

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE POSGRADO



**NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN  
DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON  
TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE HASTA 100 kW**

PRESENTADO POR:

**FREDY JONATHAN QUINTEROS CALZADIA**

**JOSÉ ROBERTO ZELADA RAMÍREZ**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO  
AMBIENTE**

CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2018

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

RECTOR:

**MSc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO**

SECRETARIO GENERAL:

**MSc. CRISTOBAL HERNAN RIOS BENITEZ**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

DECANO:

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL**

SECRETARIO:

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE POSGRADO**

DIRECTORA:

**MSc. PATRICIA HAYDÉE ESTRADA DE LÓPEZ**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE POSGRADO

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE**

Título:

**NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y  
OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE  
ENERGÍA CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA  
DE HASTA 100 kW**

Presentado por:

**FREDY JONATHAN QUINTEROS CALZADIA**

**JOSÉ ROBERTO ZELADA RAMÍREZ**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**MSc. JOSÉ LUIS REGALADO MORATAYA**

**SAN SALVADOR, OCTUBRE DE 2018**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSc. JOSÉ LUIS REGALADO MORATAYA

# CONTENIDO

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>5</b>
<b>JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>8</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>11</b>
<b>CAPÍTULO 1. DISPOSICIONES GENERALES.</b> .....	<b>13</b>
1.1. ALCANCE. ....	13
1.2. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	14
1.3. DEFINICIONES. ....	17
<b>CAPITULO 2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.</b> .....	<b>29</b>
2.1. GENERALIDADES DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. ....	29
2.2. ETIQUETADO DEL MÓDULO .....	30
2.3. TENSIÓN MÁXIMA Y FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA .....	30
2.4. PROTECCIÓN DE DIODOS DE DERIVACIÓN EN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. ....	31
2.5. ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	32
2.6. INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. ....	32
2.7. PUESTA A TIERRA EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON MARCO METÁLICO. ....	34
<b>CAPÍTULO 3. ARREGLOS Y CONEXIÓN ELÉCTRICA</b> .....	<b>35</b>
3.1. CONECTORES. ....	35
3.2. CONEXIONES DE ARREGLOS. ....	36
3.3. CONEXIONES DE ARREGLOS O STRING HACIA INVERSOR. ....	38
3.4. CONEXIONES DE MICROINVERSORES.....	38
3.5. CAJAS DE CONEXIÓN (COMBINER BOX).....	39
3.6. ACCESO A LAS CAJAS DE CONEXIÓN DE MÓDULOS. ....	41
<b>CAPÍTULO 4. PROTECCIONES</b> .....	<b>42</b>
4.1. DIMENSIONAMIENTO Y CORRIENTES DE LOS CIRCUITOS.....	42
4.2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.....	42
4.3. MEDIOS DE DESCONEXIÓN.....	44
4.4. DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN.....	48
4.5. PARARRAYOS.....	51
4.6. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE FALLA A TIERRA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATERRIZADOS. ....	51
4.7. PROTECCIONES Y CONSIDERACIONES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO ATERRIZADOS.....	53
4.8. PROTECCIONES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED .....	56
4.9. CONSIDERACIÓN DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIÓN Y SERVICIO DE UN ARREGLO.....	59
<b>CAPÍTULO 5. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN</b> .....	<b>60</b>
5.1. CANALIZACIÓN DE CONDUCTORES. ....	60
5.2. CONDUCTORES PARA LA UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	61
5.3. DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES. ....	62
5.4. MARCADO DE CONDUCTORES. ....	65
<b>CAPITULO 6. INVERSOR.</b> .....	<b>66</b>
6.1. GENERALIDADES DEL INVERSOR. ....	66
6.2. ESPECIFICACIONES DE INVERSORES. ....	66
6.3. CONSIDERACIONES DE INVERSORES CON INTERCONEXION A LA RED. ....	67
6.4. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR. ....	68

6.5. INSTALACIÓN DE INVERSORES. ....	69
<b>CAPITULO 7. PUESTA A TIERRA. ....</b>	<b>71</b>
7.1. REQUISITOS GENERALES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. ....	71
7.2. PUNTO DE CONEXIÓN DE LA PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO. ....	76
7.3. CONEXIÓN A TIERRA DE LOS EQUIPOS. ....	76
7.4. CALIBRE DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS Y CIRCUITOS. ....	77
7.5. SISTEMA DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA. ....	79
7.6. CONSIDERACIONES DE INSTALACIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA. ....	83
7.7. CONEXIÓN DEL EQUIPO DE PUESTA A TIERRA Y DE UNIÓN. ....	86
7.8. CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE ALTERNA. ....	86
7.9. CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE CONTINÚA. ....	87
7.10. SISTEMAS CON REQUISITOS DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE CONTINUA Y CORRIENTE ALTERNA. ...	87
7.11. ELECTRODOS ADICIONALES PARA LA PUESTA A TIERRA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO. ....	88
7.12. CONTINUIDAD DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS. ....	89
<b>CAPÍTULO 8. ESTRUCTURAS. ....</b>	<b>90</b>
8.1. GENERALIDADES. ....	90
8.2. INSTALACIÓN. ....	90
8.3. MONTAJE DE FIJACIÓN CON GRAPAS. ....	92
8.4. INSTALACIONES EN EL SUELO. ....	95
8.5. INSTALACIONES EN CUBIERTA. ....	96
<b>CAPITULO 9. TABLEROS Y CAJAS. ....</b>	<b>97</b>
<b>CAPÍTULO 10. BATERÍAS. ....</b>	<b>98</b>
10.1. GENERALIDADES DE LOS ACUMULADORES. ....	98
10.2. BATERÍAS EN VIVIENDAS. ....	98
10.3. CONTROL DE CARGA. ....	100
10.4. CONTROLADOR DE CARGA POR DESVIACIÓN. ....	100
10.5. INTERCONEXIONES DE LAS BATERÍAS. ....	101
<b>CAPÍTULO 11. SISTEMAS CONECTADOS A LA RED Y A OTRAS FUENTES DE ENERGÍA. ....</b>	<b>102</b>
11.1. GENERALIDADES PARA LA CONEXIÓN A OTRAS FUENTES. ....	102
11.2. AMPACIDAD DEL CONDUCTOR DEL NEUTRO. ....	103
11.3. INTERCONEXIONES DESEQUILBRADAS. ....	103
11.4. PUNTO DE CONEXIÓN O PUNTO DE ACOPLAMIENTO COMÚN. ....	103
11.5. MEDIDOR. ....	106
<b>CAPÍTULO 12. CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA SISTEMAS AUTÓNOMOS. ....</b>	<b>108</b>
12.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS. ....	108
<b>CAPÍTULO 13. CONSIDERACIONES PARA MÓDULOS DE CORRIENTE ALTERNA. ....</b>	<b>110</b>
13.1. MÓDULOS DE CORRIENTE ALTERNA. ....	110
<b>CAPÍTULO 14. REQUISITOS DE CERTIFICACIÓN DE EQUIPOS FOTOVOLTAICOS. ....</b>	<b>112</b>
<b>CAPÍTULO 15. DISPOSICIONES OPERATIVAS. ....</b>	<b>115</b>
15.1. DISPOSICIONES OPERATIVAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN. ....	115
15.2. PARÁMETROS DE CALIDAD DE ENERGÍA. ....	116
15.3. PRUEBAS DE SEGURIDAD, OPERACIÓN E INSPECCIÓN. ....	118
15.4. CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN. ....	121
15.5. DOCUMENTOS TÉCNICOS, INSTRUCCIONES Y GARANTÍAS. ....	121

<b>CAPÍTULO 16. ETIQUETAS Y AVISOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>124</b>
16.1. GENERALIDADES .....	124
16.2. ETIQUETAS .....	125
<b>CAPÍTULO 17. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO .....</b>	<b>130</b>
17.1. GENERALIDADES DE MANTENIMIENTO .....	130
17.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	131
17.3. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INVERSORES.....	135
17.4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO. ....	137
17.5. MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE INVERSOR. ....	137
17.6. MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. ....	137
17.7. CABLEADO Y CONEXIONES. ....	145
17.8 ESTRUCTURA DE MONTAJE. ....	147
17.9. PRUEBAS DE AISLAMIENTO.....	148
17.10. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	151
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>157</b>

## JUSTIFICACIÓN

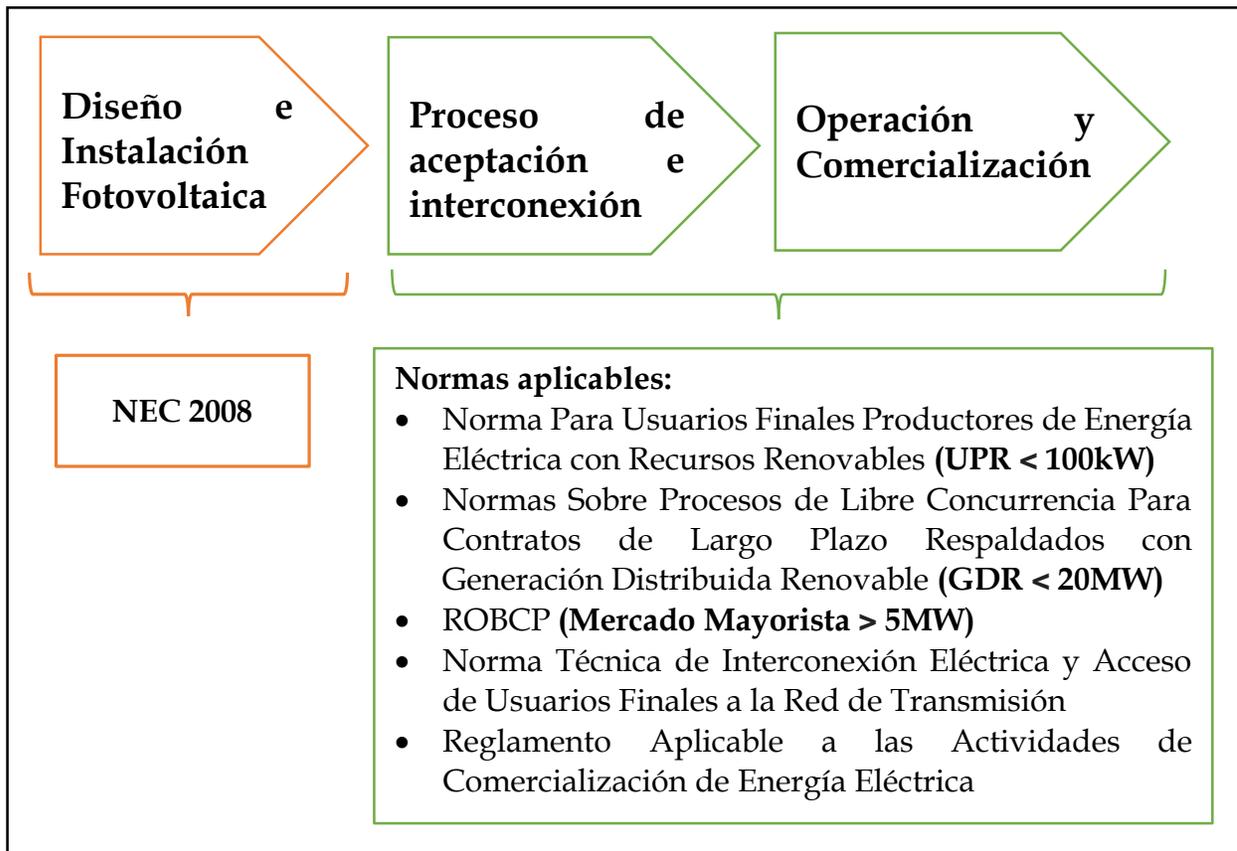
Actualmente en el país se tiene una creciente demanda de proyectos de gran generación y microgeneración con energía renovables, especialmente con tecnología solar fotovoltaica, muchos comercios, industrias y usuarios de la red eléctrica han optado por implementar este tipo de proyectos con el propósito de contribuir al desarrollo sostenible, ahorrar en su factura por consumo de electricidad de la red y con ello favorecer sus intereses económicos.

Debido al énfasis que tienen el desarrollo de estos proyectos, en El Salvador desde el año 2010 se han venido realizando diversas propuestas y reformas a las leyes, reglamentos y normativas que regulan el sector de estas tecnologías, consiguiendo mitigar las barreras existentes y así estandarizar y promover el desarrollo de las energías renovables en el país. Algunos de los beneficios obtenidos por las reformas y el lanzamiento de las nuevas normativas son la obtención de incentivos fiscales que promocionan las tecnologías renovables, la clasificación de la generación renovable en grupos para la adquisición de permisos ambientales, y principalmente el establecimiento de los reglamentos de interconexión, operación y comercialización para los diversos tamaños de plantas de generación renovable; a pesar de ello, aún no se cuenta con una norma oficial que regule el diseño y la instalación de estas tecnologías, específicamente la fotovoltaica. La regulación vigente en El Salvador establece que se adopta al NEC 2008 como el estándar técnico y de aplicación general para el diseño de instalaciones eléctricas en el territorio, sin embargo, esto conlleva las siguientes desventajas:

- ✓ El NEC es una norma de poco acceso para los técnicos electricistas y desarrolladores convencionales, debido a que su precio es elevado y solamente puede comprarse en línea o mediante correo en el extranjero puesto que es una norma oficial de los Estados Unidos de América, por lo anterior, muchos desarrolladores de proyectos fotovoltaicos no la aplican.
- ✓ Desde el año 2008 a la actualidad han transcurrido diez años y en ese periodo han cambiado las tecnologías y particularmente la solar fotovoltaica, por ello requiere de su actualización.
- ✓ El NEC es un estándar de Estados Unidos enfocado para las condiciones de dicho país, por lo tanto, se debe adaptar a la realidad socio-económica del

país para no crear restricciones innecesarias y sea aplicable a las condiciones y estándares de El Salvador.

- ✓ Por otra parte, el NEC por ser una norma elaborada para ser aplicada en los Estados Unidos de América, no considera algunas condiciones y generalidades de diseño utilizadas en Europa y en Asia, debe tomarse en cuenta que los equipos comúnmente utilizados en El Salvador para instalar una planta fotovoltaica principalmente son fabricados en Asia y en Europa.



*Figura 1. Normativas aplicables al diseño, instalación y procesos de interconexión y comercialización en El Salvador para plantas fotovoltaicas.*

Debido a lo anterior muchos desarrolladores de proyectos fotovoltaicos especialmente de pequeñas plantas (hasta de 100 KW) realizan diseños de instalaciones deficientes, afectando posterior las condiciones de operatividad y seguridad de las plantas; esto pone en riesgo los proyectos y muchos inversionistas se sienten insatisfechos por la calidad de sus instalaciones, ya que los rendimientos o la vida útil de las mismas no son los esperados.

Por lo tanto, en este trabajo se presenta la elaboración de una propuesta de norma técnica que esté a disposición de todos los sectores de la población y a todo tipo de desarrolladores de proyectos de pequeñas centrales. La propuesta de norma regulará el diseño e instalación de pequeñas plantas de generación fotovoltaica de hasta 100kW, la cual contribuirá a evitar carencias en la parte constructiva de los proyectos y conllevará a que las instalaciones eléctricas de generación solar fotovoltaicas sean seguras.

En la presente propuesta de norma se han tomado como referencia tres destacados estándares internacionales, con el objetivo de utilizar los mejores criterios de cada norma y validando que sean de aplicación para el país, las cuales son: Capítulo 690 del NEC, Norma de Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas conectados a la Red RGR N° 02/2014 (normativa de Chile); Prácticas Recomendadas de Sistema de Energía Fotovoltaica y El Código Eléctrico Nacional, Informe SAND96-2797 · UC-120 (The Photovoltaic Systems Assistance Center Sandia National Laboratories, New Mexico State University); además se incorporan los requisitos aplicables a instalaciones de generación solar fotovoltaica que se establecen en las reconocidas normativas IEC, NFPA 70, NEC, UL, IEEE, entre otros.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General**

- Elaborar una propuesta de norma técnica que regule el diseño de pequeñas plantas de generación solar fotovoltaica, para garantizar la seguridad de las mismas y de las personas.

### **Objetivos Específicos**

- Realizar una propuesta de normativa que especifique los requerimientos de diseño de las instalaciones eléctricas de generación solar fotovoltaica de hasta 100 kW.
- Elaborar la propuesta de normativa que determine la instalación de pequeñas plantas de generación solar fotovoltaica basada en el Art.690 del NEC y las normativas internacionales aplicables y vigentes en algunos países latinoamericanos.
- Elaborar una propuesta de norma que esté a disposición de todos los sectores de la población, que sea de fácil acceso y comprensión para los desarrolladores de proyectos fotovoltaicos mini, micro y medianos.
- Proveer una herramienta al sector eléctrico y a los instaladores de plantas fotovoltaicas en El Salvador.

NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y  
OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN  
DE ENERGÍA CON TECNOLOGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE HASTA 100 kW

## CAPÍTULO 1. DISPOSICIONES GENERALES.

### 1.1. ALCANCE.

Las disposiciones de esta norma se aplican a los sistemas de energía solar fotovoltaica, incluyendo el (los) circuito (s) de red, inversor (es) y controlador (es) para tales sistemas. Los sistemas fotovoltaicos solares cubiertos por esta norma pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica (como la red de distribución) o autónomos (sistemas fotovoltaicos autónomos), con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como las baterías. La salida de estos sistemas puede ser de corriente continua o de corriente alterna. Las disposiciones de esta instrucción técnica son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas, cuya potencia máxima no sobrepase los 100kW.



Figura 2. Techo de una casa solar que, en el hemisferio norte, **generalmente está orientado al sur** para maximizar la exposición al sol. Referencia: Solar Design Associates, Inc.

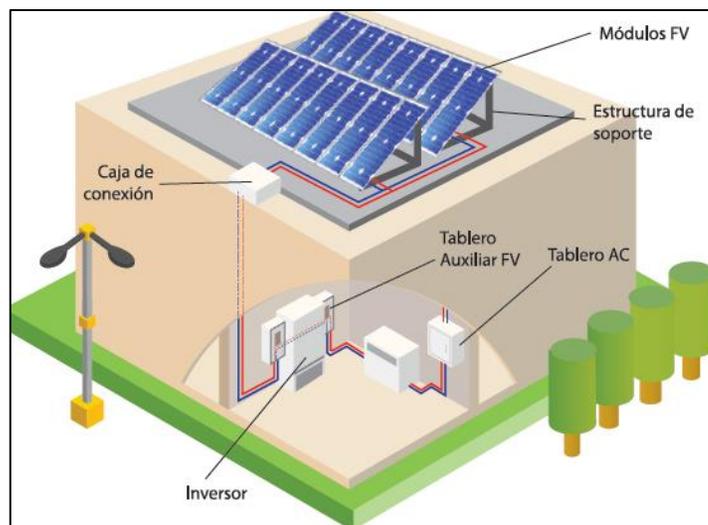


Figura 3. Componentes generales de un pequeño sistema fotovoltaico. Ref.: Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile

## 1.2. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Los documentos bibliográficos siguientes contienen disposiciones que, a través de referencias en el texto de la presente norma se establecen como requisitos.

### **Artículos National Electrical Code (NEC):**

- *NEC Art 110 Requisitos*
- *NEC Art 200 Conductores Puestos a Tierra*
- *NEC Art 210 Circuitos Ramales*
- *NEC Art 240 Protección Contra Sobreintensidades*
- *NEC Art 250 Puesta a Tierra*
- *NEC Art 300 Métodos de Cableado*
- *NEC Art 310 Conductores*
- *NEC Art 331 Conductos Eléctricos No Metálicos*
- *NEC Art 336 Cable con Cubierta No Metálica*
- *NEC Art 338 Cable de Acometida*
- *NEC Art 339 Cable de Alimentación Subterránea*
- *NEC Art 348 Tubos Eléctricos Metálicos*
- *NEC Art 374 Canales Auxiliares*
- *NEC Art 384 Cuadros de Interruptores y Paneles de Control*
- *NEC Art 445 Generadores*
- *NEC Art 480 Baterías de Almacenamiento*
- **NEC Art 690 Sistemas FV**
- *NEC Art 705 Fuentes Interconectadas de Producción de Energía Eléctrica*
- *NEC Art 720 Sistemas de Baja Tensión*

### **Normas IEC:**

- *IEC / EN 61215: Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) de silicio cristalino - Calificación de diseño y aprobación de tipo. (Cristalinos).*
- *IEC / EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. (Película fina).*
- *IEC 61730: Estándar para métodos de pruebas estándar de fuego de cubiertas de techo. (Resistencia al fuego).*
- *EN 50521: Conectores para sistemas fotovoltaicos. Ensayos y requisitos de seguridad.*
- *IEC 62109: Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica.*

- *IEC 60269-6:2010 Fusibles de baja tensión - Requisitos adicionales de los fusibles para la protección de los sistemas de energía solar fotovoltaica.*
- *IEC 60364-5-53:2002 Instalaciones eléctricas de edificios - Parte 5-53: Selección y montaje de equipos eléctricos - Aislamiento, conmutación y control.*
- *IEC 60364-7-712:2002 Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales - Sistemas de suministro de energía solar fotovoltaica (PV).*
- *IEC/TR 60755:2008 Requisitos generales para dispositivos de protección operados por corriente residual.*
- *IEC 60947-2:2013 Dispositivo de control y aparata de bajo voltaje - Parte 2: Interruptores automáticos.*
- *IEC 60947-3:2012 Dispositivo de distribución y control de baja tensión - Parte 3: interruptores, seccionadores, seccionadores y unidades de combinación de fusibles.*
- *IEC 60529:2013 Grados de protección provistos por los gabinetes (Código de IP).*
- *IEC 60998-1:2002 Dispositivos de conexión para circuitos de baja tensión para fines domésticos y similares. Parte 1: Requisitos generales.*
- *IEC 61439-1:2011 Ensamblajes de control y aparata de bajo voltaje - Parte 1: Reglas generales.*
- *IEC 61557-8:2007 Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1 000 V a.c. y 1 500 V d.c. - Equipo para la prueba, medición o control de medidas de protección. Parte 8: Dispositivos de control de aislamiento para sistemas de TI.*
- *IEC 61643-11:2011 Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión - Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones conectados a sistemas de alimentación de baja tensión - Requisitos y métodos de prueba.*
- *IEC 62020:2003 Accesorios eléctricos - Monitores de corriente residual para uso doméstico y usos similares (MCR).*
- *IEC 62109-1:2010 Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica. Parte 1: Requisitos generales.*
- *IEC 62109-2:2011 Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica. Parte 2: Requisitos particulares para los inversores.*

- IEC 62305-2:2010 *Protección contra rayos - Parte 2: Gestión de riesgos.*
- IEC/TS 62548:2013 *Paneles fotovoltaicos (PV) - Requisitos de diseño.*
- UNE-EN 50272-2:2002 *Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias.*
- IEC 62446-1: *Sistemas fotovoltaicos (PV): requisitos para las pruebas, la documentación y el mantenimiento.*
- IEC 61215-1: *Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) - Calificación de diseño y aprobación de tipo - Parte 1: Requisitos de prueba.*

**Norma Alemana:**

- TÜV 2 pfg 1169/08.2007 *Requisitos para cables para uso en sistemas fotovoltaicos.*

**UL:**

- UL 1703: *Estándar para módulos y paneles fotovoltaicos de placa plana.*
- UL-SU 6703 *Conectores para uso en sistemas fotovoltaicos.*
- UL-SU 4703 *Estándar para cable fotovoltaico.*
- UL 790: *Estándar para métodos de pruebas estándar de fuego de cubiertas de techo. (Resistencia al fuego).*
- UL 1741: *Inversores, Convertidores, Controladores y Equipo de Sistema de Interconexión para usar con Recursos de Energía Distribuida.*
- UL 1989: *Estándar para baterías en espera.*
- UL 2054: *Estándar para baterías domésticas y comerciales.*

**IEEE:**

- IEEE 1547 - *Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica.*
- IEEE Std. 81 *Guía para medir la resistividad de la Tierra, la impedancia de tierra y los potenciales de la superficie de la Tierra de un sistema de conexión a tierra.*

**SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, de El Salvador):**

- *Acuerdo No. 29-E-2000 Norma técnica de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica.*
- *Anexo I Acuerdo 120-E-2013 Normas Sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo Plazo Respaldados con Generación Distribuida Renovable.*
- *Acuerdo No. 93-E-2008 Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión.*
- *Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de e Energía Eléctrica.*
- *Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.*
- *Norma Para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.*
- *Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión.*

**Otras referencias:**

- *Norma de Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas conectados a la Red RGR N° 02/2014 (normativa de Chile).*
- *Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, del programa techos solares públicos, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.*
- *Especificación Técnica para Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red eléctrica asociados a proyectos productivos agropecuarios. Aarón Sánchez Juárez 2017, México.*
- *Prácticas Recomendadas de Sistema de Energía Fotovoltaica y El Código Eléctrico Nacional, Informe SAND96-2797 UC-120 (The Photovoltaic Systems Assistance Center Sandia National Laboratories, New Mexico State University).*
- *Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW. Comisión Federal de Electricidad, CFE G0100-04, México 2008.*

**1.3. DEFINICIONES.**

**Acometida:** Conjunto de conductores y accesorios utilizados para transportar la energía eléctrica, desde la red de distribución, hasta el punto de recibo (recepción del suministro) de las instalaciones eléctricas del usuario.

**Ampacidad:** Corriente máxima que un conductor o dispositivo puede transportar continuamente, bajo las condiciones de uso, sin exceder su rango de temperatura.

**Arreglo.** Ensamble mecánicamente integrado de módulos o paneles 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.

**Baja tensión:** Es el nivel de tensión menor o igual a seiscientos (600) voltios.



*Figura 4. Arreglo o matriz compuesta de múltiples módulos o paneles instalado en una estructura de soporte y base.*

**Bus de empalme:** Dispositivo metálico que permite el acoplamiento de varios circuitos que se conectaran en paralelo. Block de potencia de cobre/estañado montado en un receptáculo aislante, cuyas partes vivas no son accesibles, que acepta varios conductores como entrada y uno o dos conductores de salida para crear circuitos en paralelo. Se usan tanto para conductores que portan corriente eléctrica como aquellos que no la portan.

**CA (Corriente Alterna):** Terminología usada para especificar que la tensión (voltaje) y la corriente eléctrica cambian su polaridad periódicamente con el tiempo. La Tensión y la corriente son funciones senoidales del tiempo con una frecuencia de 60 Hz.

**Cadena (String).** Conjunto de módulos fijados mecánicamente juntos, conectados eléctricamente en serie y diseñados para proporcionar una unidad instalable en el sitio, y proveer una tensión y potencia requerida. Celdas solares conectadas en serie para incrementar el voltaje de salida. Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

**CC (Corriente continua):** Terminología usada para especificar que la Tensión y la Corriente Eléctrica NO cambia su polaridad respecto del tiempo. Se denomina también corriente directa (CD o DC) y ambos términos pueden emplearse para la identificación

o marcado de equipos, aunque debe tenderse al empleo de corriente continua, que es el normalizado nacional e internacionalmente.

**Célula solar.** El dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando se expone a la luz. Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

**Caja de paso:** Parte de un sistema de canalización con tubería de cualquier tipo para proveer acceso al interior del sistema de alambrado por medio de una cubierta o tapa removible. Podrá estar instalada al final o entre partes del sistema de canalización.

**Caja de combinación, de concentración, de conexión, o desconexión (Combiner box):** Parte del sistema de canalización en donde se localiza el punto de combinación o paralelismo de conductores de la fuente fotovoltaica y/o los dispositivos de seguridad tales como desconectores, fusibles, interruptores termomagnéticos, etc. De esta caja sale el circuito de salida fotovoltaica. Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.

**Cargas eléctricas locales (CEL):** Aparatos que consumen electricidad y cuya potencia total proporciona la potencia instalada o demanda eléctrica del usuario.

**Circuito de entrada del inversor (CE-Inv):** Conductores entre la batería y el inversor en sistemas autónomos. Conductores entre la salida de los circuitos fotovoltaicos y el inversor para el caso de los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.

**Circuito de fuente fotovoltaica (CF-FV).** Circuitos entre módulos y desde módulos hasta los puntos de conexión comunes del sistema de CC.

**Circuito de salida del inversor (CS-Inv).** Para los sistemas autónomos son los conductores entre el inversor y un panel eléctrico para cargas de CA. Los conductores entre el inversor y el equipo de la acometida, o panel de distribución de CA o la red de distribución eléctrica para el caso de los sistemas interactivos.

**Circuito de salida fotovoltaico (CS-FV).** Conductores entre el (los) circuito (s) de fuente fotovoltaica y la(s) entradas de CC del inversor(es) o cargas de corriente continua.

**Conductor:** Para los efectos de esta instrucción técnica se entenderá por hilo metálico, de cobre de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.

**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 de Puesta a Tierra de los equipos:** Trayectorias conductoras utilizadas para conectar las partes metálicas, que normalmente no conducen corriente, de todos los equipos con el conductor del sistema puesto a tierra o al conductor del electrodo de puesta a tierra o a ambos. Se reconoce que el conductor de puesta a tierra del equipo también actúa como unión.

**Controlador de carga (Regulador de carga).** Equipos que controlan la corriente CC o voltaje CC, o ambos, empleados para cargar una batería o bancos de baterías.

**Controlador de carga de desviación (Regulador de carga con modo desviación).** Equipo que regula el proceso de carga de una batería y tiene la capacidad de desviar la energía almacenada hacia cargas de corriente directa u otros servicios interconectados.

**Corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo normalizadas  $I_{sc}$  (STC):** Corriente de cortocircuito de un módulo, de un string, de un grupo o de un generador fotovoltaico en condiciones de ensayo normalizadas.

**Condiciones de Medición Estándar o Condiciones Estándares de Prueba (STC):** Conjunto de condiciones bajo las cuales se mide el desempeño eléctrico de celdas solares y módulos fotovoltaicos, que por acuerdo internacional son Irradiancia (G) de 1,000 W/m<sup>2</sup>, Temperatura de la celda en el módulo (T<sub>c</sub>) de 25 °C y una Masa de Aire de 1.5.

**CSA:** (Canadian Standards Association), Asociación Canadiense de Normas, Laboratorio de certificación de materiales y equipos eléctricos entre otros.

**Diodo de bloqueo.** Un diodo utilizado para bloquear el flujo inverso de corriente en un circuito fuente fotovoltaico. Dispositivo externo conectado eléctricamente en serie con un módulo o cadena (string), que lo coloca el instalador del sistema fotovoltaico, para impedir el flujo inverso de corriente hacia el circuito de la fuente fotovoltaica (módulo o cadena fotovoltaica).

**Diodo de protección o de By Pass (Diodo de paso o de desviación):** Un diodo utilizado para proteger a los módulos contra sobre-cargas u otras alteraciones debidas a módulos en serie dañados o sombreado parcial, se conecta en paralelo con los terminales del panel y polaridad opuesta. Dispositivo conectado en paralelo con una cadena de celdas de silicio cristalino que constituyen al módulo fotovoltaico, que lo integra el fabricante

del panel en la caja de conexiones, que proporciona un camino de alivio evitando la formación de puntos calientes que aparecen en las celdas solares por el efecto de sombreado en las mismas.

**Dispositivo de Protección:** Mecanismo electromecánico de corte de la energía, constituido por un fusible o cualquier otro tipo de interruptor.

**Dispositivos fotovoltaicos integrados en edificaciones:** Celdas fotovoltaicas, dispositivos, módulos o materiales modulares, que están integrados en una superficie exterior o en la estructura de una edificación, que podrían servir como superficie protectora externa del edificio.

**Distribuidor o empresa distribuidora:** Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

**Electrodo de Puesta a Tierra:** Un objeto conductor a través del cual se establece una conexión directa a tierra.

**Estructura de soporte:** Pieza o conjunto de piezas metálicas unidas que forman el apoyo mecánico para los módulos fotovoltaicos.

**Factor de potencia:** Es la razón de la potencia activa a la potencia aparente.

**Fuente de energía fotovoltaica.** Integración de un generador fotovoltaico con sistemas de protección, acondicionadores y almacenamiento de energía, según sea requerido, los cuales proporcionan energía eléctrica en corriente continua a la tensión y potencia eléctrica requerida. Un arreglo o varios arreglos fotovoltaicos que genera energía de CC al voltaje y corriente del sistema.

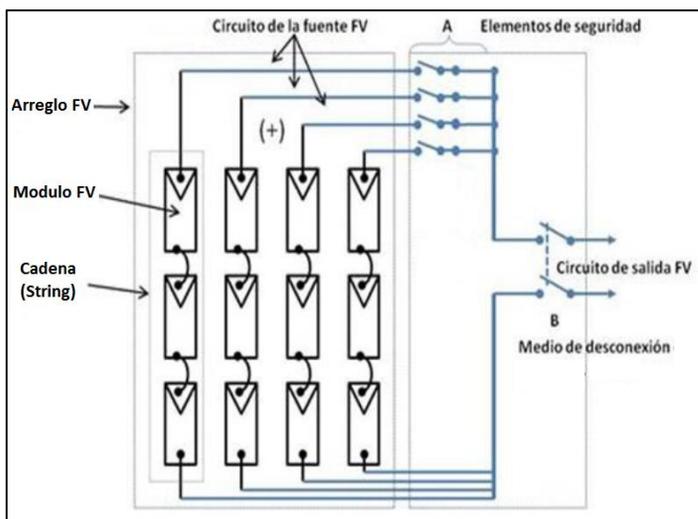


Figura 5. Diagrama simplificado de una Fuente de Energía Fotovoltaica. No se muestra el circuito de puesta a tierra del sistema.

**IEEE:** Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.

**Impedancia:** Magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente.

**Interruptor general:** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

**Inversor.** Equipo que se utiliza para cambiar en la energía eléctrica el nivel de voltaje o forma de onda, o ambos. 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. El inversor no funciona únicamente como convertidor de potencia CC a CA, ya que en sistemas fotovoltaicos con conexión a la red sirve como control del sistema que permite acoplar la energía generada con la red distribución. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que utilizan corriente alterna de otra fuente y convertirla en corriente continua para cargar las baterías.

**Inversor interactivo (inversor con conexión a la red):** Inversor que incluye la electrónica necesaria para interactuar con la red eléctrica de distribución. Dispositivo que sincroniza la tensión, la frecuencia y la fase de una red eléctrica de distribución para su interconexión a la misma.

**Inversor string:** Inversor diseñado para operar con un conjunto de varios módulos que se conectan en serie (string). Se pueden conectar uno o varios strings, dependiendo del modelo del inversor. El inversor string se caracteriza por la posibilidad de conectar los strings de manera directa, sin caja de conexión intermedia.

**Inversor central:** Inversor diseñado para operar con muchos módulos, conectados en serie (string), y muchos strings en paralelo. Para conectar strings en paralelo, generalmente se utiliza una caja de conexión (junction box) que junta los strings para luego realizar la conexión al inversor.

**Inversor multimodo:** Equipo que tiene las capacidades tanto del inversor interactivo como del inversor autónomo.

**Medidor bidireccional (MB):** Dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, de la red distribución hacia las cargas eléctricas

locales y del generador fotovoltaico hacia la red. Dispositivo que tiene la capacidad de medir en un punto determinado, el flujo de energía en ambos sentidos, almacenando los datos de medición de forma separada. La unidad de medida es el kilowattthora (kWh). Aparato que como mínimo registra el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, consumo e inyección y es capaz de registrar las diferencias entre consumo e inyección del sistema que está monitoreando.

**Medidores de energía:** Aparatos que registran el flujo de energía eléctrica y además en algunos casos, la demanda de potencia y el factor de potencia.

**Media tensión:** Es el nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

**Microinversor:** Inversor diseñado para operar con un solo módulo fotovoltaico. Su entrada es para corriente continua y en su salida exporta corriente alterna. Generalmente se instala debajo del módulo fotovoltaico e incluye todas las protecciones necesarias por el lado CC y CA.

**Módulo o panel fotovoltaico:** Una unidad completa protegida ambientalmente, compuesta por células solares, óptica y otros componentes, diseñado para generar energía eléctrica de corriente continua cuando se expone a la luz solar. Un módulo fotovoltaico está constituido por varias células iguales, cada una genera aproximadamente 0.5 V y 1 o 2 W, se conectan en serie y/o en paralelo para obtener la corriente y el voltaje requerido por cada aplicación, 6,12, 24 o más voltios de salida. Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

**Módulo de corriente alterna (módulo más microinversor):** Unidad completa, ambientalmente protegida, que consta de células solares, óptica, su propio inversor y otros componentes, diseñados para generar energía de CA cuando se exponen a la luz solar. Es el conjunto de módulo fotovoltaico más microinversor incorporado.

**NEC (National Electrical Code):** Código Eléctrico Nacional de la NFPA National Fire Protection Association, Quincy, Massachusetts, Estados Unidos de América en cual sienta las bases para la seguridad eléctrica en ocupaciones residenciales, comerciales e industriales, presentando las normas integrales para cableado eléctrico, protección contra sobrecorriente, conexión a tierra e instalación de equipos, de aplicación en Estados Unidos y el mundo.

**Persona Calificada o Instalador:** Técnico o profesional debidamente acreditado para el manejo de equipo eléctrico en el tipo de obras contempladas en esta norma, así como

de los riesgos inherentes a tal actividad. Persona a cargo de diseñar e instalar un sistema fotovoltaico que cumple las disposiciones de la presente norma.

**Potencia de la instalación fotovoltaica:** Es la suma de las potencias nominales de los inversores (la especificada por el fabricante).

**Potencia nominal del generador ( $P_{peak}$ ):** Suma de las potencias máximas o peak (pico) de los módulos fotovoltaicos.

**Protección de red:** Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento, cuando al menos un valor de operación de la red de distribución, se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.

**Puesta a tierra:** La puesta o conexión a tierra consiste de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener un valor de resistencia a tierra suficientemente bajo, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

**Puesto a Tierra:** Conectado (conexión) a tierra o algún cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra.

**Punto de acoplamiento común (PAC).** En un sistema interactivo es el punto en el cual se presenta la interfaz de la red de distribución y el usuario o el generador fotovoltaico (empalme o punto de conexión entre el generador y la red de distribución). Por lo general, para los sistemas fotovoltaicos de la presente norma se ubica en el lado de carga del medidor de la empresa distribuidora de energía.

**Punto de Interconexión (PI) o entrega:** Empalme o punto en donde se conviene la entrega de energía eléctrica de un generador o distribuidor, en el cual se medirá la potencia entregada. Es el punto en donde se une la acometida del usuario a la red.

**Red de Distribución Eléctrica.** Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media o baja tensión. Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales. Sistema de conductores que permiten la distribución y utilización de la energía eléctrica, tanto en media tensión como en baja tensión para proporcionar servicio eléctrico a los usuarios y que pertenece a la empresa distribuidora de energía eléctrica. Un sistema de red que distribuye la energía eléctrica hasta los lugares de consumo, que poseen cargas conectadas y que es externo y no controlado por el sistema de energía fotovoltaica.

**Red Eléctrica Local:** Sistema de conductores de distribución eléctrica del usuario formada por circuitos eléctricos que llevan la energía desde el punto de acometida a las cargas eléctricas conectadas.

**Sistema autónomo:** Un sistema solar fotovoltaico que suministra energía eléctrica independientemente de una red de distribución eléctrica.

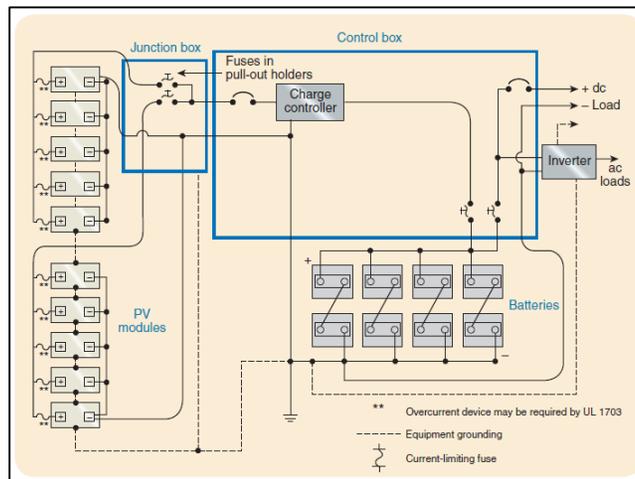


Figura 6. Esquema simplificado del circuito de un sistema fotovoltaico autónomo residencial. Referencia: Art. 690 NEC.

