fotovoltaico con dos salidas, cada una de polaridad opuesta respecto a un punto de referencia o derivación central.
- Celda fotovoltaica:** Dispositivo que convierte energía luminosa en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas son las unidades que componen los módulos fotovoltaicos.
- Circuito de suministro fotovoltaico:** Circuitos entre los módulos y desde los módulos al punto o puntos de conexión comunes del sistema de corriente continua.
- Circuito fotovoltaico de salida:** Los conductores entre el circuito o circuitos de alimentación fotovoltaica y el inversor o el equipo de utilización de corriente continua.
- Conductor de puesta a tierra:** Conductor utilizado para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado al electrodo o electrodos de puesta a tierra.
- Conductor portador de corriente:** Conductor de un circuito por el que fluye corriente eléctrica en condiciones de operación normal del sistema.
- Conductor puesto a tierra:** Conductor de un circuito intencionadamente puesto a tierra.
- Corriente en corto circuito (módulos fotovoltaicos):** Es la corriente que fluye por un módulo fotovoltaico iluminado al poner sus terminales en corto circuito.
- Diodo de bloqueo:** Diodo usado para bloquear el flujo inverso de corriente dentro de un circuito de alimentación fotovoltaica.



Diodo de derivación: Diodo usado para proveer a la corriente eléctrica de una trayectoria alternativa cuando una celda o conjunto de celdas fotovoltaicas dejan de suministrar potencia en un sistema fotovoltaico.

Distorsión armónica total: Es la relación entre la suma de las potencias de las armónicas de una señal respecto de la potencia de la señal fundamental. En un inversor, es una medida de la calidad de la señal de salida de C. A.

Irradiación: Medida de la energía solar por área a lo largo de un periodo de tiempo, por ejemplo W/m^2 al día. Se calcula como el área bajo la curva de la irradiancia.

Irradiancia: Medida de la energía solar por área en un instante, medida generalmente en W/m^2 .

Mediodía solar: El punto del día en que el sol se encuentra en el punto medio de su recorrido.

Modulación por ancho de pulso (PWM): Técnica de modulación analógica en la que se modifica el ancho de pulso (ciclo de trabajo) de una señal portadora de frecuencia fija a partir de una señal moduladora.

Módulo fotovoltaico: Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica y otros componentes, sin incluir los sistemas de orientación, diseñada para generar energía de corriente continua cuando es expuesta a la luz solar.

Serie fotovoltaica: Unidad de generación fotovoltaica compuesta por dos o más módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Tensión a circuito abierto: Tensión en las terminales de un módulo o conjunto de módulos fotovoltaicos sin carga y al ser expuestos a la luz solar.

Tensión máxima del sistema fotovoltaico: Tensión máxima de corriente continua (C.C.) a la que se garantiza la operación correcta de todos los equipos y la seguridad de la instalación.

Conclusiones

Un buen proyecto fotovoltaico debe comenzar, ante nada, por demostrar que la generación solar fotovoltaica es una mejor opción que otras formas de generación dados un conjunto de requerimientos, capacidades, recursos, oportunidades, alternativas y limitaciones. Se debe recordar que, aun dentro de la energía solar, la generación fotovoltaica no es la única opción que se dispone para aprovecharla. Con esto en mente, esta guía de diseño pretende incentivar al análisis riguroso de los sistemas fotovoltaicos antes que su adopción indiscriminada. La generación fotovoltaica en sí misma tiene una serie de ventajas y desventajas frente a otros tipos de generación. No es intrínsecamente mejor o peor, y mucho menos representa una solución integral para nuestras necesidades energéticas presentes o futuras. No obstante, la evolución de los sistemas fotovoltaicos ha demostrado que se trata de un conjunto de tecnologías en desarrollo, que, aun en su estado actual, constituyen una opción viable de generación a gran escala.

Los retos de la generación fotovoltaica son representativos de la transición en dos paradigmas en los sistemas eléctricos: de un conjunto de redes independientes con grandes centros de generación y grandes centros de carga, con generación predecible, constante y controlable, hacia grandes redes interconectadas con grandes cantidades de generación distribuida y diferentes tipos de generación incluyendo fuentes de generación intermitentes y en cierta forma, impredecibles, tales como la generación solar fotovoltaica o eólica.

Ante este panorama, resulta indispensable la difusión de información que lleve a una mejor comprensión de las tecnologías que ya están permeando los sistemas eléctricos y lo seguirán haciendo más ampliamente en el futuro. Asimismo, en el diseño de las plantas generadoras es crucial que se cuente con información suficiente y de calidad que guíe a quien realiza esta labor hacia el diseño de sistemas seguros, confiables y eficientes.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, es especialmente importante considerar las particularidades de cada caso en lo individual. Si bien, hay criterios que pueden, y en muchos casos deben ser uniformizados, también hay infinidad de aspectos que son altamente configurables o ajustables, y de los que depende en mucho el desempeño de la central a largo plazo. Es entonces, que una central fotovoltaica sólo será efectiva en la medida que su diseño se realice en forma óptima para sus condiciones de operación. Un ejemplo de esto es la diversidad en tipos de celdas fotovoltaicas. Las hay en una variedad muy amplia y creciente de eficiencias, precios, propiedades mecánicas, resistencia a la radiación, respuesta térmica, entre otros parámetros. Sin embargo, sólo se puede realizar una comparación justa y realista si se establece una serie de requerimientos concretos.



Los autores de este documento, no podemos dejar de resaltar que, a partir de su elaboración hemos sido capaces de detectar que la desinformación en torno a la generación fotovoltaica, aun en “profesionales” de la energía, lleva muchas veces a tomar decisiones inadecuadas o a la difusión de información que cae en imprecisiones, ya sea por ignorancia o por dolo. Por esta vía, en reiteradas ocasiones se ha caído en un descrédito injustificado de la generación fotovoltaica, así como en su sobrevaloración. Creemos que a través de esta guía de diseño, además de cumplir con su función esencial de ser un documento de fácil acceso y comprensión que oriente en el diseño de un sistema fotovoltaico, puede contribuir a la difusión de los sistemas fotovoltaicos desde el punto de vista de la ingeniería y con argumentos técnicos sólidos.