

CAPITULO 3

TÍTULO 1: AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA Y GRAN ESCALA (AGPE / AGGE)

EBSA 3.1-APG

ÍNDICE

3.1.1

SECCIÓN 1: GENERALIDADES

SECCIÓN 2: COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1.2

3.1.3

SECCIÓN 3: REQUISITOS DE DISEÑO ELÉCTRICO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

SECCIÓN 4: REQUISITOS DE INSTALACIÓN EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

3.1.4

3.1.5

SECCIÓN 5: FALLAS MÁS COMUNES EN INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

SECCIÓN

3.1.1 GENERALIDADES

1

3.1.1.1 INTRODUCCIÓN

La autogeneración a pequeña y gran escala (AGPE / AGGE) permite a los usuarios cubrir parcial o totalmente su demanda eléctrica mediante fuentes propias, aportando a la diversificación de la matriz energética. Estas instalaciones, al operar en paralelo con la red de distribución, deben cumplir criterios técnicos y normativos que garanticen la seguridad eléctrica, la calidad del servicio y la estabilidad de la red de EBSA.

En el ámbito nacional y regional, la tecnología de mayor aplicación es la solar fotovoltaica, debido a su facilidad de instalación, modularidad, costos competitivos y disponibilidad del recurso solar. Por tal motivo, el presente título se centra en establecer los criterios técnicos de diseño e instalación aplicables específicamente a los sistemas fotovoltaicos conectados a red, considerando su alta confiabilidad y vida útil.

No obstante, se aclara que determinados requisitos técnicos, de operación y mantenimiento, aun siendo aplicables a la autogeneración, se desarrollan de manera más detallada en el Título 3 – Generación Distribuida y lineamientos transversales, lo anterior, respondiendo a criterios de organización técnica y con objeto de evitar duplicidades, por lo cual, los sistemas de autogeneración deberán cumplir, además de lo establecido en el presente título, con los requisitos adicionales definidos en el título mencionado.

3.1.1.2 NORMAS Y ESTÁNDARES

Normativa / Estándar	Descripción
RETIE – Resolución 40117 de 2024	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas de Colombia. Establece los requisitos de seguridad, diseño, instalación, operación e inspección de instalaciones eléctricas, incluyendo sistemas de generación con fuentes no convencionales como la solar fotovoltaica.
NTC 2050 – Segunda Actualización	Norma Técnica Colombiana basada en el NEC. Define criterios técnicos para el diseño e instalación segura de instalaciones eléctricas, incluyendo sistemas solares fotovoltaicos, puesta a tierra, protecciones y medios de desconexión.
CREG 174 de 2021	Regulación que establece las condiciones técnicas, comerciales y operativas para la autogeneración y la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
CREG 038 de 2014	Código de Medida. Define los requisitos técnicos para los sistemas de medición de energía eléctrica, incluyendo medición bidireccional en proyectos de generación.
Acuerdo CNO 2087	Lineamientos técnicos para la coordinación y requisitos de protecciones en la conexión de sistemas de generación al sistema eléctrico nacional.
IEC 62109-2	Norma internacional que establece los requisitos de seguridad eléctrica para inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos.
IEC 61724-1	Norma internacional para la evaluación del desempeño y monitoreo de sistemas fotovoltaicos.
IEC TR 63227	Documento técnico de referencia para la evaluación del riesgo por descargas atmosféricas en instalaciones fotovoltaicas.
UL 1741	Norma de certificación de equipos de interconexión e inversores para sistemas de generación conectados a red.
Normativa técnica EBSA	Conjunto de lineamientos internos del operador de red EBSA que establecen criterios de diseño, puesta a tierra, medición y conexión de sistemas de autogeneración a su red de distribución.

Tabla 1. Documentos de referencia, normas y reglamentos adicionales

SECCIÓN

3.1.2 COMPONENTES
PRINCIPALES DEL SISTEMA
FOTOVOLTAICO

2

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Un sistema de autogeneración fotovoltaico es un conjunto de elementos eléctricos y mecánicos que permiten transformar la energía solar en energía eléctrica utilizable mediante el efecto fotoeléctrico. Su objetivo es garantizar una conversión eficiente, segura y continua, integrando correctamente los subsistemas de generación (módulos y arreglos), conversión (inversores), protección (fusibles, interruptores y dispositivos de seccionamiento), y puesta a tierra. Estos sistemas se conectan a la red eléctrica de EBSA y deben cumplir los requisitos técnicos y normativos que aseguran su correcta integración y operación dentro del sistema de distribución existente.

Los sistemas pueden clasificarse como:

- **Aislados o autónomos:** sistemas que operan sin conexión a la red eléctrica, definidos como aquellos sistemas que suministran energía eléctrica independientemente de cualquier red de producción y distribución de energía eléctrica.
- **Conectados a red:** sistemas que operan en paralelo con la red pública, entregando energía generada hacia el sistema de distribución y recibiendo suministro cuando la generación es insuficiente.

NOTA IMPORTANTE

El alcance de EBSA abarca exclusivamente los sistemas de generación conectados a la red eléctrica. Por ello, este título se centrará únicamente en este tipo de instalaciones, dejando fuera los sistemas aislados o no interconectados.



Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. COMPONENTES PRINCIPALES :

B.1.1 Arreglo: conjunto mecánicamente integrado de módulos o paneles interconectados en serie y paralelo, con estructura, bases de soporte y sistemas de orientación, según sea necesario, para formar una unidad completa de generación de energía eléctrica.

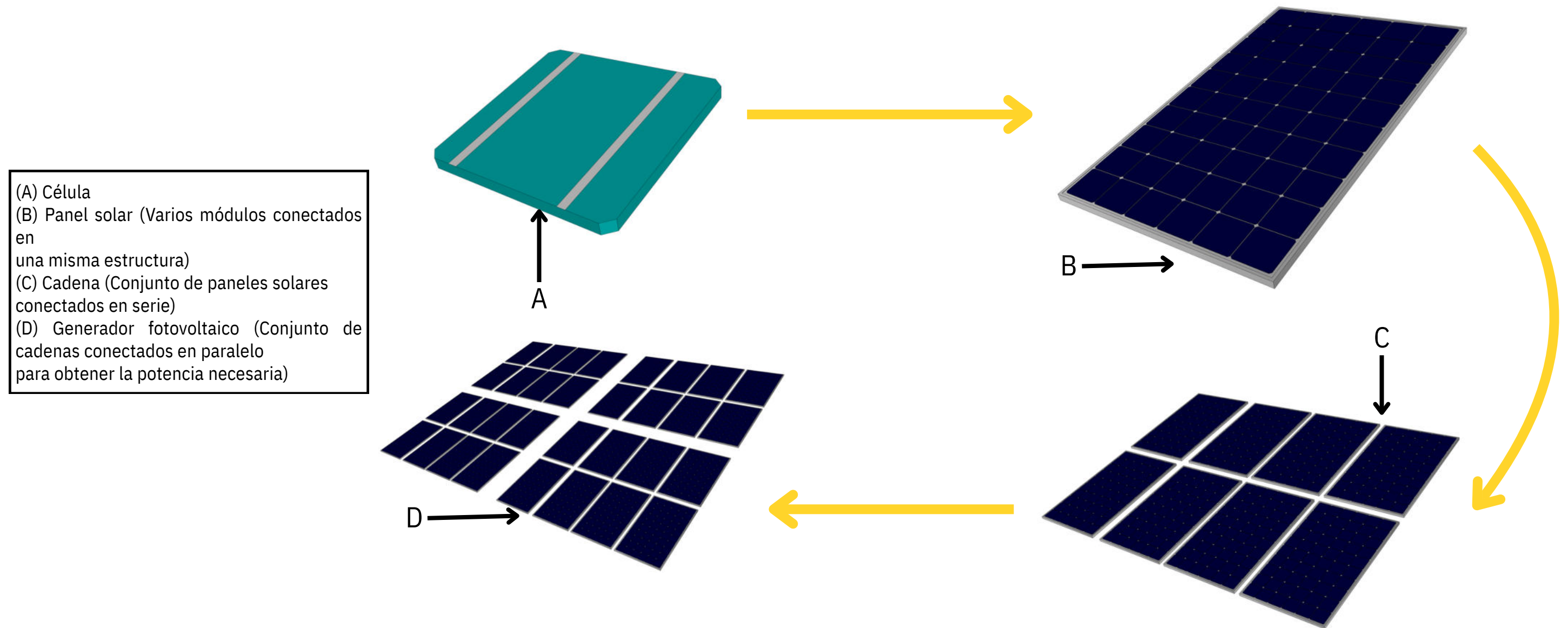


Figura 2. Estructura del sistema fotovoltaico

B.1.2 Circuitos: En los sistemas fotovoltaicos, los circuitos son los conjuntos de conductores que interconectan los diferentes elementos del sistema, permitiendo el flujo de corriente desde la generación hasta el punto de conexión o uso. Se clasifican según su ubicación y función:

- **Circuito de una fuente fotovoltaica:** conjunto de conductores entre los módulos y el punto común de conexión del sistema de corriente continua; representa la parte más cercana a la generación.
- **Circuito de entrada del inversor:** agrupa los conductores que llevan la corriente continua hacia el inversor para su conversión a corriente alterna.
- **Circuito de salida del inversor:** incluye los conductores que vinculan el inversor con el punto de interconexión con la red eléctrica pública.

B.1.3 Estructura de soporte: Fija de manera segura los módulos fotovoltaicos al techo del edificio en la orientación e inclinación de diseño determinado, su diseño depende del tipo de cubierta donde está instalado el sistema. En superficies planas, la estructura de soporte debe ser inclinada para buscar maximizar la generación de energía y mejorar la autolimpieza de los módulos; en superficies con inclinación, normalmente la estructura es plana y se instalan los módulos paralelos a la cubierta.

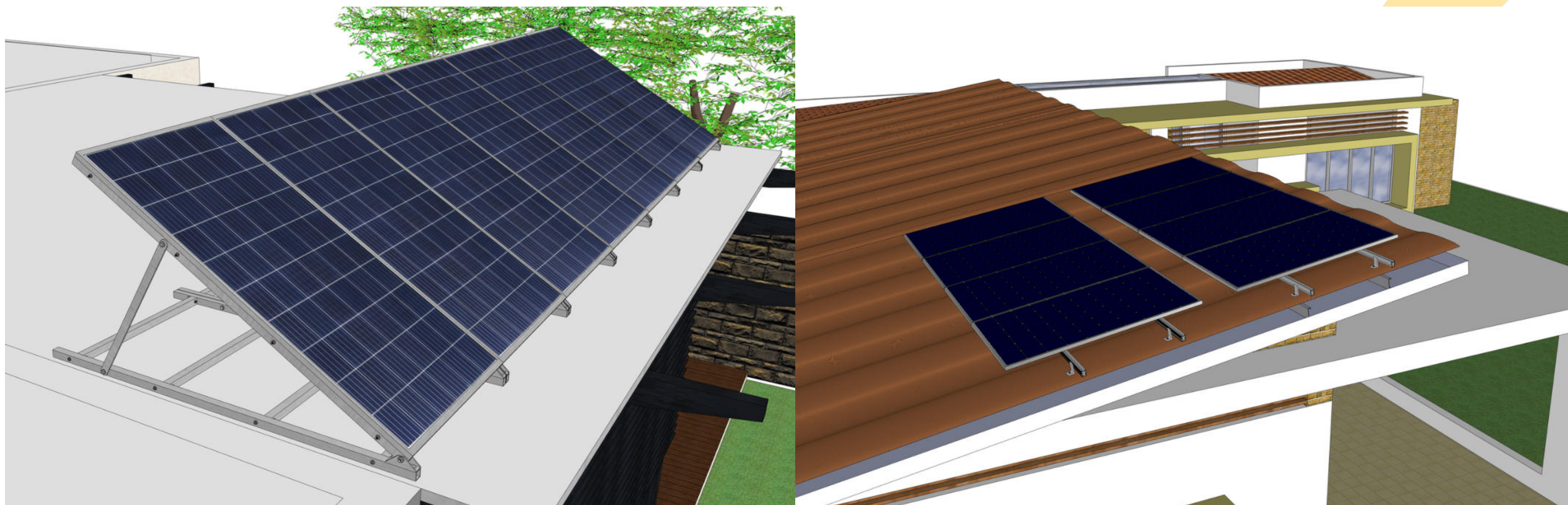


Figura 3. Estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos en cubiertas planas e inclinadas

B.1.4 Inversor solar: Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna, para el posterior suministro a la red.

B.1.5 Medidor de energía bidireccional: Equipo que mide de forma simultánea la energía eléctrica consumida de la red y la energía generada por el sistema fotovoltaico que se inyecta nuevamente a ella.

B.1.6 Panel fotovoltaico: Grupo de módulos unidos mecánicamente sujetos, cableados y diseñados para generar energía eléctrica en corriente continua al exponerse a la luz solar.

B.1.7 Sistema de protección: fusibles, interruptores, seccionadores y descargadores, diseñados para proteger el sistema fotovoltaico frente a sobrecorrientes, cortocircuitos y sobretensiones, seleccionados según la capacidad de interrupción y el nivel de tensión del circuito.