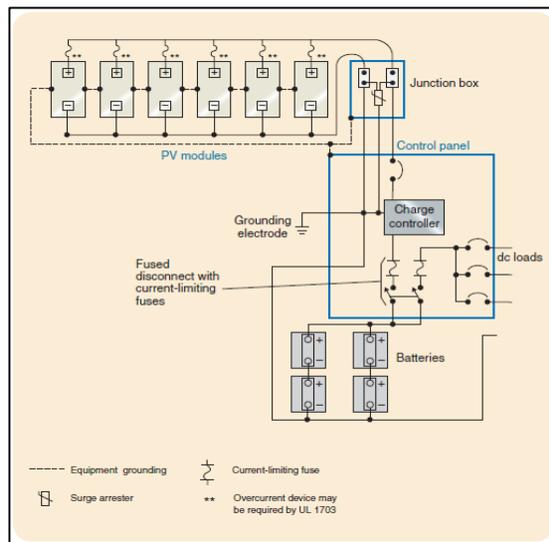


Figura 7. Esquema simplificado del circuito de un sistema fotovoltaico C.C. Referencia: Art. 690 NEC.

**Sistema de medición:** Grupo de equipos (medidores de energía eléctrica, transformadores de potencial y corriente, cableado de la medición, etc.) utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia transferida a través de la interconexión.

**Sistema Fotovoltaico Aterrizado:** Se dice que un Sistema fotovoltaico está aterrizado cuando uno de los conductores del circuito de salida en corriente directa (CC) está intencionalmente puesto a tierra.

**Sistema Fotovoltaico en Flotación:** Se dice que un Sistema fotovoltaico está en flotación cuando ninguno de los conductores del circuito de salida en corriente directa (CC) está intencionalmente puesto a tierra.

**Sistema híbrido.** Sistema compuesto por múltiples fuentes de alimentación. Estas fuentes de energía pueden incluir generadores fotovoltaicos, eólicos, micro hidrogeneradores, generadores impulsados por motores y otros, pero no incluye a la red de distribución eléctrica. Los sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías, no constituyen una fuente de energía para el propósito de esta definición.

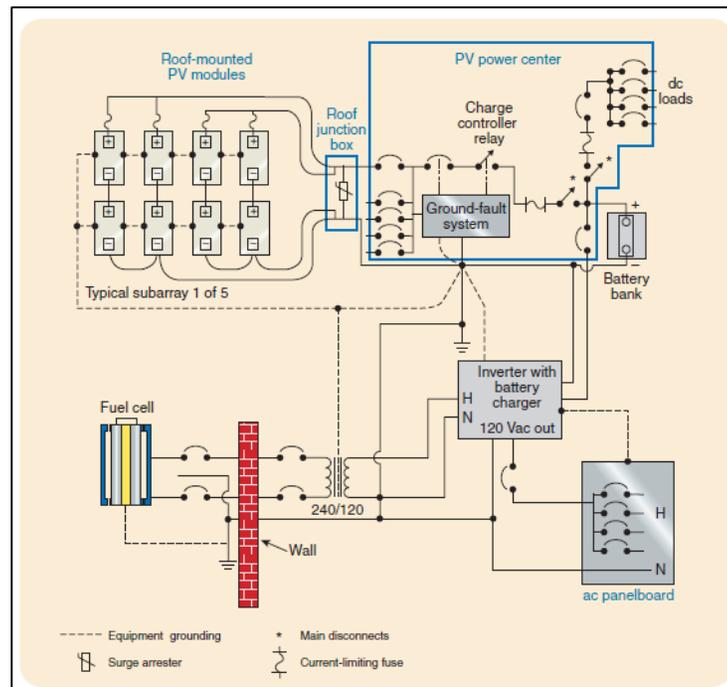


Figura 8. Esquema simplificado del circuito de un sistema fotovoltaico híbrido residencial.  
Referencia: Art. 690 NEC.

**Sistema interactivo (Sistema Fotovoltaico conectado a la red).** Un sistema solar fotovoltaico que funciona en paralelo a la red de distribución eléctrica a la que puede alimentar. Sistema formado por un conjunto de equipos que transforman la energía solar en energía eléctrica y que permiten intercambiar esa energía con la red de baja o media tensión. Para el propósito de esta definición, un subsistema de almacenamiento de energía que es parte de un sistema fotovoltaico, como una batería, no es considerado otra fuente de generación de energía.

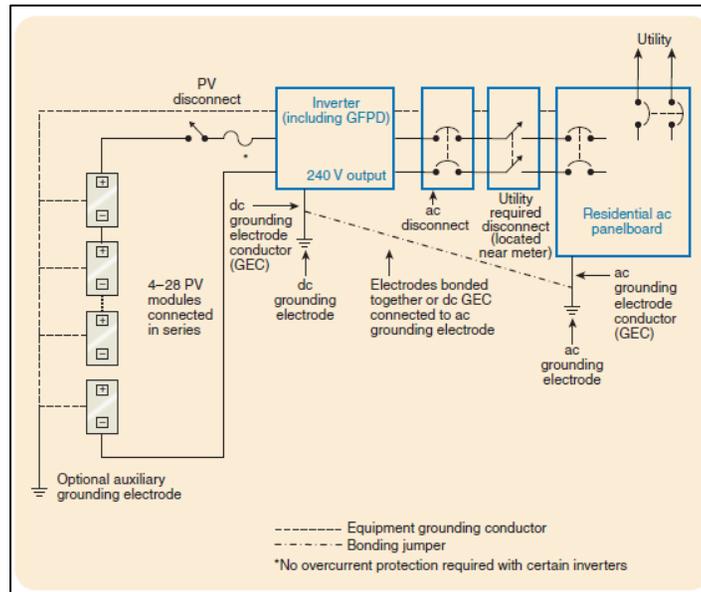


Figura 9. Esquema simplificado del circuito de un sistema fotovoltaico residencial con conexión a la red de distribución eléctrica. Referencia: Art. 690 NEC.

**Sistema Solar Fotovoltaico.** El total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica adecuada para la conexión de cargas.

**Tensión en circuito abierto en condiciones de ensayo normalizadas ( $V_{oc}$  stc):** Tensión en condiciones de ensayo normalizadas, a través de los bornes descargados (abiertos) de un módulo fotovoltaico, de un string, de un grupo fotovoltaicos, de un generador fotovoltaicos o sobre el lado de corriente continua del inversor.

**TÜV:** TÜV Rheinland, laboratorio de certificación de equipos y materiales para aplicaciones fotovoltaicas entre otros.

**UL:** Underwriters Laboratories, laboratorio de certificación de equipos, dispositivos y materiales eléctricos entre otros

**Unidad de generación:** Planta de producción de energía eléctrica con todos sus equipos auxiliares necesarios para proporcionar, los niveles y forma de onda de frecuencia y voltaje para su uso, así como los equipos necesarios para garantizar la calidad de la energía producida.

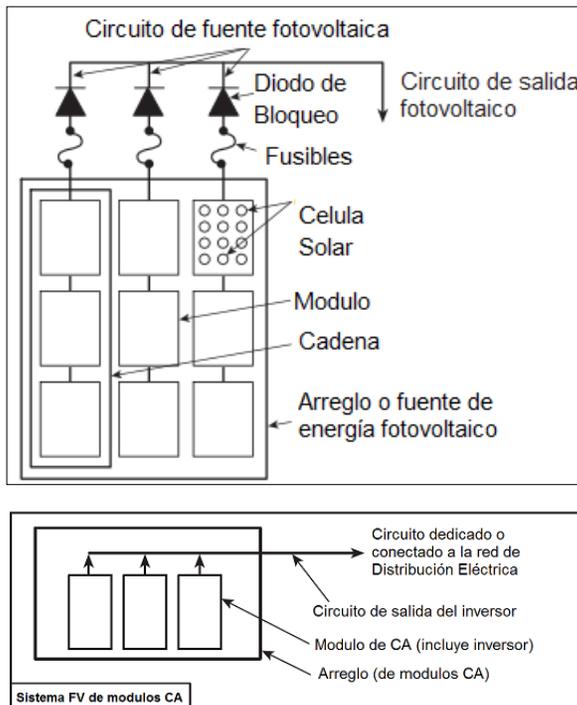
**Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF):** Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes: Módulos fotovoltaicos, string, arreglo fotovoltaico, cajas de conexión,

cables y conexiones eléctricas, dispositivos de protección, sistema de tierras y estructuras de montaje.

**UPR:** Usuario Final Productor Renovable, aquel usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objeto de abastecer su demanda interna, y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

**Usuario Final:** Es quien compra la energía eléctrica para su uso propio.

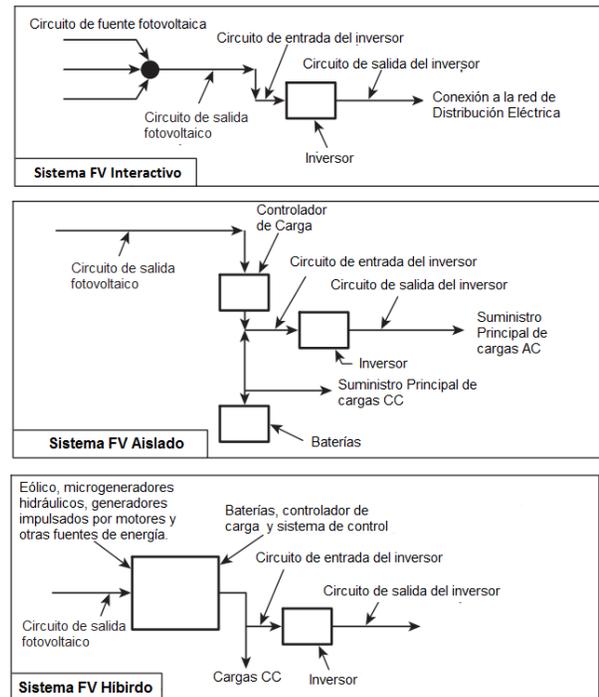
**Voltaje o Tensión del Sistema Fotovoltaico.** El voltaje de corriente continua (CC) de cualquier fuente fotovoltaica o circuito de salida fotovoltaica. Para instalaciones multifilares, la tensión del sistema fotovoltaico es la tensión más alta entre cualquier par de conductores de c.c.



Notas:

1. Estos diagramas pretenden ser un medio de identificación para componentes, circuitos y conexiones del sistema fotovoltaico.
2. No se muestran los medios de desconexión requeridos por el Capítulo 4.
3. La conexión a tierra del sistema y la conexión a tierra del equipo no se muestran. Ver Capítulo 7. Puesta a Tierra.

Figura 10. Identificación de los componentes del Sistema Solar Fotovoltaico.



Notas:

1. Estos diagramas pretenden ser un medio de identificación para componentes, circuitos y conexiones del sistema fotovoltaico.
2. No se muestran los medios de desconexión y la protección de sobrecorriente requeridos por la presente norma.
3. La conexión a tierra del sistema y la conexión a tierra del equipo no se muestran. Véase Capítulo 7. Puesta a Tierra
4. Se producen diseños personalizados en cada configuración, y algunos componentes son opcionales.

Figura 11. Identificación de componentes generales para las configuraciones comunes de Sistemas Solares Fotovoltaicos.

## CAPITULO 2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

### 2.1. GENERALIDADES DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

2.1.1. Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos **listados**:

- **UL 1703:** Estándar para módulos y paneles fotovoltaicos de placa plana.
- **IEC / EN 61215:** Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) de silicio cristalino - Calificación de diseño y aprobación de tipo. (Cristalinos).
- **IEC / EN 61646:** Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. (Película fina).
- **IEC 61730 / UL 790:** Estándar para métodos de prueba estándar de fuego de cubiertas de techo. (Resistencia al fuego).

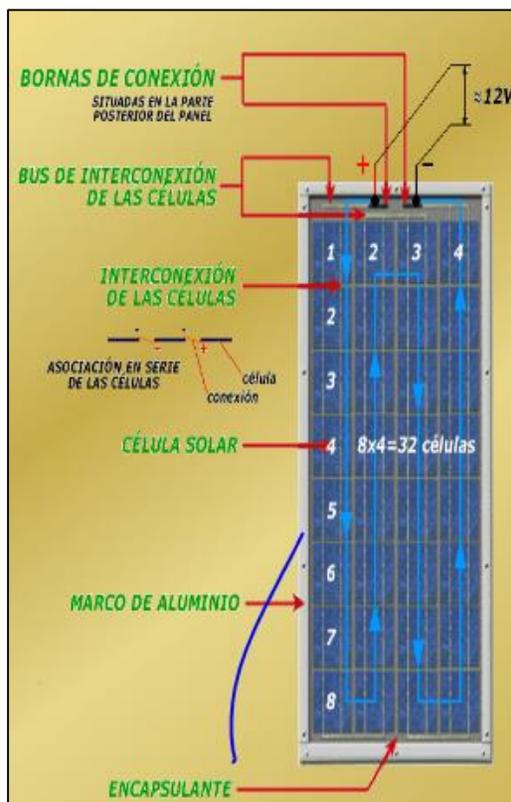


Figura 12. Esquema de un módulo fotovoltaico

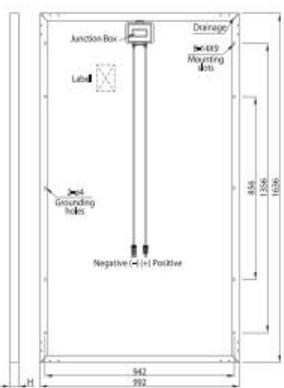
**Paneles de confianza**

Con una eficiencia extraordinaria de panel y célula, los paneles de la serie HR-Mono alcanzan un grado de eficiencia muy alto. Incluso con poca incidencia de luz, los paneles logran una buena capacidad de rendimiento gracias a su excelente comportamiento en condiciones de baja luminosidad. Cada panel es sometido a

montaje TRI-STAND de TRITEC

**Certificados y garantías**

- IEC 61215, IEC 61730, IEC 62716, IEC 61701, CE, UL Listed, CEC, VDE, RoHS, TÜV, PV CYCLE
- 25 años de garantía de rendimiento lineal
- 10 años de garantía de producto
- tramitación de garantía europea

Los paneles solares fabricados por Hareon Solar han sido probados y certificados en todo el mundo por todos los institutos de pruebas reconocidos.

Los conectores Ningbo permiten un cableado sencillo de los paneles y los marcos especialmente desarrollados, resisten cargas de hasta 5400 N/m<sup>2</sup>.

Figura 13. Ejemplo especificaciones de módulo con certificaciones

## 2.2. ETIQUETADO DEL MÓDULO.

2.2.1. Los cables o terminales de módulos fotovoltaicos deberán tener marcado su polaridad.

2.2.2. Los módulos fotovoltaicos tendrán una placa visible e indeleble, con la información técnica requerida en la certificación y con los siguientes valores:

- a) Tensión de circuito abierto.
- b) Tensión de operación.
- c) Tensión máxima admisible del sistema.
- d) Corriente de operación.
- e) Corriente de cortocircuito.
- f) Potencia máxima.

ELECTRICAL RATINGS			
Peak Power	$P_{mp}$	200.0	W
Maximum Peak Power	$P_{mp,max.}$	204.99	W
Minimum Peak Power	$P_{mp,min.}$	200.0	W
Voltage at Peak Power	$V_{mp}$	18.1	V
Current at Peak Power	$I_{mp}$	11.05	A
Open Circuit Voltage	$V_{oc}$	22.5	V
Short Circuit Current	$I_{sc}$	12.00	A

At Standard Test Conditions of 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C cell temperature, AM 1.5 Spectrum. Use stranded copper only for field wiring, 10 AWG minimum, insulated for 90 °C minimum.

**WARNING / ACHTUNG / AVERTISSEMENT**  
Electrical Hazard / Elektrische Gefahr / Risque électrique

This photovoltaic module produces electricity when exposed to light. Follow all applicable electrical safety precautions. Only qualified personnel should install or perform maintenance work on this module. Do not damage or scratch the rear surface of the module. Do not handle modules when they are wet. Read installation and operation manual for further information.

Dieses PV-Modul produziert elektrischen Strom, wenn es Licht ausgesetzt wird. Ergreifen Sie alle Vorsichtsmaßnahmen, die für die elektrische Sicherheit erforderlich sind. Das Modul darf nur von qualifizierten Fachleuten installiert oder gewartet werden. Achten Sie darauf, dass die rückseitige Moduloberfläche nicht beschädigt oder zerkratzt wird. Arbeiten Sie nur mit den Modulen, wenn diese vollständig trocken sind. Weiterführende Informationen entnehmen Sie bitte dem Installations- und Betriebshandbuch.

Ce module photovoltaïque produit de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière. Respecter toutes les précautions de sécurité électrique applicables. L'installation et l'entretien de ce module doivent être effectués par un professionnel qualifié. Ne pas endommager ou égratigner la surface arrière du module. Ne pas manipuler les modules lorsque ceux-ci sont mouillés. Lire le guide d'installation et d'utilisation pour obtenir des informations supplémentaires.

			File No. 3157947
Application Class A		U.L. Fire Rating	Class C
Maximum System Voltage 1000V		U.L. Max System Voltage	600 V
Max Over-current		Max Series Fuse Rating	20A
Protection Rating	20A		

Evergreen Solar®  
Evergreensolar.com

Patent Pending  
Made in USA

Think Beyond™  
DS63-052554revB

Figura 14. Placa de módulo fotovoltaico.

## 2.3. TENSIÓN MÁXIMA Y FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.

2.3.1 En un circuito de una fuente fotovoltaica de C.C. o un circuito de salida, la tensión máxima del sistema fotovoltaico para dicho circuito se debe calcular como la suma de la tensión nominal de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, corregida para la más baja temperatura ambiente esperada.

2.3.2 Para módulos de silicio cristalino y multicristalino, se debe multiplicar la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección proporcionado en la Tabla 1. Esta tensión se debe usar con el fin de determinar la tensión nominal de los cables, desconectivos, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otros equipos. Cuando la temperatura ambiente más baja esperada esté por debajo de -40° C (-40° F), o cuando se emplean módulos fotovoltaicos diferentes a los de silicio cristalinos o multicristalinos, se debe realizar el ajuste de la tensión del sistema de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Cuando los coeficientes de temperatura para la tensión de circuito abierto se suministran en las instrucciones para módulos fotovoltaicos listados, éstos se deben utilizar para calcular la tensión máxima del sistema fotovoltaico tal como lo exige la sección 110.3 (B) del NEC en lugar de usar la Tabla 1.

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25° C (77° F) (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación):

Temperatura ambiente (° C)	Factor	Temperatura ambiente (° F)
24 a 20	1.02	76 a 68
19 a 15	1.04	67 a 59
14 a 10	1.06	58 a 50
9 a 5	1.08	49 a 41
4 a 0	1.10	40 a 32
-1 a -5	1.12	31 a 23
-6 a -10	1.14	22 a 14
-11 a -15	1.16	13 a 5
-16 a -20	1.18	4 a -4
-21 a -25	1.20	-5 a -13
-26 a -30	1.21	-14 a -22
-31 a -35	1.23	-23 a -31
-36 a -40	1.25	-32 a -40

*Tabla 1. Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalino y multicristalino.*

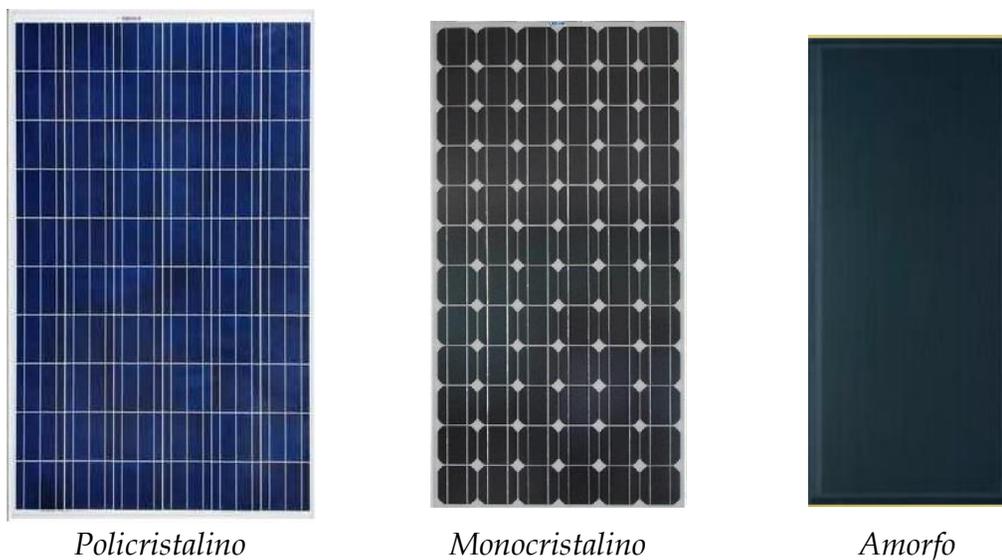
## **2.4. PROTECCIÓN DE DIODOS DE DERIVACIÓN EN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

2.4.1. Todos los módulos fotovoltaicos deberán incluir diodos de derivación o bypass en conformidad a la norma IEC 62548 para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65 (a prueba de lluvia y polvo según norma IEC 60529).

## 2.5. ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

2.5.1 La orientación de los paneles deberá ser definida para aprovechar la máxima irradiación solar durante todo el día. Los paneles fotovoltaicos son más productivos cuando los rayos del sol son perpendiculares a su superficie, en razón de lo anterior debido a la latitud de El Salvador la orientación recomendable para los módulos es hacia el Sur.

2.5.2. No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos y diferentes tecnologías de paneles, ni orientaciones diferentes en un mismo string.



*Figura 15. Tecnologías de paneles fotovoltaicos*

2.5.3. Solo se podrá utilizar orientaciones distintas de módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación, en casos justificados en donde el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dichas causas, lo que deberá ser fundamentado en la memoria técnica de diseño del proyecto presentado a la Distribuidora en el proceso de aceptación.

## 2.6. INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

2.6.1. Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse a modo de asegurar una buena ventilación, y con una separación suficiente que permita las dilataciones térmicas y que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.

2.6.2 No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos productos de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

2.6.3 Se deberá considerar que los módulos no estarán en lugares donde estén afectados por sombras la cual impida el aprovechamiento de la irradiación solar al máximo.

2.6.4 Se deberá realizar un estudio de sombra para establecer la ubicación óptima de los módulos del sistema fotovoltaico, y determinar que la influencia de la sombra durante todo el año sea mínima, reduciendo las pérdidas por esta. Se recomienda realizar el estudio de sombras mediante cualquiera de los siguientes métodos:

2.6.4.1 Método gráfico: requiere un dibujo a escala de la distribución a los alrededores detallando la altura de cada objeto que podría producir sombra, y un diagrama de altitud, para la latitud del colector. Primero la elevación y el azimut de los objetos importantes, luego se plotea la silueta de sombra en el diagrama de altitud solar.

2.6.4.2 Método fotográfico: Se utiliza una cámara con lente ojo de pez en conexión con un accesorio especial para fotografiar la silueta circundante, en el diagrama de altitud solar, el resultado aparece en la fotografía.

2.6.4.3 Método con computadora. Ocupa un programa de simulación, puede ser más exacto que los métodos anteriores.

2.6.5 La separación entre filas de módulos fotovoltaicos en superficies planas deberá calcularse **al medio día solar, para el día donde la proyección de sombra es máxima** (21 de diciembre, solsticio de invierno para el caso de El Salvador).

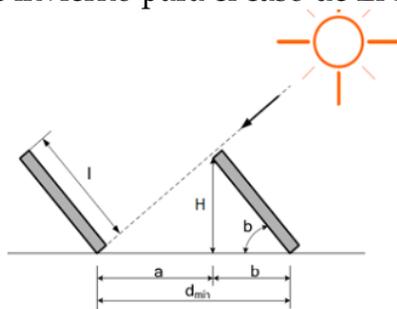


Figura 16. Esquema de separación de módulos en superficies planas

$$H = (90^\circ - \text{latitud}) - 23.5^\circ$$

$$d_{min} = l * \left( \cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan H} \right)$$

Donde:

$d_{min}$ = Distancia mínima entre módulos para evitar sombras.

$l$ = Longitud del módulo, incluido el marco y el soporte correspondiente

$H$ = Altura solar en el medio día del mes más desfavorable (21 de diciembre, para El Salvador)

$\beta$ =El grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

## **2.7. PUESTA A TIERRA EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON MARCO METÁLICO.**

2.7.1 Si el marco del módulo es metálico, debe tener una indicación clara del sitio destinado para la puesta a tierra del mismo. La palabra TIERRA puede usarse con este propósito, o bien el símbolo.



*Figura 17. Indicativo de puesta tierra que poseen los módulos fotovoltaicos.*

## CAPÍTULO 3. ARREGLOS Y CONEXIÓN ELÉCTRICA.

### 3.1. CONECTORES.

3.1.1. Las conexiones deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad y la impermeabilidad del sistema.

3.1.2. La interconexión de los módulos fotovoltaicos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse mediante conectores que deberán cumplir con los siguientes requisitos:

3.1.2.1. Deberán ser a prueba de agua, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a las normas: EN 50521, IEC 60998-1. UL-SU 6703.



Figura 18. Ejemplo de conectores fotovoltaicos de conformidad a la norma EN 50521.

3.1.2.2. Los conectores serán polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos en el predio.

3.1.2.3. Los conectores estarán contruidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión. Los conectores serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo.

3.1.2.4. Los conectores deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.

3.1.2.5. Deben de ser de cierre seguro y con los terminales protegidos. El conductor de puesta a tierra de los equipos debe ser el primero en conectarse y el último en desconectarse.

3.1.2.6. Los conectores del módulo que ocultan el punto de contacto durante la instalación deben ser resistentes a las condiciones ambientales, aumentos de temperatura, polarizados y capaces de soportar las corrientes de falla.

### 3.2. CONEXIONES DE ARREGLOS.

3.2.1. Las conexiones a un módulo o panel de la unidad de generación fotovoltaica deben estar hechas de modo que si se quita un módulo o panel del circuito de la fuente fotovoltaica no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra de cualquier otro circuito de fuente fotovoltaica.

3.2.2. Todos los conductores utilizados en la unidad de generación deberán contar con sus respectivos terminales.

3.2.3. Cuando varios módulos se conecten en serie y en paralelo, debe usarse un bloque de terminales o una disposición en bus, de forma que se pueda desconectar un circuito fuente sin desconectar el conductor de tierra (en sistemas con puesta a tierra) de otros circuitos fuente, por lo que se debe evitar la formación de string en lazo (conexión “margarita”) hacia las cajas de conexiones.

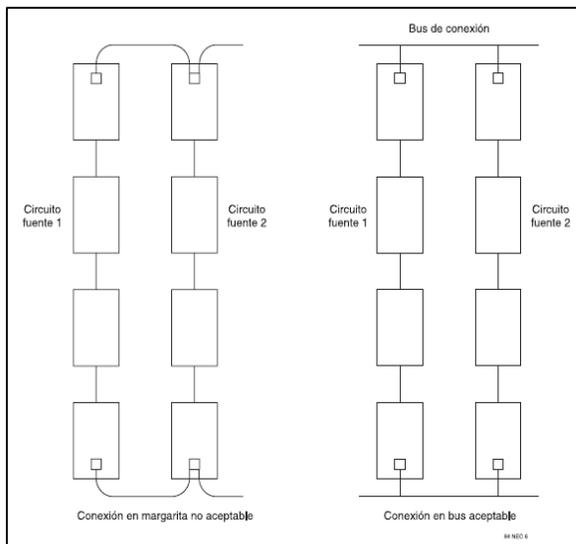


Figura 19. Métodos de interconexión de los módulos.

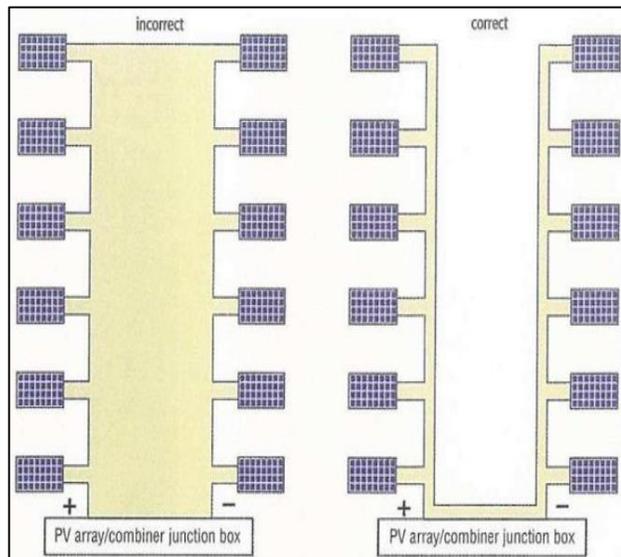


Figura 20. Representación de conexión de string hacia cajas de conexiones.

3.2.4. Si dos o más módulos o cadenas de módulos se conectarán en paralelo, la diferencia en la tensión eléctrica  $V_{mp}$  (Voltaje en Máxima Potencia) entre dichos módulos o cadenas no debe diferir más del 1% de su valor. Las conexiones en paralelo de módulos, paneles o arreglos fotovoltaicos deben hacerse en una barra metálica de paralelismo o block de potencia de combinación también llamado “bus de

combinación”, el cual debe estar contenido en una caja con hermeticidad adecuada con índice de protección IP65. La capacidad de conducción del “bus” de paralelismo debe seleccionarse con una magnitud no menor a 1.56 veces la suma de las corrientes de corto circuito de cada módulo, panel o arreglo fotovoltaico que se tengan que conectar en paralelo en el bus. La barra o bus de conexión de paralelismo deben estar soportadas y contenidas en una base aislante y certificada para una tensión de 600 V o superior a este. Después de haber realizada las conexiones eléctricas pertinentes, en este bus de paralelismo no debe haber partes metálicas expuestas al contacto de persona. En su defecto se podrá utilizar las cajas de conexión (combiner box) especificadas en la sección 3.5 para esta aplicación, siempre y cuando se cumpla con los requisitos de la presente sección.

3.2.5. Cuando se interconecten módulos en serie se debe evitar la conexión en lazo, por lo cual se debe utilizar un cable conductor de retorno desde una terminal hacia la otra instalado de tal manera que siga la trayectoria del circuito serie.

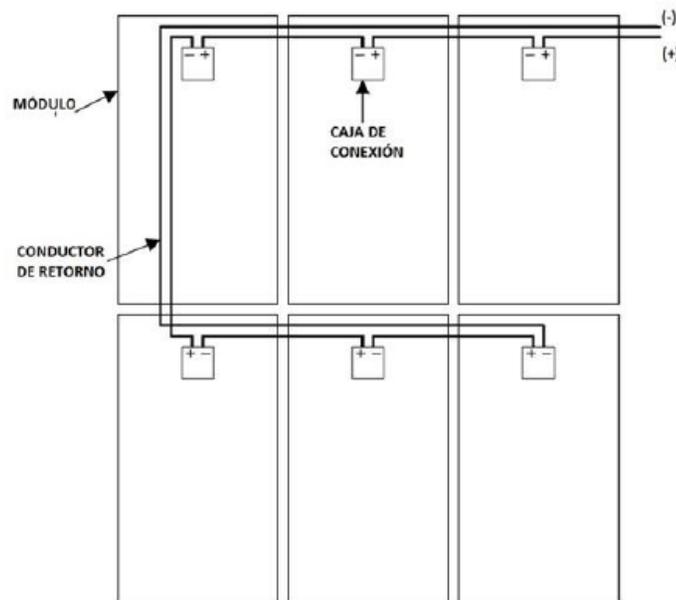


Figura 21. Representación del conductor de retorno para evitar la conexión en lazo.

3.2.7. Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deberán ser diseñados y ejecutados con el objetivo que no se generen corrientes inversas entre los distintos string. En los arreglos que producto de su configuración, pueden generarse corrientes inversas, estas no deberán ser mayores que la corriente inversa máxima que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo contrario deberán ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo y/o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos).

### **3.3. CONEXIONES DE ARREGLOS O STRING HACIA INVERSOR.**

3.3.1. Cada arreglo o string de la unidad de generación fotovoltaico deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:

3.3.1.1. Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los denominados inversores string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

3.3.1.2. Mediante una caja de conexiones de string o combiner box acorde a lo descrito en el apartado [3.5](#), utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los denominados inversores centrales o para aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.

3.3.1.3. Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, se permitirá utilizar un conector tipo Y para agrupar strings, siempre y cuando el inversor utilizado acepte esta configuración. Los arreglos fotovoltaicos deberán contar con diodos de bloqueo o una protección equivalente que impidan que circule corriente inversa.

### **3.4. CONEXIONES DE MICROINVERSORES.**

3.4.1. En instalaciones en que se utilicen microinversores, la conexión se deberá llevar a cabo de la siguiente manera:

3.4.1.1. Cada módulo fotovoltaico deberá conectarse de manera independiente, directamente a un microinversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

3.4.1.2. Cada microinversor se conectará en paralelo formando un circuito de corriente alterna (circuito CA), hasta el máximo número especificado por el fabricante, y respetando lo indicado en los puntos [5.3.5](#) y [5.3.6](#) para el cableado de CA.

3.4.1.3. Cada circuito CA se conectará a una caja de conexiones de CA, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

3.4.1.4. Cada circuito CA se conectará en paralelo a través de la caja de conexiones CA, formando un ramal de corriente alterna (ramal CA).

3.4.1.5. Cada ramal CA se conectará a un diferencial tipo A, de 30 mA y un interruptor termomagnético de suficiente capacidad para el sistema y localizado en el punto de conexión, de acuerdo a lo indicado en el punto [4.8.5](#).

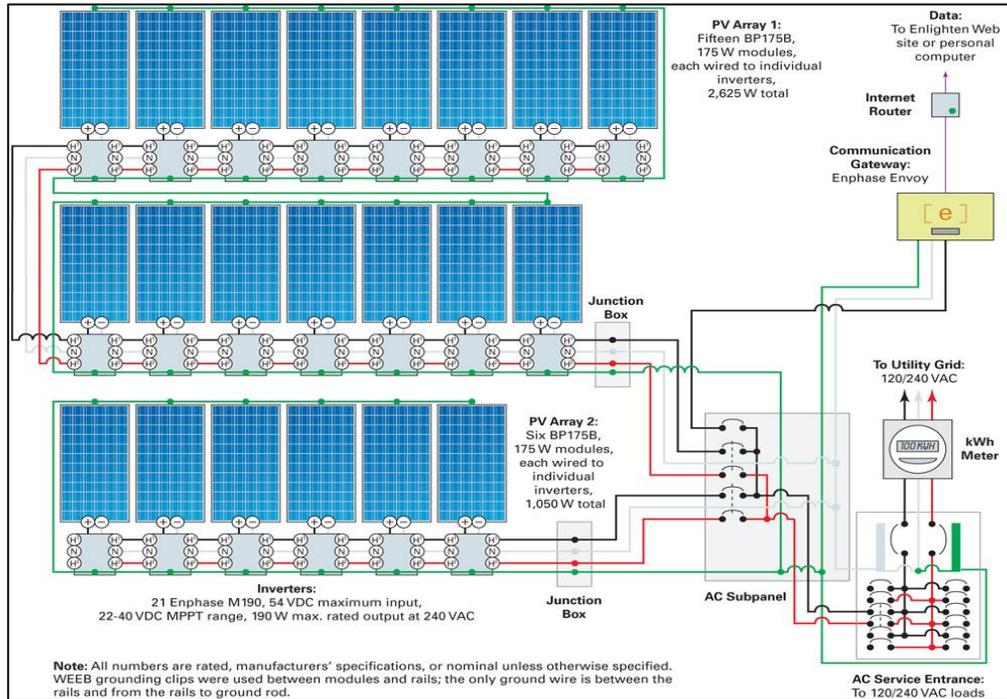


Figura 22. Representación de conexión de módulos con microinversores

### 3.5. CAJAS DE CONEXIÓN (COMBINER BOX).

3.5.1. Las cajas de conexión, combiner box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto [3.3](#), deberán cumplir con la norma IEC 61439-1, y contar con los siguientes elementos:

- Seccionador bajo carga.
- Descargadores de sobretensión tipo 2.
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
- Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
- Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
- El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.



Figura 23. Ejemplos de cajas de conexiones (combiner box).

3.5.2. La caja de conexión o tablero CC deberá permitir el accionamiento del seccionador bajo carga desde el exterior de la caja, o el tablero CC deberá contar con contra tapa, sin que exista exposición de personas al contacto con partes con tensión. El seccionador deberá tener claramente marcado la posición abierta o cerrada.

3.5.3. Las cajas de conexión, combiner box o tablero de CC, deberán ser instaladas lo más cercano posible de los arreglos fotovoltaicos.

3.5.4. Todos los tableros, conexión y combiner box ubicados a la intemperie, deberán ser instalados de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.

3.5.5. Todas las cajas de conexión deben sellarse de manera que se evite la entrada de humedad, agua, polvo, insectos o agentes extraños. Las entradas de cables o tubería conduit a las cajas de conexión deben quedar selladas usando los conectores apropiados para ellos, conservando su índice de protección IP.

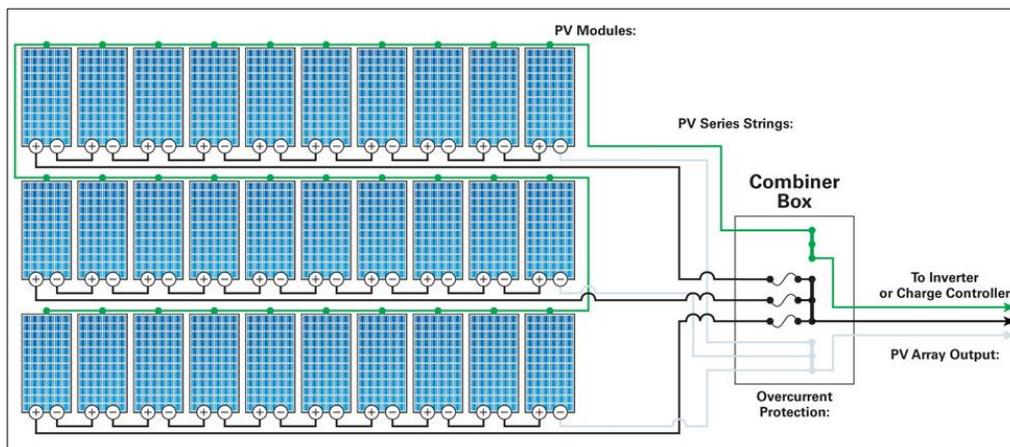


Figura 24. Representación del cableado a la caja de conexiones

### **3.6. ACCESO A LAS CAJAS DE CONEXIÓN DE MÓDULOS.**

3.6.1. Las cajas de conexiones deben instalarse de forma segura, fijadas mecánicamente a la pared, estructura o soporte y en sitios accesibles (a la vista y al alcance de la mano).

3.6.2. Las cajas de empalme, de paso y de salida ubicadas detrás de los módulos o paneles se deben instalar de modo que el alambrado que contengan se pueda accesar directamente o desplazando un(os) módulo(s) o panel(es) asegurados con sujetadores desmontables y conectados mediante un sistema de alambrado flexible.

3.6.3. Todas las cajas de conexiones y demás lugares donde se hagan conexiones del cableado del módulo deben ser accesibles. Los módulos no deberán fijarse (soldarse) permanentemente a la estructura soporte y no deberán usarse cableado rígido que pudiera romperse cuando se muevan los módulos para acceder a las cajas de conexiones. Los espacios libres detrás de los módulos permitirían el acceso a las cajas de conexiones.

## CAPÍTULO 4. PROTECCIONES.

### 4.1. DIMENSIONAMIENTO Y CORRIENTES DE LOS CIRCUITOS.

4.1.1. Corriente de los circuitos de la fuente fotovoltaica o unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1.25 veces.

4.1.2. Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo calculado en artículo 4.1.1.

4.1.3. Corriente de los circuitos de entrada del inversor. La corriente máxima será la corriente de entrada de régimen permanente del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.

4.1.4. Corriente del circuito de salida del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor (La corriente a la potencia nominal del inversor).

### 4.2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

4.2.1. Todos los circuitos de corriente del sistema fotovoltaico deberán contar con su respectiva protección contra sobrecorriente ya sea para C.C. y C.A. Los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como mínimo el 1.25 veces las corrientes máximas calculadas según la sección [4.1](#).

Los dispositivos de protección de sobrecorriente de los circuitos de fuente o salida fotovoltaica deben seleccionarse como 1.56 veces la corriente de cortocircuito de la cadena o arreglo fotovoltaico que protege. Para el circuito de salida del inversor con 1.25 veces la corriente nominal de éste.

Se permite usar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del valor nominal inmediato superior a la capacidad de conducción de corriente calculada. El valor nominal o ajuste de los dispositivos de sobrecorriente se permitirá de acuerdo con el NEC 240.4 (B) y (C).

*Nota: Cuando se aplican los requisitos de la sección 4.1.1 y 4.2.1 el factor de multiplicación resultante es de 1.56. El dimensionamiento de las protecciones de los circuitos de fuente y salida fotovoltaicos se considera un factor de 1.25 que representa el margen de seguridad ante sobrecorrientes en carga continua (corriente máxima), el segundo factor de 1.25 es considerado por los incrementos en la irradiancia solar que superan el valor estándar de 1000 W/m<sup>2</sup>.*

$$I_{fuse} = I_{SC} * 1.56$$

4.2.2. Se considerarán de régimen permanentes las corrientes de los sistemas fotovoltaicos.

4.2.3. El circuito de una fuente fotovoltaica, el circuito fotovoltaico de salida, el circuito de entrada y salida del inversor, los conductores del circuito de la batería y demás equipos deben estar protegidos según establece el Artículo NEC 240. Los circuitos conectados a más de una fuente eléctrica deben tener dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados de modo que brinden esa protección desde todas las fuentes (bidireccionales).

4.2.4. Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.

4.2.5. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, como fusibles o los interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte de CC de un sistema fotovoltaico de alimentación, deben estar listados para su uso en circuitos de CC y deben tener los valores nominales adecuados de tensión, corriente y valor de interrupción (corrientes de falla).

4.2.6. Se permitirá un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente en las cadenas de dos o más módulos conectados en serie.

4.2.7 Los fusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con la norma IEC 60269-6, deberán ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento, y en base a lo descrito en la sección [4.2.1](#).

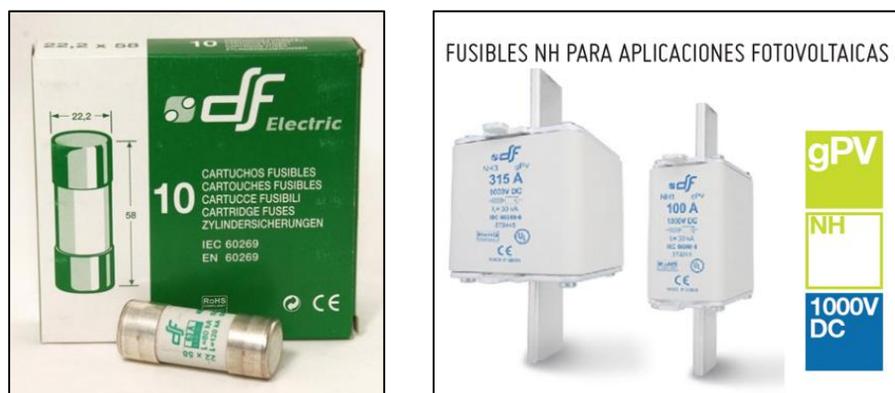


Figura 25. Ejemplo de fusibles para aplicaciones fotovoltaicas de conformidad a la norma IEC 60269.

4.2.8. Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.

4.2.9. Todos los dispositivos de protección de sobrecorriente deberán tener una capacidad interruptiva superior a las corrientes de cortocircuito de la instalación eléctrica.

4.2.10. Todos los interruptores y dispositivos de protección que serán alimentados con corriente en ambos sentidos dentro del sistema eléctrico, deben estar especificados para operación bidireccional.

### 4.3. MEDIOS DE DESCONEXIÓN.

4.3.1. Se debe proporcionar un medio que desconecte todos los conductores portadores de corriente de una fuente fotovoltaica de alimentación y de todos los demás conductores de la instalación eléctrica; se deben instalar los medios para desconectar los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía.

4.3.2. Los sistemas fotovoltaicos deben tener medios de desconexión en los circuitos de salida del generador fotovoltaico o entrada del inversor, y salida del inversor, como un sistema de protección para seguridad del usuario y mantenimiento del sistema; es decir, tanto el circuito (s) de la fuente y de salida fotovoltaica como el del inversor deben satisfacer dicho requerimiento.

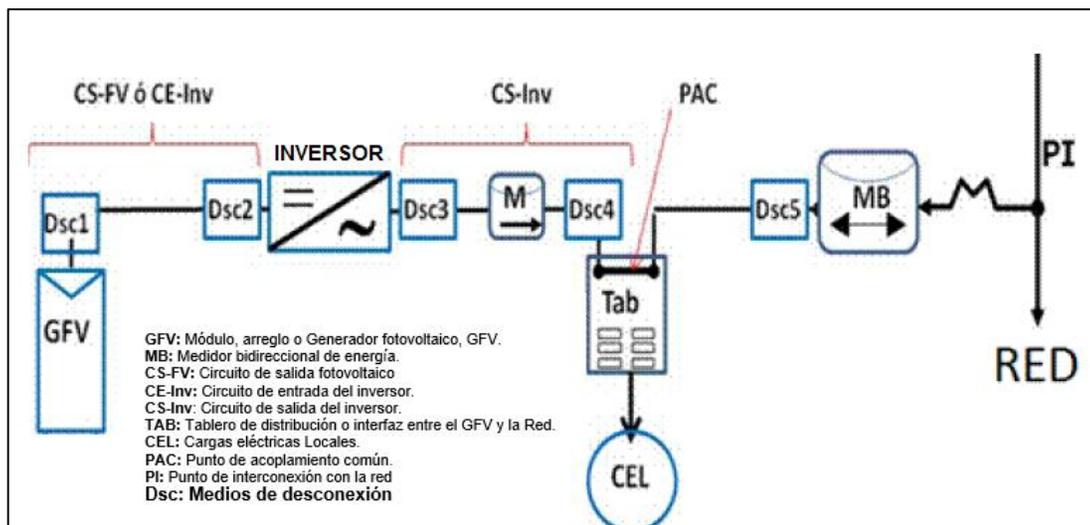


Figura 26. Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el cual se muestran las posiciones sugeridas en donde deben localizarse los Medios de Desconexión (Dsc).

4.3.3. Los medios de desconexión pueden ser interruptores de cuchilla, interruptores automáticos, interruptores termomagnéticos, o interruptores de palanca y deben seleccionarse de acuerdo al tipo de corriente a manejar (corriente alterna o corriente continua). En el lado fotovoltaico se permitirá instalar como medios de desconexión, equipos seccionadores del circuito de la fuente fotovoltaica, dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo.

Todos los medios de desconexión para los conductores (no puestos a tierra) deben consistir en uno o varios interruptores, o interruptores automáticos operables manualmente y deben cumplir con 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 esté 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.

4.3.4. Los medios de desconexión deben instalarse en lugares fácilmente accesibles, en interiores o exteriores, y estar contenidos en una envolvente (caja) con hermeticidad y al grado de protección IP de acuerdo al sitio de instalación.

4.3.5. El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe ser adecuado para las condiciones ambientales predominantes, el equipo instalado en lugares ocupacionales especiales (clasificados como peligrosos Clases I, II y III) debe cumplir con los requisitos de los Artículos del NEC 500 hasta 517.

4.3.6. El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe estar señalizado o marcado permanentemente para identificarlo como desconectivo del sistema fotovoltaico.

4.3.7. Los medios de desconexión para el circuito de salida fotovoltaico (zona de corriente continua) deben ser del tipo de interrupción con carga; pudiendo ser bipolares para interrumpir efectivamente tanto el conductor positivo como el conductor negativo o monopolares, uno para cada conductor. En el circuito de salida fotovoltaico se recomienda que el medio de desconexión sea multipolar (más de dos polos) para evitar el arqueo.

4.3.8. La capacidad de conducción del medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaico (CS-FV), debe ser 1.56 veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico conectado, y en el circuito de salida del inversor (CS-Inv), con un valor de

1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor; en ambos casos corregida por los factores de temperatura correspondientes.

4.3.9. El circuito de salida fotovoltaico (CS-FV) debe tener un medio de desconexión (Dsc1) instalado tan cerca como sea posible al generador fotovoltaico conectado.

4.3.10. Cuando el inversor no se encuentre “a la vista” del medio de desconexión del generador fotovoltaico (Dsc1) y el inversor no incluya un medio de desconexión en su circuito de entrada (CE-Inv), se requiere a la entrada del inversor un Medio de desconexión (Dsc2).

4.3.11. Cuando el inversor no incluya un medio de desconexión en su circuito de salida (CS-Inv), es requerido instalar a la salida del inversor un medio de desconexión (Dsc3) tan cerca como sea posible de éste.

4.3.12. La conexión del circuito de salida del inversor (CS-Inv) en el punto de acoplamiento común (PAC), que se sugiere sea en el Tablero de Distribución General (TAB), debe hacerse a través de un medio de desconexión (Dsc4).

4.3.13. Para sistemas fotovoltaicos con conexión a la red se recomienda instalar un medio de desconexión (Dsc5) como el interruptor de servicio de la acometida, entre el tablero de distribución general y la red de distribución. Este debe estar instalado de manera accesible al personal de la empresa distribuidora suministradora de energía eléctrica.

4.3.14. Los medios de desconexión deben estar contenidos en una caja con grado de protección de acuerdo a su ubicación; interior IP54 (NEMA tipo 2) o exterior IP65 (NEMA tipo 4 o 4X en ambientes salinos) o superior. Alternativamente, pueden instalarse en o dentro del inversor siempre y cuando se pueda garantizar la desconexión eléctrica para realizar trabajos de servicio y mantenimiento.

4.3.15. Los medios de desconexión deben tener marcado claramente las dos posiciones: abierto y cerrado.

4.3.16. Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema fotovoltaico del circuito de salida estará aterrizado, conductor negativo y conductor positivo, ambos conductores deben tener un medio de desconexión. Por el contrario, si en el circuito de salida fotovoltaica (circuito de entrada al inversor), el conductor negativo está aterrizado, el conductor positivo debe tener el medio de desconexión y la puesta a tierra del conductor negativo debe hacerse entre el medio de desconexión y el inversor o dentro del inversor.

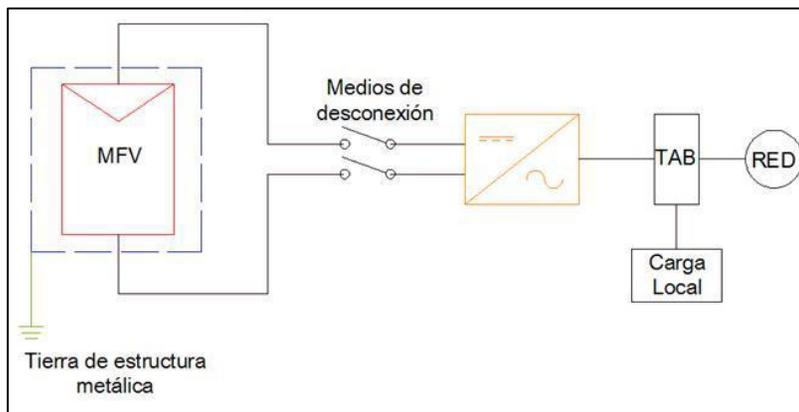


Figura 27. Medio de desconexión para circuito de salida fotovoltaico no aterrizado (sistema fotovoltaico flotante o aislado).

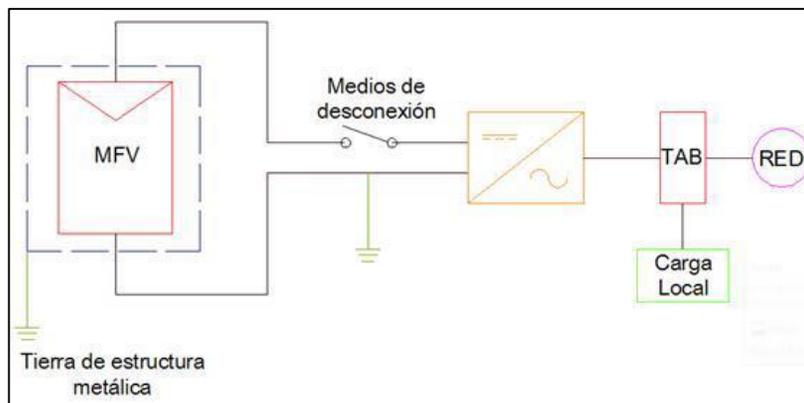


Figura 28. Medio de desconexión para circuito de salida fotovoltaico sólidamente aterrizado

4.3.17. No se debe instalar medios de desconexión ya sea de C.C. o de C.A., en un conductor puesto a tierra, si el funcionamiento del dispositivo deja al conductor puesto a tierra en un estado energizado y no puesto a tierra.

Excepción: Se permitirá que un interruptor o interruptor automático que sea parte del sistema de detección de fallas a tierra exigido por la sección 4.6 abra el conductor puesto a tierra, cuando dicho interruptor o interruptor automático sea abierto automáticamente como una función normal del dispositivo en respuesta a las fallas a tierra. El interruptor o interruptor automático debe indicar la presencia de una falla a tierra.

Nota: El conductor puesto a tierra puede tener un medio de desconexión, atornillado o con terminal para permitir su inspección y mantenimiento por parte de personal calificado.

4.3.18. En el caso de microinversores que tienen integrados conectores para el terminal positiva y terminal negativa en el circuito de entrada, se acepta al conector de enchufe MC4 de conformidad a las normas EN 50521, IEC 60998-1 y UL-SU 6703, como medio de desconexión para el circuito de salida fotovoltaica.

4.3.19. Se permitirán los conectores como medios de desconexión para el circuito de fuente o salida fotovoltaica aprobados para tal uso según se especifican en la sección [3.1](#), siempre y cuando tengan la ampacidad correspondiente.

4.3.20. Para instalaciones fotovoltaicas realizadas sobre lozas o techos de inmuebles (casas, comercios, o naves industriales, etc.) y el inversor se encuentre ubicado en el interior del inmueble, se debe contar con un sistema de desconexión de emergencia que conste de un contactor o interruptor y un botón de paro cuya función es desconectar el generador fotovoltaico del resto del sistema en caso de una emergencia. Este deberá cumplir lo siguiente:

- i. El botón de paro, debe estar instalado tan cerca como sea posible del tablero de distribución, o de la acometida empresa distribuidora suministradora de energía eléctrica para el caso de los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.
- ii. El interruptor o contactor debe interrumpir o abrir los conductores del circuito de salida del arreglo fotovoltaico, y se debe instalar dentro de la caja de conexión o combiner box.
- iii. Su ampacidad debe ser igual a la de los conductores del circuito de salida.

Excepción: No se requiere dicho sistema de desconexión de emergencia cuando la tensión eléctrica a circuito abierto del módulo, panel o arreglo fotovoltaico sea menor de 40 V, o cuando se usen micro inversores que se instalan debajo de los módulos, o cuando la distancia de los conductores del circuito de salida de la Fuente de energía Fotovoltaica a la entrada del inversor sea menor de 2.0 metros.

#### **4.4. DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN**

4.4.1. El circuito de salida fotovoltaica (CC) así como el circuito de salida del inversor (CA) deben tener instalado un dispositivo de protección contra sobretensiones.

4.4.2. Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema fotovoltaico del circuito de salida está aterrizado, ambos conductores, el positivo y el negativo, deben tener un dispositivo de protección contra sobretensiones. Si uno de los conductores de electricidad está puesto a tierra, el otro conductor debe tener un dispositivo de protección contra sobretensiones.

4.4.3. La protección contra sobretensiones debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene al medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaica, es decir, en la Caja de conexiones o combiner box, la cual debe tener un bus metálico que sirva como terminal de puesta a tierra.

4.4.4. El dispositivo de protección contra sobretensiones debe instalarse antes del medio de desconexión principal del circuito de salida fotovoltaico, y en el caso de tener circuitos en paralelo, que se empalman en un bus metálico o block de potencia, el descargador de sobretensión debe conectarse en dicho elemento.

4.4.5. Si el inversor trae integrado una protección contra sobretensiones en sus entradas de circuitos en CC, no se requiere instalar una protección contra sobretensiones en dicha posición. Sin embargo, si la caja de conexiones o combiner box y el inversor no están a la vista, se sugiere instalar, antes del inversor y en la entrada del circuito en CC, una protección contra sobretensiones; dicho dispositivo debe estar contenido en una envolvente o caja con hermeticidad de acuerdo al sitio de instalación.

4.4.6. Se deberá instalar dispositivos supresores de transitorios de voltaje en los circuitos de salida de CA del inversor, los cuales deberán tener una capacidad de soportar las corrientes de falla de la instalación eléctrica.

4.4.7. El dispositivo de protección contra sobretensiones del sistema fotovoltaico debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión eléctrica mayor que 1.25 la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual, y deberán tener la capacidad de soportar las corrientes de falla de la instalación eléctrica.

4.4.8. Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11.

4.4.9. El dispositivo contra sobretensiones debe tener un indicador o marca que indique su estado de operación.

4.4.10. No se requiere de dicho dispositivo en el caso de microinversores que ya lo tengan integrado en el circuito de entrada fotovoltaica, pero se requiere en el circuito de salida del inversor.

**DEHNgard® M YPV SCI ...**  
**DEHNgard M YPV SCI ...**



	DG M YPV SCI 600	DG M YPV SCI 1000	DG M YPV SCI 1200
SPD according to EN 61643-11	Type 2	Type 2	Type 2
SPD according to IEC 61643-1	Class II	Class II	Class II
Max. PV voltage $U_{PVmax}$	$\leq 600$ V	$\leq 1000$ V	$\leq 1200$ V
Total discharge current $I_{total}$	40 kA	40 kA	30 kA
Nominal discharge current (8/20 $\mu$ s) [(DC+/DC-) $\rightarrow$ PE] $I_n$	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA
Max. discharge current (8/20 $\mu$ s) [(DC+/DC-) $\rightarrow$ PE] $I_{max}$	25 kA	25 kA	25 kA
Voltage protection level $U_p$	$\leq 2.5$ kV	$\leq 4$ kV	$\leq 4.5$ kV
Voltage protection level for 5 kA $U_p$	$\leq 2$ kV	$\leq 3.5$ kV	$\leq 4$ kV
Response time $t_A$	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns
Operating temperature range $T_U$	-40°C...+80°C	-40°C...+80°C	-40°C...+80°C
Breaking capacity of the internal fuse	30 kA / 1000 V DC	30 kA / 1000 V DC	30 kA / 1200 V DC
Operating state/fault indication	green / red	green / red	green / red
Cross-sectional area (min.)	1.5 mm <sup>2</sup> solid/flexible	1.5 mm <sup>2</sup> solid/flexible	1.5 mm <sup>2</sup> solid/flexible
Cross-sectional area (max.)	35 mm <sup>2</sup> stranded/ 25 mm <sup>2</sup> flexible	35 mm <sup>2</sup> stranded/ 25 mm <sup>2</sup> flexible	35 mm <sup>2</sup> stranded/ 25 mm <sup>2</sup> flexible
For mounting on	35 mm DIN rail acc. to EN 60715	35 mm DIN rail acc. to EN 60715	35 mm DIN rail acc. to EN 60715
Enclosure material	thermoplastic, red, UL 94 V-0	thermoplastic, red, UL 94 V-0	thermoplastic, red, UL 94 V-0
Degree of protection	IP 20	IP 20	IP 20
Dimension	3 mod(s), DIN 43880	3 mod(s), DIN 43880	3 mod(s), DIN 43880

Figura 29. Supresor de transitorios para aplicación fotovoltaica tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11

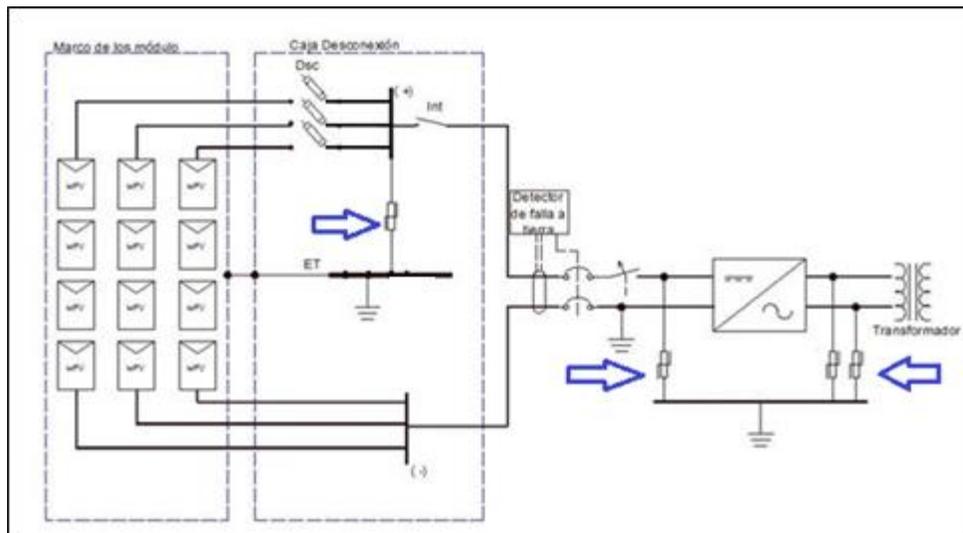


Figura 30. Diagrama eléctrico de un sistema solar fotovoltaico con el conductor negativo puesto a tierra. Se muestra la posición de los sistemas de protección contra sobretensiones.

## 4.5. PARARRAYOS

4.5.1 En aquellos lugares en que exista peligro de caída de rayos, deberá instalarse las protecciones de pararrayos respectivas, en conformidad a las normas IEC 62305-2:2010 *Protección contra rayos - Parte 2: Gestión de riesgos* e IEC 60364-7-712 *Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales - Sistemas de suministro de energía solar fotovoltaica (PV)*.

4.5.2. Los sistemas de pararrayos deben estar efectivamente puestos a tierra. El conductor de puesta a tierra deberá tener una adecuada capacidad de corriente de corto tiempo bajo las condiciones de corriente excesiva causada por una onda. En ningún caso, el conductor de puesta a tierra de un pararrayos individual debe ser de sección transversal menor de 13.30 mm<sup>2</sup> (No. 6 AWG) de cobre ó 21.15 mm<sup>2</sup> (No. 4 AWG) de Aluminio.

## 4.6. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE FALLA A TIERRA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATERRIZADOS.

4.6.1. Los circuitos del sistema fotovoltaico de C.C. puestos a tierra deberán contar con un monitor de corriente diferencial (o sistema de detección de fallas a tierra) el que podrá estar incluido en el inversor o ser externo a él. Dicho monitor deberá ser sensible a todo tipo de corriente, capaz de diferenciar entre las corrientes de escape capacitivas condicionadas por el servicio (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de falla (causadas por el contacto de un polo del generador fotovoltaico). El inversor se deberá desconectar inmediatamente de la red en cuanto se supere el valor límite absoluto de 300 mA (protección contra incendios) o el valor de la corriente de falla del lado de CC de 30 mA (protección para personas).

En los casos en que el monitor de corriente diferencial (o sistema de detección de fallas a tierra) este incorporado al inversor, deberá cumplir con la norma IEC 62109-2. Para aquellos casos en que la protección diferencial no esté incorporado en el inversor, deberá satisfacer los requerimientos de las normas IEC 62020 y IEC 60755.



Figura 31. Ejemplos monitores de corriente diferencial.

Excepción No. 1: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos montados en el suelo o en postes, con no más de dos circuitos de alimentación en paralelo y con todas las fuentes

de CC y los circuitos de salida de CC separados de los edificios no tengan protección contra fallas a tierra.

Excepción No. 2: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos instalados en lugares diferentes de las unidades de vivienda no tengan protección contra fallas a tierra, si los conductores de puesta a tierra de equipos están dimensionados de acuerdo con la sección [7.4.1](#).

Excepción No. 3: En el caso de microinversores instalados debajo de los módulos fotovoltaicos o que la distancia del circuito de salida fotovoltaica al inversor sea menor de 2.0 m, no se requiere del sistema de protección de falla a tierra.

4.6.2. La protección diferencial contra fallas a tierra deberá de cumplir los siguientes requisitos:

**(A) Detección e interrupción de fallas a tierra:** El dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra debe ser capaz de detectar una corriente de falla a tierra, interrumpir el flujo de la corriente de falla y mostrar una indicación de dicha falla.

Deberá aperturar de forma automática el conductor puesto a tierra del circuito en falla, para interrumpir la trayectoria de la corriente de falla. Si un conductor puesto a tierra se abre para interrumpir la trayectoria de la corriente de falla a tierra, todos los conductores del circuito en falla se deben abrir automática y simultáneamente.

La operación manual del medio de desconexión principal del circuito fotovoltaico de CC no debe activar el dispositivo de protección contra fallas a tierra ni hacer que los conductores puestos a tierra se conviertan en no puestos a tierra.

**(B) Separación de los circuitos en falla.** Los circuitos en falla se deben separar mediante uno de los siguientes métodos:

- (1) Los conductores no puestos a tierra del circuito en falla se deben desconectar automáticamente.
- (2) El inversor o el controlador de carga alimentado por el circuito en falla debe detener automáticamente la alimentación a los circuitos de salida.

**(C) Etiquetados y marcados.** Debe aparecer una etiqueta de advertencia en el inversor, o debe ser colocada por el instalador cerca del indicador de falla a tierra en una ubicación visible estableciendo lo siguiente:

ADVERTENCIA  
PELIGRO DE CHOQUE ELÉCTRICO  
SI SE INDICA UNA FALLA A TIERRA,  
LOS CONDUCTORES NORMALMENTE  
PUESTOS A TIERRA PUEDEN ESTAR  
ENERGIZADOS Y NO PUESTOS A TIERRA.

Cuando el sistema fotovoltaico contenga baterías, la misma advertencia se debe colocar por el instalador en un lugar visible a las baterías.

4.6.3. Para el caso de un generador fotovoltaico puesto a tierra, el sistema de detección de falla a tierra debe tener un sensor de corriente, un sistema de detección con indicador del tipo de falla y un contactor o interruptor automático. El sensor de corriente y el contactor o interruptor deben instalarse entre la salida del arreglo fotovoltaico y el punto de conexión a tierra, antes del inversor.

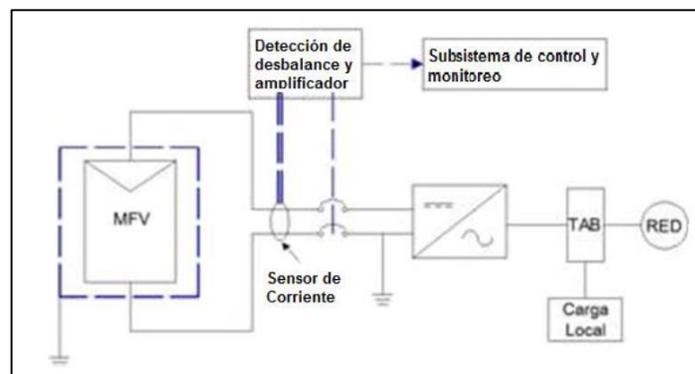


Figura 32. Dispositivo para detectar fallas a tierra en un sistema fotovoltaico aterrizado.

## 4.7. PROTECCIONES Y CONSIDERACIONES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO ATERRIZADOS.

4.7.1. Se permitirá que los sistemas de alimentación fotovoltaica funcionen con circuitos fotovoltaicos de fuentes y de salida no puestos a tierra cuando el sistema cumpla con lo que a continuación se indica:

(A) Desconectores. Todos los conductores de los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben tener desconectores que cumplan lo indicado en la sección [4.3](#) Medios de Desconexión.

(B) Protección contra sobrecorriente. Todos los conductores de los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida (conductor positivo y conductor negativo) deben tener protección contra sobrecorriente de acuerdo con la sección [4.2](#).

(C) Protección contra fallas a tierra. Todos los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben tener un dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra (para el caso un dispositivo monitor de aislamiento) que cumpla con lo siguiente:

- (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.

(D) Los conductores de la fuente fotovoltaica deben consistir de uno de los siguientes elementos:

- (1) Cables multiconductores con chaqueta no metálica.
- (2) Conductores instalados en canalizaciones, o
- (3) Conductores listados e identificados como alambre fotovoltaico (PV) instalado como expuesto y de un solo conductor.

(E) Se permitirá usar los circuitos de corriente continua de un sistema de alimentación fotovoltaica con sistemas de baterías no puestos a tierra que cumplan lo especificado en la sección [10.2.7](#).

(F) La fuente de alimentación fotovoltaica debe estar etiquetada con la siguiente advertencia en cada caja de empalme, combiner box, medios de desconexión 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.

(G) Los inversores o los controladores de carga usados en sistemas con circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida no puestos a tierra deben ser listados para ese propósito.

4.7.2. Los circuitos del sistema fotovoltaicos de C.C. flotantes (sistemas no aterrizado o neutro con conexión a tierra de impedancia), deberán contar con un **monitor** de aislamiento interno o externo al inversor **para la protección contra falla a tierra**, con señales audibles y/o visibles, el que deberá estar regulado en conformidad al 4.8.2 de la norma IEC 62109-2.

En los casos que el monitor no esté incorporado al inversor, deberá satisfacer los requerimientos de la norma IEC 61557-8, y deberá desconectar la instalación ante un fallo de aislamiento  $50V/\Omega$  ( $R \times I \leq 50 V$ ) en conformidad a la norma IEC 60364-5-53, anexo H.

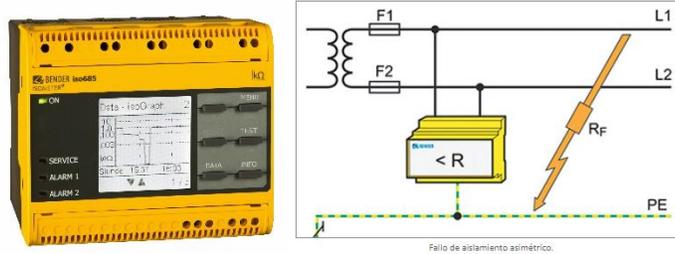


Figura 33. Equipo monitor de aislamiento para sistemas aislados de tierra según IEC 61557-8.

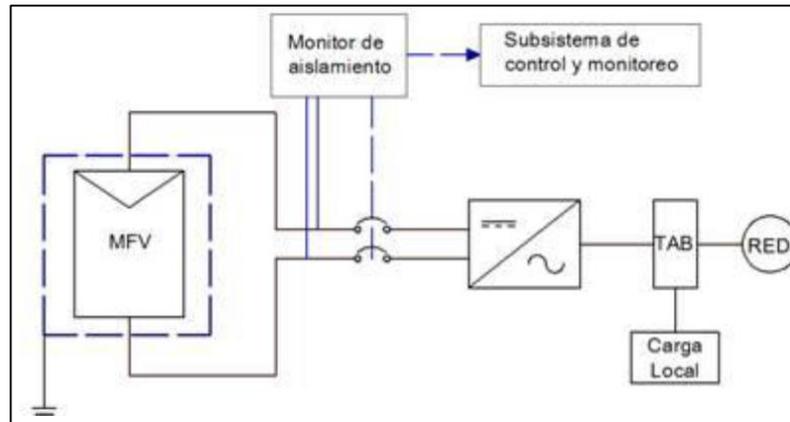


Figura 34. Dispositivo para detectar fallas a tierra en un sistema fotovoltaico flotante.

Excepción No. 1: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos montados en el suelo o en postes, con no más de dos circuitos de alimentación en paralelo y con todas las fuentes de CC y los circuitos de salida de CC separados de los edificios no tengan protección contra fallas a tierra.

Excepción No. 2: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos instalados en lugares diferentes de las unidades de vivienda no tengan protección contra fallas a tierra, si los conductores de puesta a tierra de equipos están dimensionados de acuerdo con la sección [7.4.1](#).

Excepción No. 3: En el caso de microinversores instalados debajo de los módulos fotovoltaicos o que la distancia del circuito de salida fotovoltaica al inversor sea menor de 2.0 m, no se requiere del sistema de protección de falla a tierra.

## 4.8. PROTECCIONES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.

4.8.1. Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante un incidente.

4.8.2. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial e interruptor general termomagnético bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tripolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con intensidad de corriente de falla superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Excepción: Se podrá obviar la instalación de la protección diferencial en los casos que esté incorporada en el inversor. El equipo inversor deberá estar listado para dicha aplicación y la protección deberá cumplir los requisitos de este capítulo.

4.8.3. La protección diferencial del lado de corriente alterna, indicada en el punto [4.8.2.](#) que se instale en un sistema fotovoltaico que no presenta como mínimo una separación simple entre los lados de las corrientes continua y alterna, el dispositivo diferencial instalado para garantizar la protección en caso de falla debe ser tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755.

Si el inversor por construcción, no puede inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica (inversor cuenta con transformador de aislamiento que garantiza la separación galvánica entre los circuitos de CC y CA), no se requiere un dispositivo diferencial del tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755, en estos casos se podrá utilizar un diferencial tipo A.



Figura 35. Dispositivos interruptores diferencial.

4.8.4. La protección diferencial indicada en el punto [4.8.2.](#), para unidades de generación de potencia instalada inferiores 10kW, deberán ser de una corriente diferencial no

superior a 30mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA.

4.8.5. El interruptor general termomagnético y el diferencial indicado en el punto [4.8.2](#) deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución o general de la instalación de consumo.

4.8.6. El interruptor general indicado en el punto [4.8.2](#) debe ser un interruptor termomagnético que permita la desconexión del generador fotovoltaico de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor y deberá cubrir las siguientes especificaciones:

- a) Ser manualmente operable.
- b) Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
- c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
- d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
- e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.

4.8.7. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con protecciones de red, que actúen sobre el interruptor de acoplamiento cuando al menos un valor de operación de la red de distribución se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección; estas protecciones podrán estar incorporadas al inversor o mediante un sistema de protección adicional. Las protecciones de red serán de acuerdo al *IEEE 1547 - Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica*, las cuales se detallan a continuación:

Dispositivo	Función
27	Relé de mínima tensión
59	Relé de sobretensión
81o	Relé de alta frecuencia
82u	Relé de baja frecuencia

Tabla 2. Protecciones para interconexión de generadores distribuidos. Fuente IEEE 1547.

4.8.8. Los ajustes de máxima y mínima tensión, y de máxima y mínima frecuencia de la protección de interconexión de red serán los que se establecen la norma IEEE 1547.

Voltage range (% of the base voltage <sup>a</sup> )	Clearing time <sup>b</sup> (s)
V < 50	0.16
50 ≤ V < 88	2.00
110 < V < 120	1.00
V ≥ 120	0.16

<sup>a</sup> Base voltages are the nominal system voltages stated in ANSI C84.1 Table 1.

<sup>b</sup> DR ≤ 30 kW, maximum clearing times; DR > 30 kW, default clearing times.

Tabla 3. Respuesta del sistema de interconexión a voltajes anormales. Fuente IEEE 1547.

DR size	Frequency range (Hz)	Clearing time <sup>a</sup> (s)
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< {59.8 to 57.0} (adjustable set point)	Adjustable 0.16 to 300
	< 57.0	0.16

<sup>a</sup> DR ≤ 30 kW, maximum clearing times; DR > 30 kW, default clearing times.

Tabla 4. Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales. Fuente IEEE 1547.

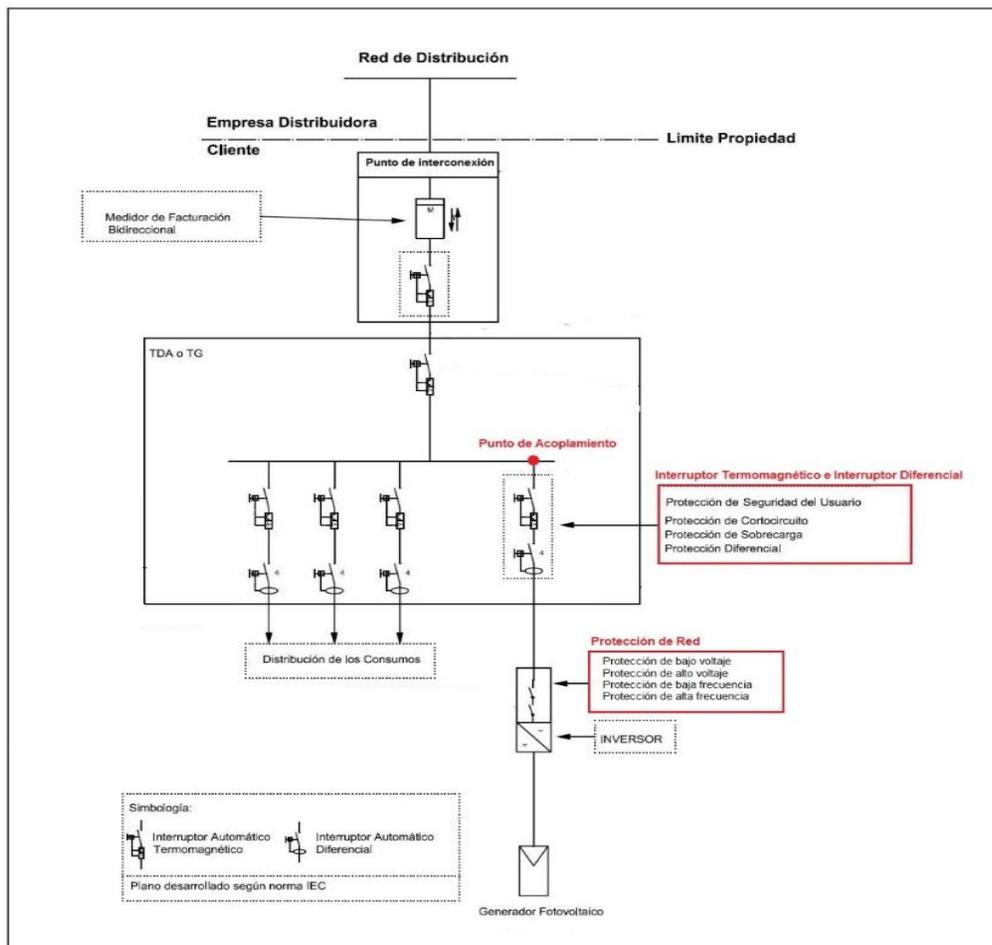


Figura 36. Unifilar con protecciones en CA para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

#### **4.9. CONSIDERACIÓN DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIÓN Y SERVICIO DE UN ARREGLO.**

4.9.1. Se debe emplear un medio de apertura o de puesta en corto circuito o un recubrimiento opaco que permita desactivar un arreglo o partes de un arreglo para su instalación, mantenimiento o servicio.