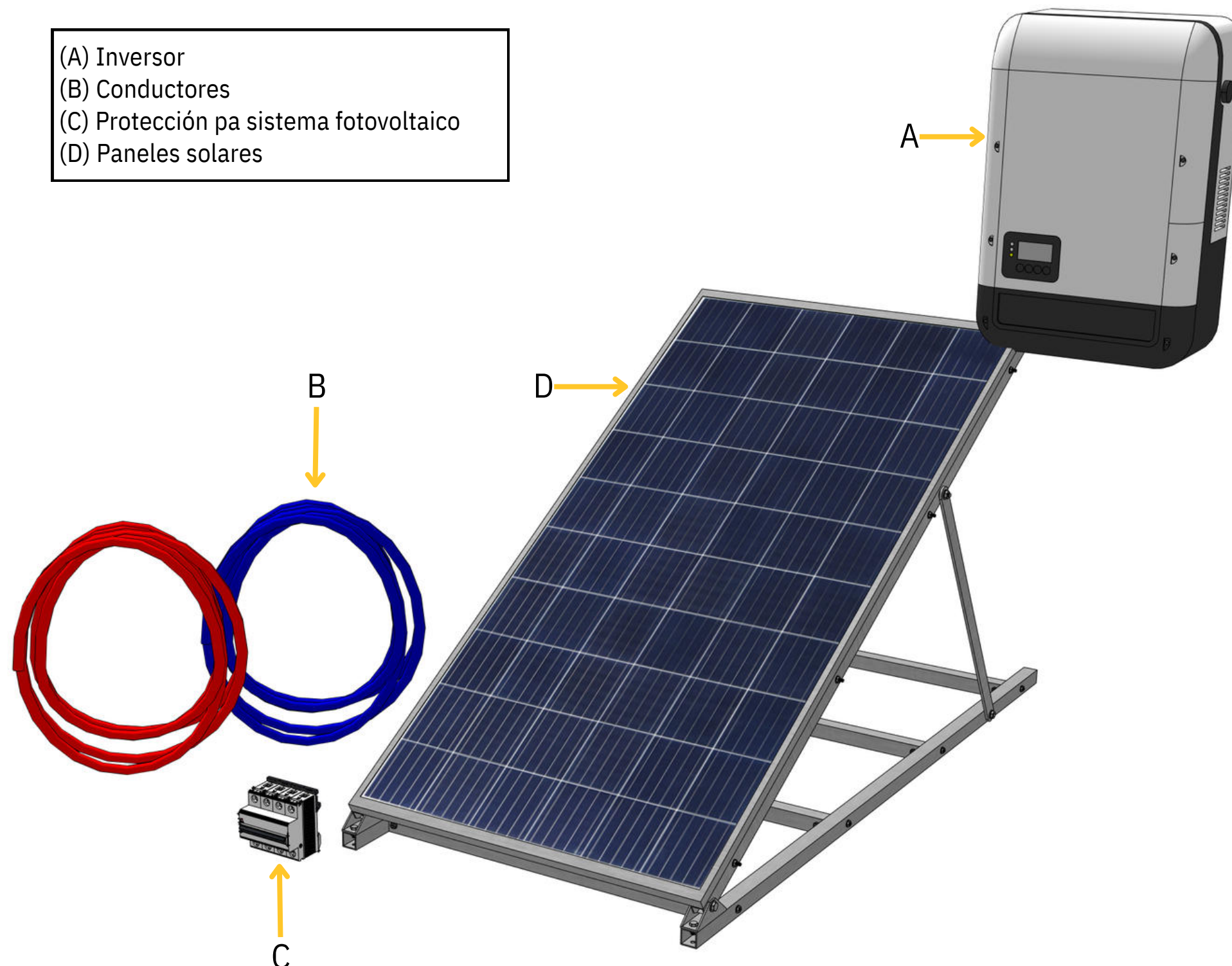


Figura 4. Componentes principales de un sistema de autogeneración solar fotovoltaica conectado a red

B.2. TIPOLOGÍAS DE INSTALACIÓN:

B.2.1 Centralizada: Corresponde a una configuración de sistema fotovoltaico en la cual un único inversor central gestiona la totalidad de la potencia generada por el campo fotovoltaico.

Centralizada

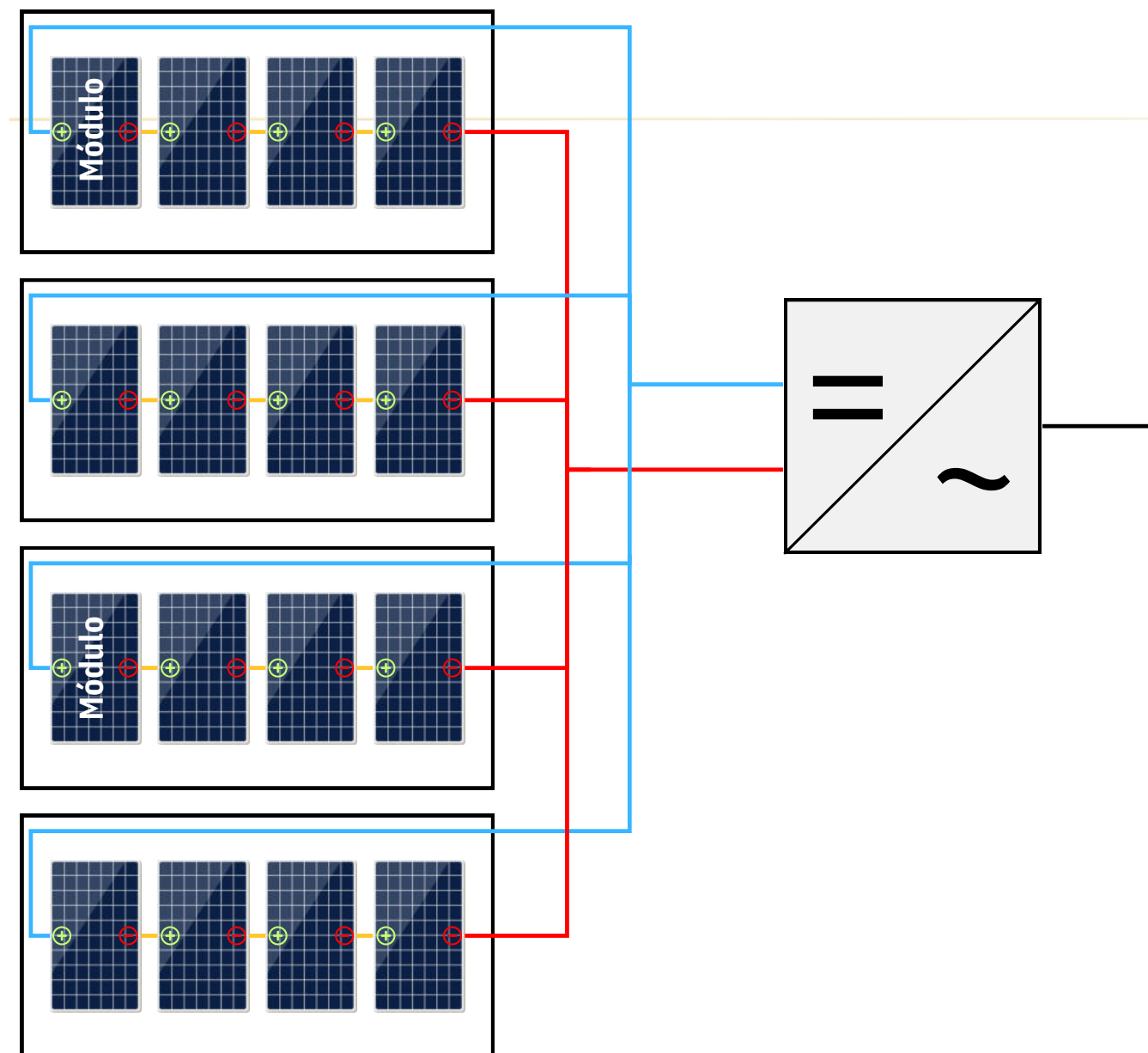


Figura 5. Configuración fotovoltaica centralizada: conexión de múltiples strings a un inversor único

B.2.2 Por cadena (string): cada grupo de módulos o cadena tiene su propio inversor, lo que permite optimizar la producción por secciones, reducir pérdidas por sombreado parcial y simplificar el monitoreo. Esta topología es común en plantas de tamaño medio.

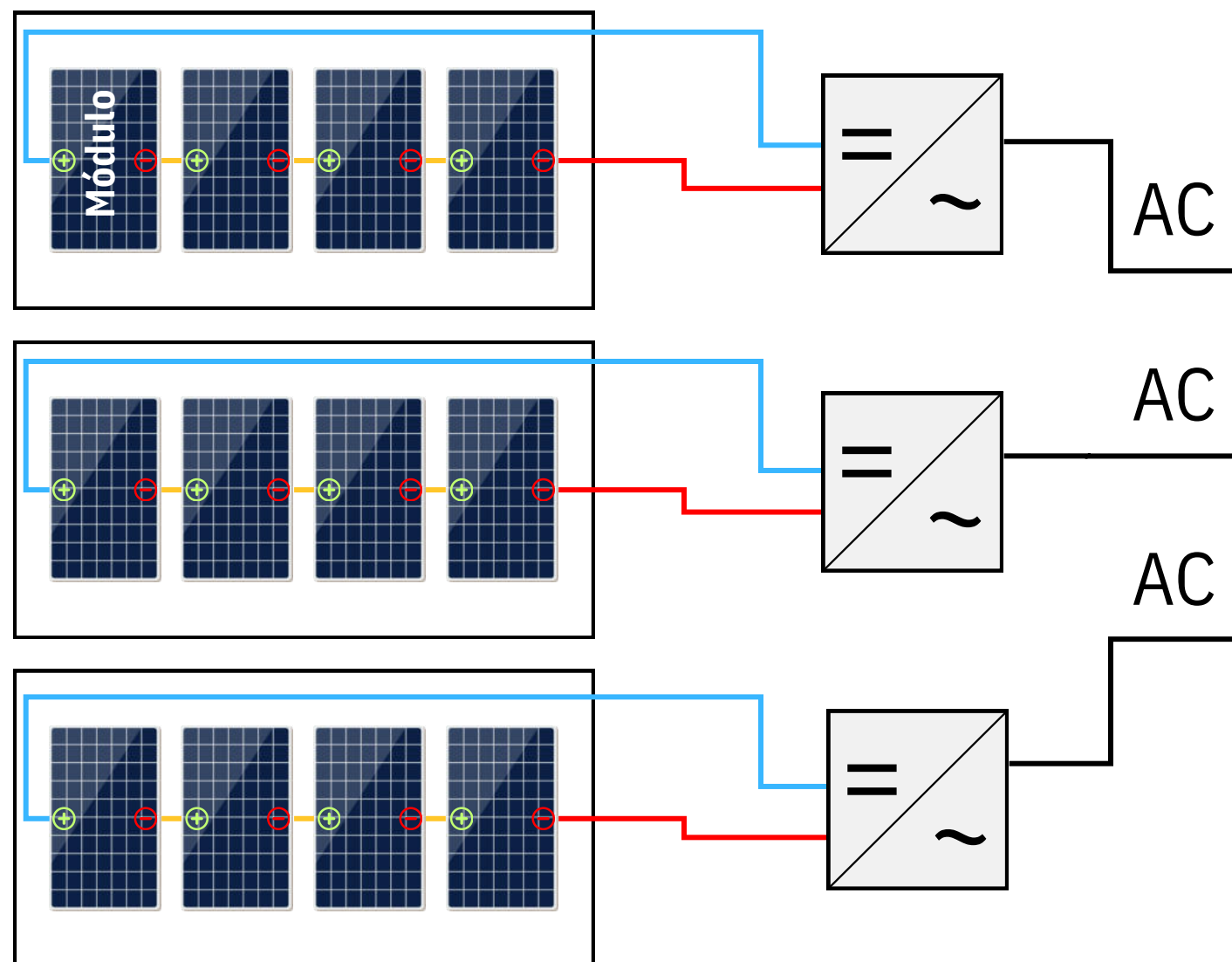


Figura 6. Configuración fotovoltaica por cadena (string): un inversor por cada grupo de módulos

B.2.3 Cadenas en paralelo: en centrales de gran tamaño, el campo fotovoltaico se divide en dos o más subcampos, cada uno con su inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Esta configuración, denominada por subcampos, simplifica la distribución de potencia, reduce el número de inversores y los costos de inversión y mantenimiento.

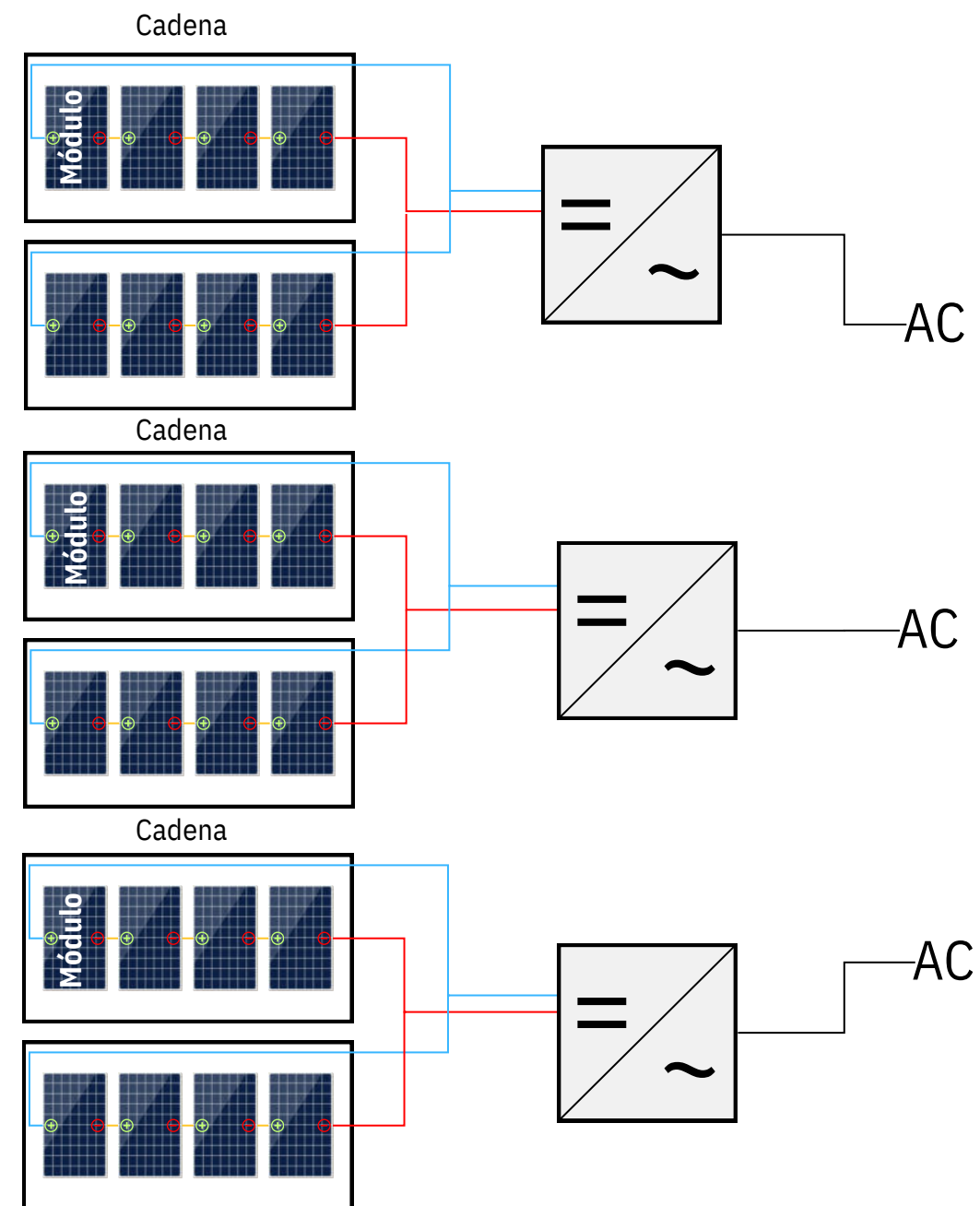


Figura 7. Configuración fotovoltaica con cadenas en paralelo: distribución de subcampos con inversores independientes

B.3. REQUISITOS GENERALES DE CONFORMIDAD Y CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

B.3.1 Conformidad normativa de los componentes principales

- **Paneles solares:** Los módulos fotovoltaicos deben cumplir los requisitos establecidos en el artículo 2.3.25 del RETIE 2024 (Libro 2, Título 3), relacionados con seguridad eléctrica, desempeño y resistencia mecánica. Los paneles deben contar con certificación vigente emitida por un organismo de evaluación de la conformidad acreditado.
- **Inversores:** Los inversores deben cumplir los requisitos establecidos en el artículo 2.3.23 del RETIE 2024 (Libro 2, Título 3) y estar certificados por organismos reconocidos. Deben incorporar funciones de sincronismo con la red, protección diferencial, puesta a tierra y protección anti-isla, conforme a la normativa aplicable. Adicionalmente, los inversores deben estar debidamente rotulados en campo, indicando su uso para servicio de interconexión con la red eléctrica.
- **Medidor de energía:** En proyectos con entrega de excedentes a la red, se debe disponer de un medidor bidireccional ubicado en el punto de frontera comercial, calibrado y parametrizado en cuatro cuadrantes, que permita registrar con precisión la energía importada y exportada para la correcta liquidación de excedentes y control del autoconsumo. En proyectos sin entrega de excedentes, no se requiere la modificación de las condiciones de medida existentes.

B.3.2 Requisitos generales de cumplimiento del sistema

- Todos los componentes del sistema fotovoltaico deben estar certificados y aprobados para uso fotovoltaico, cumpliendo las normas de producto aplicables.
- El sistema debe garantizar protección frente a sobrecorrientes, sobretensiones y contactos indirectos, permitiendo una operación segura en conjunto con otros sistemas eléctricos de la instalación.
- Se permite la instalación de múltiples sistemas fotovoltaicos en un mismo inmueble, siempre que cada sistema cuente con medios independientes de desconexión, medición y protección.
- El sistema debe contar con etiquetado claro, permanente y visible que identifique equipos, circuitos y puntos de conexión en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), indicando tensiones, corrientes nominales y el sentido del flujo de energía.
- Los equipos y la instalación no deben afectar la operación, estabilidad ni la calidad de la energía del sistema de distribución.
- La instalación y puesta en servicio de una o más fuentes de generación que operen en paralelo con la red eléctrica de EBSA deben ser realizadas exclusivamente por personal calificado.

SECCIÓN

3.1.3 REQUISITOS DE DISEÑO ELÉCTRICO EN
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A
RED



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este numeral establece las bases técnicas y los criterios de diseño que deben cumplir los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red, con el fin de garantizar una integración segura, eficiente y conforme a la normativa vigente. Su objetivo es orientar al diseñador en la definición de parámetros eléctricos esenciales como niveles de tensión, corrientes, protecciones, y coordinación de dispositivos asegurando la compatibilidad del sistema con la red de baja o media tensión de EBSA.

De manera práctica, este requisito busca que todo sistema solar conectado a la red opere dentro de límites seguros de tensión y corriente, evitando fallas, sobrecargas o interferencias con el servicio eléctrico existente. En consecuencia, el diseño debe cumplir los estándares establecidos en el RETIE, la NTC 2050, las disposiciones de la CREG y la normativa EBSA, garantizando que la instalación sea confiable tanto para el usuario como para EBSA.

Para la correcta interpretación y aplicación de este numeral, se adoptan las siguientes definiciones:

- **Autogeneración:** Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades.
- **Autogenerador a gran escala (AGGE):** Autogenerador con potencia máxima declarada menor a 5 MW.
- **Autogenerador a pequeña escala (AGPE):** Autogenerador con capacidad instalada menor o igual a 1 MW.
- **Capacidad instalada o nominal:** Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación, cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna.
- **Potencia máxima declarada:** Esta debe ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial.

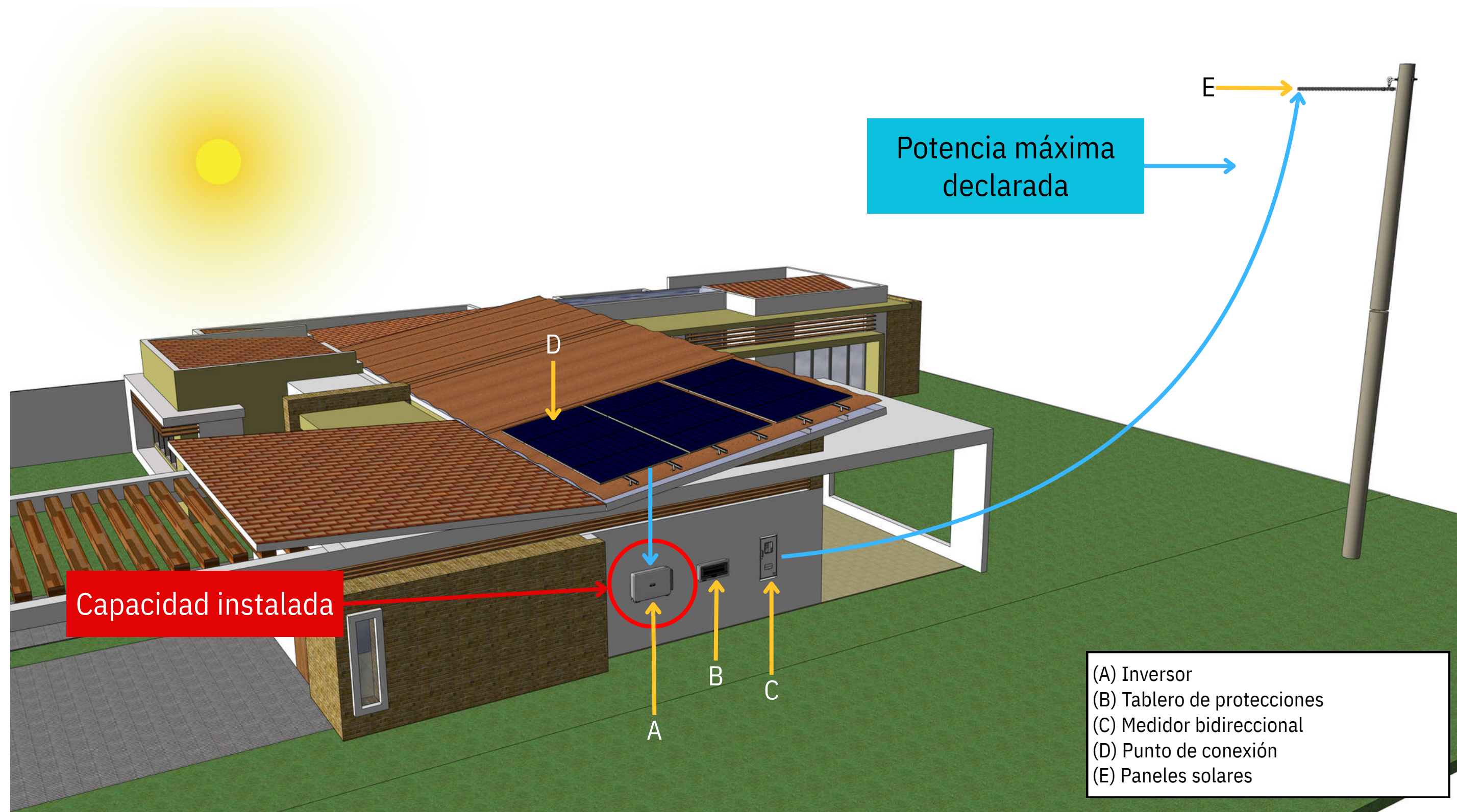


Figura 8. Ejemplo de capacidad instalada y potencia máxima declarada en sistema fotovoltaico a pequeña escala

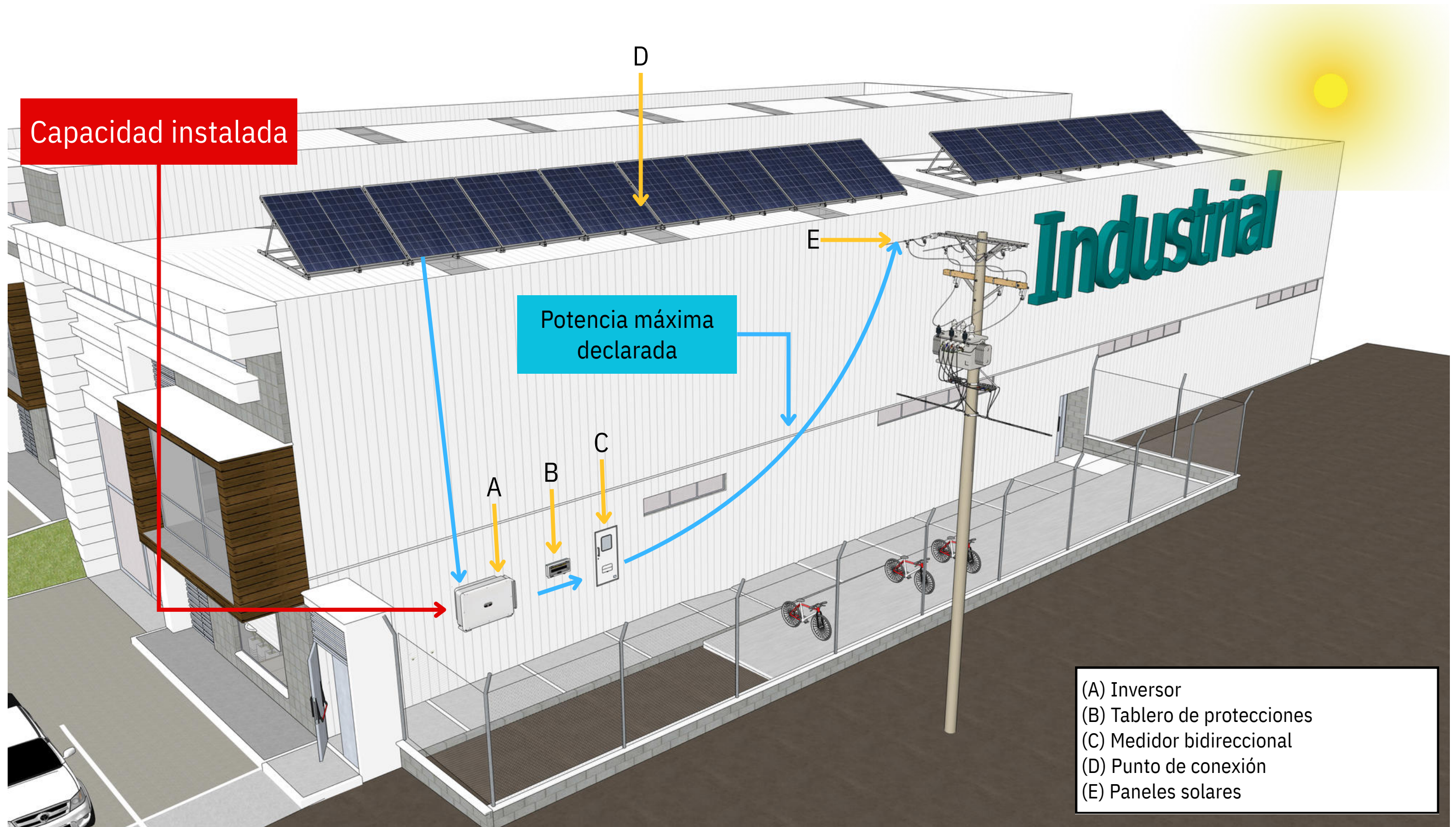


Figura 9. Ejemplo de capacidad instalada y potencia máxima declarada en sistema fotovoltaico a gran escala

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El dimensionamiento preliminar de un sistema fotovoltaico conectado a la red constituye la fase inicial de todo proyecto, en la cual se analizan las necesidades energéticas del cliente y se determina la capacidad del sistema en función de su demanda. Esta etapa es fundamental para sentar las bases técnicas y de seguridad del diseño, y recae bajo la responsabilidad directa del diseñador, quien debe garantizar un análisis técnico confiable, preciso y ajustado a los requerimientos normativos, asegurando que se evalúe mínimo lo siguiente:

- **Análisis de demanda eléctrica:** evaluación de los consumos horarios, diarios y mensuales del usuario, determinación del perfil de carga y establecimiento de la fracción de demanda que será cubierta con energía fotovoltaica.
- **Determinación de la potencia del campo fotovoltaico (kWp):** cálculo basado en irradiancia local, orientación e inclinación de módulos, área disponible, pérdidas por temperatura y sombras.
- **Selección de equipos:** elección de módulos, inversores, estructuras de soporte, atendiendo a las condiciones del sitio, tensiones de trabajo, y eficiencia esperada.
- **Configuración eléctrica:** definición de cantidad de módulos por string, número de strings en paralelo, niveles de tensión DC/AC, corrientes nominales.
- **Simulación y validación de desempeño:** modelación de la producción energética anual, cobertura de demanda, performance ratio y evaluación de pérdidas totales del sistema.