*Nota. Los módulos fotovoltaicos se energizan cuando están expuestos a la luz. La instalación, sustitución o servicio de los componentes del arreglo, mientras un módulo o módulos son irradiados, puede exponer a choque eléctrico a las personas.*

## CAPÍTULO 5. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN.

### 5.1. CANALIZACIÓN DE CONDUCTORES.

5.1.1. Se permitirá utilizar los métodos de alambrado con canalizaciones y cable según se especifica en el *NEC Capítulo 3. Métodos y Materiales para el Alambrado* y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, variaciones extremas de temperaturas y radiación solar, destacándose lo siguiente:

- Las canalizaciones que se usen para portar cables a la intemperie pueden ser del tipo: tubo conduit metálico semipesado (IMC, pared gruesa), tubo conduit metálico hermético a los líquidos (LFMC), tubo conduit no metálico hermético a los líquidos (LFNC-B).
- Para el caso de canalizaciones en interiores, además de las anteriores, se puede usar: tubo conduit metálico de pared delgada (IMC), tubería eléctrica metálica EMT, tubo conduit no metálico, o bandejas porta cables, cuya selección sea adecuada al tipo de instalación.
- En caso de uso de cables tipo solar, para intemperie, estos se pueden colocar en canaletas abiertas o selladas para su uso en intemperie de un material inoxidable con el objeto de contar con un medio que permita fijar el cable a un elemento rígido. El cableado entre módulos debe sujetarse a la estructura metálica usando cinchos de amarre especiales para intemperie u otro medio mecánico de fijación que evite que los cables queden colgados.
- Los ductos metálicos, sus accesorios, cajas, gabinetes y armarios metálicos que formen un conjunto, deberán estar unidos en forma mecánicamente rígida y el conjunto deberá asegurar una conductividad eléctrica efectiva. Todo ducto debe ser continuo entre accesorio y accesorio y entre caja y caja. Los sistemas de acoplamiento aprobados para cada tipo de ducto no se consideran discontinuidad.
- No se permitirá la mezcla de canalizaciones de ductos metálicos con ductos no metálicos
- Todos los conductores deben ser continuos entre caja y caja o entre accesorios y accesorios de canalización. No se permitirán las uniones de conductores dentro de los ductos.
- Las canalizaciones eléctricas deben identificarse adecuadamente para diferenciarlas de las de otros servicios. Las canalizaciones eléctricas deben ejecutarse de modo que en cualquier momento se pueda medir su aislamiento, localizar posibles fallas o reemplazar conductores en caso de ser necesario

Se aprobará utilizar otros sistemas de alambrado y accesorios que sean listados e identificados específicamente para uso en arreglos fotovoltaicos.

5.1.2. Los circuitos de los sistemas fotovoltaicos no se instalarán en las mismas canalizaciones con otros circuitos de otros sistemas, al menos que los conductores de los otros sistemas estén separados por una barrera.

5.1.3. Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada, solo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.

5.1.4. Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.

5.1.5. Los conductores en el lado de CC, que estén expuestos a daños por roedores deberán contar con una protección contra roedores. Para estos efectos, podrá utilizarse conductores que incorporen dicha protección o deberán canalizarse todos los conductores que formen parte del lado CC, incluyendo las uniones entre módulos.

5.1.6. Las canalizaciones en lugares ocupacionales especiales (clasificados como peligrosos Clases I, II y III) debe cumplir con los requisitos de los Artículos del NEC 500 hasta 517.

## 5.2. CONDUCTORES PARA LA UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

5.2.1. Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 2 kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

5.2.2. Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007 y UL-SU 4703.



Figura 37. Ejemplo de conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica.

### 5.3. DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES.

5.3.1. La capacidad total de generación fotovoltaica no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador o del conductor utilizado en la unión entre el tablero general y el empalme.

5.3.2. La tensión del aislamiento del conductor de lado de CC no deberá ser menor a 1.25 veces de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en condiciones estándar.

5.3.3. Los conductores de la unidad de generación y de salida fotovoltaicas deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 %.

5.3.4. Los conductores del lado de CC, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente obtenida del cálculo indicado en la sección [4.1](#) y para soportar la corriente inversa máxima que se pueda generar en la unidad de generación. Por lo tanto, para los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la ampacidad o capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor mayor a 1.56 veces la corriente de corto circuito, del módulo, string o arreglo fotovoltaico, realizando las correcciones pertinentes por temperatura y agrupamiento.

5.3.5. Los conductores en el circuito de salida del inversor o lado de CA, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor (1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor), realizando las correcciones pertinentes por temperatura y agrupamiento.

5.3.6. Los alimentadores o conductores del lado de CC y CA del sistema fotovoltaico deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión desde el punto de la unidad de generación hasta el punto de acoplamiento (conexión a la red) sea inferior del 3%.

5.3.7. La sección mínima de los conductores activos será de 2.08 mm<sup>2</sup> (#14 AWG) y la sección mínima del conductor de tierra será de 3.30 mm (#12 AWG).

5.3.8. Para cables de conductores pequeños como las interconexiones de módulos se admitirán cables de un solo conductor listados para uso en exteriores que sean resistentes a la radiación solar y resistentes a la humedad en los tamaños mínimos de 16 AWG y 18 AWG, cuando dichos cables cumplan los requisitos de capacidad del

presente capítulo. (Se debe usar la sección 310.15 del NEC para determinar la ampacidad y los factores de reducción debido a la temperatura).

5.3.9. En la determinación de la sección transversal de los conductores de cada arreglo, se deberá considerar la temperatura máxima de operación del arreglo de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar, y elegir la sección transversal de conductor considerando los factores de corrección por temperatura indicados en la Tabla 5 siguiente.

**TABLE 310.15(B)(2)(a) Ambient Temperature Correction Factors Based on 30°C (86°F)**

For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below.				
Ambient Temperature (°C)	Temperature Rating of Conductor			Ambient Temperature (°F)
	60°C	75°C	90°C	
10 or less	1.29	1.20	1.15	50 or less
11–15	1.22	1.15	1.12	51–59
16–20	1.15	1.11	1.08	60–68
21–25	1.08	1.05	1.04	69–77
26–30	1.00	1.00	1.00	78–86
31–35	0.91	0.94	0.96	87–95
36–40	0.82	0.88	0.91	96–104
41–45	0.71	0.82	0.87	105–113
46–50	0.58	0.75	0.82	114–122
51–55	0.41	0.67	0.76	123–131
56–60	—	0.58	0.71	132–140
61–65	—	0.47	0.65	141–149
66–70	—	0.33	0.58	150–158
71–75	—	—	0.50	159–167
76–80	—	—	0.41	168–176
81–85	—	—	0.29	177–185

*Tabla 5. Factores de corrección de temperatura para conductores. Referencia NEC 310.15 y 690.31.*

5.3.10. Cuando se instalen más de tres cables conductores portadores de corriente en una misma canalización, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse, reduciendo su valor, con los factores dados en la siguiente Tabla 6.

Number of Conductors <sup>1</sup>	Percent of Values in Table 310.15(B)(16) through Table 310.15(B)(19) as Adjusted for Ambient Temperature if Necessary
4–6	80
7–9	70
10–20	50
21–30	45
31–40	40
41 and above	35

<sup>1</sup>Number of conductors is the total number of conductors in the raceway or cable adjusted in accordance with 310.15(B)(5) and (6).

*Tabla 6. Factores de ajuste para más que tres conductores con corriente en una alcantarilla o cable. Referencia NEC 310.15.*

5.3.11. Como aplicación general se debe emplear la sección del *NEC 310.15 Ampacidad para conductores con tensión nominal de 0-2,000 voltios*, para determinar la ampacidad de los conductores y los factores de reducción debido a la temperatura y agrupación, y considerar que la ampacidad del conductor corregida con dichos factores no debe ser menor a la capacidad nominal de los dispositivos de protección de sobrecorriente determinados en la sección [4.2](#) para cada circuito.

Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor [See Table 310.104(A).]						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN- 2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
18**	—	—	14	—	—	—	—
16**	—	—	18	—	—	—	—
14**	15	20	25	—	—	—	—
12**	20	25	30	15	20	25	12**
10**	30	35	40	25	30	35	10**
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	315	375	425	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	445	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	525	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	555	665	750	470	560	630	2000

\*Refer to 310.15(B)(2) for the ampacity correction factors where the ambient temperature is other than 30°C (86°F). Refer to 310.15(B)(3)(a) for more than three current-carrying conductors.

\*\*Refer to 240.4(D) for conductor overcurrent protection limitations.

*Tabla 7. Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 voltios y 60° C a 90° C (140° F a 194° F). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F). Referencia Tabla 310.15 NEC.*

5.3.12. Cuando se utilicen cables y cordones flexibles (cable multiconductor) para conectar las partes móviles de los sistemas de orientación de los módulos fotovoltaicos, serán de tipo cordón o cable portátil de servicio pesado; dichos cables serán adecuados

para uso extra-pesado, listados para uso a la intemperie y resistentes al agua y a la radiación solar. Cuando la temperatura ambiente supere los 30°C, se aplicarán los factores de corrección de la Tabla 5.

5.3.13. Para una fuente fotovoltaica de alimentación que tiene circuitos de salida con múltiples tensiones de corriente continua y que usa un conductor común de retorno, la ampacidad de dicho conductor no debe ser menor a la suma de las corrientes nominales de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.

5.3.14. Cuando se utiliza un solo dispositivo de sobrecorriente para proteger un conjunto de dos o más circuitos de módulos conectados en paralelo, la ampacidad de cada uno de los conductores de interconexión del módulo no será menor que la suma del valor nominal del fusible único más 125% de la corriente de cortocircuito de los otros módulos conectados en paralelo.

#### **5.4. MARCADO DE CONDUCTORES.**

5.4.1. Los conductores para corriente continua deberán utilizar aislamiento de color rojo para el conductor positivo, negro para el conductor negativo y verde o verde/amarillo para el conductor de tierra de protección. En un sistema fotovoltaico donde exista un conductor puesto a tierra, el aislamiento de los conductores puestos a tierra debe ser de color blanco o gris natural.

5.4.2. Para el cableado de corriente alterna los conductores para fase podrán tener aislamiento negro u otro color (convencionalmente L1: Negro, L2: Rojo, L3: Azul) excepto blanco, gris claro, o verde. Para el conductor neutro el recubrimiento debe ser blanco o gris claro.

5.4.3. Los conductores usados para la puesta a tierra de la estructura soporte de los módulos y demás equipo metálico accesible, deben ser desnudos (sin aislamiento) o llevar un aislante con identificación de color verde, o verde con tiras amarillas (Ref. NEC 200.6, 7; 210-5).

5.4.4. Se debe respetar código de colores para todos los cables a usar entre los módulos fotovoltaicos, inversor, caja de combinación-desconexión y puesta a tierra.

## CAPITULO 6. INVERSOR.

### 6.1. GENERALIDADES DEL INVERSOR.

6.1.1 Los inversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos, deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos listados:

- **UL 1741:** Inversores, Convertidores, Controladores y Equipo de Sistema de Interconexión para usar con Recursos de Energía Distribuida.
- **IEC 62109:** Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica.

6.1.2. Los tipos de inversores a utilizar en los sistemas fotovoltaicos serán:

- Inversores sin transformador aislamiento.
- Inversores con transformador de aislamiento.
- Inversores con una entrada de MPPT.
- Inversores con varias entradas de MPPT.
- Inversor trifásico y/o monofásico.
- Microinversores.

### 6.2. ESPECIFICACIONES DE INVERSORES.

6.2.1. El inversor deberá tener una eficiencia igual o mayor del 95% a la potencia nominal del inversor.

6.2.2. El inversor deberá tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, especificaciones técnicas, ensayos de certificación, fabricante e importador responsable.



Figura 38. Placa de especificaciones del inversor.

6.2.3. El inversor deberá tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico.

6.2.4. La potencia nominal del inversor no debe ser menor a la potencia de operación del arreglo fotovoltaico (potencia generada en el punto de la máxima potencia).

Excepción: Salvo si el fabricante lo permite, lo cual, debe estar especificado en la hoja de datos técnicos. Dicho de otra manera: La potencia pico del arreglo fotovoltaico debe estar en el intervalo de potencia de acoplamiento recomendado por el fabricante.

6.2.5. El inversor debe especificarse en función de la corriente de entrada y del voltaje de los circuitos de salida del sistema fotovoltaico (en base al intervalo de MPPT del arreglo fotovoltaico), que es el rango de voltaje en el que el inversor es capaz de alcanzar el punto de MPPT (para inversores que poseen disponible dicha función).

6.2.6. El diseñador del sistema fotovoltaico debe garantizar que la tensión eléctrica en el punto de máxima potencia de la fuente de energía fotovoltaica, a cualquier temperatura ambiente, debe ajustarse al intervalo de tensión eléctrica de operación del inversor.

6.2.7. Para inversores que cuenten con una separación galvánica entre los circuitos de CC y CA (poseen transformador de aislamiento) se deberá aterrizar una de las líneas de los conductores del sistema C.C. (podrá ser el positivo o el negativo) y se instalará protección de sobrecorriente de un polo por string a la línea no aterrizada según corresponda; el inversor deberá estar listado y especificado por el fabricante para esta condición.

6.2.8. Para inversores que no cuente con una separación galvánica entre los circuitos de CC y CA no se deberá aterrizar las líneas de los conductores del sistema C.C. (positivo y negativo flotante), y se instalará protecciones de sobrecorriente de dos polos (tanto en el positivo y el negativo) en todos los circuitos de C.C., el inversor deberá estar listado y especificado por el fabricante para esta condición.

### **6.3. CONSIDERACIONES DE INVERSORES CON INTERCONEXION A LA RED.**

6.3.1. El inversor para sistemas interactivos debe limitar la inyección de C.C. o señales asimétricas a la red de distribución de corriente alterna, el inversor debe tener a su salida un medio de aislamiento galvánico, el cual podrá ser un transformador de aislamiento u otro aditamento de estado sólido.

Excepción 1: Si el inversor no incluye el transformador de salida, el diseñador debe incluir en la instalación, antes del punto de acoplamiento común, un medio de

aislamiento galvánico con una potencia igual a 1.25 veces la potencia nominal del inversor.

Excepción 2: Si la red eléctrica local del usuario incluye un transformador de MT a BT y el punto de acoplamiento del sistema fotovoltaico interconectado a la red está en el tablero de distribución en BT, se puede aceptar un inversor sin transformador. Sin embargo, esta decisión se deberá tomar en común acuerdo con la empresa distribuidora.

6.3.2. En el caso de falla del sistema eléctrico, el inversor deberá desconectarse de la red y aislar el sistema fotovoltaico hasta que se garantice que la falla se ha solventado y la red cuente con los parámetros eléctricos normales para volver a interconectarse. Los márgenes de desconexión de los inversores, en cuanto a frecuencia, y voltaje y su tiempo de respuesta serán los especificados en la protección de red que se detallan en la sección [4.8](#) (Ref. norma IEEE 1547).

6.3.3. Un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, no puede operar sin la presencia de señal en la red. Si se desea operar en ausencia de red debe utilizarse un segundo inversor, del tipo Isla (listado para tal aplicación), para continuar operando al fallar el suministro de la distribuidora.

6.3.4. La tensión de salida AC del inversor debe ser aquella a la que el usuario tiene contratada su suministro; o bien, aquella que tenga en su red eléctrica local (circuitos eléctricos de distribución del usuario).

## **6.4. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.**

6.4.1. Para el dimensionamiento del lado de DC del inversor se debe considerar:

- La potencia nominal y potencia máxima.
- Tensión nominal y tensión máxima admisible.
- Rango de variación de la tensión MPPT en condiciones de funcionamiento estándar.
- Corriente cortocircuito máxima de entrada que suministrara el arreglo fotovoltaico al inversor.

6.4.2. Para el dimensionamiento del lado de AC del inversor se deben considerar:

- Potencia nominal y potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el rango de temperatura ambiente al que puede suministrarse esa potencia.
- Intensidad nominal entregada.
- Intensidad suministrada máxima que permite el cálculo de la contribución de la planta FV a la intensidad de cortocircuito.

- Tensión máxima y distorsión del factor de potencia.
- Eficiencia de conversión máxima.

6.4.2. Para el cálculo de la cantidad inversores que se utilizarán en el sistema se debe tomar en cuenta la potencia del sistema a diseñar y la potencia del inversor a la salida:

$$C_{inv} = \frac{P_{sistema\ fotovoltaico}}{P_{inv\ AC}}$$

6.4.3. El máximo número de módulos fotovoltaicos en serie que se podrán conectar al inversor viene dado por el voltaje de entrada al inversor y por el VOC máximo esperado bajo las condiciones de mínima temperatura del panel en el sitio de instalación.

$$\eta_{max} = \frac{V_{max(INV)}}{VOC_{(Tmin\ Modulo)}}$$

6.4.4. El mínimo número de paneles fotovoltaico en serie que se podrán conectar al inversor lo determina el Vmpp de los módulos a la temperatura máxima en el sitio de instalación, y el voltaje mínimo de control Vmpp del inversor (o voltaje mínimo de operación a la entrada del inversor), por tanto:

$$\eta_{min} = \frac{V_{MPP}}{V_{MPP\ (Tmax\ Modulo)}}$$

6.4.5. El número de string en paralelo que se podrán conectar al inversor está dado por la corriente de entrada del inversor y la corriente de cortocircuito del string:

$$\eta_{max-string/inv} = \frac{I_{(DC-inv\ max)}}{I_{sc-string}}$$

6.4.6. La potencia máxima que soporte la entrada de DC del inversor debe ser mayor a la potencia máxima total del arreglo fotovoltaico que se conectará a dicho inversor.

## 6.5. INSTALACIÓN DE INVERSORES.

6.5.1 La instalación del inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos. El inversor se deberá situar en un lugar con fácil acceso a personal técnico.

6.5.2. No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación y recintos con riegos de explosión.

6.5.3. Podrán instalarse a la intemperie, aquellos inversores que cuenten con un grado de protección de al menos IP55 (a prueba de lluvia y polvo según norma IEC 60529) y con protección contra la radiación solar directa.

6.5.4. La instalación del inversor deberá efectuarse, dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas. Los terminales del inversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.

6.5.5. Los inversores denominados inversores string, deberán contar internamente o externamente con protecciones contra descargas eléctricas, protecciones de sobre tensión, y protecciones de sobre intensidad por cada string y deberán garantizar que no exista circulación de corriente inversa mayores a las admisibles por los módulos fotovoltaicos conectados a él.

6.5.6 Para los inversores que no posean corrección de factor de potencia ni corrección de reactivos se deberá instalar un sistema que sea capaz de corregir el FP a 0.9 el cual puede ser un sistema electrónico por ejemplo STATCOM o bien un sistema de capacitores que logre mantener dicho valor.

## CAPITULO 7. PUESTA A TIERRA.

### 7.1. REQUISITOS GENERALES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

7.1.1. Se deben seguir los métodos normativos contenidos en el Artículo *NEC 250 Puesta a tierra y unión* para dar cumplimiento a los requisitos de desempeño de este capítulo.

7.1.2. La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica deberá ser de baja impedancia (lo más cercano a cero ohmios), equipotencial y tener la capacidad de conducción de las corrientes de falla a tierra del sistema.

7.1.3. Los sistemas de puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicos podrán tener dos tipologías eléctricas:

a) Sólidamente conectados a tierra: Uno de los dos conductores del circuito de salida fotovoltaico (positivo o negativo) se conecta a tierra.

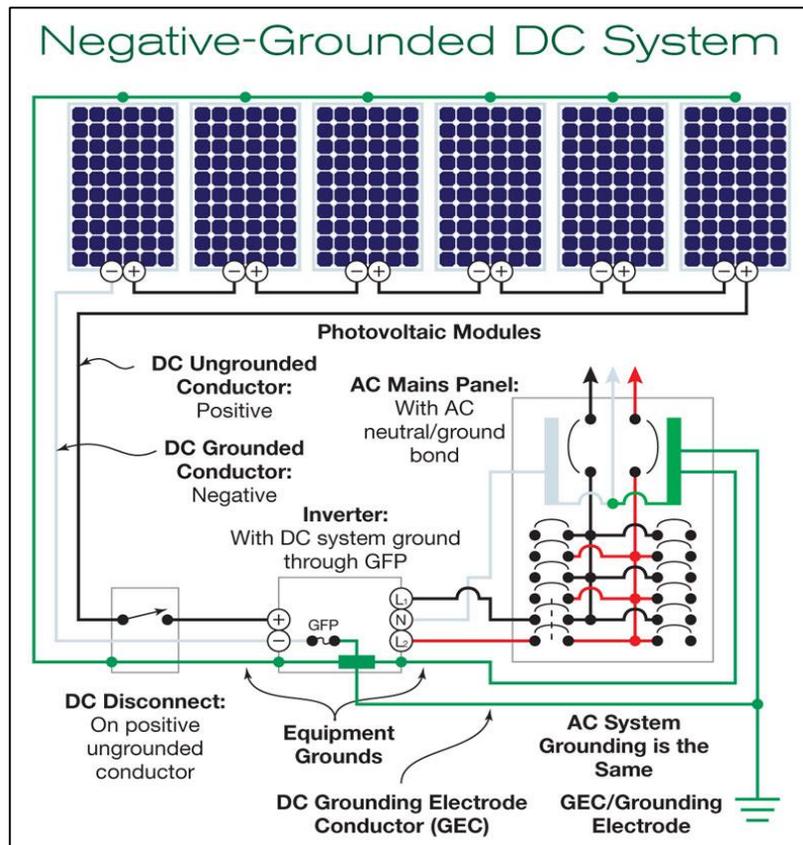


Figura 39. Esquema de sistema fotovoltaico con negativo conectado a tierra.

b) En flotación: Ninguno de los dos conductores de circuito de salida fotovoltaico se conecta a tierra, y se deberá cumplir los requisitos de la sección [4.7](#). *Protecciones y consideraciones en sistemas fotovoltaicos no aterrizados*.

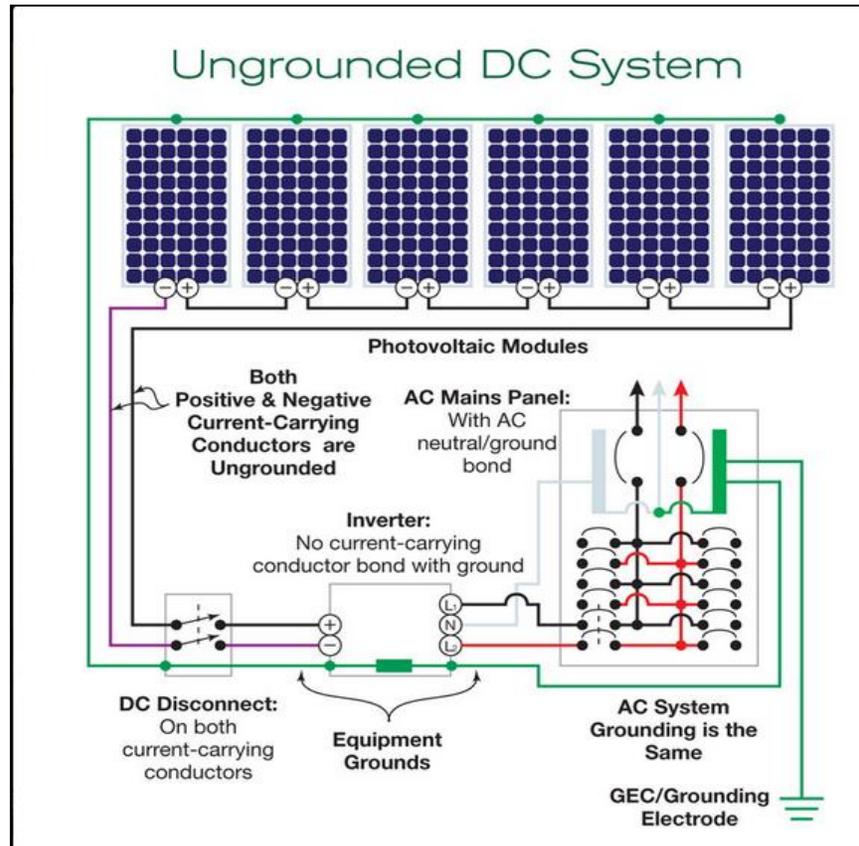


Figura 40. Esquema de sistema fotovoltaico en flotación

En ambos casos a) y b) todas las partes metálicas de los aparatos y soportes (carcasas, envoltentes, marcos y estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos) que forman parte de la instalación, deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra, según las especificaciones y requisitos aplicables en el presente capítulo.

7.1.4. Toda fuente de energía fotovoltaica de más de 50 voltios de dos conductores (positivo y negativo), debe tener un conductor sólidamente puesto a tierra, o en sistemas de tres conductores (positivo, negativo y neutro), el neutro debe estar puesto a tierra sólidamente, o se deberá utilizar otros métodos que logren una protección equivalente del sistema de acuerdo con la sección del NEC 250.4 (A) y que utilicen equipo listado e identificado para ese uso. En estos casos el inversor deberá estar listado y aprobado por el fabricante para dicha condición

Excepción: Sistemas que cumplan con la sección [4.7](#). *Protecciones y consideraciones en sistemas fotovoltaicos no aterrizados*.

Destacándose del NEC 250.4 (A) los siguientes requisitos de Sistemas de Puesta a Tierra para su cumplimiento en la presente norma:

(1) Puesta a tierra de los sistemas eléctricos. Los sistemas eléctricos puestos a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión más alta, y que estabilicen la tensión a tierra durante la operación normal.

(2) Puesta a tierra del equipo eléctrico. Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que albergan conductores o equipo eléctrico, o que forman parte de dicho equipo, deben estar conectados a tierra con el fin de limitar la tensión a tierra en estos materiales.

(3) Unión de equipo eléctrico, materiales, conductores eléctricos y otros equipos. Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que albergan conductores o equipo eléctrico, que forman parte de dicho equipo, o que tienen probabilidad de energizarse, se deben conectar entre sí y a la fuente de alimentación eléctrica de manera que establezcan una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.

(4) Trayectoria eficaz de la corriente de falla a tierra. Los equipos y el alambrado eléctrico y otros materiales conductores eléctricos que tienen probabilidad de energizarse, se deben instalar de forma que creen un circuito de baja impedancia que facilite la operación del dispositivo de protección contra sobrecorriente o del detector de falla a tierra para sistemas de alta impedancia puestos a tierra. Deben tener la capacidad de transportar con seguridad la corriente máxima de falla a tierra que probablemente se imponga sobre él desde cualquier punto del sistema de alambrado en donde pueda ocurrir una falla a tierra hasta la fuente de alimentación eléctrica. La tierra no se debe considerar como una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.

7.1.5. El Sistema de Puesta a Tierra debe componerse de uno o varios Electrodo de Puesta a Tierra, y Conductores de Puesta a Tierra de Equipos y Circuitos.

7.1.6. La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red, se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

7.1.7. El sistema de puesta a tierra utilizado para las instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red de distribución (con inversores interactivos) deberá ser de las siguientes formas:

a) En caso de instalaciones fotovoltaicas que cuente con separación galvánica (el inversor posee transformador de aislamiento, o la instalación posee un medio de aislamiento galvánico como un transformador u otro aditamento de estado sólido), deberá aterrizar una de las líneas de los conductores del sistema C.C. (podrá ser el positivo o el negativo) y se instalará protección de sobrecorriente de un polo por string a la línea no aterrizada según corresponda; el inversor deberá estar listado y especificado por el fabricante para esta condición.

b) En caso las instalaciones fotovoltaicas sin separación galvánica, no se deberá aterrizar las líneas de los conductores C.C. (Sistema flotante o aislado), y se instalará protecciones de sobrecorriente de dos polos (tanto en el positivo y el negativo) en todos los circuitos de C.C., el inversor deberá estar listado y especificado por el fabricante para esta condición.

En ambos casos a) y b) todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación, deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra según las especificaciones y requisitos del presente capítulo.

#### 7.1.8. Resistencia a tierra.

El sistema de tierras deberá consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema deberá tener una resistencia a tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

La resistencia a tierra de una conexión individual a través de un electrodo deberá ser lo más cercana a cero ohmios, y en ningún caso deberá ser mayor de 25 ohmios. Cuando la resistencia es mayor de 25 ohmios, deberán usarse dos o más electrodos hasta alcanzar este valor. El valor citado, es el máximo admisible medido en época seca.

Valores aún más bajo que los 25 ohmios son preferibles para el adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos en general, por lo tanto, en base a la capacidad instalada de sistema fotovoltaico será requerido que los valores máximos de resistencia a tierra no superen los requisitos de las normativas de SIGET presentados en las tablas a continuación:

KVA NOMINALES	NUMERO MIN. DE ELECTRODOS	RESISTENCIA (Ohmios)
5 - 15	1	25
25	1	20
37.5	1	15
50	1	12
75	2	8
100	3	6

*Tabla 8. Requerimiento de puesta a tierra por capacidad de transformadores de hasta 100 kVA. Referencia: Estándar de Construcción de Líneas Aéreas De Distribución de e Energía Eléctrica. SIGET*

CAPACIDAD DE LA SUBESTACION (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA (OHMIOS)
≤0.05	12
0.05 - 0.1	6
0.1 - 0.5	2
0.5 - 1	1.5
1-50	1
50-100	0.5
>100	0.2

Tabla 9. Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierra de una subestación en función de su capacidad. Referencia: Acuerdo No. 29-E-2000 Norma técnica de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. SIGET

El instalador tiene la responsabilidad de entregar un sistema de tierra con la resistencia solicitada o menor a ésta; la cual debe ser verificada con un instrumento certificado de medida para resistencia del sistema de tierra (telurómetro). La medición de la resistencia de puesta a tierra deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en la norma IEEE Std. 81 (por ejemplo, el método de caída de potencial o mediante Clamp-on).

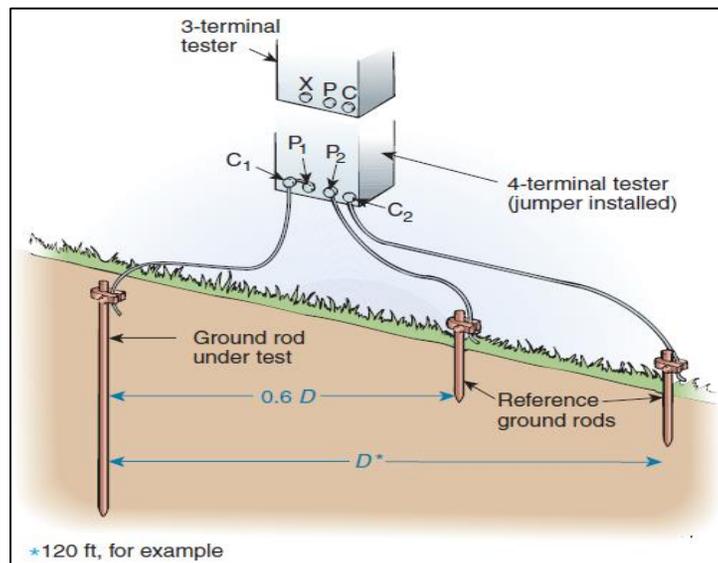


Figura 41. Ejemplo de medición de la resistencia a tierra de un electrodo de varilla utilizando el método de caída de potencial IEEE Std. 81

## 7.2. PUNTO DE CONEXIÓN DE LA PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

7.2.1. La conexión de puesta a tierra del circuito de C.C. se debe hacer en un solo punto del circuito fotovoltaico de salida (en cualquier punto), y lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, así el sistema quedará mejor protegido contra las sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas.

*Excepción: Se permitirá que los sistemas con un dispositivo de protección contra fallas a tierra, de acuerdo con la sección 4.6, tengan la unión exigida del conductor puesto a tierra con la tierra hecha por el dispositivo de protección contra fallas a tierra. Esta unión, cuando sea interna al equipo de protección contra fallas a tierra, no se debe duplicar con una conexión externa.*

7.2.2. Si el circuito de salida fotovoltaico tiene un conductor de corriente puesto a tierra, la conexión de puesta a tierra debe hacerse en un solo punto que corresponda a la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso. De ahí deberá partir el conductor de puesta a tierra general hacia el electrodo de puesta a tierra. Por conveniencia en la instalación, el “bus” general de puesta a tierra debe estar contenido en la misma caja que contiene a los medios de desconexión del circuito fotovoltaico (podrá ser en la combiner box según aplique).

## 7.3. CONEXIÓN A TIERRA DE LOS EQUIPOS

7.3.1. Se deben poner a tierra (deberán estar efectivamente aterrizados) todas las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos, el marco de soporte, carcasa o envoltentes de equipos (todo tipo de equipo encapsulado incluyendo los envoltentes del controlador y/o inversor), envoltentes (enclosures, cajas de conexión o de paso), materiales conductores (que normalmente no transportan corriente), tuberías, el blindaje de los cables de los conductores, independientemente de su nivel de tensión.

7.3.2. Los dispositivos listados e identificados para el aterrizar los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos deberán permitir unir los marcos metálicos expuestos de los módulos fotovoltaicos a las estructuras de soporte o montaje, las cuales deberán de estar sólidamente conectados a tierra por medio de un conductor de puesta a tierra.

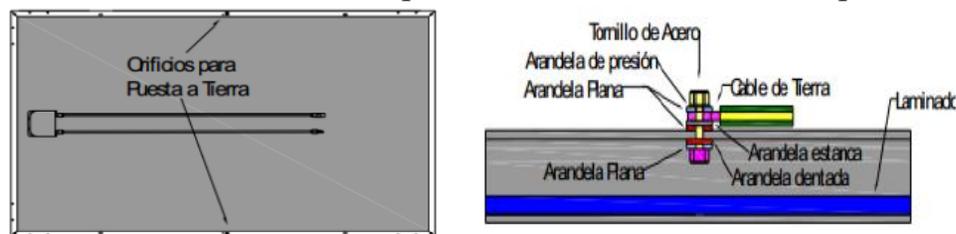
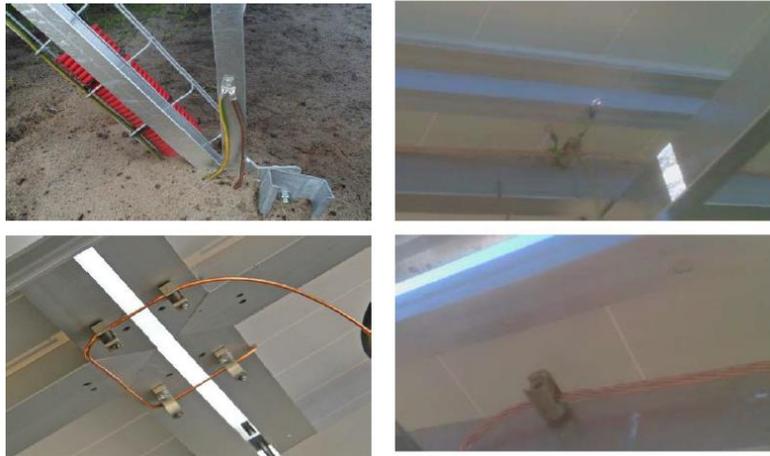


Figura 42. Orificio para la puesta a tierra del marco de módulo fotovoltaico.



*Figura 43. Ejemplos de puesta a tierra de las estructuras metálicas de soporte.*

El conductor de puesta a tierra para los marcos de módulos debe ser conectado en cada uno de ellos con una zapata terminal tipo compresión de cobre estañado o aluminio estañado. Dicha zapata debe sujetarse al marco metálico con un tornillo de acero inoxidable o tornillo con tuerca mecánico con arandela de presión, todo el conjunto en acero inoxidable y/o resistente a la corrosión, además deberán de estar listados para dicha aplicación y en conformidad a la sección [7.7](#).

7.3.3. Los dispositivos identificados y listados para la unión de los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos, deberán permitir unir los marcos metálicos expuestos de los módulos fotovoltaicos a los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos adyacentes.

7.3.4. Los conductores de puesta a tierra para el marco de los módulos y de la estructura deben llegar a la caja de desconexión o combiner box en donde se encuentre la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso, dicha barra deberá estar conectada al sistema de electrodo de puesta a tierra.

7.3.5. Los conductores de puesta a tierra de equipos para arreglos fotovoltaicos y estructuras (si se instalan) deben estar dentro de la misma canalización o el mismo cable, o estar tendidos de otra manera con los conductores del circuito del arreglo fotovoltaico cuando tales conductores salgan de la cercanía del arreglo fotovoltaico.

#### **7.4. CALIBRE DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS Y CIRCUITOS.**

7.4.1. Los conductores de puesta a tierra para los circuitos de una fuente fotovoltaica y los circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo a lo siguiente:

(A) General. Los conductores de puesta a tierra de equipos en fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida fotovoltaicos, así también los demás equipos eléctricos de la instalación deberán dimensionarse de acuerdo con la tabla NEC 250.122. Cuando no se utilice un dispositivo de protección contra sobrecorriente en el circuito, se utilizará en la tabla NEC 250.122 un dispositivo de sobrecorriente supuesto con una corriente de cortocircuito nominal según el sistema fotovoltaico en cuestión. No se requerirán aumentos en el tamaño del conductor de puesta a tierra del equipo para resolver las consideraciones de caída de tensión. Los conductores de puesta a tierra del equipo no deben ser menores de 14 AWG.

(B) Sin protección contra fallas a tierra. Para lugares diferentes a las unidades de vivienda donde no se suministra protección contra fallas a tierra, de acuerdo con las secciones 4.6. y 4.7, **cada conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una ampacidad de por lo menos el doble de la ampacidad corregida por ocupación del conduit y temperatura del conductor del circuito.**

7.4.2. El material del conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos deberá ser de cobre o aluminio resistentes a la corrosión. Podrá ser alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; pero, en cualquier caso, debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones. Si el conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos está forrado o recubierto con un material aislante, éste debe ser color verde, o verde con franjas amarillas.

Table 250.122 Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway and Equipment

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Tabla 10. Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de canalizaciones y equipos. Referencia NEC 250.122.

## 7.5. SISTEMA DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.

### 7.5.1. Tipos de sistema de electrodo de puesta a tierra.

Se deberá instalar un sistema de electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en las secciones del NEC 250.50 hasta 250.60. Destacándose los siguientes sistemas de electrodos de puesta tierra descritos en las secciones del 6NEC para aplicación en la presente norma:

(1) Electrodos de varilla y tubo. Los electrodos de varilla y tubo **no deben medir menos de 2.44 m (8 pies) de longitud** y deben estar compuestos de los siguientes materiales:

- (a) Los electrodos de puesta a tierra de tubo o conduit no deben ser menores que el indicador métrico 21 (tamaño comercial  $\frac{3}{4}$ ) y, si son de acero, su superficie exterior debe ser galvanizada o debe tener otro recubrimiento metálico para la protección contra la corrosión.
- (b) Los electrodos de puesta a tierra de acero inoxidable o de acero recubierto con cobre o zinc (varilla tipo copperweld) deben medir como mínimo 15.87 mm ( $\frac{5}{8}$  de pulgada) de diámetro, a menos que estén listados y deben medir como mínimo 12.70 mm ( $\frac{1}{2}$  pulgada) de diámetro.

El electrodo se debe instalar de manera que una longitud mínima de 2.44 m (8 pies) esté en contacto con el suelo. Se debe llevar a una profundidad mínima de 2.44 m (8 pies) excepto que, cuando se encuentra un fondo rocoso, el electrodo se debe dirigir en un ángulo oblicuo que no supere los 45 grados con respecto a la línea vertical. Cuando se encuentra un fondo rocoso en un ángulo de hasta 45 grados, se debe permitir que el electrodo se entierre en una zanja de por lo menos 750 mm (30 pulgadas) de profundidad. El extremo superior del electrodo debe estar a nivel o por debajo del nivel del suelo, a menos que el extremo por encima del suelo y la fijación del conductor del electrodo de puesta a tierra estén protegidos contra el daño físico.

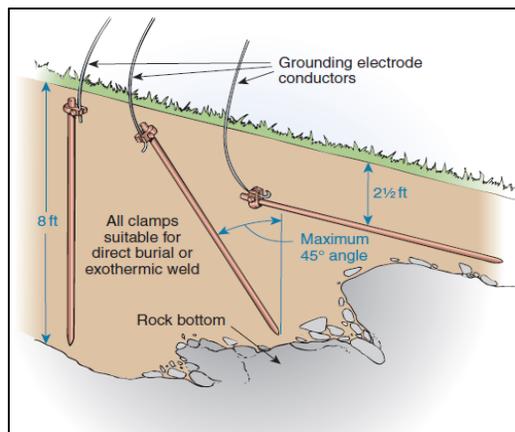


Figura 44. Ejemplo de instalación de electrodo de varilla y tubo.

(2) Armazón metálico de un edificio o estructura. El armazón metálico de un edificio o estructura, cuando está conectada a la tierra mediante cualquiera de los siguientes métodos:

- (a) 3.0 m (10 pies) o más de un solo elemento metálico estructural en contacto directo con la tierra o encerrado en concreto que esté en contacto directo con la tierra.
- (b) Mediante la conexión del armazón metálico estructural a las barras de refuerzo de un electrodo encerrado en concreto, o un anillo de puesta a tierra especificados en la presente sección.
- (c) Mediante la unión del armazón metálico estructural a uno o más de los electrodos de puesta a tierra especificados en la presente sección.