Estas actividades no forman parte del alcance de la revisión técnica de EBSA; por tanto, cualquier efecto asociado a la generación esperada es responsabilidad exclusiva del diseñador, quien debe evaluarlo desde la fase inicial del proyecto.

El dimensionamiento preliminar definido en esta etapa constituye la base técnica sobre la cual se desarrolla el diseño detallado del sistema fotovoltaico, el cual sí es objeto de verificación por parte de EBSA, bajo los criterios que se establecen en el numeral B.2.

B.2. DISEÑO DETALLADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO:

Los sistemas solares fotovoltaicos deben contar con un diseño detallado conforme al numeral 3.3.1.1 del RETIE, elaborado por profesionales de la ingeniería competentes según su matrícula profesional e incluir:

- Análisis de riesgos eléctricos.
- Riesgos por descargas atmosféricas.
- Cálculo de cargas actuales y futuras.
- Coordinación de aislamiento eléctrico.
- Análisis de cortocircuito y falla a tierra (baja tensión).
- Nivel de tensión.
- Cálculo de campos electromagnéticos.
- Cálculo de transformadores.
- Sistema de puesta a tierra.
- Especificaciones de construcción complementarias.
- Análisis de distancias de seguridad.
- Estudios adicionales
- Cálculo económico de conductores.
- Especificación de conductores.
- Cálculo mecánico de estructuras.
- Coordinación de protecciones.
- Cálculos de canalizaciones.
- Pérdidas de energía.
- Regulación de tensión.
- Clasificación de áreas peligrosas.
- Diagramas unifilares.
- Planos eléctricos.
- Desviaciones técnicas.
- Selección, cálculo y especificación de equipos de generación.

El diseñador debe hacer mención expresa de aquellos ítems que a su juicio no aplican en la instalación objeto del diseño y señalar las razones de la no aplicación. La profundidad con que se deben tratar cada uno de los ítems dependerá del tipo, complejidad y riesgos asociados a la instalación, para lo cual el diseñador debe aplicar un juicio profesional, teniendo en cuenta que él es quien debe responder tanto por las deficiencias como por los excesos que conlleve el diseño. Parte de la presentación de este documento se fundamenta en los lineamientos generales establecidos en el Capítulo 4, Título 3, Sección 4 de la Guía de diseño de proyectos de autogeneración.

Para el desarrollo del diseño detallado del sistema fotovoltaico, se definen a continuación los criterios de diseño aplicables a cada uno de sus componentes

B.3. CRITERIOS DE DISEÑO PARA LOS COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO:

A continuación, se especifican los requisitos de cada componente que se deben contemplar durante la etapa de diseño para este tipo de proyectos:

• **B.3.1. Punto de Conexión:**

- El punto de conexión del sistema de generación puede realizarse en el lado de la carga o en el lado de la alimentación (siempre y cuando tenga un tablero independiente), en cualquiera de los equipos de distribución existentes dentro del predio, siempre que se garantice la correcta coordinación eléctrica y de protección.

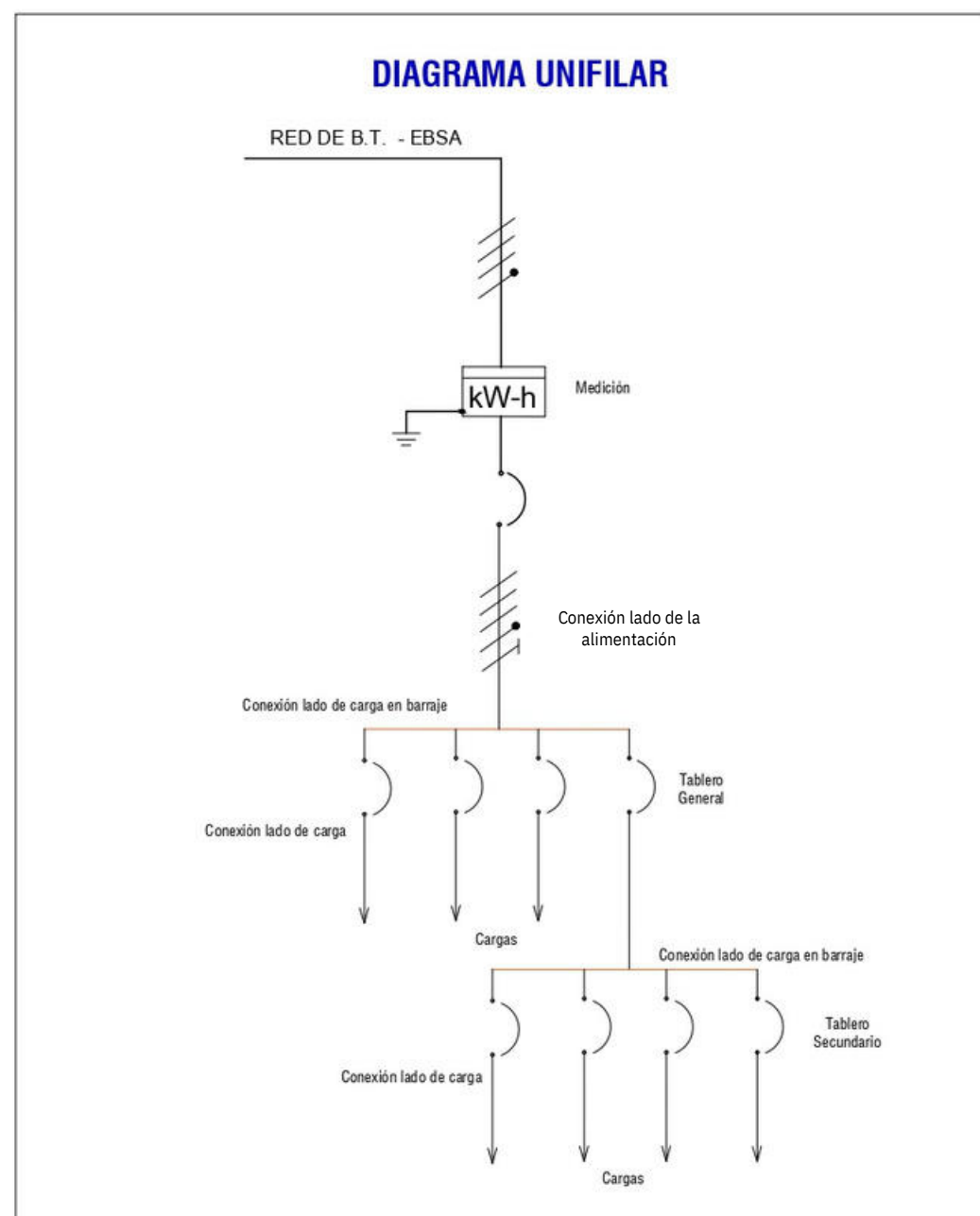


Figura 10. Puntos de conexión permitidos para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

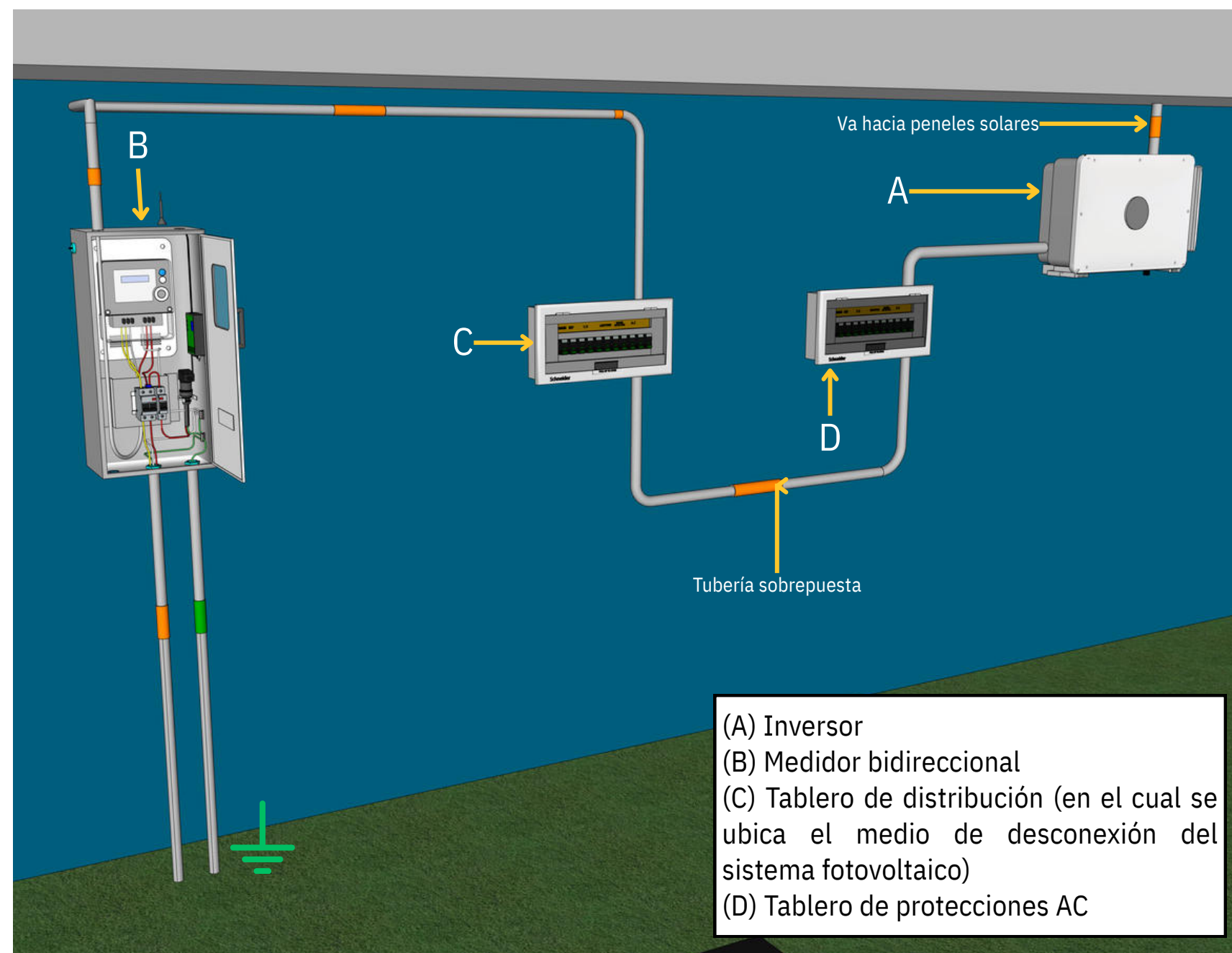
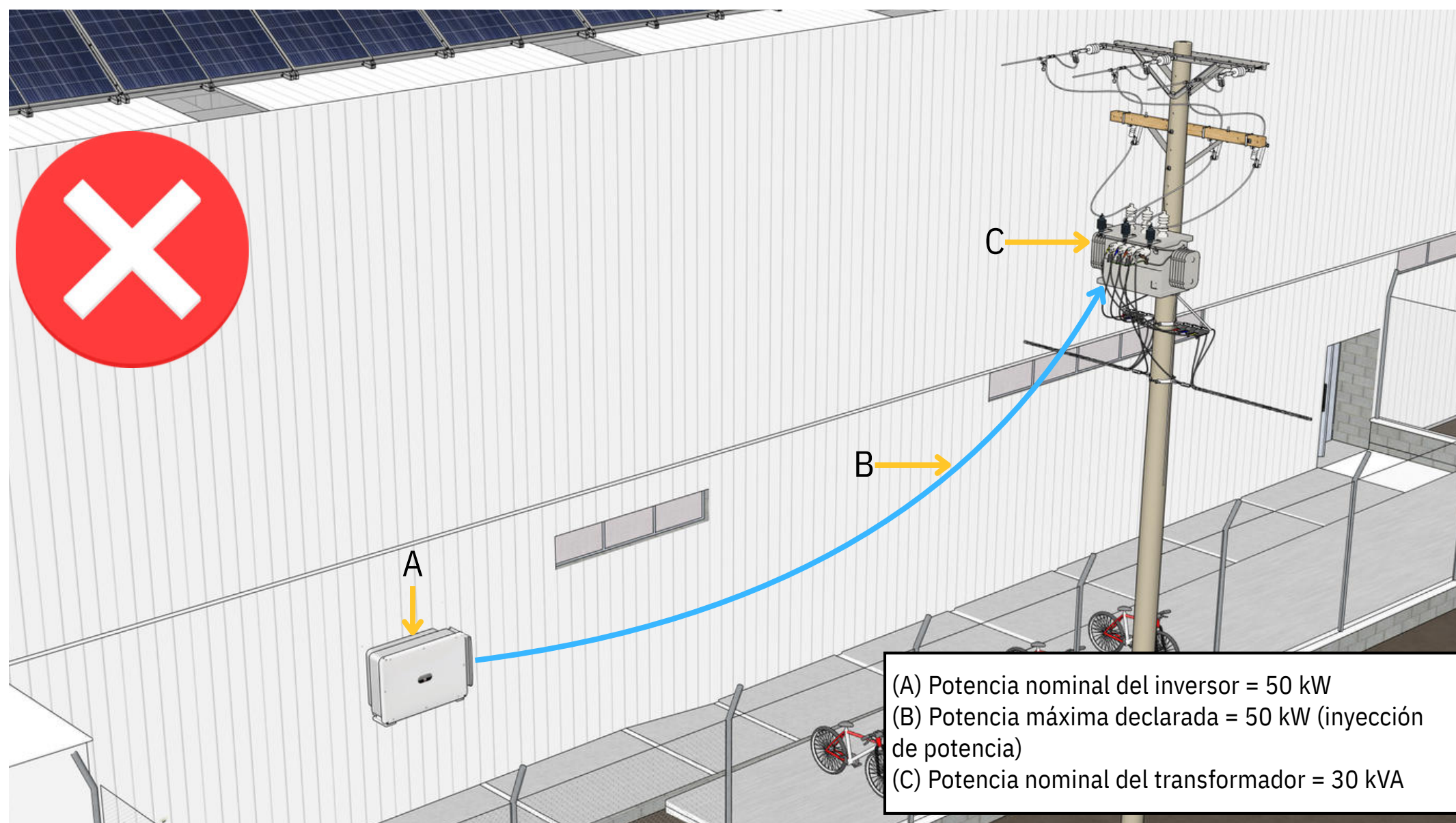


Figura 11. Sistema fotovoltaico conectado al lado de la carga

- El sistema de generación, a través del inversor, debe garantizar la sincronización de tensión, frecuencia y fase con la red de EBSA antes de la inyección de energía en el punto de conexión.
- Los equipos asociados al punto de conexión, como conductores y protecciones, deben dimensionarse en función de la potencia instalada del sistema de generación y las condiciones eléctricas específicas del punto de conexión.
- Se debe garantizar que el medidor bidireccional sea compatible con la acometida existente, en cuanto al número de fases y el nivel de tensión del punto de conexión (aplica para sistemas que entreguen excedentes a la red).
- La potencia máxima declarada del sistema de generación no debe sobrepasar la potencia nominal del punto de conexión, definido por el transformador o el circuito al cual se conecta el sistema.



NOTA

En el ejemplo ilustrado, un inversor de 50 kW no puede inyectar energía en un transformador de 30 kVA, ya que supera su capacidad y genera riesgo operativo, sobrecarga y condiciones inseguras en la red. Cualquier ampliación o modificación debe ser previamente evaluada y aprobada técnica y documentalmente por EBSA.

El dibujo es únicamente ilustrativo y no reemplaza los estudios técnicos ni el análisis de carga, demanda, niveles de tensión o condiciones reales del proyecto.

Figura 12. Ejemplo de sobrecarga por inyección de potencia: no cumplir con la capacidad nominal de conexión

• **B.3.2. Dimensionamiento de cableado y protección contra sobrecorrientes**

a) Cálculo de la corriente máxima de los módulos fotovoltaicos

La corriente máxima se calcula multiplicando la corriente de cortocircuito del módulo por un factor del 125 %, para considerar condiciones de irradiancia superiores y tolerancias de fabricación:

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

Este valor se empleará en todos los cálculos posteriores del sistema.

b) Cálculo de la corriente máxima en circuitos DC del sistema fotovoltaico

En los circuitos que agrupan varias cadenas (strings) en paralelo, la corriente máxima total será la suma de las corrientes máximas individuales:

$$I_{max_total} = N^{\circ} \text{ cadenas en paralelo} \times I_{max}$$

c) Cálculo de la corriente máxima en circuitos AC del sistema fotovoltaico

Para los circuitos del lado de corriente alterna, la corriente máxima se determina tomando la corriente nominal de salida de AC especificada en la ficha técnica del inversor.

d) Cálculo del dispositivo de protección contra sobre corriente

El dispositivo de protección (fusible o interruptor termomagnético) debe tener una capacidad igual o superior al 125 % de la corriente máxima:

$$I_{protección} = I_{max} \times 1.25$$

e) Cálculo de conductores

Los conductores deben dimensionarse para transportar, como mínimo, el valor más alto entre las siguientes dos condiciones:

- Ampacidad sin factores de corrección: $I_{conductores} = I_{max} \times 1.25$
- Ampacidad considerando factores de corrección : $I_{conductores} = I_{max} / (\text{Factor de agrupamiento} \times \text{Factor de temperatura})$

f) Relación entre ampacidad y dispositivo de protección:

- La ampacidad corregida del conductor debe ser igual o superior a la capacidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecorrientes.
- Si la ampacidad corregida del conductor es inferior a la capacidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente, se debe seleccionar un conductor de mayor calibre.
- En caso de que la ampacidad corregida se encuentre entre los tamaños estándar de dispositivos contra sobrecorriente, se puede usar el tamaño estándar de dispositivo inmediatamente superior.

h) Selección de conductores

Para garantizar la eficiencia y seguridad de la instalación, el dimensionamiento de los conductores debe realizarse por dos criterios simultáneos:

- Por corriente: Se selecciona el calibre del conductor que soporte la corriente nominal esperada (amperaje) sin sobrepasar su capacidad de conducción de corriente (ampacidad), según las condiciones de instalación (temperatura ambiente, tipo de aislamiento, canalización, agrupamiento).

- Por caída de tensión: Una vez validado el criterio térmico, se debe verificar que la caída de tensión resultante no supere el límite máximo permitido del 3 %, medida entre dos puntos cualesquiera entre la salida del inversor y el punto de conexión. Este valor se establece para evitar pérdidas excesivas de energía y garantizar que los equipos operen dentro de su rango nominal de tensión.

- **B.3.3. Canalizaciones**

- El diseño debe prever canalizaciones metálicas o cables MC en tramos interiores de edificaciones.
- El diseño de sistemas de cableado puede contemplar la utilización de bandejas portacables de fondo continuo, tipo malla o tipo escalera, siempre que los conductores seleccionados estén certificados y rotulados para uso en bandejas. No se permite su uso en instalaciones residenciales, fosos de ascensores, canales de ventilación y lugares con alta concentración de personas.
- Se deben usar cables certificados para uso fotovoltaico, resistentes a intemperie y humedad y deben cumplir con el código de colores establecido en el RETIE (ver tabla 3).

- **B.3.4. Sistema de puesta a Tierra**

- El diseño del sistema de puesta a tierra debe contemplar el dimensionamiento de los conductores y electrodos conforme a lo establecido en las secciones 250.122 y 250.166 de la NTC 2050.
- El diseño debe garantizar que todas las partes metálicas expuestas de sistema fotovoltaico queden eléctricamente conectadas al sistema de puesta a tierra.
- En el diseño de los arreglos fotovoltaicos montados sobre estructuras metálicas, se puede considerar el uso de la estructura como electrodo de puesta a tierra, únicamente cuando se verifique y garantice que dicha estructura se encuentra en contacto directo y permanente con el terreno.
- El diseño del sistema de puesta a tierra del sistema solar debe asegurar su equipotencialización con el sistema de puesta a tierra existente de la instalación.
- Para una comprensión integral del diseño del sistema de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas, se deberá consultar el Capítulo 4, Título 2 de la normativa EBSA "Sistemas de Puesta a Tierra", donde se establecen los criterios de selección de electrodos, métodos de conexión, valores de resistencia permitidos y procedimientos de verificación, orientados a garantizar la continuidad eléctrica, la seguridad operativa y el cumplimiento de los requisitos del RETIE y la NTC 2050.



Figura 13. Uso no permitido de bandejas portacables.

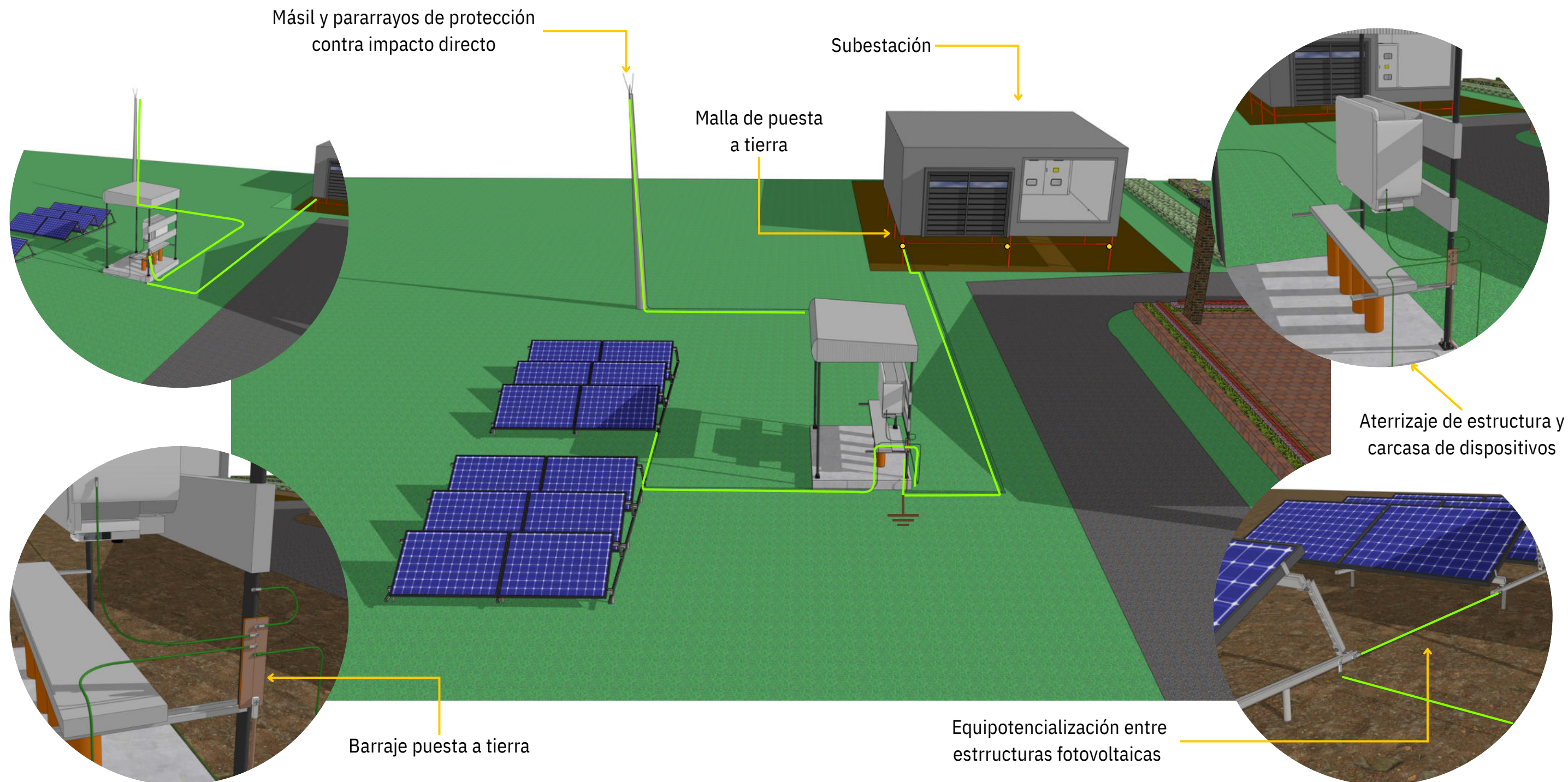


Figura 14. Esquema de puesta a tierra en sistema fotovoltaico: conexión de equipo, estructuras y equipos de protección

• B.3.5. Inversores

- El diseño debe garantizar que los inversores incorporen protecciones contra sobretensiones, sobrecorrientes, sobretemperaturas y cortocircuitos. Estas protecciones deben estar integradas en el inversor y ser verificables en su ficha técnica; en caso de no encontrarse integradas, el diseño del sistema debe incluirlas de manera externa, debidamente especificadas y coordinadas.
- El inversor debe disponer de por lo menos los siguientes mecanismos de protección:
- **Protección de isla:** El inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red de EBSA en un tiempo no mayor a 2,0 s contados a partir de la pérdida de la tensión de la red.
- **Respuesta a recuperación de la red:** El inversor debe responder a la recuperación de la red de EBSA en un tiempo mínimo de 5 minutos.
- Cuando el diseño contemple el uso de fusibles externos, estos deben estar certificados y ser adecuados para corriente continua (CC) o corriente alterna (CA), según corresponda-
- El diseño del sistema solar fotovoltaico conectado a la red debe contemplar inversores que cumplan con la norma IEC 62109-2 o una norma equivalente reconocida, en materia de seguridad eléctrica. Dicho cumplimiento debe ser verificable mediante certificados y fichas técnicas oficiales del fabricante del equipo seleccionado.
- El diseño debe justificar la capacidad nominal del inversor en función de la potencia pico instalada del campo fotovoltaico y de la relación DC AC adoptada, la cual debe estar técnicamente sustentada con base en las especificaciones del fabricante, evitando la operación permanente del inversor por encima de su capacidad nominal.
- El diseño debe verificar que la tensión máxima del arreglo fotovoltaico no exceda la tensión máxima de entrada del inversor bajo condiciones de temperatura mínima, así como que la corriente máxima por cada MPPT no supere los límites establecidos por el fabricante.
- El diseño debe asegurar que el inversor sea compatible con las características eléctricas de la red de EBSA, incluyendo nivel de tensión, frecuencia nominal y requisitos de calidad de energía, dejando esta compatibilidad explícitamente documentada en la información técnica del equipo.