(3) Electrodo encerrado en concreto. Un electrodo encerrado en por lo menos 50 mm (2 pulgadas) de concreto, localizado horizontalmente cerca del fondo o verticalmente y dentro de la porción del cimiento o lecho de cimentación de concreto que está en contacto directo con la tierra, compuesto de mínimo 6.0 m (20 pies) de una o más barras o varillas de refuerzo de acero desnudas o galvanizadas con cinc u otro recubrimiento conductor eléctrico, de mínimo 13 mm (½ pulgada) de diámetro, o compuesto de mínimo 6.0 m (20 pies) de conductor de cobre desnudo no inferior al 4 AWG. Se permitirá que las barras de refuerzo estén unidas entre sí mediante los alambres de amarre de acero usuales u otro medio eficaz. Cuando están presentes electrodos múltiples encerrados de concreto en un edificio o estructura, se permitirá la unión de solo uno de ellos en el sistema del electrodo de puesta a tierra.

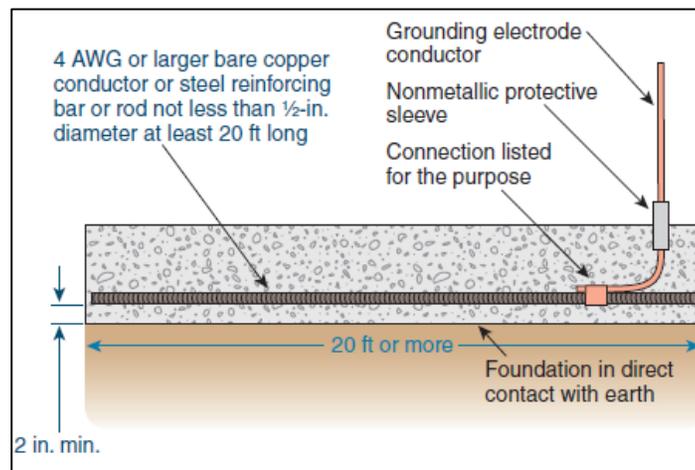


Figura 45. Un ejemplo de un electrodo revestido de hormigón que se requiere que se incorpore al sistema de electrodo de puesta a tierra. La barra de refuerzo instalada horizontalmente ubicada cerca de la base de la zapata debe consistir en una sola sección continua de 20 pies o múltiples secciones conectadas entre sí en una longitud continua de 20 pies.

(4) Anillo de puesta a tierra. Un anillo de puesta a tierra que rodee el edificio o estructura, en contacto directo con la tierra, que consta de mínimo 6.0 m (20 pies) de conductor de cobre desnudo no inferior al 2 AWG. El anillo de puesta a tierra se debe enterrar a una profundidad mínima de 750 mm (30 pulgadas) por debajo de la superficie de la tierra.

(5) Otros electrodos listados. Se permitirán otros electrodos de puesta a tierra listados.

(6) Electrodos de placa. Cada electrodo de placa debe exponer como mínimo 0.186 m<sup>2</sup> (2 pies<sup>2</sup>) de superficie al suelo exterior. Los electrodos de placas de hierro o acero deben medir como mínimo 6.4 mm (1/4 pulgada) de espesor. Los electrodos de metal no ferroso deben medir como mínimo 1.5 mm (0.06 pulgadas) de espesor. Los electrodos de placa se deben instalar a una distancia mínima de 750 mm (30 pulgadas) por debajo de la superficie de la tierra.

(7) Tubería metálica subterránea para agua. Una tubería metálica subterránea para agua, que está en contacto directo con la tierra en una longitud de 3.0 m (10 pies) o más (incluido cualquier revestimiento metálico del pozo unido al tubo) y continua eléctricamente (o convertida en continua eléctricamente al hacer la unión alrededor de las juntas aislantes o de la tubería aislante) hasta los puntos de conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra y los conductores de unión. La tubería metálica interior para agua ubicada a más de 1.52 m (5 pies) del punto de entrada al edificio no se debe usar como parte del sistema del electrodo de puesta a tierra ni como conductor para interconectar electrodos que sean parte del sistema del electrodo de puesta a tierra.

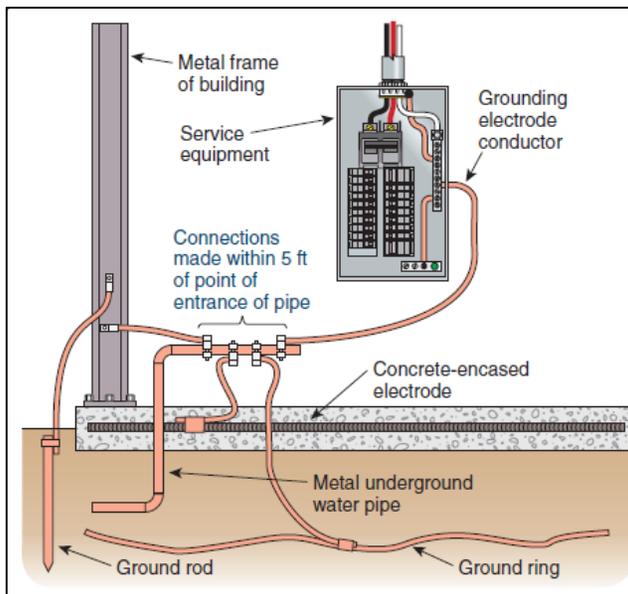


Figura 46. Representación de un sistema de electrodos de conexión a tierra que utiliza la estructura de metal de un edificio, un anillo de tierra, un electrodo revestido de hormigón, una tubería de agua subterránea de metal y una varilla de tierra.

(8) Otros sistemas o estructuras locales subterráneas de metal. Otros sistemas o estructuras locales subterráneas de metal, tales como sistemas de tuberías, tanques

subterráneos y entubados metálicos de pozos subterráneos que no están unidos a una tubería metálica para agua.

### **7.5.2. Mallas Equipotenciales.**

Las mallas equipotenciales quedarán al criterio del diseñador de la obra eléctrica bajo la filosofía de la seguridad de las personas que circundan por el lugar y que en determinadas circunstancias puedan estar en contacto con una parte metálica de la infraestructura eléctrica. La finalidad de este elemento, como red de tierra, es establecer una porción de la superficie del suelo con igual potencial, incluso durante situaciones de fallas a tierra. Las magnitudes posibles de descargas eléctricas a que está expuesto el personal de mantenimiento, debido al gradiente de voltaje en la superficie del suelo, pueden ser reducidas a valores tolerables, mediante la alternativa de emplear una malla de alambre conductor de sección transversal relativamente pequeña instalada a un nivel ligeramente debajo de la superficie del suelo (30 cm).

Se podrá instalar una malla equipotencial con alambre mínimo de cobre desnudo #4 AWG, instalada en el área donde el personal estará ubicado o se desplazará, estando en contacto de partes metálicas de infraestructuras eléctricas del sistema fotovoltaico (aplica para sistemas fotovoltaicos sobre suelo), durante actividades de operación o mantenimiento (tales como gabinetes eléctricos, módulos fotovoltaicos, conductores, etc.).

La malla se deberá construir del tamaño y forma requeridos y formando cuadrículas de 15 cm por 15 cm, con puntos de soldadura exotérmica en cada cruce de alambres. La malla equipotencial será equivalente a un electrodo de puesta a tierra adicional a los sistemas especificados en esta sección, por lo que deberá estar unida al sistema de electrodo de puesta a tierra del local y del sistema fotovoltaico.

### **7.5.3. Unión de electrodos de puesta a tierra.**

Todos los electrodos de puesta a tierra descritos que están presentes en cada local, instalación, edificio, o estructura alimentada, se deben unir entre sí para formar el sistema del electrodo de puesta a tierra.

### **7.5.4. Resistencia de los electrodos de varilla, tubo y placa.**

Un único electrodo que consista en una varilla, tubo o placa que no tenga una resistencia a tierra de 25 ohms o menos, se debe incrementar mediante un electrodo adicional de cualquiera de los tipos especificados en la presente sección. Cuando se instalen electrodos múltiples de varilla, tubo o placa, para cumplir los requisitos de esta sección, no deben estar separados menos de 2.44 m (8 pies).

NOTA: La eficiencia de varillas de más de 2.44 m (8 pies) de longitud conectadas en paralelo, se mejora dejando una separación superior a los 2.44 m (8 pies).

## 7.6. CONSIDERACIONES DE INSTALACIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.

7.6.1. El conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser de cobre, aluminio o aluminio revestido de cobre, u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. El material seleccionado debe ser resistente a cualquier condición corrosiva existente en la instalación o debe estar protegido adecuadamente contra la corrosión. El conductor debe ser sólido o trenzado, aislado, recubierto o desnudo. De ser posible, no deberán tener empalmes, si los empalmes son inevitables, deberán estar fabricados y conformados de tal forma que no se incremente notablemente la resistencia del conductor y también deberán tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión, además de cumplir con la sección 7.7. La estructura metálica de un edificio o de otra construcción, puede servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo a tierra.

7.6.2. Todo conductor de electrodo de puesta a tierra deberá tener resistencia mecánica adecuada para las condiciones a que esté sometido, dentro de los límites razonables. Además, los conductores de puesta a tierra sin protección deberán tener una resistencia a la tensión no menor que la del área de sección transversal de 8.37 mm<sup>2</sup> (No. 8 AWG) de cobre suave o el 6 AWG de aluminio.

7.6.3. Los electrodos de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. Toda la superficie externa de los electrodos deberá ser conductora, por lo tanto, deben estar libres de recubrimientos no conductores como pintura, esmalte u otra cubierta aislante.

7.6.4. La cantidad y tamaño de los electrodos (de varilla, tubo y placa) a seleccionar deberá considerar sus limitaciones de descarga de corriente y no deberán ser menores de 2.4 m (8 pies) de longitud y de diámetro mínimo de 15.87 mm (5/8 de pulgada), a menos que estén listados podrán medir como mínimo 12.70 mm (1/2 pulgada) de diámetro. **La separación entre electrodos debe ser por lo menos igual a la longitud de los mismos.**

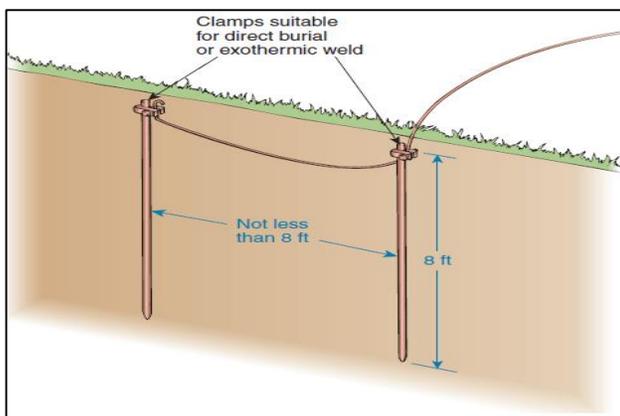


Figura 47. Ejemplo de separación para electrodos de varilla.

7.6.5. Las barras (de varilla de acero galvanizado o de cobre cooperweld, tubo y placa) o **electrodos de puesta a tierra especificados en este capítulo se deben enterrar lo suficiente para que estén en tierra húmeda permanentemente. La parte superior de la barra o electrodo deberá de enterrarse a 30 cm debajo del nivel del suelo.**

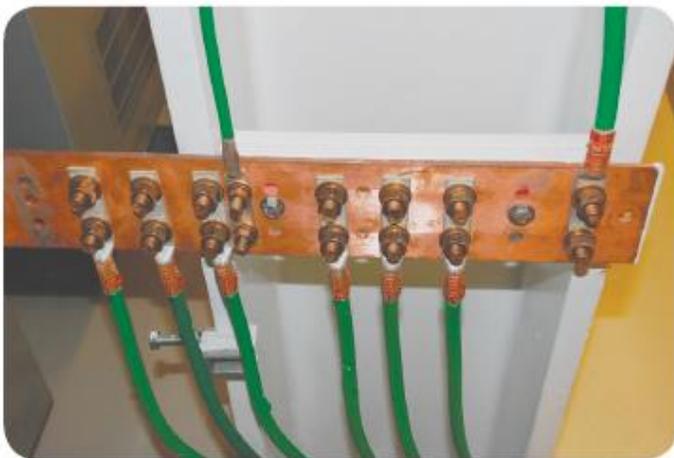
7.6.6. Cuando se utilizan más de un sistema de electrodo de los tipos que se especifican en esta sección, cada electrodo de un sistema de puesta a tierra no debe estar a menos de 2.4 m (8 pies) de cualquier otro electrodo de otro sistema de puesta a tierra. Se debe considerar que dos o más electrodos de puesta a tierra que están unidos entre sí, son un solo sistema de electrodo de puesta a tierra.

7.6.7. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar en una longitud continua sin empalmes o conexiones, excepto lo permitido en (1) y (2):

(1) Se permitirá el empalme solamente por conectores irreversibles de tipo compresión listados como equipo de puesta a tierra y unión, o por el proceso de soldadura exotérmica.

(2) Se permitirá que las secciones de barras colectoras estén conectadas juntas para formar un conductor del electrodo de puesta a tierra.

7.6.8. Se debe permitir que el(los) puente(s) de unión desde el(los) electrodo(s) de puesta a tierra estén conectados a una barra colectora de cobre o aluminio no inferior a 6 mm x 50 mm (1/4 de pulgada x 2 pulgadas). La barra colectora se debe sujetar firmemente y se debe instalar en una ubicación accesible. Las conexiones se deben hacer por medio de un conector listado como equipo de puesta a tierra a o por el proceso de soldadura exotérmica. Se permitirá que el conductor del electrodo de puesta a tierra se tienda hasta la barra colectora.



*Figura 48. Conectores utilizados para conectar el conductor del electrodo de tierra común y tomas individuales a una barra colectora de cobre con una dimensión mínima de 1/4 pulg. x 2 pulg.*

7.6.9. El conductor de bajada para la puesta a tierra de equipos instalados en poste o sobre los techos del local (vivienda, edificaciones, galeras, etc.) Deberán de protegerse contra daño por impacto, utilizando tubo, o cañuela de acero galvanizado de una longitud sobre el nivel del suelo de como mínimo 2 metros (o menos según la altura de la edificación, si es menor a 2 metros), el cual deberá estar sujetado como mínimo en tres puntos al poste o edificación correspondiente.

7.6.10. Cuando la instalación eléctrica del edificio, local, vivienda o lugar de instalación está conectado a un electrodo de puesta a tierra (el local posee su propia puesta a tierra), se deberá unir al electrodo de puesta a tierra del sistema fotovoltaico. Por lo tanto, se debe usar el mismo electrodo para los conductores de puesta a tierra de envolventes (enclosures) y equipos del sistema fotovoltaico. Cuando hay acometidas, alimentadores o circuitos ramales separados que alimentan al edificio o lugar de instalación, se deberán usar el(los) mismo(s) electrodo(s) de puesta a tierra.

**Por lo tanto, dos o más electrodos de puesta a tierra que están unidos entre sí, se deben considerar como un solo sistema de electrodo de puesta a tierra, en este sentido.**

Si en una edificación o estructura existen más de un electrodo de puesta a tierra, todos los electrodos de puesta a tierra se deben unir o conectar sólidamente entre sí para formar el sistema de puesta a tierra, por lo que todos los electrodos de puesta a tierra tienen que estar al mismo potencial.

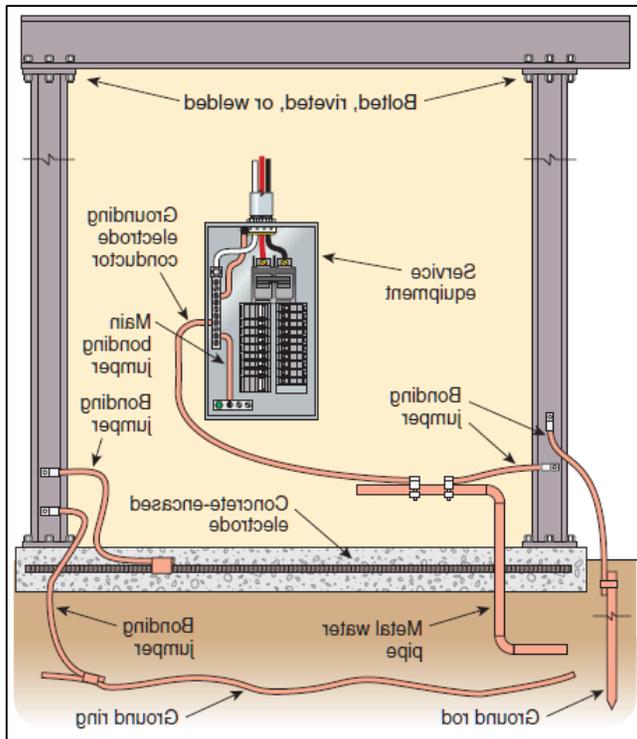


Figura 49. Ejemplo de instalación del conductor y el electrodo de tierra a cualquier electrodo conveniente disponible, así como unión de todos los electrodos que están presentes en un edificio o estructura para formar el sistema de electrodo de tierra requerido por esta norma.

## **7.7. CONEXIÓN DEL EQUIPO DE PUESTA A TIERRA Y DE UNIÓN.**

7.7.1. Los puentes de unión principales y los puentes de unión del sistema deben ser de cobre u otro material resistente a la corrosión. Un puente de unión principal y un puente de unión del sistema deben ser un conductor, una barra conductora, un tornillo o un conductor similar adecuado.

7.6.2. Métodos permitidos. Los conductores de puesta a tierra y los puentes de unión se deben conectar mediante uno de los siguientes medios:

- (1) Conectores a presión listados.
- (2) Barras terminales.
- (3) Conectores a presión listados como equipo de puesta a tierra y unión.
- (4) Procesos de soldadura exotérmica.**
- (5) Abrazaderas tipo tornillo que enrosque por lo menos de dos hilos o que se aseguran con una tuerca.
- (6) Tornillos para máquinas tipo autoroscantes que enrosquen no menos de dos hilos en el gabinete.
- (7) Conexiones que son parte de un ensamble listado.
- (8) Otros medios listados.

7.7.3. Métodos no permitidos. No se deben usar dispositivos de conexión o accesorios que dependan de soldadura blanda.

7.7.4. La conexión del conductor de puesta a tierra y los diferentes elementos a que está unido, deberá hacerse por medios que iguallen las características del propio conductor y que sean adecuadas para la exposición ambiental.

7.7.5. Hasta donde sea posible, las conexiones a los electrodos deberán ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deberán proveer la adecuada sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente.

## **7.8. CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE ALTERNA.**

7.8.1. El calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra en la instalación eléctrica de corriente alterna debe estar dimensionado conforme a la Tabla del NEC 250.66.

**Table 250.66 Grounding Electrode Conductor for Alternating-Current Systems**

Size of Largest Ungrounded Service-Entrance Conductor or Equivalent Area for Parallel Conductors <sup>a</sup> (AWG/kcmil)		Size of Grounding Electrode Conductor (AWG/kcmil)	
Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum <sup>b</sup>
2 or smaller	1/0 or smaller	8	6
1 or 1/0	2/0 or 3/0	6	4
2/0 or 3/0	4/0 or 250	4	2
Over 3/0 through 350	Over 250 through 500	2	1/0
Over 350 through 600	Over 500 through 900	1/0	3/0
Over 600 through 1100	Over 900 through 1750	2/0	4/0
Over 1100	Over 1750	3/0	250

*Tabla 11. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna. Referencia NEC 250.66.*

## **7.9. CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE CONTINÚA.**

7.9.1. El conductor del electrodo de puesta a tierra de C.C. no deberá ser menor que el conductor más grande del circuito C.C. alimentado por el sistema, y no menor que el 8 AWG de cobre, o el 6 AWG de aluminio.

## **7.10. SISTEMAS CON REQUISITOS DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE CONTINUA Y CORRIENTE ALTERNA.**

7.10.1. Cuando los sistemas de alimentación fotovoltaica tienen requisitos de puesta a tierra tanto de corriente alterna (C.A.) como de corriente continua (C.C.), el sistema de puesta a tierra de C.C. se debe unir al sistema de puesta a tierra de C.A.

7.10.2. El conductor de unión entre estos dos sistemas se debe dimensionar como el mayor entre los requisitos de C.C., de acuerdo con la sección [7.4.](#), y los requisitos de C.A. basados en el valor nominal del dispositivo contra sobrecorriente de corriente alterna del inversor según la tabla del NEC 250.122, y que cumpla a los requisitos de unión del sistema de la sección [7.7.](#)

7.10.3. Se permitirá usar un solo conductor para realizar la función múltiple de: puesta a tierra de C.C., puesta a tierra de C.A. y unión entre los sistemas de C.C. y de C.A.

7.10.4. Un conductor de unión o un conductor de puesta a tierra de equipos que sirva a múltiples inversores, debe estar dimensionado con base en la suma de las corrientes máximas aplicables usadas en la sección [7.4](#). (tabla del NEC 250.122).

7.10.5. Se permitirá usar una barra conductora puesta a tierra común para ambos sistemas.

7.10.6. Se permitirá usar un electrodo de puesta a tierra común para ambos sistemas, en cuyo caso el conductor del electrodo de puesta a tierra debe estar conectado al punto de unión del sistema de tierra de C.A. del inmueble

7.10.7. El conductor o conductores del electrodo de puesta a tierra deben estar dimensionados para cumplir los requisitos de las secciones [7.8](#). (Sistema de C.A.) y [7.9](#). (Sistema de C.C.)

7.10.8. Para sistemas con inversores interactivos (interconectados a la red de la empresa de distribuidora), el sistema de puesta a tierra del inmueble podrá servir como sistema de puesta a tierra de C.A.

## **7.11. ELECTRODOS ADICIONALES PARA LA PUESTA A TIERRA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO.**

7.11.1. Los electrodos de puesta a tierra se deben instalar de acuerdo con la sección [7.5](#) y [7.6](#). en el lugar donde están instalados todos los arreglos fotovoltaicos montados en el suelo o en postes, y lo más cerca que sea posible al lugar de los arreglos fotovoltaicos montados en el techo.

7.11.2. Los electrodos se deben conectar directamente al bastidor o bastidores o estructura del arreglo.

7.11.3. El conductor del electrodo de puesta a tierra de C.C. debe estar dimensionado de acuerdo con [7.9](#).

Excepción: No se exigirá un(os) electrodo(s) adicional(es) de puesta a tierra del arreglo fotovoltaico, si se encuentra a una distancia máxima de 6 pies (1.83 m) del electrodo del alambrado del inmueble.

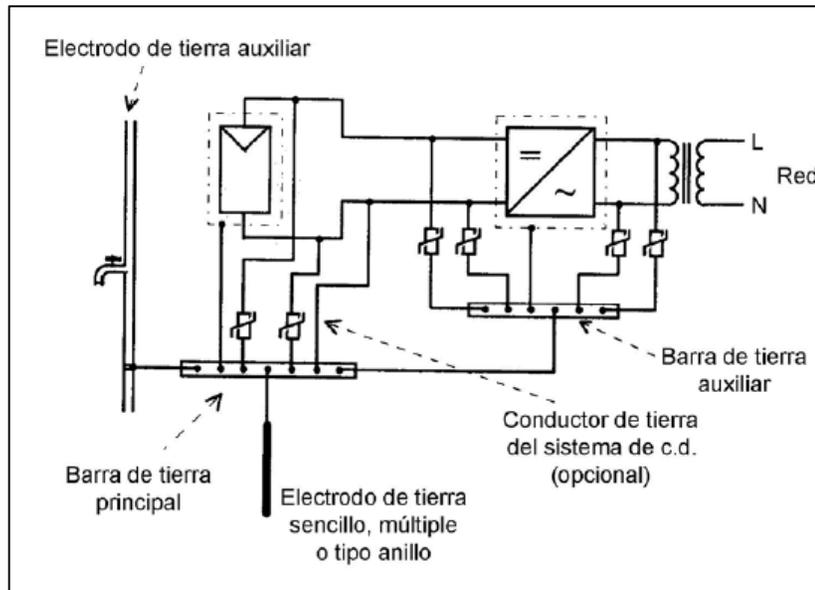


Figura 50. Representación de puesta a tierra del sistema fotovoltaico.

## 7.12. CONTINUIDAD DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS.

7.12.1. En ningún caso deberá insertarse un dispositivo de desconexión en el conductor de puesta a tierra.

7.12.2. Cuando al retirar un equipo se desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y las superficies conductoras expuestas en el equipo del circuito de salida o de la fuente fotovoltaica, se debe instalar un puente de unión mientras el equipo esté removido.

7.12.3. Cuando al retirar el inversor u otro equipo y se desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesto a tierra del circuito fotovoltaico de salida y/o el de una fuente fotovoltaica, se debe instalar un puente de unión para mantener la puesta a tierra del sistema mientras el inversor o el equipo esté removido.

## CAPÍTULO 8. ESTRUCTURAS.

### 8.1. GENERALIDADES.

8.1.1. Las estructuras de los sistemas fotovoltaicos deberán cumplir con lo siguiente:

- Pueden ser fijas o con seguimiento solar (uno o dos ejes).
- Debe estar orientada tal que la "cara" o superficie activa de los módulos este orientada hacia el sur.
- Ser de metal: aluminio anodizado o acero inoxidable, o bien, acero al carbón galvanizado en caliente o acero al carbón con un recubrimiento anticorrosivo.
- En regiones de ambiente salino, la estructura debe de ser de aluminio anodizado o acero inoxidable.
- Puede contar con un sistema de ajuste  $\pm 15^\circ$  de acuerdo a la latitud del lugar.

8.1.2. El diseño y la construcción de la estructura que soporta la unidad de generación fotovoltaica y el sistema de fijación de módulos fotovoltaicos, deberá permitir las dilataciones térmicas necesarias, evitando transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

8.1.3. La estructura se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química.

### 8.2. INSTALACIÓN.

8.2.1 La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica debe ajustarse a la superficie de la instalación, ya sea horizontal o inclinada, y el método de anclaje deberá soportar las cargas de tracción, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción del viento.

8.2.2. La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.

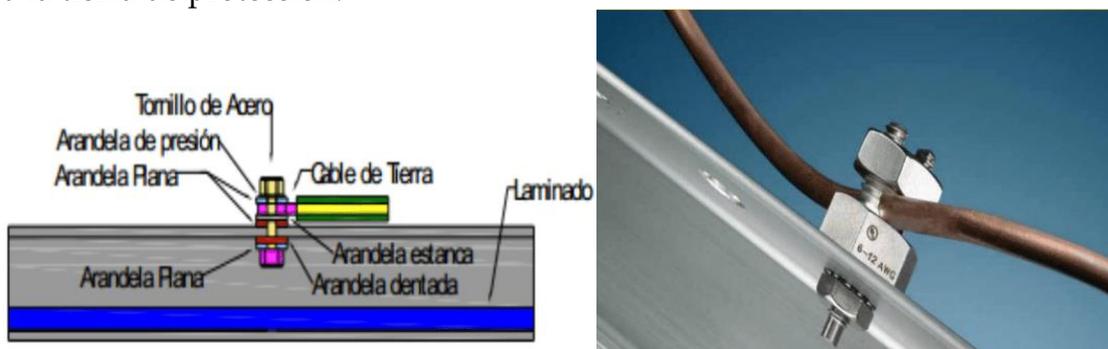


Figura 51. Aterrizamiento de las estructuras.

8.2.3. Se requiere que la estructura y cimentación tengan una vida útil de 20 años como mínimo.

**8.2.4. Para estructuras fijas, sin seguimiento, la inclinación del panel fotovoltaico debería ser igual a latitud del lugar  $\pm 5^\circ$  que es considerado el ángulo de diseño que maximiza la energía producida al año.**

8.2.5. La estructura se puede instalar sobre el terreno (suelo o piso) o sobre el techo o loza de una edificación. Para instalaciones sobre terreno se puede tener dos tipos de soportes: un solo punto de apoyo llamado tipo pedestal o poste; o varios puntos de apoyo. En ambos casos, los puntos de apoyo deben estar cimentados al piso, terreno, o techo.

8.2.6. Cuando el panel fotovoltaico se instale en una azotea de concreto armado con el techo horizontal, el “anclaje al techo”, la altura de la parte más baja del panel fotovoltaico, no debe ser inferior a 0.20 metros referenciado al nivel del techo.

8.2.7. El proveedor o instalador debe dar al usuario final un estudio de resistencia mecánica que garantice que el techo o la estructura de la edificación no cederá a la carga estática producida por el peso de los módulos.

8.2.8. Para techos inclinados orientados al sur, con un ángulo igual a la latitud del lugar  $\pm 5^\circ$ , el “anclaje al techo” puede ser tal que las “piernas” de soporte hagan que la superficie del panel fotovoltaico sea paralela a la superficie del techo y deben proveer una altura mínima de 0.20 m respecto del nivel del mismo, para permitir la ventilación de los módulos.

8.2.9. Si el ángulo de inclinación del techo no es igual a la latitud del lugar  $\pm 5^\circ$ , las “piernas” de la estructura deben proveer la inclinación de diseño para el panel fotovoltaico, considerando que la altura de la parte más baja del panel fotovoltaico, no debe ser inferior a 0.20 m.

8.2.10. Para techos inclinados no orientados al sur verdadero, el “anclaje al techo” debe diseñarse de tal manera que la estructura quede orientada al sur verdadero e inclinada al ángulo de diseño, manteniendo el requerimiento que la altura de la parte más baja del panel fotovoltaico, no debe ser inferior a 0.20 metros. En caso contrario, el proveedor debe justificar el ángulo seleccionado y entregar una memoria de cálculo del perfil mensual de generación de la energía durante un año.

8.2.11 En todos los casos en que el techo de una edificación no sea de concreto armado, se debe seleccionar el mejor sistema mecánico que permita sujetar firmemente las piernas del soporte a la estructura de la edificación correspondiente.

### 8.3. MONTAJE DE FIJACIÓN CON GRAPAS.

8.3.1. En los casos que se utilice grapas para el montaje de paneles fotovoltaicos se deberán considerar las grapas a instalar como lo muestra la figura.52.

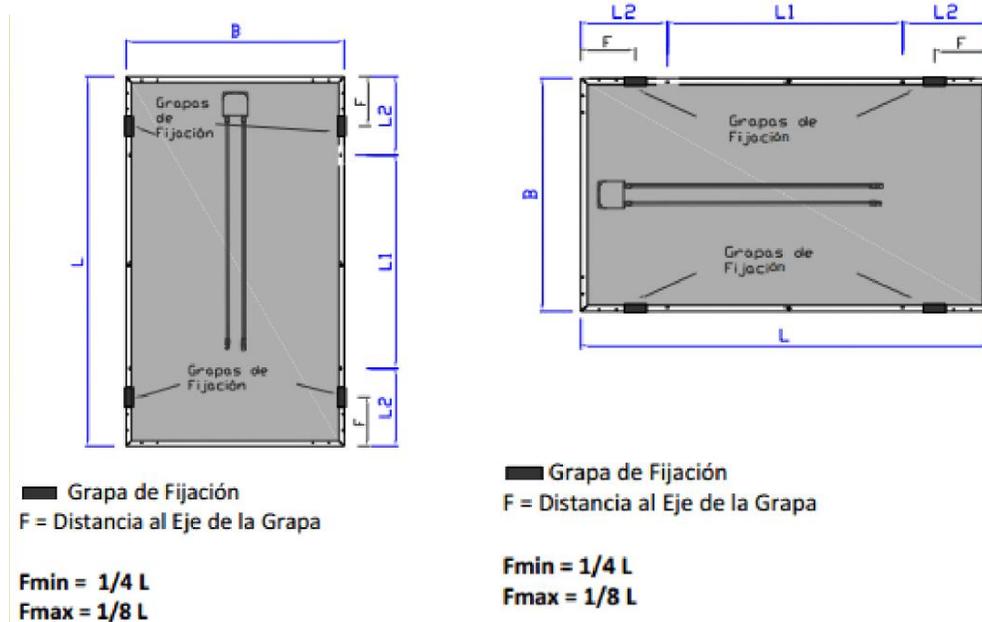


Figura 52. Montaje de las grapas.

8.3.2. En los casos que se utilice grapas para el montaje de módulos se deberán considerar los respectivos accesorios externos como los que se muestran en la figura 53.

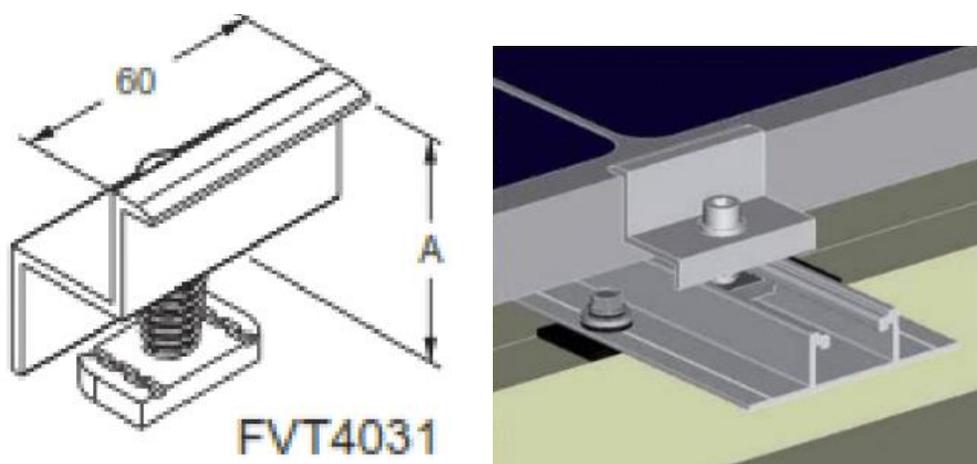


Figura 53. Montaje de accesorios externos.

8.3.3. En los casos que se utilice grapas para el montaje de módulos se deberán considerar los accesorios de parte media como lo muestra la figura 54.

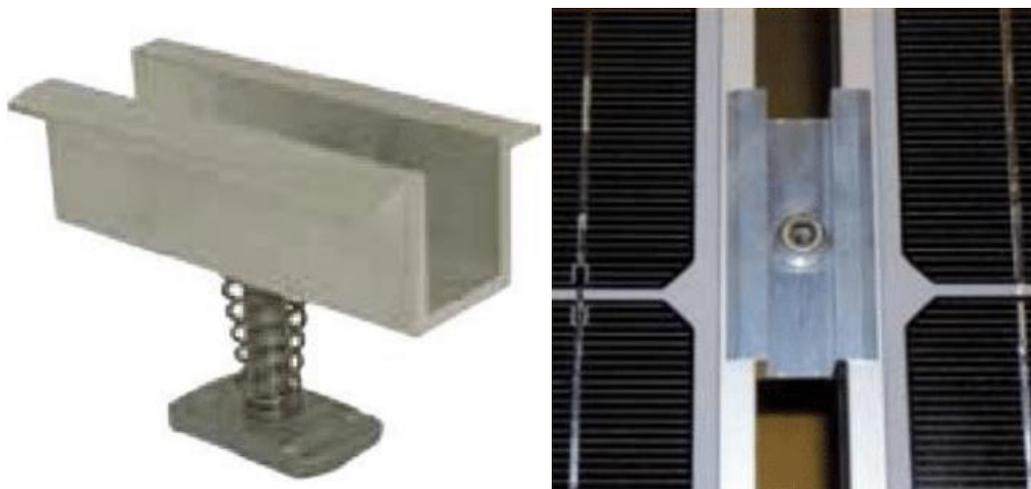


Figura 54. Montaje de accesorios parte media.

8.3.4. Se deberán seguir las recomendaciones que detallan los fabricantes o proveedores de las estructuras de montaje, respecto a la unión central de placas, uniones laterales, fijación entre perfiles longitudinales, etc.; garantizando la fijación y resistencia mecánica de las estructuras y paneles.

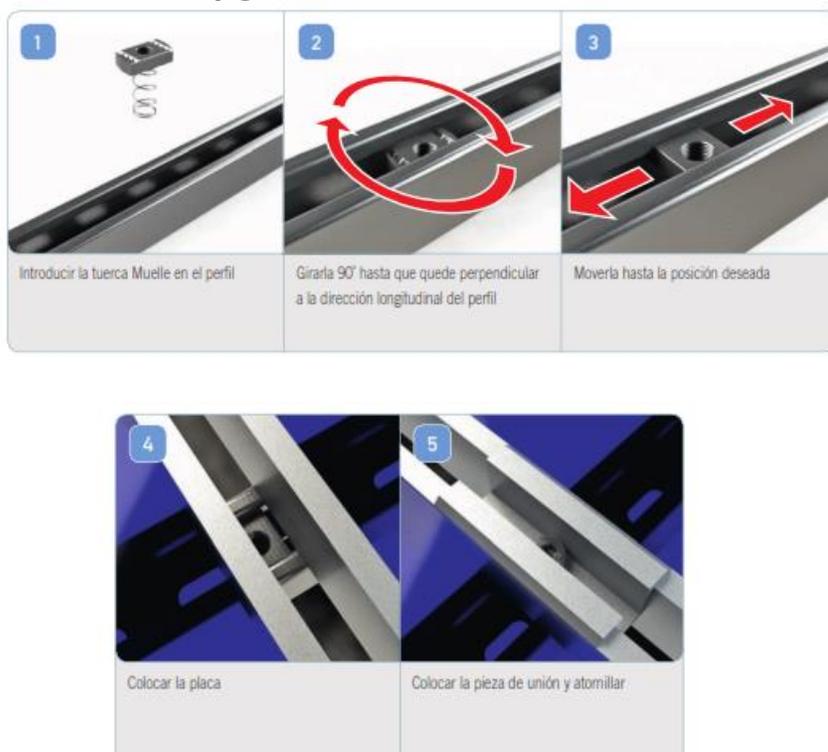


Figura 55. Ejemplo de montaje de unión central en placas.

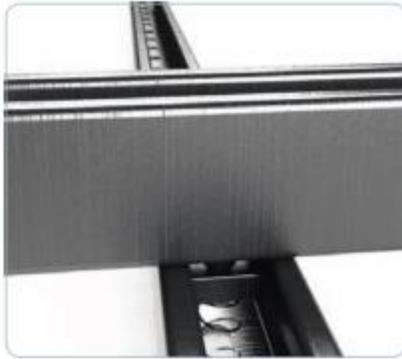


Figura 56. Ejemplo fijación de perfiles longitudinales y pórticos.



Figura 57. Ejemplo pasos para montaje lateral de paneles.

## 8.4. INSTALACIONES EN EL SUELO.

8.4.1 Las instalaciones fotovoltaicas dependen del entorno que las rodea, puesto que pueden mermar la capacidad productiva de la instalación. Por ello dependiendo de la posibilidad de existencia de hierbas, se clasifican las propuestas de instalación en función del tipo de suelo donde va la instalación, con materia orgánica o sin materia orgánica:

Instalaciones en el suelo sin materia orgánica: No es necesario elevar la estructura puesto que no existe la posibilidad de que crezcan hierbas que mermen el rendimiento.



Figura 58. Montaje de una estructura en el suelo sin materia orgánica.

Instalaciones en el suelo con materia orgánica: Se deberá elevar la estructura solar con micropilotes, zapatas longitudinales o transversales, o simplemente con la propia estructura. La altura recomendada depende del contenido en materia del suelo, pero la distancia mínima recomendada es 300 mm como mínimo.



Figura 59. Montaje una estructura en el suelo elevada con micropilotes.

## 8.5 INSTALACIONES EN CUBIERTA.

8.5.1. Para las instalaciones en cubierta se deberá conocer y demostrar que dicha cubierta está preparada para soportar las cargas de la propia estructura y de las acciones de viento, nieve o sismo para las que ha sido calculada.

8.5.2. Para instalaciones en cubierta metálica se deberá fijar la estructura en los nervios del panel sándwich y fijar un carril por encima que sirva de base para la estructura. Como la orientación de las estructuras depende de la posición de la nave y de la pendiente de la cubierta se aceptarán en algunos casos suplementar la pieza de sándwich con otra pieza para poder obtener el ángulo deseado.