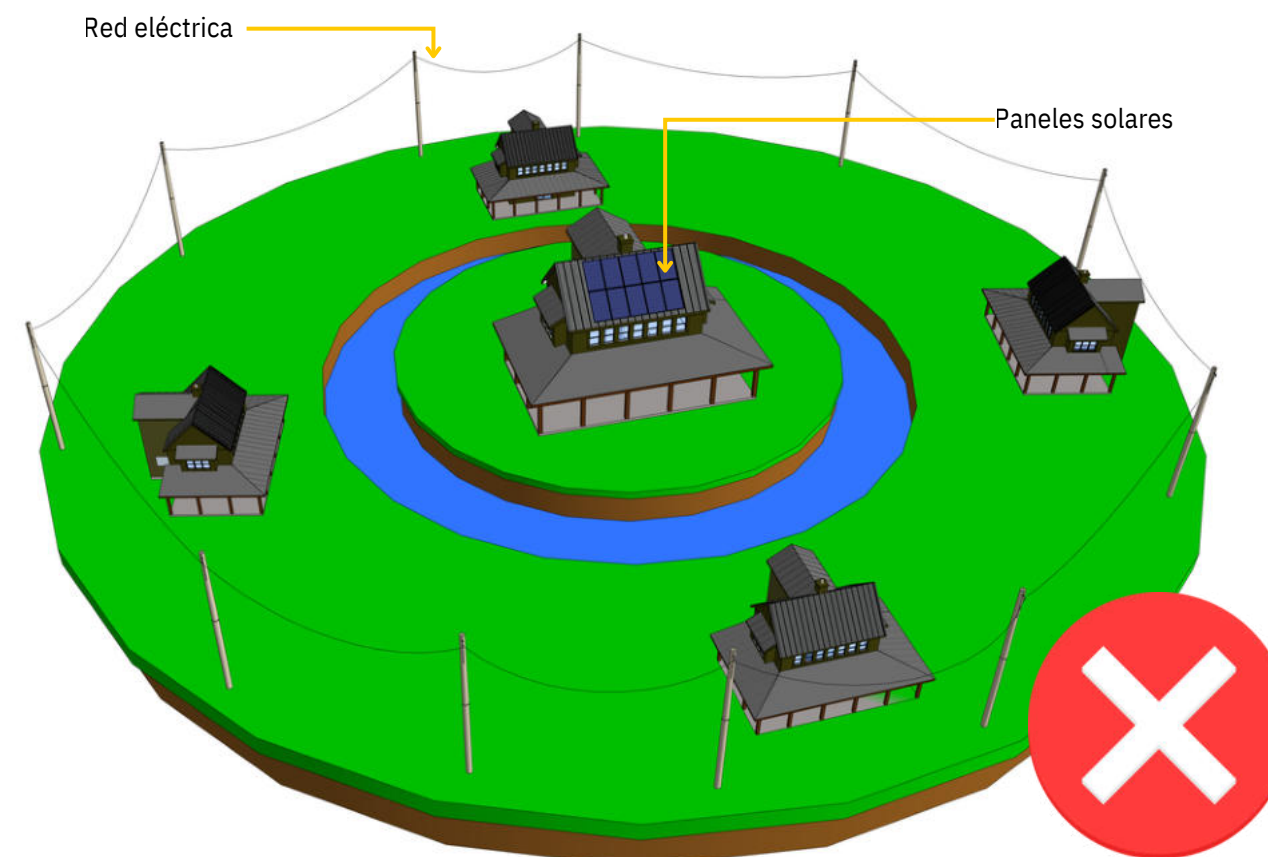


Figura 15. Ejemplo de funcionamiento incorrecto en modo isla en sistema fotovoltaico conectado a la red

NOTA

Se prohíbe el funcionamiento en modo isla de cualquier sistema de paneles solares conectado a la red. Cuando la red pública falla, el sistema de generación debe desconectarse automáticamente para evitar energizar líneas que deberían estar desenergizadas.

El funcionamiento en modo isla pone en riesgo la vida de los técnicos que realizan maniobras en la red, puede dañar equipos tanto del usuario como del operador de red y constituye un incumplimiento grave de las exigencias del RETIE y de los estándares de interconexión aplicables. El dibujo es ilustrativo y solo representa el concepto general del riesgo asociado al modo isla.

• B.3.6. Paneles Solares Fotovoltaicos

- El diseño debe definir la potencia pico total del campo fotovoltaico en función del objetivo del proyecto (autoconsumo, inyección parcial o toda a red), del perfil de consumo del usuario y de las condiciones reales de irradiancia del sitio, evitando sobredimensionamientos o subdimensionamientos injustificados.
- El diseño debe verificar que la corriente máxima de cortocircuito de los módulos, no exceda la capacidad de los conductores, protecciones y entradas del inversor.
- El diseño debe calcular el número de módulos por cadena de tal forma que la tensión máxima del arreglo, evaluada a la temperatura mínima del sitio, no supere la tensión máxima de entrada del inversor.
- El diseño debe definir la orientación e inclinación óptima de los módulos en función de la latitud del sitio, el perfil de consumo y las restricciones físicas de la edificación o del terreno. Así, como debe contemplar separaciones adecuadas entre filas de módulos para evitar sombras propias.
- El diseño debe especificar conectores del tipo MC4 o equivalentes, garantizando que sean polarizados, a prueba de agua, con sistema de enclavamiento mecánico y compatibles entre sí, evitando mezclas de conectores de diferentes fabricantes que puedan generar riesgos eléctricos o mecánicos.
- El diseño estructural del sistema solar fotovoltaico debe verificar la compatibilidad mecánica de los módulos con las estructuras de soporte considerando el peso y las dimensiones de los paneles (alto, ancho y profundidad), incluyendo sus dilataciones por efectos térmicos, garantizando que los esfuerzos transmitidos a los marcos de los paneles se mantengan dentro de los límites admisibles evitando daños a los módulos o la edificación donde se instalan.

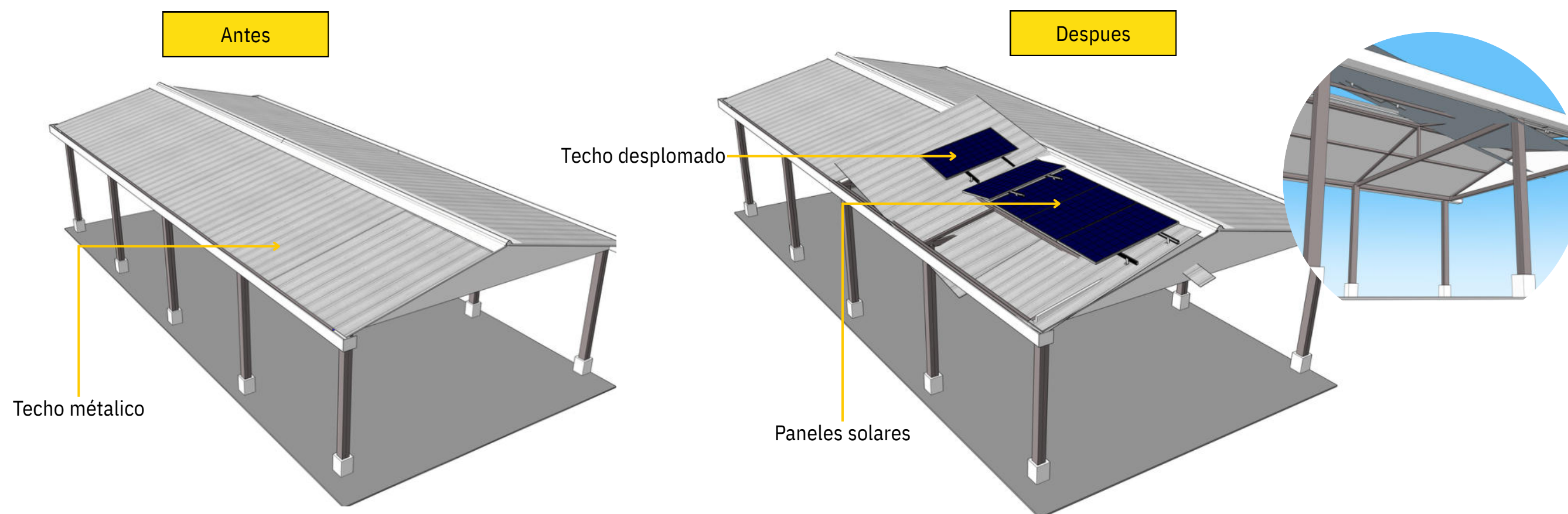


Figura 16. Instalación de paneles solares fotovoltaicos en cubierta: consideraciones estructurales y de diseño

• B.3.7. Disposición de los paneles solares

La distancia entre filas o cadenas de paneles solares debe definirse considerando las condiciones geográficas y de diseño del sitio, como la latitud, la inclinación de los módulos y la orientación del sistema, de manera que se evite el sombreado entre filas durante las horas de mayor generación solar.

Esta separación se determina a partir de criterios técnicos de diseño, el cual debe garantizar que la disposición de los módulos permita el máximo aprovechamiento de la radiación solar, así como la seguridad y facilidad de mantenimiento de la instalación.

Para obtener una distancia óptima, se recomienda el uso de software de simulación solar o herramientas equivalentes que consideren la trayectoria del sol a lo largo del año y los elementos físicos del entorno. Dicho análisis debe ser realizado por personal calificado en diseño de sistemas fotovoltaicos, y sus resultados deben quedar debidamente documentados en la memoria técnica del proyecto.

El diseño debe prever pasarelas y accesos seguros para el montaje, inspección y mantenimiento de los equipos. Se debe garantizar un espacio libre entre 45 cm y 60 cm para circulación y maniobra; si este espacio es menor, deberá sustentarse mediante una desviación técnica justificada y firmada por un profesional competente.

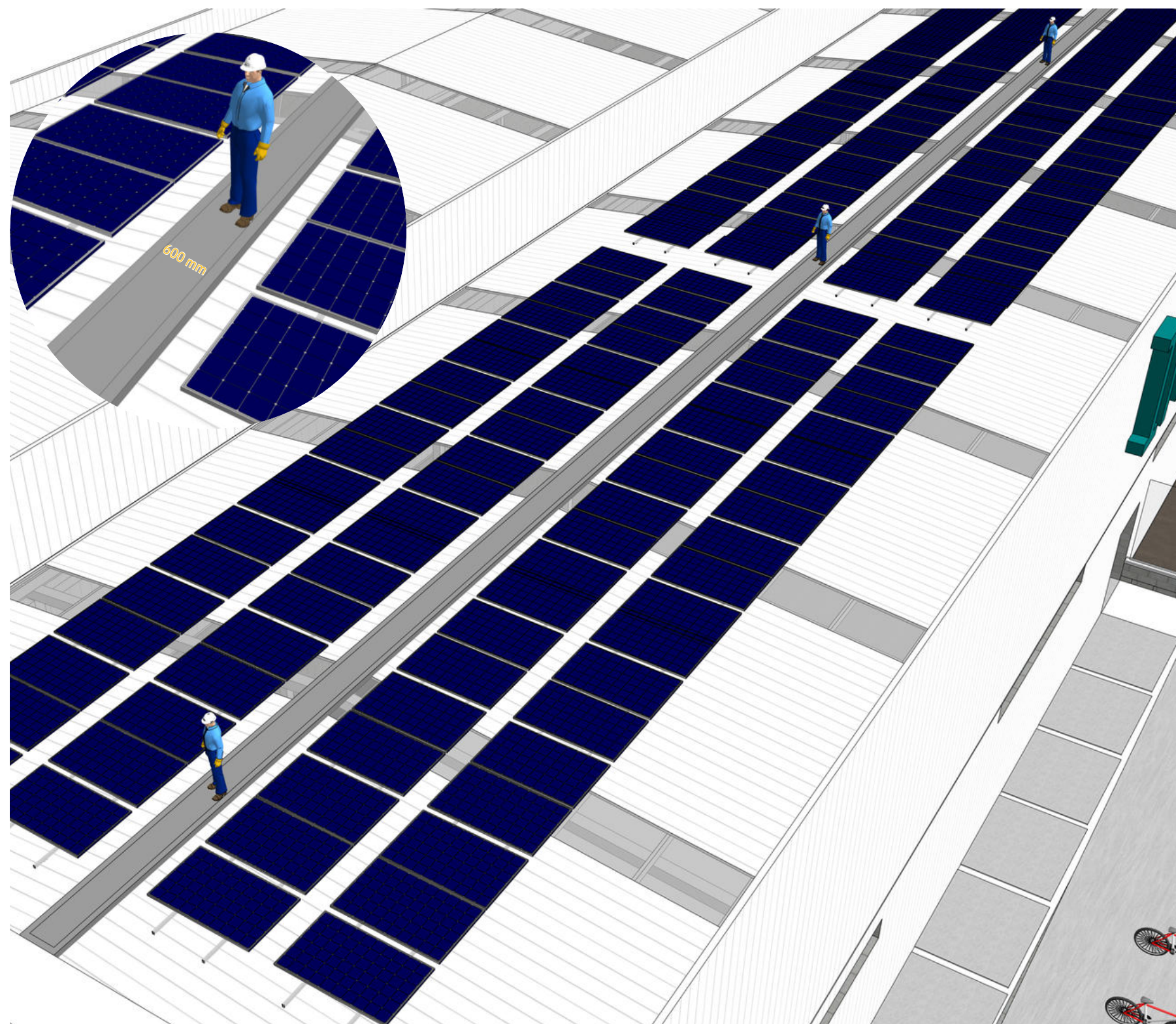


Figura 17. Configuración de paneles solares: optimización de la distancia y acceso para mantenimiento

• **B.3.8. Equipo de medida**

El sistema de medida es un componente importante en los sistemas fotovoltaicos conectados a red, ya que permite cuantificar la energía generada y consumida. Su diseño y selección dependen del tipo de conexión y del flujo de energía entre el usuario y la red de EBSA.

- Si el sistema no entrega energía a la red, la medida existente no se modifica. En este caso, el medidor continuará registrando únicamente la energía consumida por el usuario, manteniendo su configuración actual. El diseñador debe verificar la compatibilidad eléctrica y funcional del medidor existente con la nueva instalación.