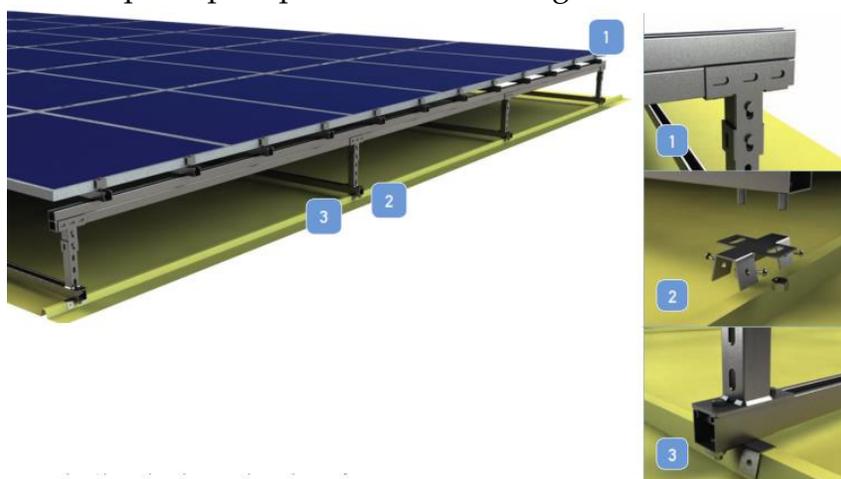


Figura 60. Estructura co-planar fijada en una cubierta sándwich.

8.5.3. En instalaciones en cubiertas planas la estructura deberá ser muy similar a las empleadas en las instalaciones en el suelo con materia no orgánica, pero el perfil que une las dos patas es con el que se deberá fijar la estructura a la cubierta.

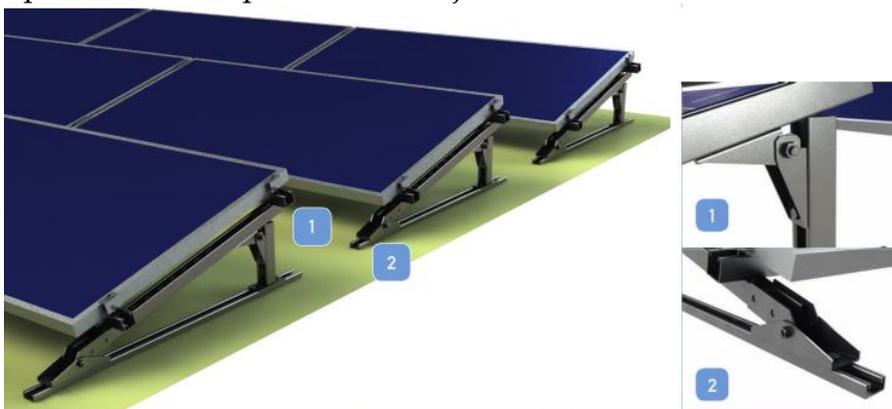


Figura 61. Estructura con una sola placa instalada en cubierta plana.

## CAPITULO 9. TABLEROS Y CAJAS.

9.1.1. Las cajas de empalme, combinación, etc. colocadas a la intemperie deben ser del tipo IP65 y estar certificadas para tal efecto.

9.1.2. Las cajas de conexiones deben instalarse de forma segura, fijadas mecánicamente a la pared, estructura o soporte y en sitios accesibles (a la vista y al alcance de la mano), con una distancia mínima hacia el suelo no inferior a 60 centímetros.

9.1.3. Las cajas de conexión y gabinetes utilizados deben estar certificados para su uso específico.

9.1.4. Todas las cajas de conexión deben sellarse de manera que se evite la entrada de humedad, agua, polvo, insectos o agentes extraños. Se debe conservar la hermeticidad IP65.

9.1.5. Las entradas de cables o tubería conduit a las cajas de conexión deben quedar selladas usando los conectores apropiados para ellos. Se debe conservar la hermeticidad IP65.

9.1.6. Exceptuando por la barra o bus para tierra física, todos los aditamentos o elementos de empalme, de seguridad, etc., que estén contenidos en una caja de conexión eléctrica o en las combiner box (según la sección [3.5.](#)) deben estar montados sobre una base aislante certificada para una tensión de 600 V o mayor con temperatura de operación de 75°C o mayor.

9.1.7. En la caja de conexión o combiner box (según la sección [3.5.](#)) se debe instalar: el interruptor que aísla el arreglo fotovoltaico del acondicionador de energía (Controlador, Acondicionador de energía o Inversor), las barras o bus de paralelismo positiva y negativa, el dispositivo protector contra corrientes de retorno, el dispositivo supresor contra descargas atmosféricas y la barra metálica o bus para un punto de puesta a tierra local o general, según sea el caso.

9.1.8 Los cables de entrada y salida en las cajas con conexiones eléctricas deben llegar o salir en canalizaciones usando conectores apropiados para dicha tubería que impidan la entrada de polvo, agua y animales.

## CAPÍTULO 10. BATERÍAS.

### 10.1. GENERALIDADES DE LOS ACUMULADORES.

10.1.1. Todos los acumuladores que formen parte de una unidad de generación deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos **listados**:

- **UL 1989**: Estándar para baterías en espera.
- **UL 2054**: Estándar para baterías domésticas y comerciales.

10.1.2. Las baterías de los sistemas solares fotovoltaicos se deben instalar de acuerdo con las disposiciones el artículo del NEC 480. Las celdas de la batería interconectadas deben considerarse como puestas a tierra cuando la fuente de alimentación fotovoltaica está instalada de acuerdo con la sección del [7.1](#).

10.1.3. De existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272-2 (requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 2, Baterías estacionarias).

### 10.2. BATERÍAS EN VIVIENDAS.

10.2.1. Tensión de funcionamiento. Las baterías de acumuladores para las viviendas deben tener sus celdas conectadas de modo que funcionen a menos de 50 voltios nominales. Las baterías de acumuladores de plomo ácido para viviendas no deben tener más de 24 celdas de 2 voltios conectadas en serie (48 voltios nominales).

10.2.2. Resguardo de las partes energizadas. Las partes energizadas de los sistemas de baterías para las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o del tipo de batería.

**NOTA.** Las baterías de los sistemas solares fotovoltaicos están sometidas a muchos ciclos de carga y descarga y suelen requerir de un mantenimiento frecuente, como comprobar el electrolito y limpiar las conexiones.

10.2.3. **Fusibles limitación de corriente**. Cuando la corriente disponible de cortocircuito de una batería o banco de baterías sea mayor que el valor nominal de interrupción o de resistencia de los demás equipos instalados en el circuito, en cada uno de los circuitos adyacente que tengan conexión con las baterías (o banco de baterías) se debe instalar un dispositivo listado, de protección contra sobrecorriente limitador de corriente. La instalación de fusibles limitadores de corriente debe cumplir lo establecido en la sección [4.2](#).

10.2.4. Cajas no conductoras de las baterías y bastidores conductores. Las baterías de plomo ácido, ventiladas y con más de 24 celdas de 2 voltios conectadas en serie (48 voltios nominales), no deben usar ni estar instaladas en cajas conductoras. Se permitirán los bastidores conductores utilizados para el soporte de las cajas no conductoras cuando ningún material del bastidor esté a una distancia no mayor a 150 mm (6 pulgadas) de las partes superiores de las cajas no conductoras.

Este requisito no se debe aplicar a ningún tipo de batería de plomo ácido, con válvula de regulación (VRLA) o cualquier otro tipo de baterías selladas que puedan necesitar de cajas de acero para su correcto funcionamiento.

10.2.5. Desconexión de los circuitos de baterías en serie. Los circuitos de baterías sujetos a mantenimiento en campo, cuando están conectadas en serie más de 24 celdas de 2 voltios (48 voltios nominales), deben tener medios que desconecten las cadenas conectadas en serie en segmentos de 24 celdas o menos, para el mantenimiento por parte de personas calificadas. No se permitirán desconectivos atornillados ni enchufables de desconexión sin carga.

10.2.6. Medio de desconexión para el mantenimiento de las baterías. Las instalaciones de baterías donde existen más de 24 celdas de 2 voltios conectadas en serie (48 voltios nominales), deben tener un medio de desconexión, accesible sólo a personas calificadas, que desconecte el conductor o conductores del circuito puestos a tierra en el sistema eléctrico de la batería para su mantenimiento.

Este medio de desconexión no debe desconectar el conductor o conductores del circuito puestos a tierra para el resto del sistema eléctrico fotovoltaico. Se permitirá usar como medio de desconexión un interruptor sin valor nominal de desconexión bajo carga.

10.2.7. Sistemas de baterías de más de 48 voltios. En los sistemas fotovoltaicos donde el sistema de baterías consta de más de 24 celdas de 2 voltios conectadas en serie (48 voltios nominales), se permitirá que el sistema de baterías funcione con conductores no puestos a tierra, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Los circuitos de salida y de la fuente del arreglo fotovoltaico deben cumplir con la sección [7.1](#).
- b) Los circuitos de carga de C.C. y de C.A. deben estar puestos a tierra sólidamente.
- c) Todos los conductores principales no puestos a tierra del circuito de entrada/salida de las baterías deben tener desconectado interruptor y protección contra sobrecorriente.
- d) Se debe instalar un detector y un indicador de fallas a tierra para monitorear las fallas a tierra en el banco de baterías.

10.2.8. Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.

### **10.3. CONTROL DE CARGA.**

10.3.1. Generalidades. Deben instalarse equipos que controlen el proceso de carga de las baterías. No se exigirá control de carga cuando el diseño del circuito de la fuente fotovoltaica corresponda con los requisitos de corriente de carga y tensión nominal de las celdas de batería interconectadas, y la corriente máxima de carga multiplicada por 1 hora sea inferior al 3 por ciento del valor nominal de la capacidad de la batería expresada en amperios-hora o como lo recomiende el fabricante de la batería. Todos los medios de ajuste para el control del proceso de carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas.

*NOTA: Algunos tipos de batería tales como las de plomo ácido regulados por válvula o de níquel-cadmio pueden experimentar una falla térmica al sobrecargarse.*

### **10.4. CONTROLADOR DE CARGA POR DESVIACIÓN.**

10.4.1. Medio único de regulación del proceso de carga. Un sistema de alimentación fotovoltaico que utilice un controlador de carga por desviación como el único medio de regulación del proceso de carga de una batería debe estar equipado con un segundo medio independiente para prevenir la sobrecarga de la batería.

10.4.2. Circuitos con controlador de carga por desviación de corriente continua y carga de desviación: los circuitos que tengan un controlador de carga por desviación de C.C. y una carga de desviación de C.C. deben cumplir las siguientes condiciones:

- a) La corriente nominal de la carga de desviación debe ser menor o igual a la corriente nominal del controlador de carga por desviación. La tensión nominal de la carga de desviación debe ser mayor que la tensión máxima de la batería. El valor nominal de la carga de desviación debe ser por lo menos del 150 por ciento del valor nominal del arreglo fotovoltaico.
- b) La ampacidad del conductor y el valor nominal del dispositivo contra sobrecorriente para este circuito debe ser por lo menos del 150 por ciento de la corriente nominal máxima del controlador de carga por desviación.
- c) Cuando la corriente disponible de cortocircuito de una batería o banco de baterías de un sistema solar fotovoltaico sea mayor que la capacidad nominal de interrupción o la de soporte de los demás equipos instalados en el circuito, en cada uno de los circuitos y cerca de las baterías se debe instalar un dispositivo limitador de corriente o dispositivo de protección contra sobrecorriente.

10.4.3. Sistemas fotovoltaicos que usan inversores interactivos con la red distribución eléctrica: Los sistemas de alimentación fotovoltaica que usan inversores interactivos con la red de distribución eléctrica para controlar el estado de carga de la batería desviando el exceso de potencia en el sistema de la compañía de electricidad, deben cumplir con los numerales a y b:

- a) No se exigirá que estos sistemas cumplan con la sección del [10.4.2](#). Los circuitos para regulación de la carga deben cumplir con los requisitos de las secciones [4.1](#), [4.2](#), y [5.3](#).
- b) Estos sistemas deben tener un segundo medio independiente para el control del proceso de carga de la batería para utilizarlo cuando la compañía de electricidad no está presente o cuando el controlador primario de carga falle o esté inhabilitado.

10.4.4. Deberán instalarse equipos que indiquen el estado de carga de las baterías. Todos los medios de ajuste para control del estado de la carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas.

## **10.5 INTERCONEXIONES DE LAS BATERÍAS.**

10.5.1. Dentro de los envolventes (enclosures) de las baterías se permitirá instalar cables flexibles, como se identifican en el Artículo NEC 400, de calibre 2/0 AWG y mayores, desde los terminales de las baterías hasta las cajas de empalmes cercanas, donde ellas se deben conectar con los métodos de alambrado aprobados. También se permitirá conectar cables flexibles para baterías entre las baterías y las celdas dentro del envolventes (enclosures) de las baterías. Dichos cables deben estar listados para uso pesado y estar identificados como resistentes a la humedad.

10.5.2. Los cables flexibles de alambres finos trenzados únicamente se deben usar con terminales, terminales del tipo lengüeta, dispositivos y conectores listados y marcados para tal uso.

**10.5.3 Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 A/h, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.**

## CAPÍTULO 11. SISTEMAS CONECTADOS A LA RED Y A OTRAS FUENTES DE ENERGÍA.

### 11.1. GENERALIDADES PARA LA CONEXIÓN A OTRAS FUENTES.

11.1.1. La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno.

11.1.2. Desconectivo de carga: Los sistemas fotovoltaicos que tenga conexión con otras fuentes de energía (la red de distribución u otras fuentes de generación), deberán tener medios de desconexión los cuales desconecten todas las fuentes cuando están en la posición de apagado (OFF). La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento.

11.1.3. Equipo interactivo identificado: En sistemas fotovoltaicos con conexión a la red u otras fuentes (interactivos) sólo se permitirán inversores y módulos de C.A. (conjunto módulos con micro inversores) listados e identificados como interactivos (listados para interconexión con la red eléctrica de distribución u otras fuentes de generación).

11.1.4. Desconexión automática por pérdida de potencia en un sistema interactivo: Un inversor o un módulo de C.A. de un sistema fotovoltaico solar interactivo debe desenergizar automáticamente su salida a la red de distribución eléctrica a la cual está conectada, cuando haya una pérdida de tensión en dicho sistema y debe permanecer en tal estado hasta que se restablezca la tensión de la red de distribución de energía eléctrica.

Un sistema solar fotovoltaico conectados a la red, no puede operar sin la presencia de señal en la red,

Excepción: Se permitirá que un sistema solar fotovoltaico normalmente interactivo, opere como un sistema autónomo (en ausencia de red) para alimentar cargas que han sido desconectadas de la red de distribución de energía eléctrica si se utiliza un segundo inversor del tipo Isla (listado para tal aplicación) para continuar operando al fallar el suministro de la distribuidora, y el sistema solar fotovoltaico deberán estar eléctricamente aislados de la red de distribución mediante el desconectivo de carga especificado en la sección [11.1.2.](#)

## 11.2. AMPACIDAD DEL CONDUCTOR DEL NEUTRO.

Si la salida de un inversor monofásico bifilar está conectada al conductor del neutro y a un conductor activo (conductor de fase portador de corriente, no puesto a tierra) de un sistema trifilar o de un sistema trifásico tetrafilar conectado en estrella, **la carga máxima conectada entre el conductor del neutro y el conductor de fase, más el valor nominal de salida del inversor, no debe superar la ampacidad del conductor del neutro.**

Se permitirá que el conductor de neutro usado únicamente para instrumentación (por ejemplo, para detección de tensión o detección de fase), y conectado a un inversor monofásico o un inversor trifásico interactivo de una compañía de electricidad esté dimensionado para una ampacidad menor a la de otros conductores portadores de corriente y **debe ser dimensionado igual o de mayor calibre que el conductor de puesta a tierra de equipos.**

## 11.3. INTERCONEXIONES DESEQUILBRADAS.

(A) Monofásico. Los inversores monofásicos para sistemas fotovoltaicos y los módulos de C.A. en sistemas solares fotovoltaicos interactivos, no se deben conectar a un sistema trifásico a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se puedan causar tensiones significativamente desequilibradas.

(B) Trifásico. Los inversores trifásicos y los módulos trifásicos de C.A. en los sistemas interactivos, deben desenergizar automáticamente todas las fases cuando se presente una pérdida o desequilibrio de la tensión en una o más fases, a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se pueda causar un desequilibrio significativo de las tensiones.

Para ambos casos tanto (A) y (B) el desequilibrio en tensión considerado no deberá ser mayor al 3%.

## 11.4. PUNTO DE CONEXIÓN O PUNTO DE ACOPLAMIENTO COMÚN.

Para garantizar la seguridad y flexibilidad en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red, un interruptor general del sistema fotovoltaico indicado como 1 para aislar la instalación fotovoltaica de la red, y otro dispositivo de desconexión deberá ir ubicado en el empalme o punto de conexión a la red de distribución indicado como 2, el cual se muestra en las figuras 62 y 63.

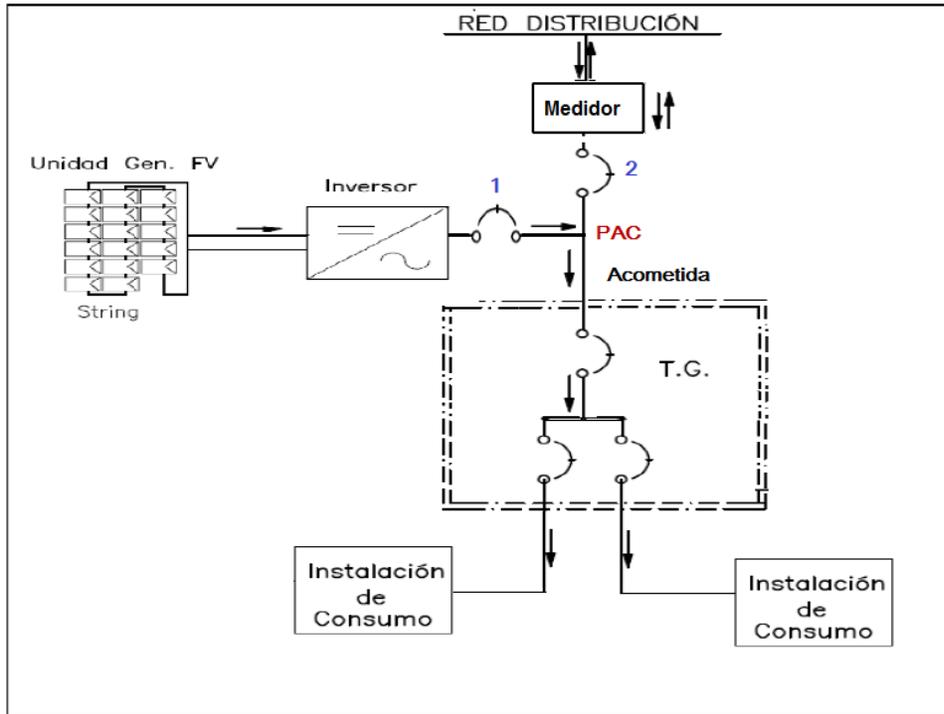


Figura 62. Representación del punto de conexión en lado de alimentación.

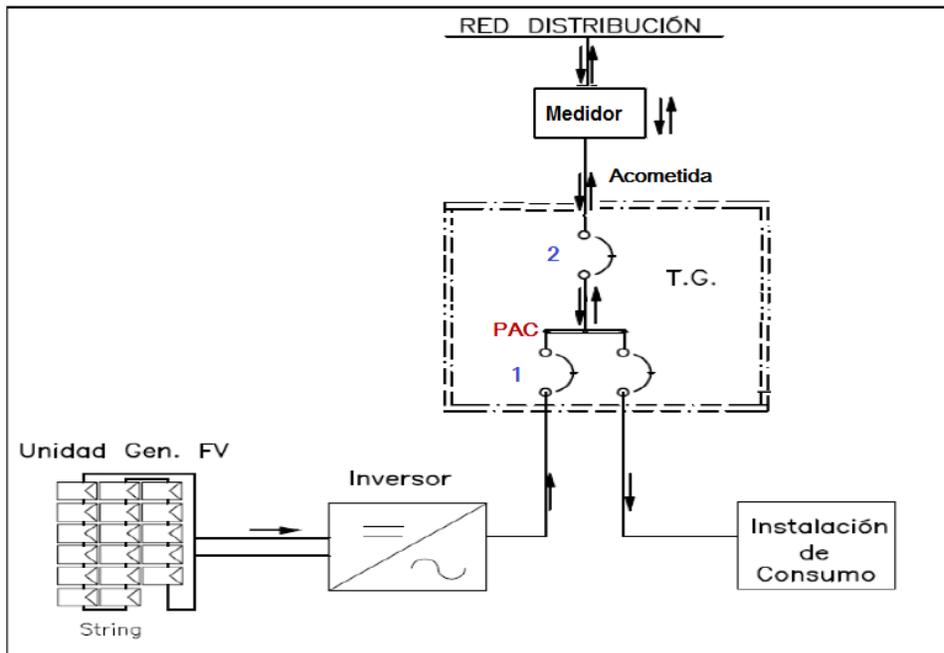


Figura 63. Representación del punto de conexión en lado de la carga.

La salida de un inversor interactivo con interconexión a la red de distribución, se debe conectar tal como se indica en las secciones (A) o (B) a continuación:

**(A) Lado de la alimentación.** Se permitirá que la salida de un inversor interactivo con la red de distribución eléctrica, esté conectada al lado de la alimentación del medio de desconexión de la acometida.

**(B) Lado de la carga.** Se permitirá que la salida de un inversor interactivo con la red de distribución eléctrica se conecte al lado de la carga de los medios de desconexión de la acometida, en cualquier equipo, panel o tablero de distribución del inmueble. Cuando los equipos de distribución, incluidos los tableros principales, subtableros o paneles de distribución en general, sean alimentados simultáneamente por una o más fuentes primarias de electricidad (como la red distribución) o por uno o más inversores interactivos, y cuando este equipo de distribución sea capaz de alimentar a múltiples circuitos de derivación (ramales) o alimentadores, o ambos; las disposiciones de interconexión para dichos inversores interactivos deberán cumplir con los puntos del (1) al (6) siguientes:

(1) Desconexión y protección contra sobrecorriente. Cada interconexión de una fuente se deberá hacer a través de un medio de desconexión con fusibles o un interruptor automático.

(2) Valor nominal del conductor o de la barra conductora del tablero. El valor nominal de la barra conductora o del conductor se debe determinar en base a la capacidad instalada de las cargas conectadas. La suma de las corrientes nominales de los dispositivos contra sobrecorriente en los circuitos que suministran energía a un juego de barras o un conductor no debe exceder el 120 por ciento de la capacidad nominal del juego de barras o del conductor de alimentación del tablero. En sistemas con tableros conectados en serie al punto de interconexión, todas las barras conductoras y conductores no deberán ser menores a la capacidad nominal del primer dispositivo de sobrecorriente conectado directamente a la salida del inversor(es) interactivo.

(3) Protección contra fallas a tierra. Se deberá instalar protección diferencial de falla a tierra según se especifica en la sección [4.8.2](#). El punto de acoplamiento común debe estar en el lado de la línea (lado de alimentación) de todos los equipos de protección contra fallas a tierra.

Excepción: Se permitirá hacer la conexión al lado de la carga de la protección contra fallas a tierra, siempre que haya protección contra fallas a tierra para los equipos, desde todas las fuentes de corriente de fallas a tierra. Los dispositivos de protección contra fallas a tierra usados con alimentaciones conectadas a los terminales del lado de la

carga deben estar identificados y listados como adecuados para retroalimentación (bidireccionales).

Nota informativa: Retroalimentación: se refiere cuando la corriente fluye en la dirección opuesta a su flujo habitual o cuando hay voltaje en un conductor o equipo asociado después de haber sido desconectado de su fuente normal.

(4) Marcado. Los equipos que tengan dispositivos de protección contra sobrecorriente en los circuitos de alimentación a una barra colectora o conductor alimentados desde fuentes múltiples de energía deben estar marcados indicando la presencia y direcciones del flujo de corriente de todas las fuentes.

(5) Protecciones adecuadas para retroalimentación. Los interruptores automáticos, si están retroalimentados, deben ser adecuados para dicho funcionamiento.

(6) Conexión de salida del inversor. La salida del inversor se podrá conectar en lado de la carga al menos que el panel de distribución tenga un valor nominal no inferior a la suma de las corrientes nominales de todos los dispositivos contra sobrecorriente que lo alimentan.

## 11.5. MEDIDOR.

Las instalaciones eléctricas de inmuebles que cuenten con generadores fotovoltaicos conectados a la red, deberán contar con un equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo certificado de calibración y exactitud de medida en ambos sentidos, realizado por una empresa calificada, con el propósito de garantizar el correcto registro del consumo e inyección para la correspondiente facturación por parte de la empresa distribuidora. La precisión requerida para el sistema de medición (Transformadores de corriente y potencial y medidores de estado sólido), será conforme lo establecido en la Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución emitida por SIGET, el cual se presenta a continuación:

EXACTITUDES DE LOS EQUIPOS DE MEDICION	
EQUIPO	EXACTITUD (%)
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de Corriente	0.3
Transformador de Potencial	0.3

Tabla 12. Exactitudes requeridas para equipo de medición. Ref. SIGET.

El medidor bidireccional debe instalarse entre el punto de interconexión con la red de distribución y el tablero de general de la instalación según se muestra en las figuras 62 y 63. El medidor podrá ser instalado por el propietario o la empresa distribuidora, lo cual quedará acordado por ambas partes según los términos de contratación correspondientes.

El medidor deberá tener las siguientes características:

- Debe ser un medidor electrónico, con display visible.
- La capacidad del medidor deberá ser superior a la capacidad de carga nominal instalada y tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico.
- Puede ser de 1, 2 o 3 fases y rango de 120 a 240 Voltios de acuerdo a la acometida y contrato de servicio correspondiente.
- Contar con un gabinete grado IP65 o superior si es que es colocado a la intemperie, y poseer conexión a tierra.

## CAPÍTULO 12. CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA SISTEMAS AUTÓNOMOS.

### 12.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.

12.1.1. Los sistemas autónomos no deberán tener interacción con la red de distribución eléctrica (deberán estar aislados de la red). No deberán tener ningún tipo de conexión eléctrica directa con la red de distribución y su funcionamiento será exclusivamente para el suministro de energía a cargas eléctricas.

12.1.2. Los sistemas fotovoltaicos autónomos deberán suministrar la magnitud, conexión y tipo de voltaje adecuado para las cargas a las que suministre alimentación; para las cargas de C.C. se deberá hacer mediante un controlador o regulador de carga listado, y para cargas las cargas C.A. mediante un inversor listado para sistemas fotovoltaicos autónomos según se muestra en la imagen a continuación.

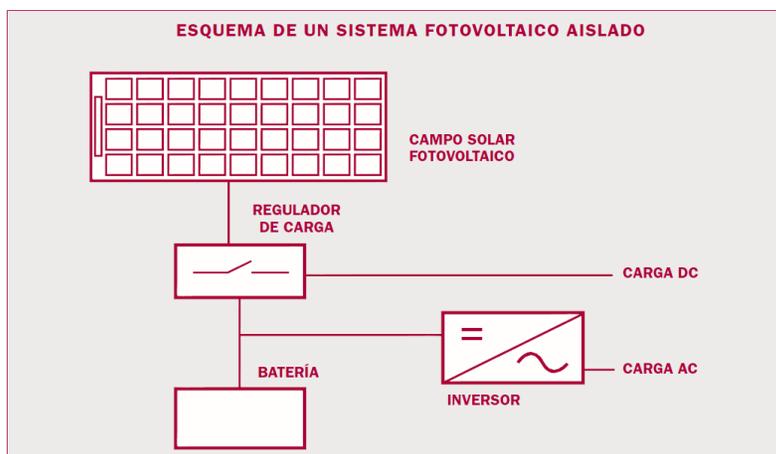


Figura 64. Esquema de sistema fotovoltaico autónomo.

12.1.3. Inversor. Los inversores a utilizar en sistemas autónomos deberán ser listados e identificados para sistemas fotovoltaicos autónomos. Se permitirá que la salida de C.A. desde un(os) inversor(es) autónomo(s) suministre alimentación de C.A. a los medios de desconexión del edificio o instalación a niveles de corriente inferiores a la carga calculada conectada a ese dispositivo de desconexión. La potencia nominal de la salida del inversor o el valor nominal de una fuente de energía alternativa debe ser igual o mayor que la carga que representa el equipo individual más grande conectado al sistema. Las cargas de iluminación general calculadas no se considerarán como una carga individual.

12.1.4. Los conductores del circuito entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o instalación deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor de acuerdo con la sección 5.3. Estos conductores deben protegerse de sobrecorrientes de acuerdo con la sección 4.2. Dicha protección debe

ubicarse en la salida del inversor. En todas las instalaciones, el valor nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente conectado a la salida del inversor debe ser menor que el valor nominal de la barra conductora del neutro en el equipo de acometida.

12.1.5. Controlador o Regulador de carga. En sistemas fotovoltaicos autónomos se deberá utilizar reguladores de carga listados e identificados para sistemas fotovoltaicos autónomos. Se permitirá que la salida del regulador suministre alimentación a cargas de C.C. y que a la vez tenga la función de controlar la carga del sistema de baterías, según se especifica en las secciones [10.3](#) y [10.4](#).

12.1.6. La capacidad de corriente nominal del controlador de carga debe ser 1.25 veces mayor que la corriente de cortocircuito del arreglo de paneles fotovoltaicos conectados en su entrada, y deberá de ser 1.25 veces mayor que la corriente nominal de la carga de C.C. y C.A. alimentar.

12.1.7. El voltaje mínimo en la entrada del regulador o controlador de carga (entrada de paneles) deberá ser menor que el voltaje mínimo de Voc del arreglo de paneles conectados a dicho equipo, y el voltaje máximo en la entrada de paneles del regulador deberá ser superior al Voc máximo del arreglo de paneles conectados a dicho equipo.

12.1.8. Se deberán instalar descargadores de sobretensión a la entrada y a la salida del regulador de carga con base a los criterios aplicables establecidos en la sección [4.4](#).

12.1.9. El dispositivo de protección contra sobrecorriente a la salida del regulador debe de dimensionarse con base al valor nominal de corriente del regulador considerando los criterios de la sección [12.1.6](#). Dicha protección debe ubicarse en la salida del regulador. La ampacidad de los conductores de los circuitos de salida del regulador deberá ser mayor que el valor nominal de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente correspondiente.

## CAPÍTULO 13. CONSIDERACIONES PARA MÓDULOS DE CORRIENTE ALTERNA.

### 13.1. MÓDULOS DE CORRIENTE ALTERNA.

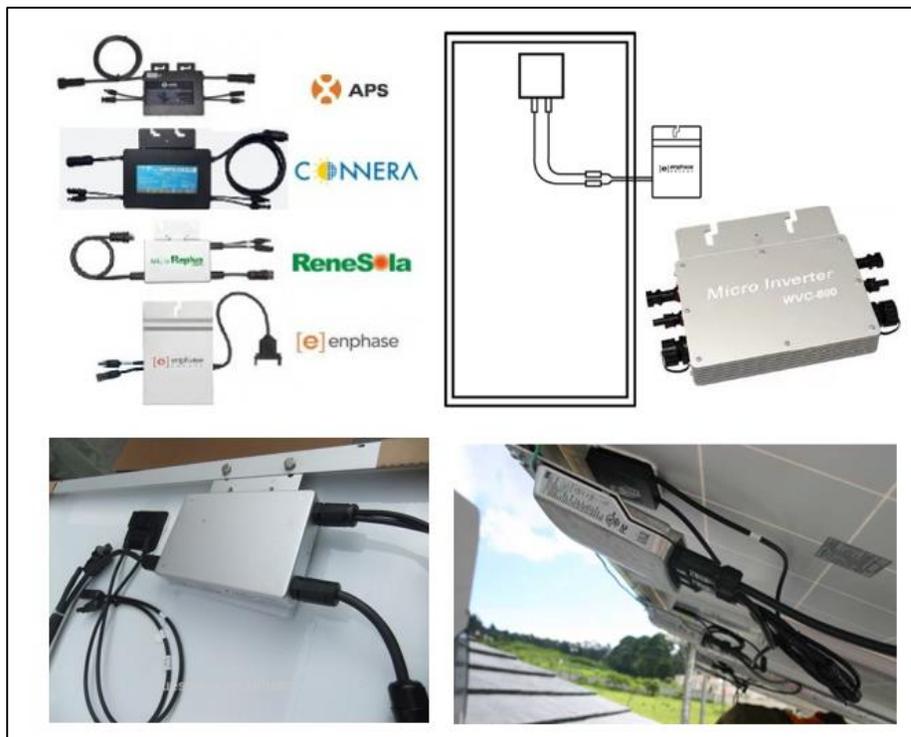


Figura 65. Ejemplo de microinversores.

13.1.1. Circuitos de una fuente fotovoltaica. Para los módulos de C.A., no se deben aplicar los requisitos de esta norma relacionados con los circuitos de una fuente fotovoltaica. El circuito de una fuente fotovoltaica, los conductores e inversores deben considerarse como alambrado interno de un módulo de C.A.

13.1.2. Circuito de salida del inversor. La salida de un módulo de C.A. debe considerarse como circuito de salida del inversor.

13.1.3. Medios de desconexión. Se permitirá un solo medio de desconexión, para la salida de C.A. combinada (ramal de C.A.) de uno o más módulos de C.A. Adicionalmente, cada módulo de C.A., en un sistema de múltiples módulos de C.A., debe ser suministrado con un medio de desconexión de los tipos terminal, atornillado o con conector.

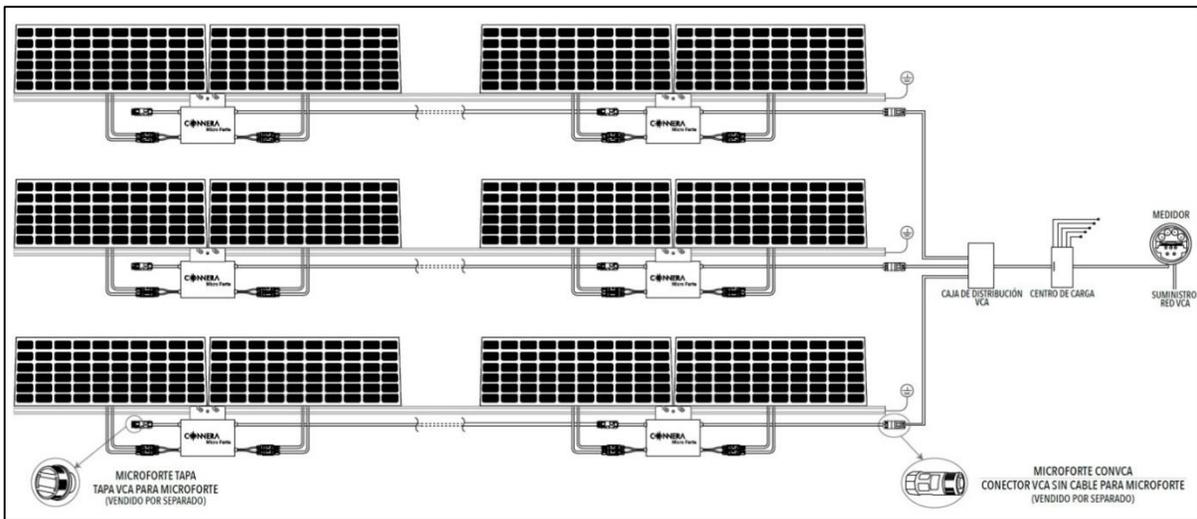


Figura 66. Ejemplo de medios de desconexión de microinversores a través de conectores.

13.1.4. Detección de fallas a tierra. Se permitirá que los sistemas de módulos de corriente alterna con conexión a la red usen un solo dispositivo de detección para detectar sólo fallas a tierra de C.A. y que permita desactivar el arreglo quitando la alimentación corriente alterna de los módulos de CA. Para sistemas con conexión a la red cada ramal CA se conectará a un diferencial tipo A, de 30 mA.

13.1.5. Protección contra sobrecorriente. Se permitirá que los circuitos de salida de los módulos de C.A. tengan protección contra sobrecorriente conforme a los criterios aplicables a la salida de inversor en la sección 4.2., y el dimensionamiento de los conductores se haga de acuerdo con la sección 5.3.

13.1.6. Conexión de microinversores. La conexión entre los paneles y microinversores se realizará conforme lo especifique el fabricante, y se conectará hasta el máximo número especificado por el fabricante. En ningún caso se deberá instalar la capacidad en módulos fotovoltaicos que superen la capacidad nominal de potencia que soporta un microinversor. La conexión en paralelo de microinversores formando circuitos de corriente alterna será conforme a lo especificado en la sección 3.4.

## CAPÍTULO 14. REQUISITOS DE CERTIFICACIÓN DE EQUIPOS FOTOVOLTAICOS.

14.1.1. Todas y cada una de las partes y componentes del sistema fotovoltaico deben cumplir y satisfacer los requerimientos de las Normas Internacionales aplicables en su caso, con respecto a su fabricación, desempeño y seguridad, por lo que deben estar evaluados técnicamente respecto de la conformidad y ostentar el certificado de cumplimiento emitido por un Organismo Nacional de Certificación de acuerdo a la normatividad correspondiente, o bien por un Organismo Internacional de Certificación perteneciente al Sistema de Conformidad de Pruebas y Certificados de Equipo Eléctrico (IECEE), que forma parte de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnical Commission).

14.1.2. Módulos y paneles fotovoltaicos deberán estar certificados por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
IEC 61215 (cristalina) IEC 61646 (película fina) IEC 61730	EN 61215 y EN 61730 EN 61646 y EN 61730	UL 1703

14.1.3. Módulos y montajes de concentración fotovoltaica (aceptación del diseño y aprobación de tipo) deberán estar certificadas por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
IEC 62108	EN 62108	UL-SU 8703

14.1.4. Caja de combinación deberán estar certificadas por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
IEC 50548	EN 50548	

14.1.5. Inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión para su uso con recursos energéticos distribuidos deberán estar certificadas por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
IEC 62109	EN 62109	UL 1741

14.1.6. Cableado fotovoltaico deberán estar certificado por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
		UL-SU 4703 UL 854 Cables de Entrada de Acometida USE-2

14.1.6. Caja de conexiones deberán estar certificadas por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
		UL 1741

14.1.7. Fusibles deberán estar certificados por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
		UL 248

14.1.8. Conectores fotovoltaicos deberán estar certificadas por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
	EN 50521	UL-SU 6703

14.1.9. Los métodos de cableado y montaje se evalúan junto con los módulos fotovoltaicos para conocer su resistencia al impacto deberán estar certificados por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
		Código eléctrico nacional estadounidense (NEC), capítulo 6, artículo 690

14.1.8. Conectores fotovoltaicos deberán estar certificadas por al menos uno de los siguientes estándares listados.

		
	UNE EN 50272-2	UL 1989 UL 2054

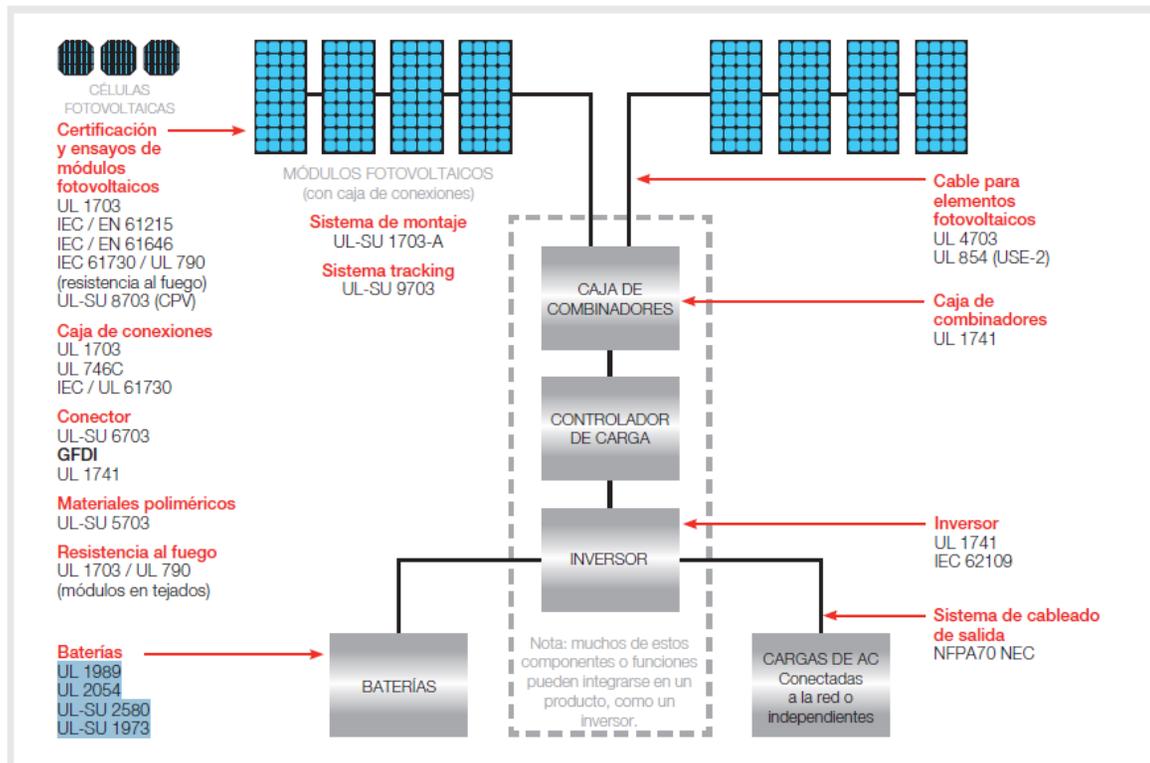


Figura 67. Resumen de estándares para los diferentes equipos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas.