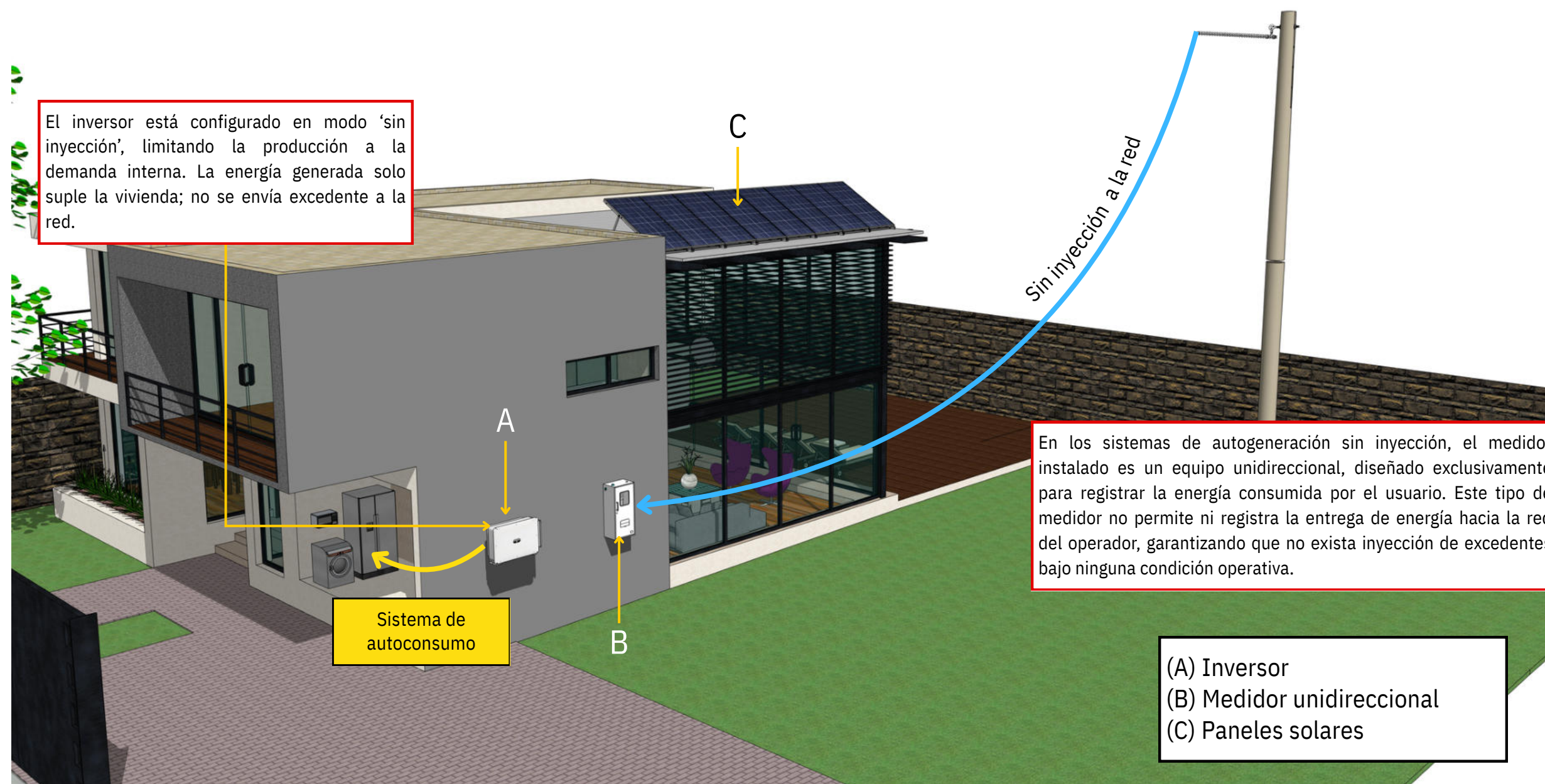


Figura 18. Sistema de medición en modo unidireccional: configuración y medición de energía consumida

- Si el sistema entrega energía a la red, se debe instalar un medidor bidireccional, capaz de registrar tanto la energía que fluye desde la red hacia el usuario (consumo), como la que el sistema fotovoltaico inyecta a la red (generación). Este medidor debe dimensionarse con las mismas especificaciones eléctricas del medidor existente: nivel de tensión, número de fases, corriente nominal y tipo de servicio. Estas condiciones deben quedar claramente definidas en los planos y memorias del diseño.

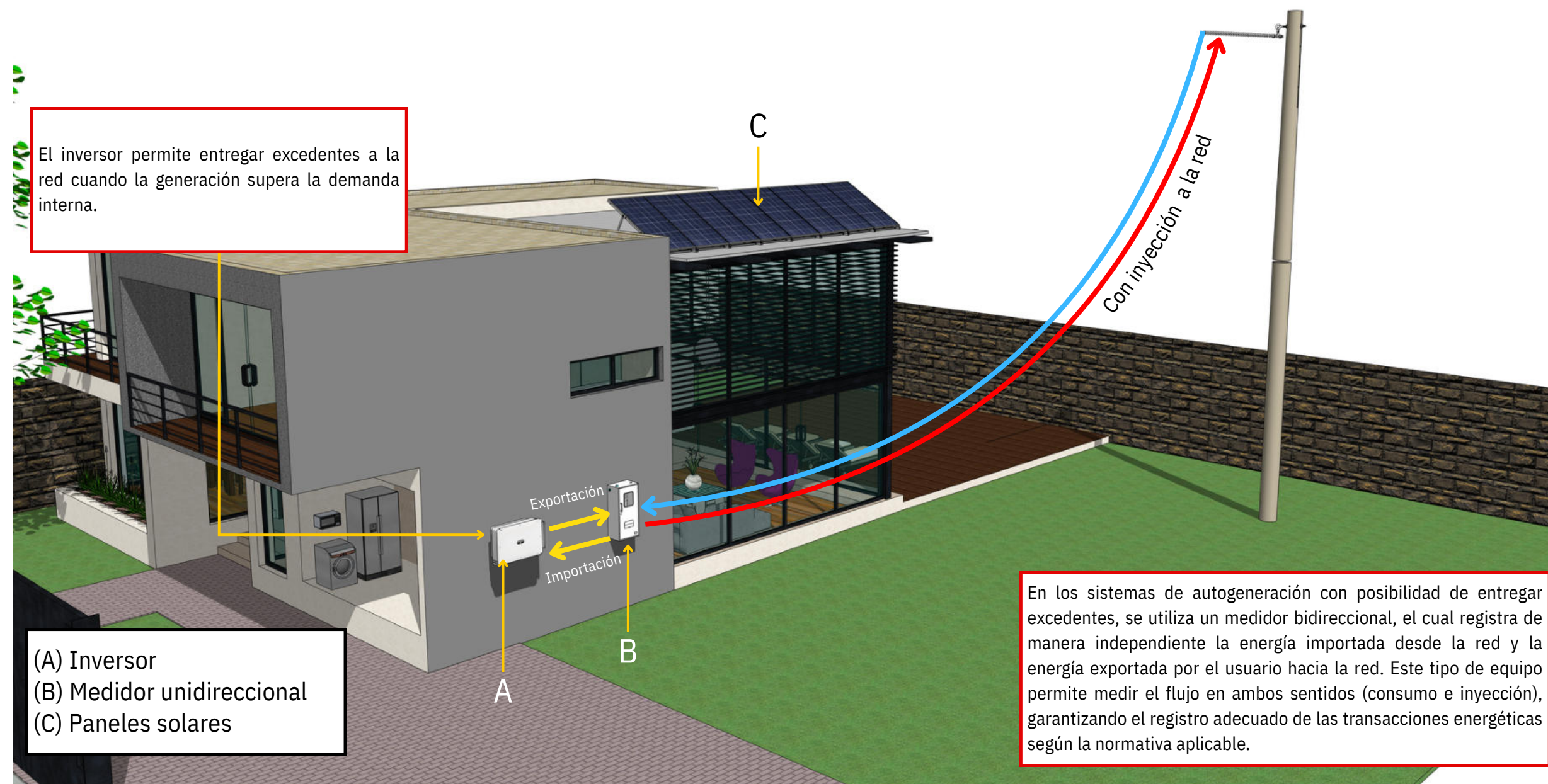


Figura 19. Sistema fotovoltaico con medición bidireccional y entrega de excedentes a la red

- El diseño del nuevo sistema de medida debe cumplir con los requisitos establecidos en el Código de Medida (CREG 038 de 2014) y en la normativa vigente garantizando exactitud, seguridad, interoperabilidad y compatibilidad con la red de EBSA.

Para una comprensión integral del diseño de medida en instalaciones fotovoltaicas, se debe consultar el Capítulo 4, Título 4 de la normativa EBSA “Guía del Sistema de Medición y Criterios Constructivos para Gabinetes y Encerramientos de Medidores.

B.3.9. Equipo limitador de energía

El sistema de control de exportación o limitador de energía, integrado en el inversor o implementado mediante un controlador externo, debe incorporarse en todos los diseños de proyectos de autogeneración que no entreguen excedentes a la red o que inyecten en un nivel fijo de energía previamente aprobado por EBSA. Este sistema debe permitir la regulación ajustable de la potencia activa exportada en el punto de conexión (PCC).

Nota: El diagrama es únicamente ilustrativo y tiene como finalidad facilitar la comprensión del principio de medición y control de la función de limitación de energía. No constituye un esquema obligatorio de conexión, por lo que pueden emplearse otras configuraciones técnicas equivalentes, siempre que cumplan con la normativa vigente y requisitos de EBSA.

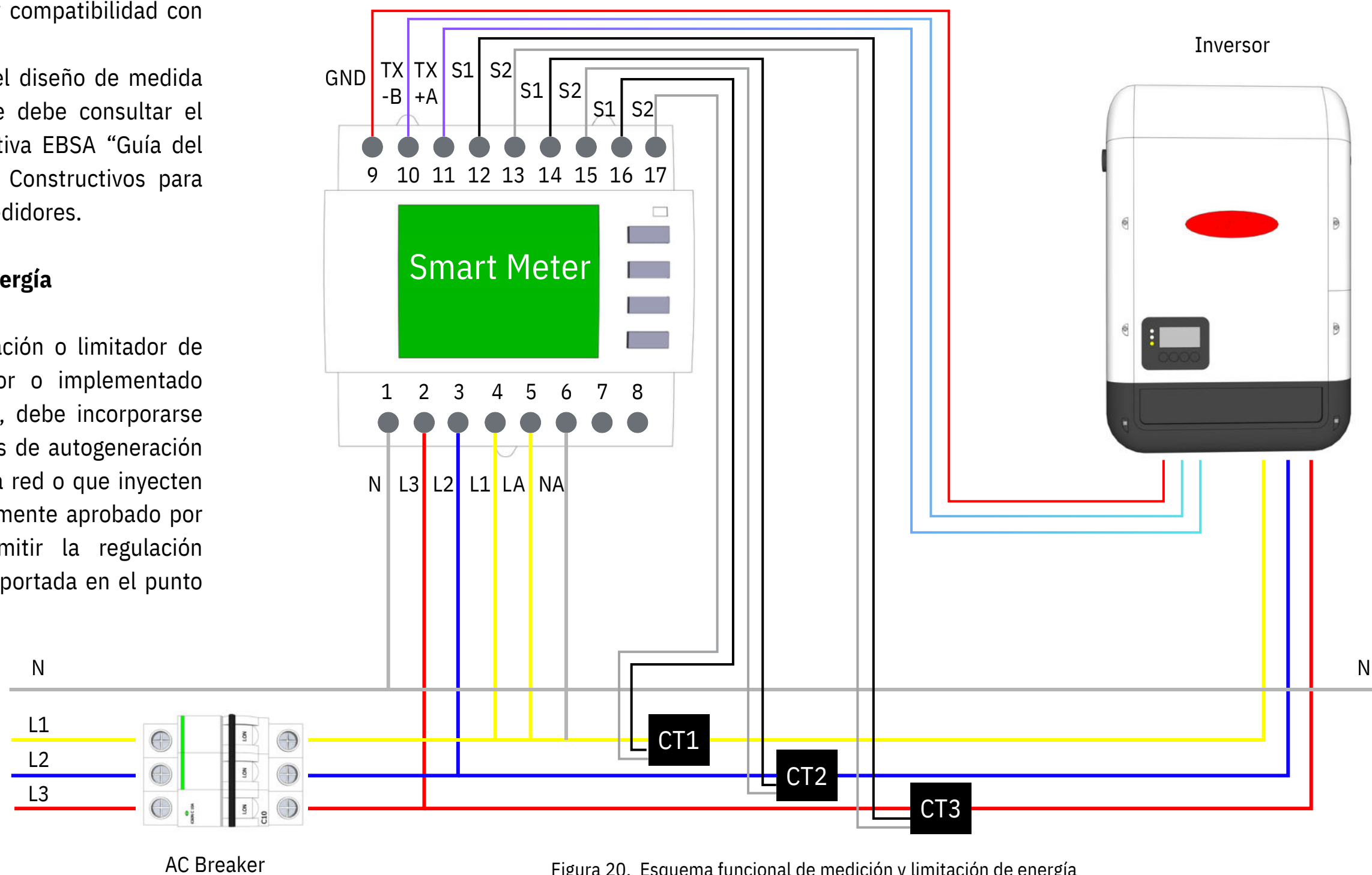


Figura 20. Esquema funcional de medición y limitación de energía

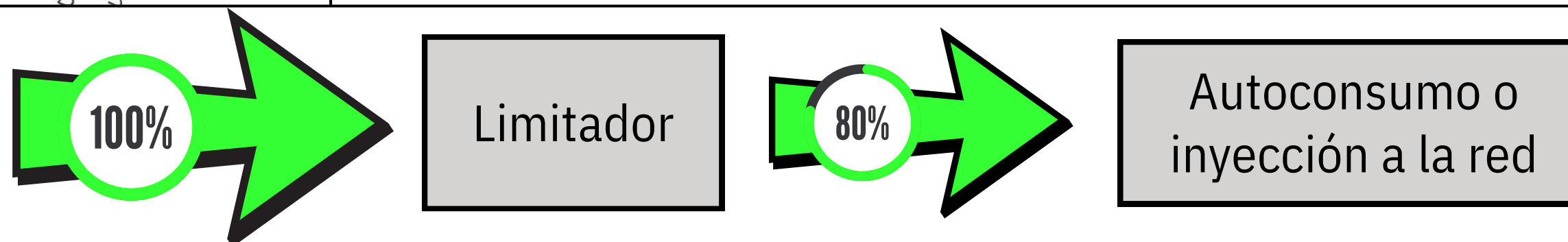


Figura 21. Control y limitación de energía: flujo hacia el sistema de inyección o autoconsumo

B.4. APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS DE DISEÑO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SIN ENTREGA DE ENERGÍA A LA RED

Los criterios de diseño, dimensionamiento y protección establecidos en el presente título deben aplicarse a los sistemas fotovoltaicos que no inyectan energía a la red. La conexión de estos sistemas constituye una interacción técnica directa con las redes de distribución, por lo cual toda fuente conectada puede modificar los niveles de cortocircuito, afectar la coordinación de protecciones y generar variaciones en los perfiles de tensión y frecuencia.