## CAPÍTULO 15. DISPOSICIONES OPERATIVAS.

### 15.1. DISPOSICIONES OPERATIVAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.

15.1.1. Toda instalación de un sistema fotovoltaico deberá ejecutarse de acuerdo a un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.

15.1.2. El funcionamiento de las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, no deberá provocar en la red distribución averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, calidad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la presente norma.

**15.1.3. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico no deberán mantener tensión en la línea de distribución, ni dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.**

**15.1.4. En el caso de que una instalación de un sistema fotovoltaico se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución, se aplicará las disposiciones de la Normativa de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución de SIGET.**

15.1.5. La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1.5kV. Los equipos, elementos y accesorios eléctricos utilizados en la unidad de generación fotovoltaica deben ser diseñados para soportar la tensión máxima generada por ella y ser adecuados para trabajar en corriente continua.

15.1.6. Durante todo el período de explotación u operación de las instalaciones eléctricas, sus propietarios u operadores deberán conservar los diferentes estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las mismas y sus modificaciones, como asimismo los registros de las auditorias, certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto, todo lo cual deberá estar a disposición de la Superintendencia y la empresa distribuidora.

15.1.7. En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación, se podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la presente instrucción técnica, siempre que

se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello el interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia, la empresa distribuidora y el usuario final.

15.1.8. La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.

15.1.9. Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

15.1.10. Los conductores o cables de la unidad de generación fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, string e inversor deberán ser seleccionados e instalados de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra o de cortocircuito.

## 15.2. PARÁMETROS DE CALIDAD DE ENERGÍA.

15.2.1. Los sistemas de generación fotovoltaica, deberán cumplir con las exigencias de calidad del suministro y parámetros eléctricos mínimos requeridos en la *Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución emitida por SIGET*, en lo concerniente a los requerimientos de factor de potencia, regulación de voltaje, flicker y distorsión armónica, los cuales se detallan en las tablas a continuación:

RANGO	F.P.
Usuarios con potencias superiores a 10 kW	0.90

Tabla 13. Límites de Factor de Potencia admitido.

NIVEL DE TENSIÓN	$\Delta V_k$		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja Tensión ( $\leq 600$ V)	$\pm 7\%$	$\pm 8\%$	$\pm 8.5\%$
Media Tensión ( $600V < V < 115kV$ )	$\pm 6\%$	$\pm 7\%$	$\pm 8.5\%$

Tabla 14. Límites permisibles de Tensión.

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2+1.3*25/n$				
<b>LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL = 8 %</b>					

Tabla 15. Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión.

Orden de la armónica (n)	Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW
	Intensidad de la Componente Armónica (amperios)	Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28
	7	1.54
	11	0.66
	13	0.42
	17	0.26
	19	0.24
	23	0.20
	25	0.18
>25	$4.5/n$	$0.2+0.8*25/n$
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.60
	9	0.80
	15	0.30
	21	0.21
	>21	$4.5/n$
Órdenes pares	2	2.16
	4	0.86
	6	0.60
	8	0.46
	10	0.37
	12	0.31
>12	$3.68/n$	0.3
<b>Distorsión Armónica Total de Corriente (%)</b>		<b>20</b>

Tabla 16. Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión.

Carga (SI) kW	Pst
<b>Tensión: (≤ 600 V)</b>	
SI ≤ 20	1.00
20 < SI ≤ 30	1.26
30 < SI ≤ 50	1.58
SI > 50	1.86
<b>Tensión: (600 &lt; V ≤ 115 kV)</b>	
SI / Scc ≤ 0.005	0.37
0.005 < SI / Scc ≤ 0.02	0.58
0.02 < SI / Scc ≤ 0.04	0.74
SI / Scc > 0.04	0.80

Tabla 17. Límites para flicker generado por el usuario.

### 15.3. PRUEBAS DE SEGURIDAD, OPERACIÓN E INSPECCIÓN

15.3.1. Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad y operación de la instalación del generador fotovoltaico, las cuales deberán ser documentadas a través de un informe de ensayos del generador fotovoltaico, que contenga como mínimo los ensayos y la información que se detallada a continuación:

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO				VERIFICACIÓN INICIAL			
Dirección de Instalación				Referencia			
				Fecha			
Descripción de los trabajos bajo prueba				Instalador			
				Nº Licencia			
Nº de String				1	2	3	
Generador	Modulo Tipo						
	Cantidad						
Parámetros del generador (Según este especificado )	Potencia (kW)						
	Voc (Stc)						
	Isc (stc)						
	I <sub>max</sub> Inversa Modulo						
Dispositivo de protección de sobrecorriente de String	Tipo						
	Valor (A)						
	Voltaje máx. CC (V)						
	Capacidad (kA)						
Conductor lado CC	Tipo						
	Positivo (mm <sup>2</sup> )						
	Negativo (mm <sup>2</sup> )						
	Tierra (mm <sup>2</sup> )						
	Voltaje máx. CC (V)						
Ensayo de polaridad	Capacidad (A)						
	Tensión Prueba (V)						
Resistencia de aislamiento	Positivo - Tierra (MΩ)						
	Negativo - Tierra (MΩ)						
Continuidad de conductor tierra/estructura							
Seccionador funcionan correctamente							
Protecciones AC	Diferencial AC			Protección AC			
	Tipo				Marca		
	Corriente residual (mA)				Corriente nominal (A)		
	Corriente nominal (A)				Capacidad (KA)		
	Prueba de Test				Tipo (monopolar o tripolar)		
INVERSOR	Funciones			Ajustes	Tiempos		
	Ubicación						
AJUSTES PARA DESCONEXIÓN	Protección contra caídas de tensión U<			V	0,80 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) U>			V	1,10 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra sobretensiones breves U>>			V	1,15 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra caída de la frecuencia f<			Hz	57,00 Hz	ms	< 100 ms
	Protección contra subidas de la frecuencia f>			HZ	61,50 Hz	ms	< 100 ms
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	Rango			Ajustes		Tiempos	
	Limite inferior de tensión U<			V	0,88 Un	s	≥ 60 s
	Limite Superior de tensión U>			V	1,10 Un		
	Limite inferior frecuencia f<			Hz	59,30 Hz		
	Limite Superior frecuencia f>			HZ	60,50 Hz		
Tiempo de reconexión para interrupciones breves (<3s)							
PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN	Potencia (KW-AC)						
	Voltaje CC						
	Corriente CC						
	Frecuencia (Hz)						
	Voltajes FASE 1 (V)			Valor Tierra Protección			
	Voltajes FASE 2 (V)			Valor Tierra Servicio			
	Voltajes FASE 3 (V)			Método de medición			
	Corrientes FASE 1(A)			Instrumento Utilizado			
Corrientes FASE 2(A)			Clase de precisión				
Corrientes FASE 3(A)							

Tabla 18. Modelo de informe de ensayo del generador fotovoltaico.

15.3.2. Antes de la puesta en servicio del sistema fotovoltaico, como mínimo deberán verificarse los siguientes aspectos:

- ✓ La unidad de generación, módulos, tableros, inversores, conductores y los demás componentes cumplen con los ensayos de certificación, etiquetado y placas requeridas en la presente instrucción técnica.
- ✓ Fijación de la estructura.
- ✓ Fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura.
- ✓ Los módulos fotovoltaicos se encuentran sin daños.
- ✓ Verificar que están conectadas todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.
- ✓ Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.
- ✓ Los conductores y la canalización instalados conforme a lo especificado en el [Capítulo 5 Conductores y Canalización](#) de la presente norma.
- ✓ La caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación tienen un IP que cumple con lo indicado en el este documento.
- ✓ Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados.
- ✓ Las conexiones eléctricas cumplen con lo estipulado en el [Capítulo 3 Arreglos y Conexión Eléctrica](#) de la presente norma.
- ✓ Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la unidad de generación, sea superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente.
- ✓ El código de colores para CC y CA cumple con lo referido con la sección 5.4. Marcado de conductores, de este documento.
- ✓ El conductor utilizado en la unidad de generación fotovoltaica son del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente y están en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007 y UL-SU 4703, según lo especificado en la sección [5.2.2.](#)
- ✓ Verificación de polaridad.

- ✓ Verificación de resistencia de aislamiento.
- ✓ Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.
- ✓ Medición de puesta a tierra y verificar que los valores de resistencia tierra cumplen con lo especificado en la sección [7.1.8](#).
- ✓ Verificarse el funcionamiento del seccionador, de las cajas de conexión o combiner box.
- ✓ Verificar que las cajas de conexión o combiner box, cumplen con lo descrito en la sección [3.5](#).
- ✓ Verificar que los rangos de corriente máxima y tensión máxima del string estén en conformidad a los rangos de entrada del inversor.
- ✓ Verificar que la capacidad de generación no sea mayor que la capacidad de su empalme, y alimentador.
- ✓ Medición de parámetros eléctricos en lado CC y CA del inversor, corriente, tensión y frecuencia, en caso de micro-inversores solo CA.
- ✓ Medir tensión de string a circuito abierto y verificar que la totalidad de módulos fotovoltaicos en cada uno de los string de la entrada al inversor no supere el voltaje máximo que soporta el inversor y que no supere los 1kV.
- ✓ Verificar que la unidad de generación para un sistema con conexión a la red cuente en el tablero general o de distribución con un interruptor automático y diferencial no superior a 300mA destinados a la unidad de generación (de 30 mA para el caso de Microinversores y para instalaciones menores o iguales a 10kW).
- ✓ Pruebas al inversor. Comprobar la correcta operación del inversor según manual de instalación del producto. Las pruebas mínimas son:
  - Arranque y paro automático.
  - Prueba Básica Anti-Isla, desconectar automático del empalme y verificar que inversor se desconecte en forma automática.
- ✓ Verificación de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones de red en conformidad a la presente norma.
- ✓ Verificar existencias de procedimientos de apagado de emergencia en la instalación.

## **15.4. CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.**

15.4.1. La conexión a la red de distribución en cualquier punto de la red se registrará por los modelos de contratos de interconexión vigente en el país a las cuales sea aplicable la instalación fotovoltaica; se destaca el cumplimiento de los siguientes reglamentos y normas:

- ✓ **Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (SIGET).**
- ✓ **Normas Sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo Plazo Respaldados Con Generación Distribuida Renovable Anexo I Acuerdo 120-E-2013 (GDR < 20MW).**
- ✓ **Norma Para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (UPR, < 100kW).**
- ✓ **Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión.**

15.4.2. Se recomienda que los sistemas fotovoltaicos de pequeña escala especificados en la presente norma ( $\leq 100\text{kW}$ ) con una capacidad menor o igual a **25.0 kW** deben interconectarse a la red de baja tensión; mientras que los sistemas fotovoltaicos entre **25kW a 100kW** se recomienda conectarse a la red de media tensión con el visto bueno de la empresa distribuidora y ambos deben satisfacer los requerimientos contemplados en su respectivos contratos de interconexión.

## **15.5. DOCUMENTOS TÉCNICOS, INSTRUCCIONES Y GARANTÍAS.**

15.5.1. El instalador debe entregar al usuario final la documentación técnica correspondiente, así como el manual o instructivo del sistema fotovoltaico que han instalado, en donde se contemple lo siguiente:

- a) Dimensionamiento del sistema indicando los criterios para determinar la potencia pico a instalar, así como el criterio de selección del inversor (memoria de cálculo).
- b) Memoria de cálculo del diseño eléctrico para la selección de cables, desconectores, dispositivos de protección contra sobre corrientes, dispositivos de protección contra sobretensiones, conductores de puesta a tierra y tierra del sistema, protección contra fallas a tierra, y equipos de medición eléctrica.
- c) Diagrama eléctrico unifilar del sistema propuesto que incluya todas las características eléctricas de los cables, conduits, cajas, sistemas de protección, etc.

- d) Descripción completa y criterios de selección de las partes y componentes del sistema fotovoltaico.
- e) Manual de operación del sistema y de recomendaciones de uso, incluyendo protocolo de inspección y mantenimiento, información técnica relevante de los equipos y relación de posibles causas de falla.
- f) Diagrama eléctrico simplificado de la instalación. Ejemplo se muestra en la figura a continuación:

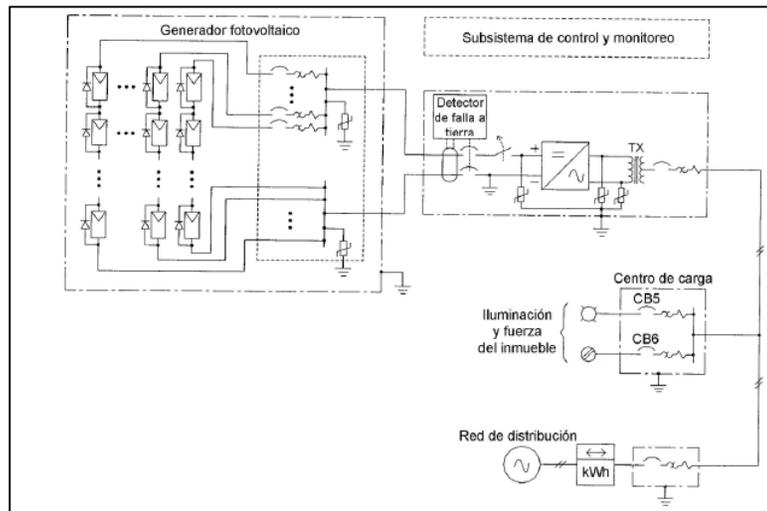


Figura 68. Diagrama eléctrico de simplificado de un sistema solar fotovoltaico.

- g) Diagrama de ubicación de equipos o diagrama arquitectónico.
- h) Planos civiles y memoria de cálculo de la cimentación y estructura soporte correspondiente, en el caso aplicare.
- i) Lista de verificación de partes y componentes en sitio.
- j) Resultados de la prueba de funcionamiento que se consideran en la sección 15.3.
- k) Instrucciones de apagado de emergencia.
- l) Capacitación al usuario final, dando una explicación clara sobre el funcionamiento, operación y mantenimiento preventivo del sistema, indicando las partes y componentes del mismo, así como las posibles falla y corrección inmediata.

15.5.2. El instalador o vendedor (o fabricante) debe presentar el convenio de Garantías Usuario-Proveedor por escrito del funcionamiento y ciclo de vida de todos los componentes del sistema, de acuerdo a lo siguiente:

**Garantías de rendimiento de módulos fotovoltaicos:** 10 años con al menos 90% de la potencia máxima de salida y 20 años con al menos 80% de la potencia máxima de salida. En dichos períodos, la degradación máxima permisible será del 10% ó 20% en la potencia-pico, según sea el caso, bajo condiciones estándares de prueba.

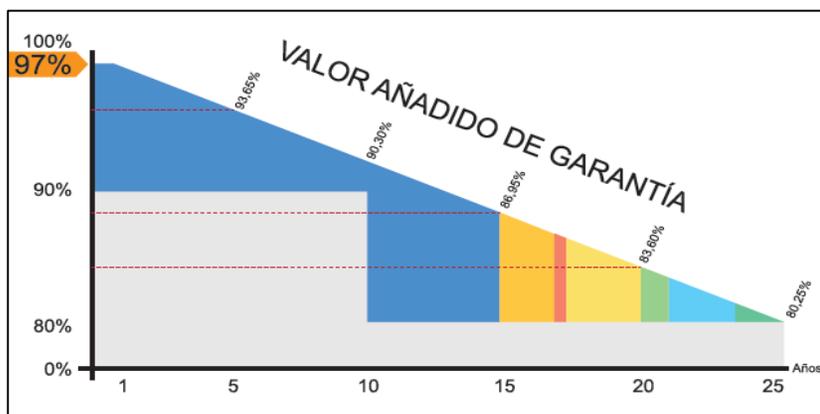


Figura 69. Ejemplo de garantía de rendimiento mostrada en la hoja de datos de un módulo.

**Garantías de fabricación de módulos fotovoltaicos:** Todos los módulos que se instalan bajo la presente norma deberán tener una garantía mayor o igual a 10 años. Esto significa que si un módulo tiene falla de fábrica debería ser sustituido.

**Garantía de Inversor, Controlador, Baterías y otros equipos:** Deberán tener una vida útil mayor o igual a 5 años.

**Garantía de Estructura para módulos fotovoltaicos:** Deberán tener una vida útil mayor o igual a 20 años.

**Garantía de Instalación Eléctrica:** Deberán tener una vida útil mayor o igual a 20 años.

**Garantía de Operación de la Planta:** El instalador deberá otorgar una garantía de buen funcionamiento del sistema fotovoltaico de por lo menos 18 meses, y dentro de ese plazo el instalador deberá responder por la correcta operación de la misma. El instalador dará cumplimiento de estas garantías en el sitio de instalación del sistema. La garantía cubrirá las fallas o defectos en la operación del sistema producto de una mala instalación, o vicios ocultos, o el uso de materiales no adecuados para las condiciones climatológicas del sitio. En el caso de presentarse alguna falla o defecto, el instalador procederá a la reparación o reemplazo de las partes y componentes, sin costo alguno para el usuario. El tiempo de respuesta para hacer válida la garantía no será mayor a 15 días naturales, contados a partir del conocimiento de la falla. Se excluyen de éstas garantías daños por: robo, vandalismo, terremotos, huracanes, inundaciones, incendios forestales y rayos

## **CAPÍTULO 16. ETIQUETAS Y AVISOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.**

### **16.1. GENERALIDADES.**

16.1.1. El etiquetado en todos los equipos eléctricos se debe colocar el nombre del fabricante, la marca comercial u otra marca descriptiva mediante la cual se pueda identificar a la empresa responsable del producto. Debe haber otras marcas que indiquen la tensión, la corriente, la potencia u otros valores nominales.

16.1.2. El marcado debe ser suficientemente durable para resistir las condiciones ambientales involucradas.

16.1.3. Módulos. Los módulos deben estar marcados con la identificación de la polaridad de puntas o terminales, la corriente nominal máxima del dispositivo de protección contra sobrecorriente del módulo y los siguientes valores:

- (1) Tensión de circuito abierto.
- (2) Tensión de operación.
- (3) Tensión máxima permisible del sistema.
- (4) Corriente de funcionamiento.
- (5) Corriente de cortocircuito.
- (6) Potencia máxima.

16.1.4. Fuente de alimentación fotovoltaica de corriente continua. El instalador debe instalar en el medio de desconexión fotovoltaico una etiqueta permanente para la fuente de alimentación fotovoltaica de corriente continua que indique:

- (1) Corriente nominal máxima en el punto de alimentación.
- (2) Tensión nominal máxima en el punto de alimentación.
- (3) Tensión máxima del sistema.
- (4) Corriente de cortocircuito.

16.1.5. Punto de conexión del sistema interactivo. Todos los puntos de conexión del sistema o sistemas interactivos con otras fuentes deben marcarse en una ubicación accesible en el medio de desconexión como una fuente de alimentación y con la corriente nominal de salida de C.A. y la tensión nominal de funcionamiento de C.A.

16.1.6. Sistemas de alimentación fotovoltaica que emplean almacenamiento de energía. Los sistemas de alimentación fotovoltaica que emplean almacenamiento de energía también se deben marcar con la tensión máxima de funcionamiento, incluyendo cualquier tensión de equalización y la polaridad del conductor del circuito puesto a tierra.

### 16.1.7. Identificación de las fuentes de energía.

(A) Instalaciones con sistemas autónomos. Toda estructura o edificio con un sistema de alimentación fotovoltaica que no esté conectado a una fuente de acometida de una empresa distribuidora y sea un sistema autónomo debe tener una placa permanente instalada en el exterior del edificio o la estructura en un lugar fácilmente visible. La placa debe indicar la ubicación del medio de desconexión del sistema, y que la estructura contiene un sistema autónomo de energía eléctrica.

(B) Instalaciones con sistemas fotovoltaicos y acometidas de la empresa de servicios públicos. Los edificios o estructuras con sistemas tanto fotovoltaicos como con una acometida de una empresa distribuidora, deben tener una placa que indique la ubicación del medio de desconexión de la acometida y del medio de desconexión del sistema fotovoltaico, si no están ubicados en el mismo lugar.

## 16.2. ETIQUETAS.

16.2.1. Los medios de desconexión de cada sistema fotovoltaico deben estar marcados permanentemente para identificarlo como desconectador del sistema fotovoltaico.

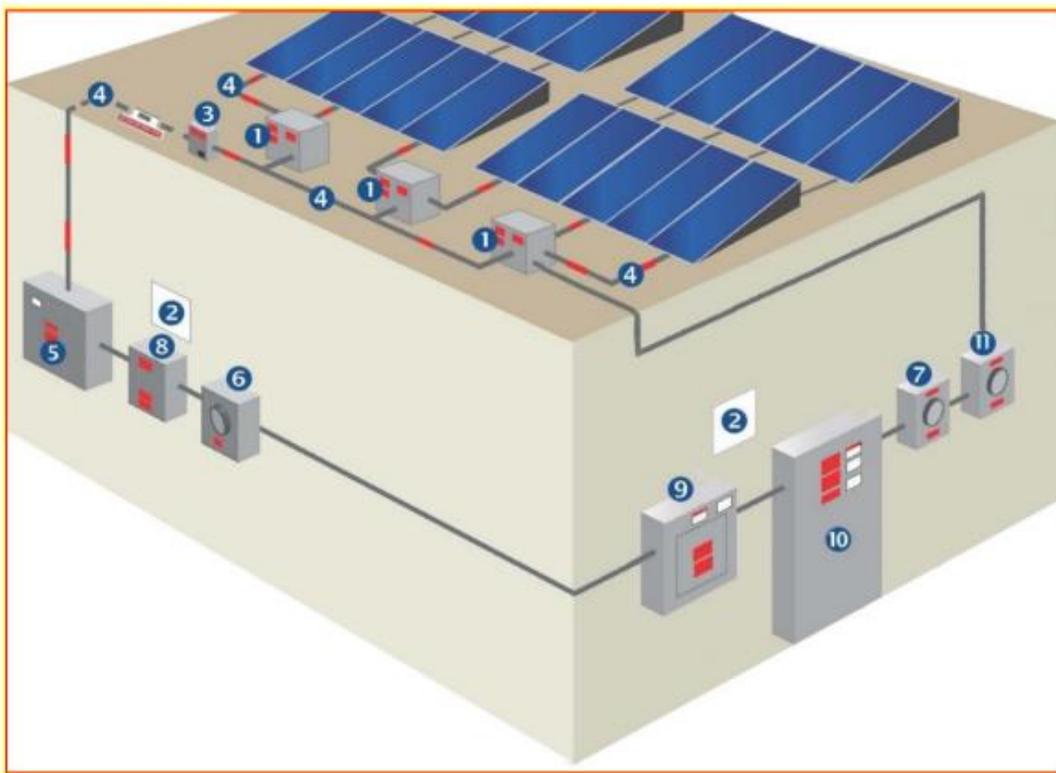


Figura 68. Ejemplo de ubicación de las etiquetas para la instalación del sistema fotovoltaico.

16.2.2. El sistema fotovoltaico deberá de contar con las etiquetas con la mínima información que se detallan a continuación:

- Etiquetado en tableros, cajas de combinación, concentración, conexión o desconexión.

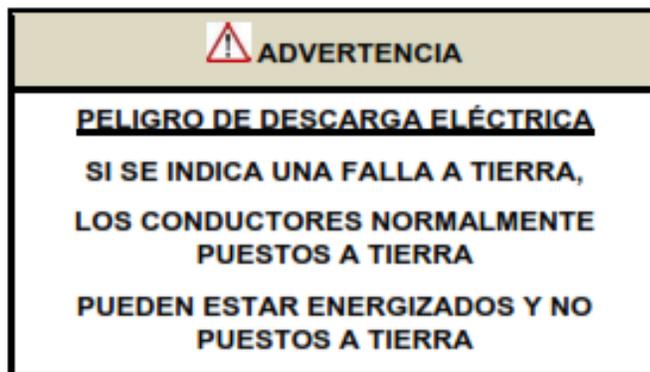


Figura 69. Etiquetas para cajas de combinación.

- Etiqueta de diagrama de bloques de localización del arreglo FV, inversores y medios de desconexión.



Figura 70. Etiquetas para diagrama de bloques.

- Etiquetado de medios de desconexión en C.C.

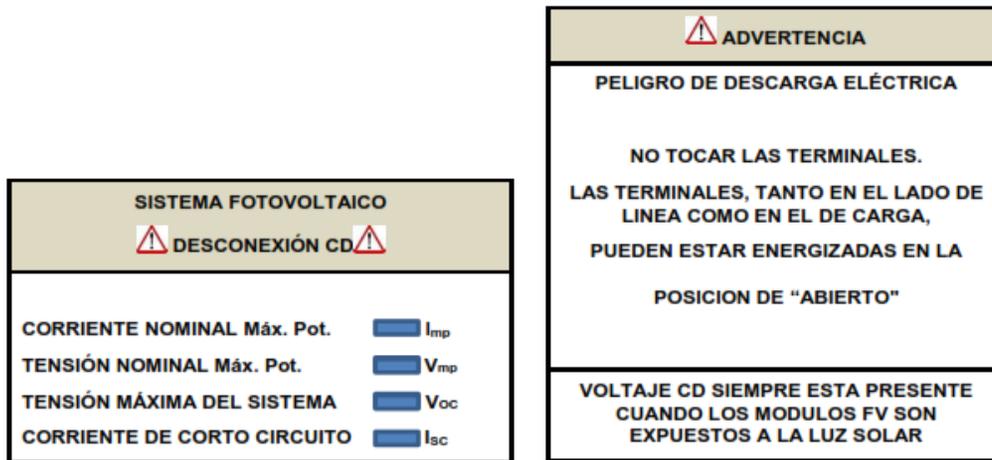


Figura 71. Etiquetas para medios de desconexión en cd.

- Etiquetado de Tubería Conduit/Canaletas.



Figura 72. Etiqueta para tubería conduit.

- Etiquetado para inversores.

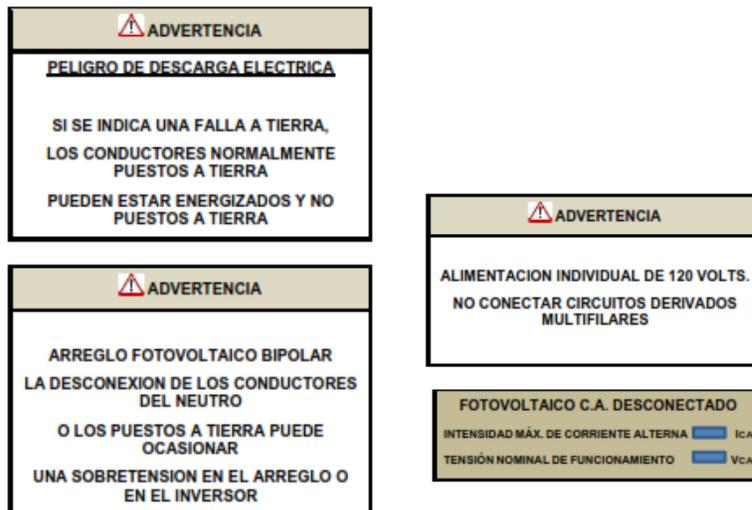


Figura 73. Etiqueta para inversores.

- Etiquetado para el medidor de energía bidireccional.

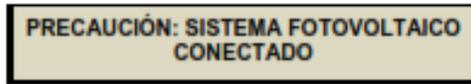


Figura 74. Etiqueta para medidor bidireccional.

- Medios de desconexión en CA (interruptores termomagnéticos o interruptores de palanca).



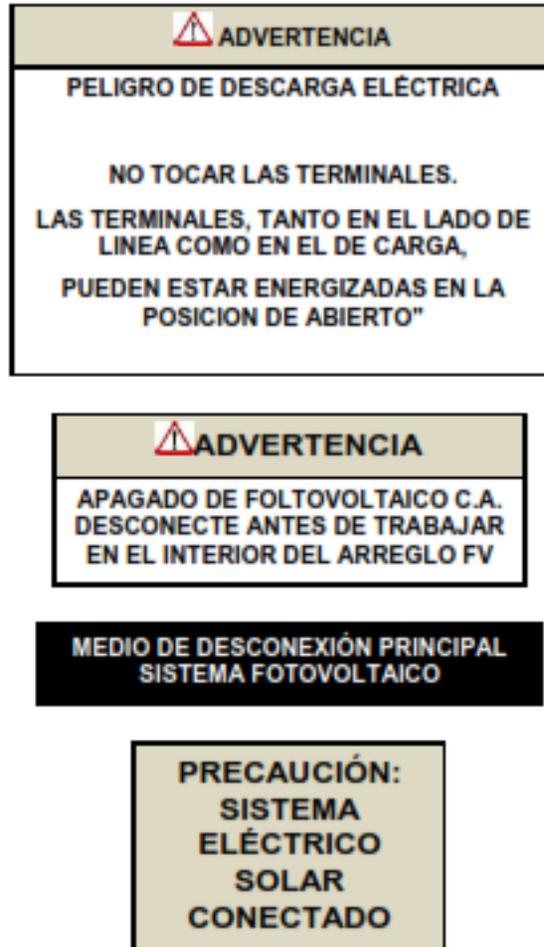
Figura 75. Etiqueta para medios de desconexión en CA.

- Etiquetado para tableros de distribución.



Figura 76. Etiqueta para tablero de distribución.

- Etiquetado para Tablero Principal



*Figura 77. Etiqueta para tablero principal.*

- Etiquetado para medio de desconexión principal del sistema fotovoltaico:



*Figura 78. Etiqueta para medio de desconexión principal.*

## CAPÍTULO 17. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO.

### 17.1. GENERALIDADES DE MANTENIMIENTO.

17.1.1. Se recomienda que el sistema fotovoltaico tenga un plan de mantenimiento con los principales componentes:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento predictivo.

17.1.2. Se recomienda que el plan general mantenimiento del sistema fotovoltaico incluya:

1. Descripción y documentación del sistema con planos como contruidos, especificaciones, registros fotográficos.
2. Estimaciones de rendimiento, estudios de irradiación, sombra, incluyendo una descripción de las condiciones nominales para que sea más fácil identificar el mal funcionamiento.
3. Los manuales de los equipos donde se señales las descripciones de indicadores operacionales, medidores y mensajes de error, guía con problemas comunes e instrucciones para acercarse a la solución de cada problema.
4. Lista de actividades de mantenimiento preventivo (inspecciones) y predictivo que deben realizarse, con frecuencia, estimación de duración y recursos físicos estimados para cada una de ellas.
5. Estimar un presupuesto adicional como una provisión de recursos en el caso que la instalación fotovoltaica presente fallas.
6. Procedimientos para las pruebas después de una intervención o una reparación.
7. Presupuesto para el mantenimiento preventivo, correctivo, y un global para cubrir gastos adicionales, como reemplazar componentes después de garantías.

17.1.3. Se recomienda realizar al menos una vez al año mantenimiento preventivo y predictivo general a la planta fotovoltaica, en el cual se incluya: limpieza de los módulos e inversores, limpieza, lubricación y reapreté de conexiones; limpieza general de tableros, combiner box, conductores y de la instalación; revisión visual de las partes del módulo (verificación de las celdas), realizar poda de árboles que ocasionen sombras, y en la medida posible realizar en la medida de lo posible medición de los parámetros eléctricos de la planta (voltajes, corrientes, frecuencia, etc.), efectuar termografía, pruebas de aislamiento a los módulos y conductores, y medición de la resistencia a tierra.

## 17.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

17.2.1. En toda instalación se recomienda tomar en cuenta el mantenimiento preventivo con el cual se buscará evitar o mitigar consecuencias de fallas de los equipos y aumentar la disponibilidad de los estos, a continuación, se mencionan las condiciones ambientales que afectan generalmente el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos:

1. Humedad.
2. Temperatura.
3. Lluvia o nieve.
4. Polen.
5. Población de aves.
6. Ambientes marinos.
7. Altos niveles de vientos.
8. Emisiones industriales o polvo causado por agricultura o construcciones cercanas, etc.

17.2.2. En toda instalación fotovoltaica se recomienda tomar en cuenta la inspección por suciedad. Realizar inspecciones sobre los sensores de medición para que las lecturas sean confiables y estar limpiando cualquier suciedad que puedan repercutir sobre la superficie que altere su buen funcionamiento. Se recomienda realizar cada semana una inspección y al menos una vez al mes limpieza de sensores.



*Figura 79. Sensor de radiación con suciedad.*

**17.2.3. En toda instalación fotovoltaica se recomienda realizar limpieza a los módulos.** La acumulación de polvo y suciedad en los módulos, al igual que los objetos como hojas, excremento de animales, ramas de árboles, etc. causa cierto daño y disminuye el rendimiento de los paneles; por lo que se deberá realizar limpieza cada mes o cuando la capa de suciedad esté impidiendo el ingreso de la energía a las células y ocasione la disminución de energía eléctrica generada.



*Figura 80. Acumulación de excremento de animales.*



*Figura 81. Módulo con Acumulación de polvo.*

17.2.4. En cada limpieza en los módulos se recomienda tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Leer las instrucciones de limpieza del fabricante.
- Tomar todas las medidas de seguridad necesarias: Andamio o plataforma elevadora.
- Asegurar que el circuito está desconectado del inversor antes de comenzar a limpieza.
- No se debe caminar sobre los módulos fotovoltaicos, se corre el riesgo de dañar los módulos y además se tiene peligro que la persona se resbale. Se recomienda usar bastones telescópicos no conductores y mangueras para alcanzar los módulos fotovoltaicos.
- Confirmar que no hay módulos rotos. Nunca rociar agua sobre módulos dañados.

- Identificar zonas de riesgo que podrían ser muy resbaladizas al caerles agua.
- Planificar hacia dónde va a escurrir el agua (presencia de drenajes) y en caso de usar productos químicos, recoger el agua usada.
- Verificar la temperatura del módulo. Evitar diferencias de temperatura entre el agua y el módulo, es decir, no usar agua muy fría sobre un módulo caliente y viceversa. Grandes diferencias de temperatura podrían ocasionar la fractura del vidrio. Preferentemente realizar cuando existe poca diferencia de temperatura.
- No usar limpiador de alta presión.
- No usar agua destilada.
- Usar agua pobre en cal.
- Verificar si el tipo de agua utilizada no tiene mucho calcio o componentes que dejen rastros sobre el vidrio de los módulos.



*Figura 82. Cepillo con mango telescópico.*

17.2.5. Durante la limpieza de los módulos se recomienda tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Usar cantidades abundantes de agua (sin detergentes o disolventes) y un utensilio de limpieza de cerdas suave, por ejemplo, una esponja, una tela o algodón. Es preferible agua desionizada para evitar manchas. Abstenerse de cepillar o limpiar con instrumentos rígidos o metálicos, como una espátula, para evitar rayar la superficie. Esto es especialmente importante cuando el módulo tiene capa antirreflejo sobre la superficie de vidrio.
- No usar agua a presión. Se recomienda una presión de 50 a 70 libras por pulgada cuadrada.
- La frecuencia de la limpieza dependerá del lugar; por ejemplo, en lugares con poca lluvia, mucha contaminación y polvo en suspensión, la limpieza de los módulos puede ser requerida mensual o bimensual. En general, se recomienda realizar una limpieza con mayor frecuencia para los meses de mayor generación (entre octubre y marzo).



*Figura 83. Limpieza con plataforma elevadora.*

17.2.6. Se recomienda inspeccionar cada mes el entorno de montaje de los módulos, esta actividad consiste en una revisión visual para identificar objetos, vegetación o árboles, y en caso de ser necesario, podar la copa de los árboles que puedan provocar sombra.



*Figura 84. Ejemplo de módulos FV con sombras como consecuencia de árboles.*

### 17.3. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INVERSORES.

17.3.1. Se recomienda proteger inversores de la radiación solar directa para evitar temperaturas altas, de no poseer algún tipo de protección (Ej. IP65); se recomienda recubrir de manera que no queden expuestos a intemperie.

17.3.2. Se recomienda de verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca, bien ventilada y que no sea “invadida” por insectos u otros animales; de ser así, se debe contactar a especialistas. Si los inversores cuentan con índice de protección bajo deben instalarse en un gabinete eléctrico ventilado para asegurar su buen funcionamiento.

17.3.3. Se recomienda realizar cada mes la verificación del sistema de ventilación del inversor (ventiladores, filtros, disipadores, etc.) o según el periodo que especifique el fabricante (siendo este último prioritario), para que el sistema de refrigeración funcione adecuadamente. En caso de mal funcionamiento el inversor se calienta innecesariamente, lo que puede resultar en limitación de potencia temporal, significando una pérdida de rendimiento. Muchos inversores lo indican con una luz roja. Para estos casos se debe seguir las instrucciones del fabricante, pues cualquier intervención indebida podrá implicar la pérdida de garantía.



*Figura 85. Inversores desprotegidos del efecto de radiación directa.*

17.3.4. En toda instalación se recomienda tomar en cuenta los pasos de limpieza del ventilador del inversor según lo especifique el fabricante. Muchos fabricantes piden que se apague el sistema desde los interruptores de desconexión del lado de CA y CC, y que se espere algunos minutos hasta que el capacitor interno se descargue antes de abrir el espacio que alberga el ventilador. En las instalaciones fotovoltaicas se debe tomar en cuenta que existen inversores que permiten remover el ventilador por

completo. En este caso es importante desconectar las conexiones eléctricas del ventilador. Antes de volver a instalar el ventilador debe asegurarse que no hay nada atrapado y que sus aspas están girando con facilidad. Cuando se realice la limpieza se debe considerar que adicional al ventilador para la entrada de aire, normalmente se tiene otro para la salida con un tubo de escape exterior. También se debe revisar que el tubo de escape no está obstruido.

17.3.5. Se recomienda que en las instalaciones que tengan inversores que no poseen ventiladores integrados. Considerar que estos tipos de inversores tienen una ventilación pasiva por convección en la parte frontal que disipa el calor por medio del movimiento del aire a través de unas aletas. En este caso será necesario comprobar que las aletas no tienen residuos, acumulación de objetos, insectos, excremento de pájaros, etc.

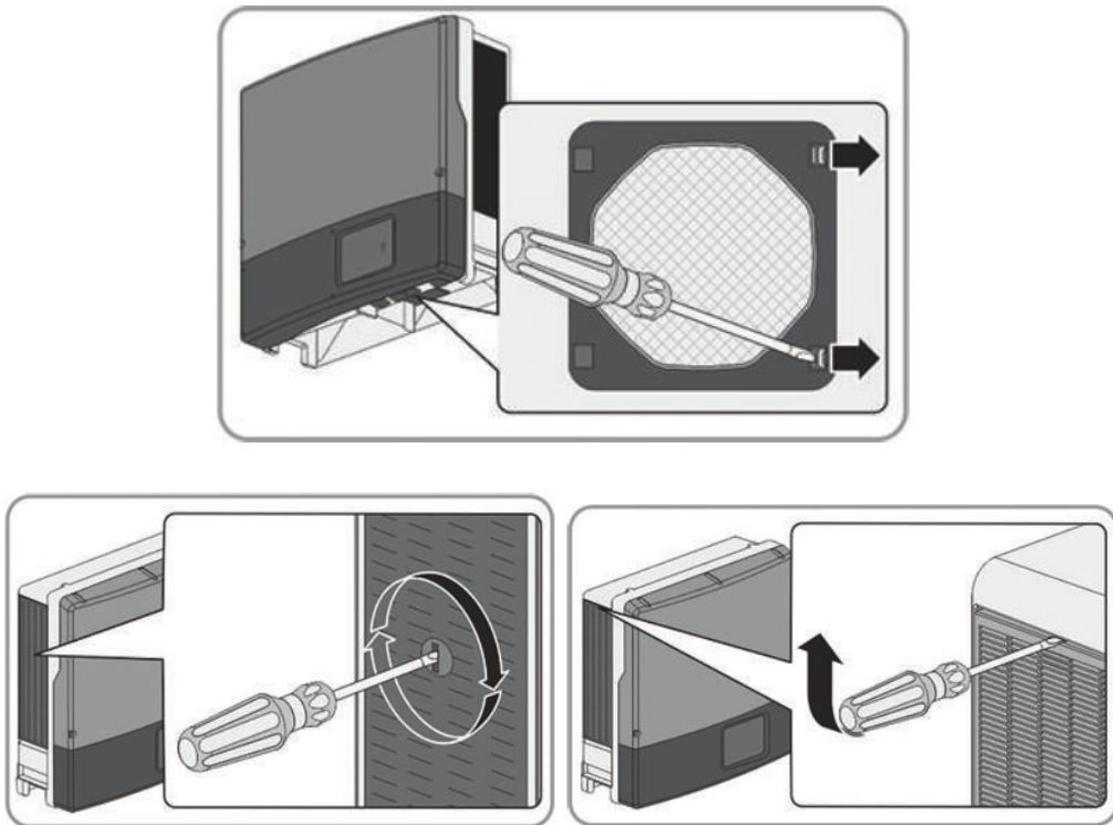


Figura 86. Limpieza de la ventilación y extracción de rejilla a los lados de un inversor.

17.3.6. La actividad de revisión de ventiladores del inversor se recomienda que se considere una vez al mes mediante inspección visual, y su limpieza cuando lo indique el periodo indicado por el fabricante, o cuando esto impida el buen funcionamiento del inversor.

#### **17.4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.**

17.4.1. El mantenimiento correctivo corresponderá a todas las operaciones de reparación y/o sustitución de partes necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Aunque el objetivo del mantenimiento preventivo es reducir la necesidad de reparaciones inesperadas, es importante conocer los procedimientos de este para poder hacer frente a situaciones que requieran de acciones inmediatas, de tal forma que se reduzcan los costos asociados al tiempo de inactividad no planificado del sistema o la reducción en la generación.

#### **17.5. MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE INVERSOR.**

17.5.1. Se recomienda considerar la avería del inversor de al menos una vez durante la vida útil del sistema, pues, es la parte del sistema más propensa a causar pérdidas en la generación; el usuario deberá identificar que el inversor no está funcionando correctamente, por lo que se deben ajustar las alarmas de monitoreo, para que en caso de falla envíe una alarma a la persona responsable del funcionamiento, todo esto en función de cómo lo especifique el fabricante.

17.5.2. El usuario o responsable deberá tener claro qué hacer en caso de falla de inversor. Esta información la deberá entregarla el fabricante en el manual del inversor, normalmente consiste en las instrucciones sobre qué hacer para detectar la causa de interrupción y con qué medidas solucionarla. También deberá contener el contacto de asistencia profesional si el problema solo se puede solucionar por personal especializado en inversores de este fabricante. Algunos fabricantes otorgan inversores de recambio durante el tiempo de reparación, pero no en todos los casos, bajo garantía el fabricante decide si va a reparar o va a reemplazar el equipo.

#### **17.6. MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

17.6.1. En las instalaciones fotovoltaicas se debe considerar que los módulos fotovoltaicos son la base de la generación de energía, por lo que cualquier falla afecta el funcionamiento global del sistema, por lo tanto, en caso de daño o falla de un módulo se deberá proceder al cambio de panel fallado. El módulo fotovoltaico sustituto deberá tener las mismas características técnicas ( $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ , potencia pico, dimensiones, peso etc.) que el módulo fallado.



*Figura 87. Rotura de módulo por impacto mecánico, requiere reemplazar el módulo.*

17.6.2. Al identificarse un panel dañado, el usuario deberá iniciar la gestión para el reemplazo del panel debido a la delaminación o decoloración ya que esta falla hará que el rendimiento baje y el daño aumente día con día.



*Figura 88. Módulo fotovoltaico por decoloración, lo que causa una reducción del rendimiento.*

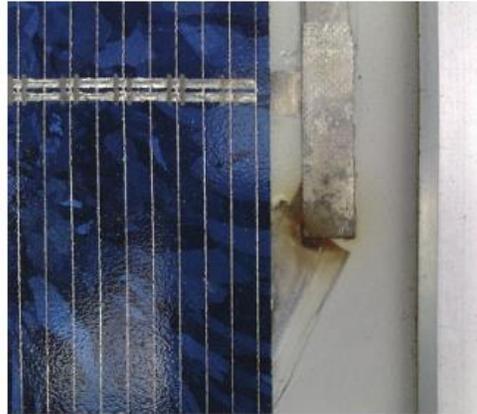


*Figura 89. Delaminación del módulo.*

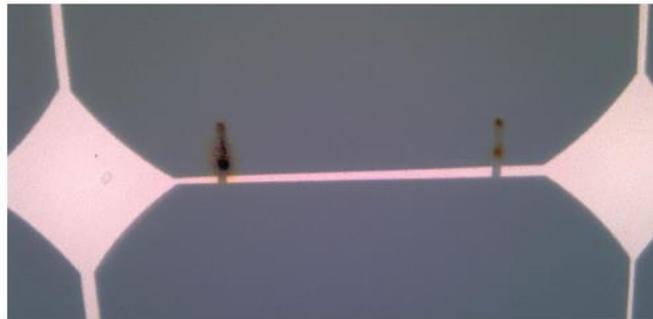


*Figura 90. Comienzo de delaminación.*

17.6.3. **Paneles con interconexión de celdas defectuosa.** Se debe identificar la interconexión defectuosa de celdas, este problema causará que las corrientes no circulen por las celdas, por lo que el usuario deberá realizar el reemplazo del panel en estas condiciones.



*Figura 91. Interconexión rota en un módulo.*



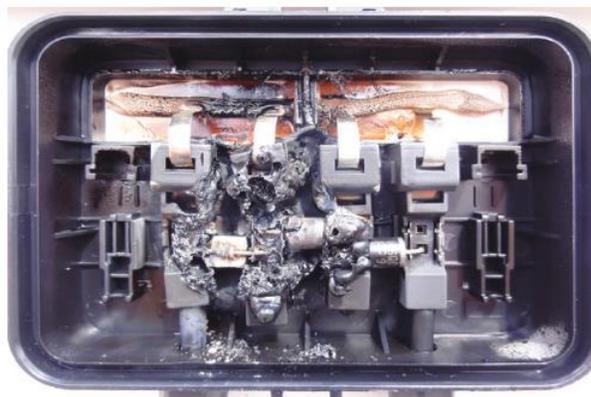
*Figura 92. Soldadura defectuosa.*

17.6.4. Se recomienda realizar una inspección cada tres meses a los diodos de bypass, en caso que un diodo bypass falle, solo funcionará un tercio de la potencia del módulo. La falla del diodo de bypass se puede detectar mediante una cámara termográfica o medir la característica V-C (voltaje- corriente) de panel. Un diodo de bypass con interrupción se notará en caso de sombra.

17.6.9. Verificar cada tres meses el diodo de bypass realizando mediciones para comprobar que no ha sido dañado, ya que es el sistema de protección contra puntos calientes y permite que la corriente pase alrededor de la (s) celdas sombreada (s) y reduce la pérdida de potencia dentro del módulo sombreado y su efecto al string, alargando la vida útil del módulo. Por su construcción, este elemento es propenso a sobretensión, y su principal razón de falla.



*Figura 93. Caja de conexión quemada por conexión interna defectuosa.*



*Figura 94. Caja de conexión con diodos bypass destruidos.*

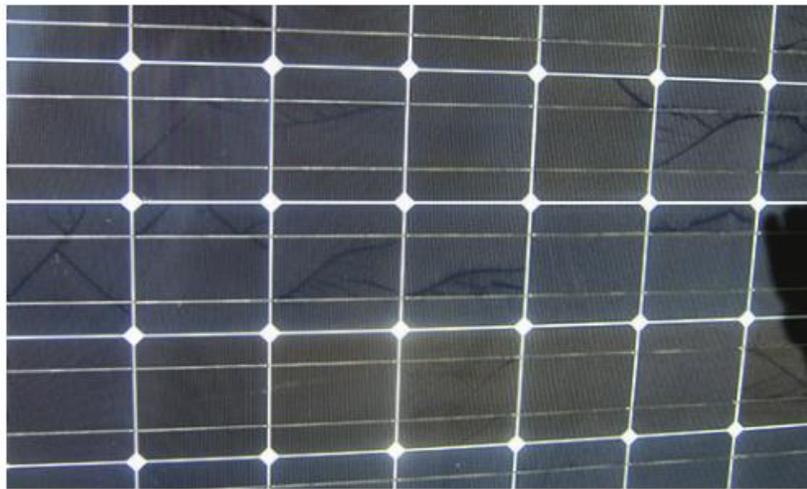
**17.6.6. Roturas y micro-roturas de celdas:** Se debe inspeccionar y verificar mensualmente que no existan roturas o micro-roturas en los módulos, es importante identificar las roturas e informar al fabricante, y comenzar hacer la gestión del reemplazo del panel fotovoltaico, debido a que el rendimiento de este comenzará verse afectado.



*Figura 95. Celda con una rotura visible.*



*Figura 96. Celda con rotura visible.*



*Figura 97. Micro- roturas visibles.*

**17.6.8. Puntos y celdas calientes (Hot spots):** Se recomienda revisar mensualmente posibles sobrecalentamientos en las celdas, ya que estos podrán darse por efectos de sombras, y/o afectar al panel como consumidor (disipando calor), alcanzando altas temperaturas. Las causantes principales de puntos calientes en las celdas son condiciones de sombra junto con la falla de un diodo de bypass.

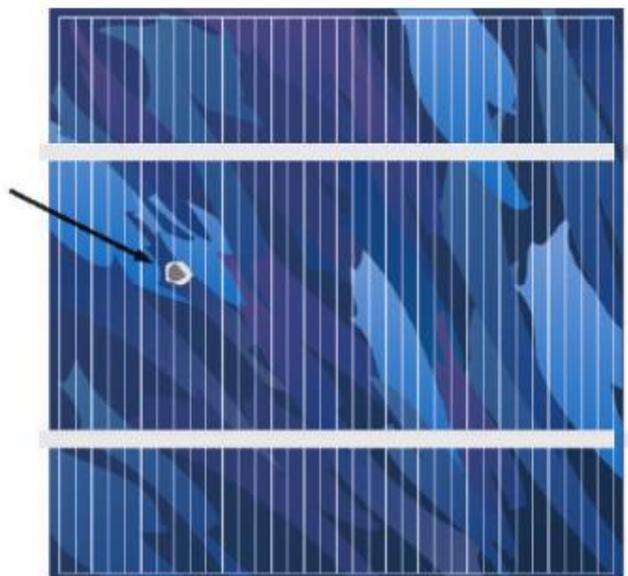


Figura 98. Punto dañado irreversiblemente por temperatura alta.

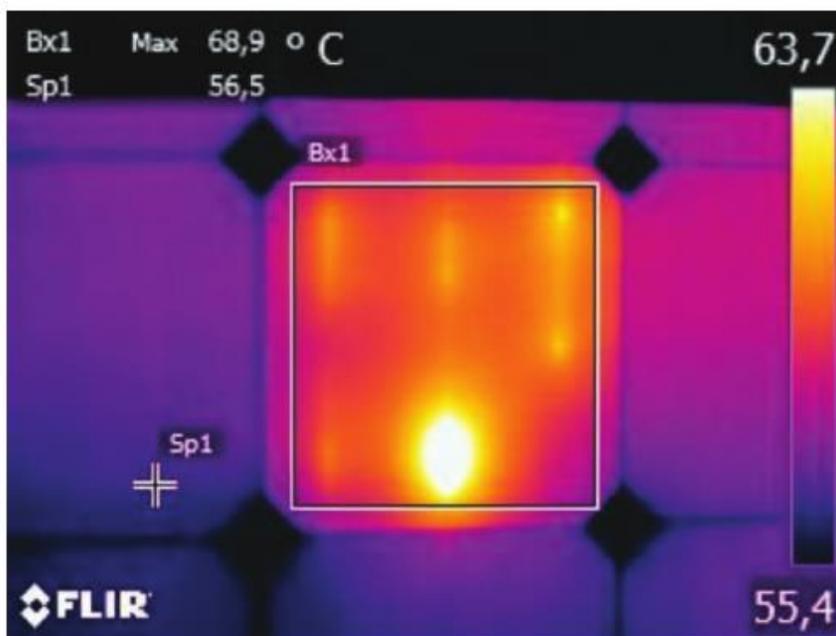


Figura 99. Partes de celda caliente por malos contactos.



Figura 100. La temperatura de esta celda con rotura.

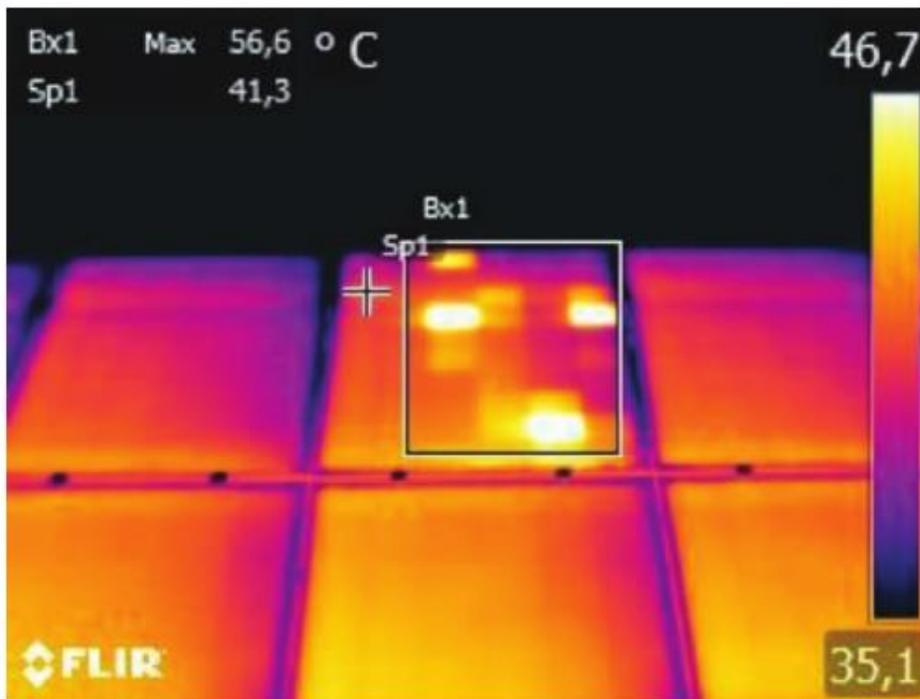


Figura 101. Típica "marca" de dos tercios del módulo en cortocircuito.

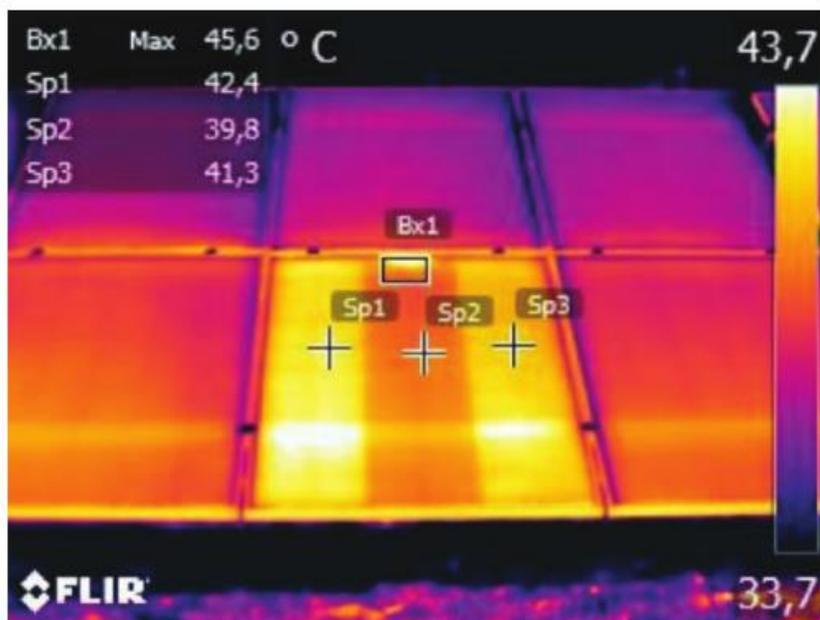


Figura 102. Dos tercios del módulo en circuito abierto a causa de dos diodos bypass defectuosos.

## 17.7. CABLEADO Y CONEXIONES.

17.7.1 Se recomienda revisar mensualmente que el cableado no posea cortaduras por roedores ni ningún tipo de daños, verificar que no haya sufrido algún arco para proteger el sistema del generador fotovoltaico, en caso de poseer falla en el cableado se tendrá que sustituir el tramo afectado.



Figura 103. Aislamiento del cable defectuoso por roedor.



*Figura 104. Conectores quemados por mala conexión.*



*Figura 105. Radio de curvatura insuficiente.*

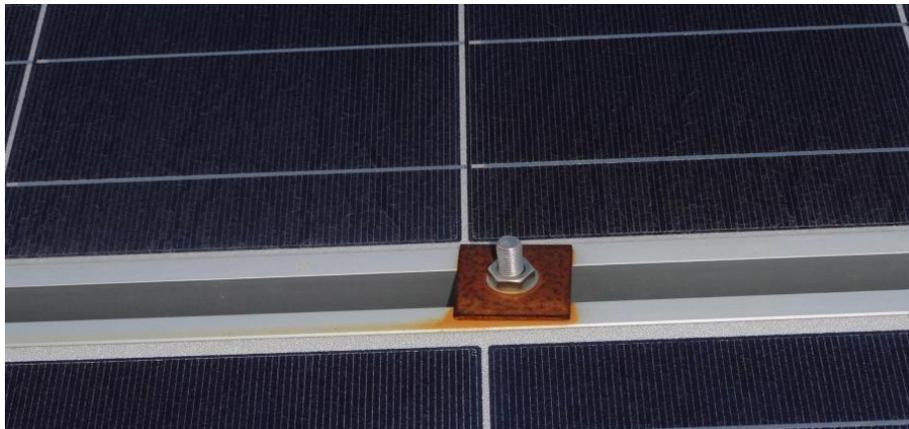
## 17.8 ESTRUCTURA DE MONTAJE.

17.8.1 Se recomienda verificar cada seis meses la estructura donde se encuentran los paneles, todos los tornillos y fijaciones deben ser revisión regularmente, y si esta no ha sido montada de aluminio y ha caído en excesiva corrosión por estar expuesta a corrosión se deberá programar su cambio para proteger el módulo fotovoltaico.

17.8.2. En las estructuras de aluminio que por ser por materiales poco corrosivos se recomienda que éstas se inspeccionen una vez al año con sus tornillos, y toda la estructura con el fin de no permitir ningún tipo de corrosión o alguna falla en el material.



*Figura 106. Estructura fallada.*



*Figura 107. Estructura con corrosión.*

## 17.9. PRUEBAS DE AISLAMIENTO.

17.9.1. Se recomienda realizar pruebas de aislamiento y medición de corrientes de fuga al menos una vez al año a los panel fotovoltaico, cableado e inversor.

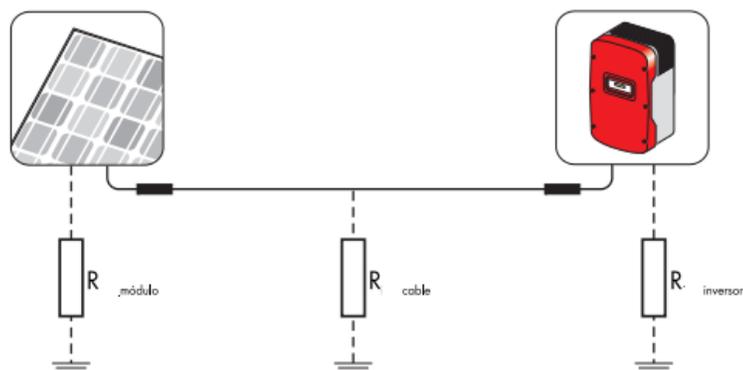


Figura 108. Puntos para realizar pruebas de aislamiento.

Tensión de servicio cable/equipo	Tensión continua de prueba
24 a 50 V	50 a 100 Vdc
50 a 100 V	100 a 250 Vdc
100 a 240 V	250 a 500 Vdc
440 a 550 V	500 a 1.000 Vdc
2.400 V	1.000 a 2.500 Vdc
4.100 V	1.000 a 5.000 Vdc
5.000 a 12.000 V	2.500 a 5.000 Vdc
> 12.000 V	5.000 a 10.000 Vdc

Tabla 19. Tensiones recomendadas para la prueba de aislamiento.

17.9.2. Realizar la medición de aislamiento de acuerdo con el método de prueba 1 de la normativa IEC EN 62446 (prueba entre el negativo del panel / cadena / conjunto y tierra, seguida de una prueba entre el positivo del panel / cadena / conjunto y tierra), la cual consiste en la medición de:

- Resistencia de aislamiento entre la salida positiva y tierra.
- Resistencia de aislamiento entre la salida negativa y tierra.
- Tensión de circuito abierto.
- Corriente de cortocircuito.

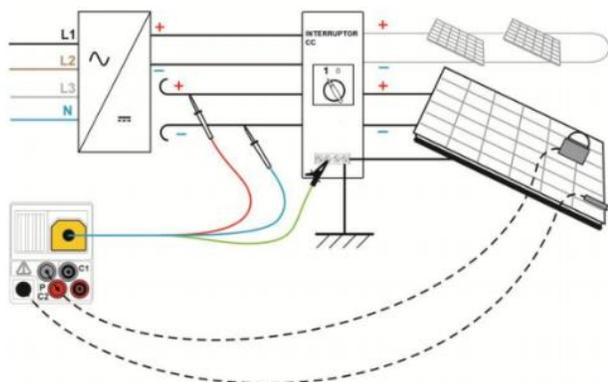


Figura 109. Medición de aislamiento en paneles y tensión de circuito abierto.

17.9.3. Realizar pruebas de aislamiento para el inversor del lado de CA y CC, las cuales según normativa EN 62446 deberán ser  $>500k\Omega$ .

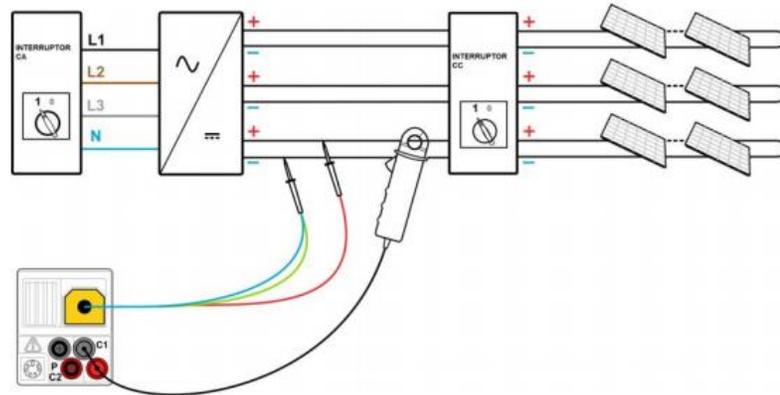


Figura. Medición de aislamiento en lado de CC.

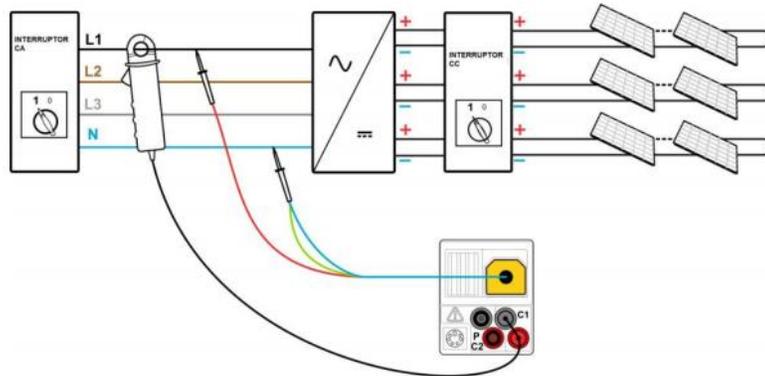


Figura 110. Medición de aislamiento en lado de CA.

17.9.4. La resistencia de aislamiento de los módulos fotovoltaicos deberá ser  $R > 40 M\Omega m^2$ , por lo tanto, para un módulo de  $1 m^2$  debe tener una resistencia de aislamiento de al menos  $40 M\Omega$ ; mientras que un módulo fotovoltaico con una superficie de  $2 m^2$  debe contar con una de  $20 M\Omega$  como mínimo, en base al IEC 61215.

**Límites prácticos de resistencia de aislamiento en máquinas eléctricas:**

Valor de resistencia de aislamiento	Evaluación del aislamiento
$2M\Omega$ o menor	Insatisfactorio
$< 50M\Omega$	Peligroso
$50...100M\Omega$	Regular
$100...500M\Omega$	Bueno
$500...1000M\Omega$	Muy bueno
$>1000M\Omega$	Excelente

Tabla 20. Límites prácticos de pruebas de aislamiento

17.9.5. Dentro de las pruebas de aislamiento se debe considerar en base el IEEE 43-2000, la determinación del Índice de polaridad (PI) y la relación de absorción dieléctrica (DAR). Se debe tomar las resistencias de aislamiento para 10 minutos y 1 minuto para el cálculo del índice de polarización (PI). Un PI aceptable deberá ser mayor 2.

$$PI = \frac{R_{\text{aislamiento a 10 minutos}}}{R_{\text{aislamiento a 1 minuto}}}$$

**Índice de polarización (relación entre 1 y 10 minutos):**

Índice de polarización	Evaluación del aislamiento
1 ou menor	Insatisfatório
< 1,5	Peligroso
1,5 a 2,0	Regular
2,0 a 3,0	Bueno
3,0 a 4,0	Muy bueno
> 4,0	Excelente

Tabla 21. Límites prácticos de índice de polarización

NOTA: Índice de polaridad PI superior a 4 es señal de un aislamiento excelente mientras que un índice inferior a 2 indica un problema potencial.

Se debe tomar las resistencias de aislamiento para 60 segundos y 30 segundos para el cálculo de la relación de absorción dieléctrica (DAR), el cual se recomienda que sea mayor a 1.25.

$$DAR = \frac{R_{\text{aislamiento a 60 segundos}}}{R_{\text{aislamiento a 30 segundos}}}$$

Valor del DAR	Condición de aislamiento
< 1.25	Insuficiente
< 1.6	OK
> 1.6	Excelente

Tabla 22. Interpretación del DAR.

## 17.10. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

17.10.1. Se recomienda considerar tareas de mantenimiento predictivo con el fin de disminuir fallas en los sistemas de generación fotovoltaica. En general se recomienda realizar de manera periódica según corresponda las pruebas y verificaciones que se detallan en el cuadro a continuación:

	Tipo de falla	Inspección visual	Multímetro (V,Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	ermografía	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional
<b>Módulo FV</b>	Ensuciamiento y sombras	x		x			x		x	(x)		(x)
	Delaminación	x										
	Diodos bypass		x	x			x	x	x	x		x
	Contactos/Conexiones	x		x			x	x	x	x		x
	Humedad	x				x						
	Rotura de vidrio	x		(x)		x	x	x	x			x
	Puntos calientes	x		x			x		x			x
	Degradación			x			x	x	x	x		x
<b>Inversor</b>	Eficiencia								(x)			x
	Ajustamiento de MPPT (SPMP)									x		x
	Armónicos										x	
	Apagados incorrectos	(x)								x	x	
	Falla en la red (mala calidad de suministro)		x							x	x	
<b>Instalación</b>	Fusible defectuoso	x	x	x			x	x	x	x		x
	Diodo de string defectuoso		x	x			x	x	x	x		x
	Cortocircuito	x	x			x	x	x	x	x		x
	Protección de sobretensión defectuosa	x	x									
	Cable defectuoso (rotura/corrosión)			x			x	x	x	x		x
	Aislamiento defectuoso, falla a tierra	x	x			x				*		
	Conexiones defectuosas	x	x	x			x	x	x	x		x
	Resistencia a tierra elevada		x		x							

Tabla 23. Cuadro de inspecciones predictivas de fallas.

17.10.2. Es recomendable tener un sistema de monitoreo que registre la información de la planta fotovoltaica y su entorno (en el caso que tenga sensores) para que los operadores o usuarios puedan tener acceso a los datos. Los portales de monitoreo facilitan esta información de manera sencilla e intuitiva como tablas, diagramas o gráficos, para poder así analizar y comparar de manera manual o automática y así detectar divergencias de su funcionamiento normal.

17.10.3. Se recomienda llevar tendencias de temperaturas de paneles fotovoltaicos, inversores y todo el equipo utilizado en la generación, en periodos de un mes. Realizar informe anual con el fin de llevar tendencias que puedan ayudar a la detección de falla en los paneles y equipos.

17.10.4. Realizar al menos una vez al año la medición de la resistencia de puesta a tierra en conformidad a los procedimientos descritos en la norma IEEE Std. 81 (por ejemplo, el método de caída de potencial o mediante Clamp-on). La resistencia de puesta a tierra deberá estar acorde a lo detallado en la sección 7.1.8.

## **17.10. TRABAJO SEGURO, SEGURIDAD ELÉCTRICA Y MITIGACIÓN.**

17.10.1. En todo trabajo a realizar en la instalación fotovoltaica el personal involucrado se recomienda efectuar una evaluación y análisis de riesgos laborales en cada zona de trabajo, donde identifiquen los riesgos eléctricos y no eléctricos asociados a las tareas y establecer las medidas de seguridad con las cuales se mitigarán o eliminarán los riesgos. Previo a los trabajos se deberá realizar una charla donde se describan los trabajos a efectuar junto con las medidas de seguridad a implementar, y garantizar que sea de conocimiento de todos los trabajadores involucrados.

Para todos los trabajos de mantenimiento eléctrico sin voltaje (sin tensión), será obligatorio la aplicación de las 5 reglas a continuación:

1. Desconectar, corte visible o efectivo.
2. Enclavamiento, bloqueo y señalización del elemento a desconectar.
3. Comprobación de ausencia de tensión.
4. Puesta a tierra y en cortocircuito para protección.
5. Señalización de la zona de trabajo.

17.10.2. Se recomienda tener en las plantas fotovoltaicas reglas importantes que ayuden a la seguridad para las diferentes maniobras a realizar a continuación se presenta una lista de medidas para minimizar los riesgos eléctricos.

- Conexión de todas las partes metálicas a tierra. (inversores con monitoreo del aislamiento, solo funciona con conexión equipotencial).
- Usar dispositivos con protección de contacto o aislamiento, si no, procede trabajar como en instalaciones energizadas.

- Abrir y bloquear los circuitos en la parte de trabajo (CC o CA). Esta operación se debe de llevar a cabo mediante cerrojos o candados.
- Señalizar mediante tarjetas de operación (“No operar”, “Fuera de Servicio”, etc.), la condición de bloqueo, ver las normas vigentes y usar señales adecuadas.



*Figura 111. Etiqueta de señalización de bloqueo.*

- Verificar si los componentes están desenraizados a través de instrumentos de medición adecuados.
- Partes energizadas que no pueden ser desenergizadas deben ser tapadas (para evitar contacto accidental).
- En caso de cables de media tensión pasen cerca de la instalación se deberá cumplir la distancia de protección.
- Antes de separar los conectores de los strings apagar el inversor. **Nunca se deberán desconectar bajo carga (riesgo de arco).**
- Los módulos no se pueden desenergizar durante el día, por tanto, no tocar las partes que puedan llevar energía como las partes metálicas.
- Herramientas eléctricas deben ser apropiadas al trabajo (ej. Nivel de voltaje) y aisladas.

17.10.3. En caso de falla a tierra, se recomienda que el inversor y el sistema de monitoreo debe mostrar la falla (generalmente es un led rojo) e interrumpir el flujo de corriente, según la instrucción técnica. Solo personal autorizado puede intervenir el sistema, utilizando siempre los elementos de protección personal necesarios. Es deber de un profesional con experiencia determinar el lugar de la falla y corregirla, y considerar las especificaciones del fabricante.



Figura 112. Inversor indicando buen funcionamiento, bajo el led verde, led rojo indicaría falla a tierra.

17.10.4. **Seguridad laboral en la altura, protección anti caídas.** En las instalaciones de se tomarán en cuenta los aspectos que se deben controlar en los trabajos relacionados a instalaciones fotovoltaicas los cuales se mencionan a continuación:

- Protección anti caída.
- Equipos de protección personal.
- Plataformas elevadoras, andamios y escalas, deberán utilizarse con la precaución correspondiente.

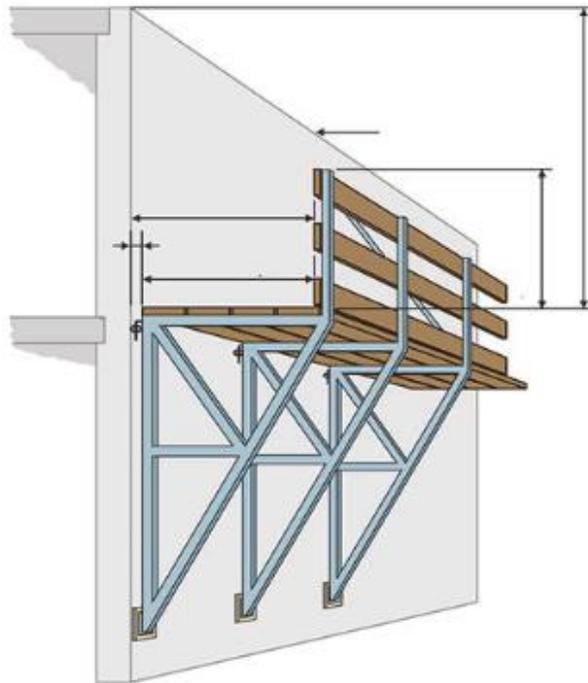


Figura 113. Protección anti caída techo plano.

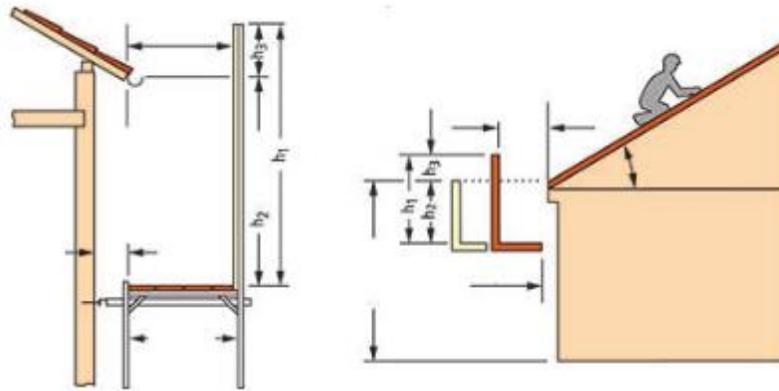


Figura 114. Protección anti caída techo inclinado.

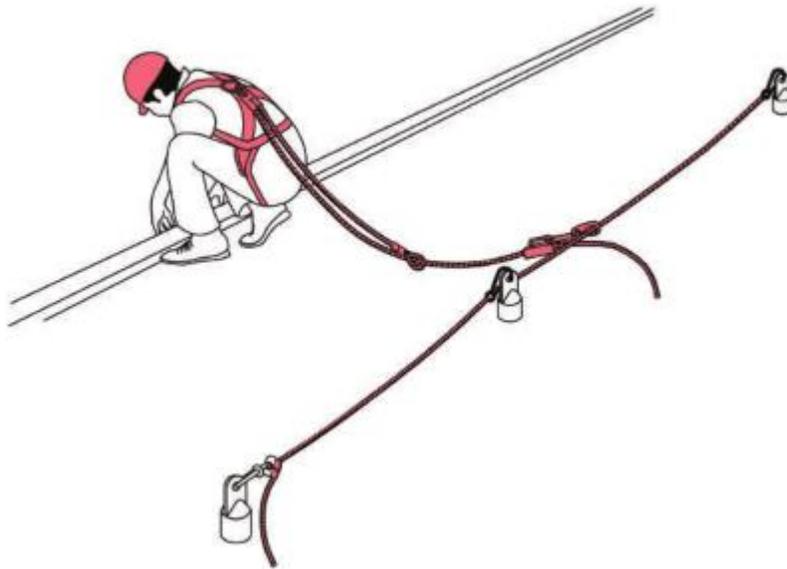


Figura 115. Protección anti caída, equipo de protección personal.



Figura 116. Plataforma elevadora y equipo de protección personal.

17.10.5. El personal de mantenimiento deberá asegurar entre otros, los siguientes requisitos:

- Identificación de peligros y evaluación de los riesgos.
- Plataformas elevadoras, escaleras de mano y superficies de trabajo (andamios, plataformas).
- Arnéses, anclajes y el uso de cuerdas de vida.



*Figura 117. Medidas de seguridad para protección contra caídas.*

17.10.6. Las intervenciones en instalaciones deberán ser ejecutadas y mantenidas de manera que se evite todo peligro para las personas y no ocasionen daños a terceros.

17.10.7. Las intervenciones en instalaciones se deberán efectuar con medios técnicos que garanticen seguridad tanto para el personal que interviene como para las instalaciones intervenidas.

17.10.8. Los trabajos en instalaciones eléctricas, aun cuando no estén con presencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal preparado y previsto de equipos y elementos de protección personal apropiados.

17.10.9. A cada persona que intervenga en instalaciones eléctricas deberá instruírsele en forma clara y precisa sobre la labor que le corresponda ejecutar y sus riesgos asociados. Además, deberá mantenerse una adecuada supervisión a las labores que se ejecutan en las instalaciones.

17.10.10. Las herramientas que se utilicen para trabajos con energía, con método de contacto, deberán ser completamente aisladas y acordes al nivel de tensión en el cual se esté interviniendo. Si se detecta cualquier defecto o contaminación que pueda afectar negativamente las cualidades de aislamiento o la integridad mecánica de la herramienta, ésta deberá ser retirada del servicio.

## CONCLUSIONES

- La norma técnica presentada es una herramienta útil para el sector eléctrico y los instaladores de sistemas fotovoltaicos en El Salvador, debido a que regula el diseño de las pequeñas plantas de generación solar fotovoltaica haciendo énfasis en garantizar la seguridad de las mismas y de las personas.
- La normativa presentada adapta los requisitos de diseño, seguridad y operación de pequeñas plantas de generación solar fotovoltaica de normativas vigentes en países latinoamericanos y estándares internacionales, considerando las regulaciones locales, siendo aplicables para El Salvador.
- Se ha desarrollado una propuesta norma que especifica los requerimientos de diseño de las instalaciones eléctricas de generación solar fotovoltaica de hasta 100 kW, la cual esta disposición de todos los sectores de la población, siendo de fácil acceso y comprensión para los desarrolladores de proyectos.
- Esta norma servirá para ser aplicada en las instalaciones eléctricas de usuarios finales, comercios, industrias e instituciones de gobierno, adicionalmente será una herramienta para los promotores de proyectos fotovoltaicos ya que tendrán un respaldo técnico que se podrá incluir en términos de referencia de licitaciones, propuestas de diseños, auditorias, etc.
- La normativa técnicamente orienta y sugiere los principales criterios y estrategias de diseño, operación y mantenimiento de pequeñas plantas fotovoltaicas para maximizar la generación de energía, buscar altos rendimientos de los equipos, disminuir fallas, alta disponibilidad y que la funcionalidad de los sistemas fotovoltaicos sean seguras y confiables.