La ausencia de excedentes de energía no elimina la obligación de coordinar protecciones, dado que el generador continúa siendo una fuente potencial de corriente de falla. Adicionalmente, estos sistemas pueden introducir fluctuaciones, armónicos y desbalances, con posible impacto sobre terceros y sobre la estabilidad del sistema durante condiciones de falla o maniobra.

En consecuencia, estos sistemas deben cumplir con los mismos requisitos de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación y normativa vigente. Así mismo, todos los proyectos deben ser presentados ante EBSA para su correspondiente revisión y aprobación.

B.5. CRITERIOS DE INTEGRACIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES

Independientemente de si el sistema entrega o no energía a la red, cuando cuando el sistema solar fotovoltaico se integra a una instalación eléctrica existente, el diseño debe garantizar la coherencia técnica y la compatibilidad entre el sistema proyectado y la instalación existente, evitando riesgos eléctricos y asegurando el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

- Diferenciación entre sistema proyectado y sistema existente:
 - **Sistema proyectado:** Corresponde al conjunto de elementos del sistema solar fotovoltaico (módulos, inversores, protecciones, canalizaciones, estructuras y puesta a tierra asociada) hasta el punto de conexión con la red interna del usuario.
 - **Instalación existente:** Comprende el punto de conexión con la red de EBSA, la acometida, la medida y tablero general del cliente, los cuales deben mantenerse inalterados en su función y capacidad aprobada.

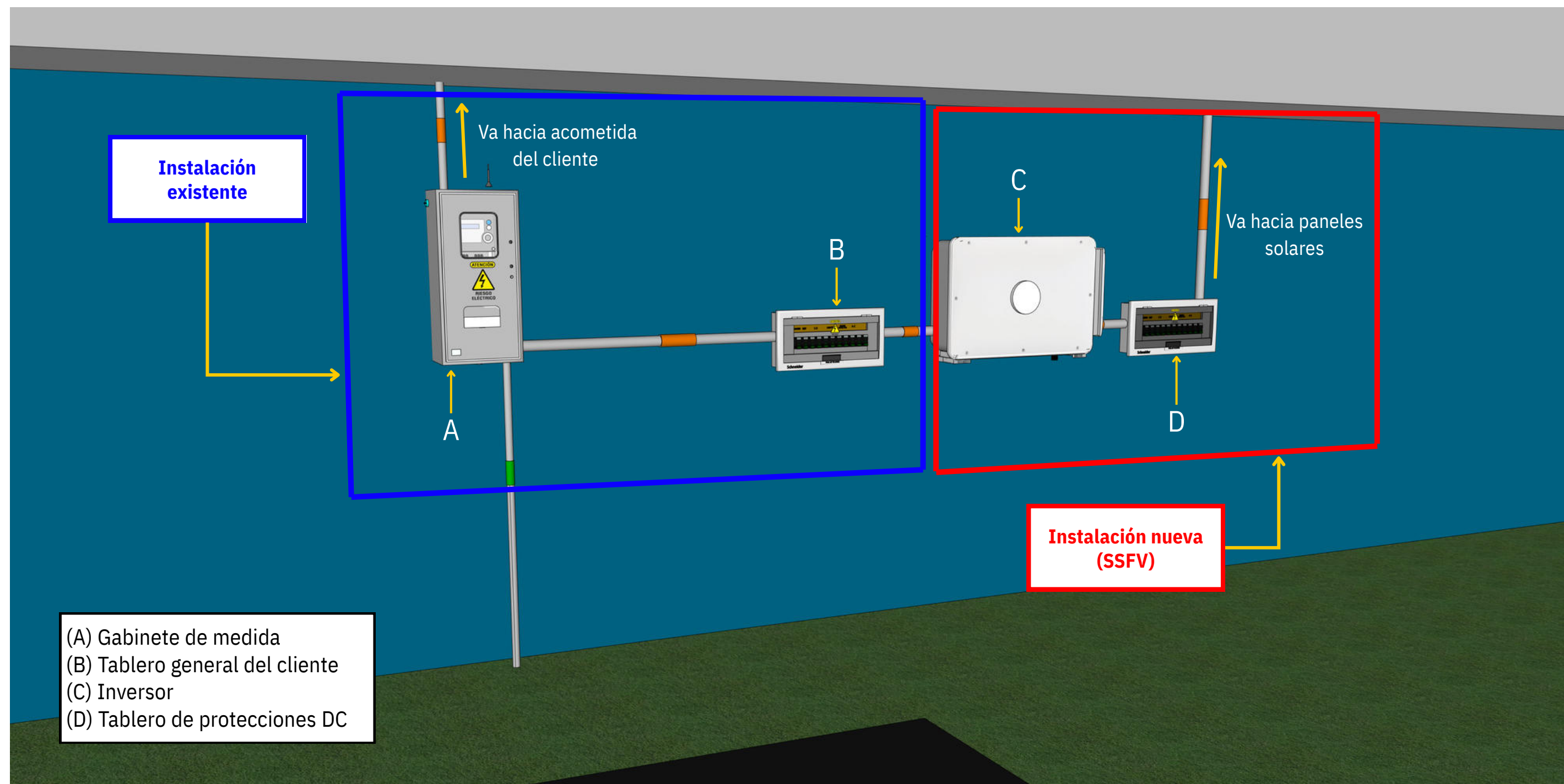


Figura 22. Integración de sistema fotovoltaico en instalaciones eléctricas existentes: configuración de medición y protecciones

- **B.5.1. Verificación de capacidad y consistencia eléctrica**

El diseñador debe comprobar que la potencia nominal del sistema fotovoltaico no exceda la capacidad de la acometida ni la carga máxima aprobada para el cliente. Esto garantiza que las corrientes inyectadas por el sistema solar no sobrecarguen conductores, protecciones o equipos existentes, evitando riesgos térmicos y eléctricos en la red interna.

- **B.5.2. Coordinación de protecciones**

Debe existir una coordinación selectiva y jerárquica entre las protecciones del sistema solar fotovoltaico y las protecciones generales del usuario.

- Ninguna protección del sistema solar puede tener una capacidad nominal superior a la del interruptor principal o totalizador del cliente.
- La curva de disparo de cada elemento debe asegurar que, ante una falla, el dispositivo más cercano al punto de falla actúe primero, preservando la continuidad del resto del sistema.

- **B.5.3. Equipotencialización y puesta a tierra**

El sistema fotovoltaico debe ser equipotencializado con el sistema de puesta a tierra existente del cliente, de modo que no existan diferencias de potencial que puedan generar tensiones peligrosas.

Antes de realizar la conexión, se debe verificar la conformidad del sistema de puesta a tierra existente con los parámetros exigidos por el RETIE (resistencia máxima, continuidad y tipo de electrodo). Si el sistema existente no cumple, deberá mejorarse o complementarse según lo establecido en el capítulo de puesta a tierra aplicable.

- **B.5.4. Cumplimiento de distancias de seguridad**

El diseño del sistema solar fotovoltaico debe garantizar que la instalación cumpla las distancias mínimas de seguridad establecidas por el RETIE. Estas distancias buscan prevenir contactos accidentales con partes energizadas y proteger tanto a las personas como a las edificaciones cercanas. Si durante la etapa de diseño se identifica cualquier incumplimiento, como el paso de redes aéreas de baja o media tensión sobre construcciones, dicha condición deberá corregirse antes de autorizar la conexión del sistema solar fotovoltaico.

De acuerdo con el RETIE, no está permitida la construcción de edificaciones bajo redes públicas o de uso general, ni la instalación de redes por encima de edificaciones, sin importar el nivel de tensión (baja o media) o el tipo de conductor (desnudo o aislado). Solo se permite el paso de redes sobre construcciones cuando el tenedor de la instalación eléctrica tiene control total sobre la edificación y la red, entendido como la administración, operación y mantenimiento de ambas.

El diseñador es el responsable de verificar, en la fase preconstructiva, que se cumplan las distancias mínimas exigidas. Debe dejar evidencia mediante planos acotados, análisis técnicos y registros fotográficos que respalden el cumplimiento de las condiciones de seguridad y adoptar las medidas correctivas necesarias de ser el caso antes de la ejecución del proyecto. Si no puede garantizar dicho cumplimiento, el proyecto no será aprobado ni conectado al sistema eléctrico de EBSA.

NOTA IMPORTANTE

Las distancias de seguridad definidas en el Título 10 del RETIE aplican exclusivamente a redes aéreas de conductores desnudos, tanto en sistemas de corriente alterna como de corriente directa, así como a los trabajos realizados en proximidad de partes energizadas. Por lo tanto, no se requiere efectuar este tipo de análisis en instalaciones con redes aisladas o redes subterráneas.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE REFERENCIA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

La presente tabla reúne algunos parámetros eléctricos de referencia mínimos que deben considerarse en el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, con el fin de garantizar condiciones adecuadas de seguridad, compatibilidad eléctrica y cumplimiento normativo. Estos parámetros no sustituyen el análisis detallado del diseño, sino que establecen un marco técnico de referencia que debe ser ajustado según las condiciones específicas del proyecto.

Elemento	Referencia normativa	Parámetro o valor típico	Observaciones
Tensión máxima de CC	NTC 2050 690.7	600 V CC	Para sistemas sobre o dentro de viviendas unifamiliares o bifamiliares
Tensión máxima de CC	NTC 2050 690.7	1000 V CC	Para sistemas sobre o dentro de otro tipo de edificios
Tensión máxima de CC	NTC 2050 690.7	1500 V CC	Para sistemas no localizados sobre o dentro de edificios
Factor de dimensionamiento para conductores y protecciones	NTC 2050 690.8	125 % × I _{sc}	Debe considerarse para condiciones térmicas locales
Factor de potencia del sistema de generación	RETIE 2024, Art. 2.3.23	>0.9	Cuando la potencia de salida supere el 50 % de la potencia nominal del inversor
Ángulo de inclinación (β)	IEC 61724	$\beta \approx \text{latitud} \pm 10^\circ$	Ajuste del ángulo de inclinación para maximizar la captación de energía
Caídas de tensión en conductores	RETIE 2024, Art. 3.17.21	≤ 3% en CA	Medido entre dos puntos cualesquiera entre la salida del inversor y el punto de conexión

Tabla 2. Parámetros eléctricos de referencia

C.2. EJEMPLO PRÁCTICO DE DIMENSIONAMIENTO Y PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE FUENTE FOTOVOLTAICA (EN CANALIZACIÓN)

Datos del problema

- Dos circuitos de fuente fotovoltaica en canalización (tubería).
- Corriente de cortocircuito por circuito con $I_{sc} = 40$ A.
- En la canalización hay 4 conductores portadores de corriente.
- Temperatura ambiente: 45 °C.

Paso 1 – Corriente máxima del circuito:

$$I_{\max} = 1,25 \times I_{sc} = 1,25 \times 40 \text{ A} = 50 \text{ A.}$$

Paso 2 – Corriente mínima del dispositivo de protección:

Capacidad del dispositivo (fusible o interruptor con terminales para 75 °C) = $1,25 \times I_{\max} = 1,25 \times 50 \text{ A} = 62,5 \text{ A}$.

No existe fusible estándar de $62,5$ A, utilizar el valor comercial inmediatamente superior

Paso 3 – Capacidad de conducción de corriente mínima del conductor (sin correcciones):

La capacidad de conducción de corriente (ampacidad) sin corregir del conductor debe ser $\geq 62,5$ A (igual al cálculo del Paso 2).

Paso 4 – Capacidad de conducción de corriente mínima del conductor (de correcciones):

De la tabla de capacidades de conducción de corriente del Art. 310 (columna 75 °C): se necesita un conductor de calibre AWG No. 6 para 65 A. (cumple el Paso 3)

Se proyecta instalar un conductor AWG No. 6 con capacidad a 30 °C de 75 A. Por lo tanto, la corrección por el número de conductores y por temperatura es:

Factores de corrección: por número de conductores en la canalización (4 conductores) = $0,80$; por temperatura ambiente (45 °C) = $0,87$.

Ampacidad corregida: $75 \text{ A} \times 0,80 \times 0,87 = 52,2 \text{ A}$.

Comparación: $52,2 \text{ A} \geq 50 \text{ A}$ (Paso 1) \Rightarrow cumple el requisito de corriente del circuito.

Si la ampacidad corregida del cable es inferior a la capacidad del dispositivo contrasobrecorrientes determinada en el Paso No. 2 ($62,5$ A), entonces debe seleccionarse un cable más grande, por lo anterior, no se selecciona el calibre No. 6.

Paso 5 – Ajuste de calibre del conductor:

Los conductores deben dimensionarse para transportar, como mínimo, el valor más alto obtenido en el paso 3 y 4, que exige un dispositivo de $62,5$ A; por lo tanto, se debe aumentar el calibre del conductor hasta el No. 4, con una ampacidad corregida de $95 \text{ A} \times 0,87 \times 0,80 = 66 \text{ A}$

Como la ampacidad corregida del cable es superior a la capacidad del dispositivo contra sobrecorrientes determinada en el Paso No. 2 ($62,5$ A), entonces se acepta el calibre y puede seleccionarse el tamaño comercial o estándar del dispositivo contrasobrecorrientes inmediatamente superior.

C.3. DOCUMENTACIÓN EXIGIDA SEGÚN LA RESOLUCIÓN CREG 174 DE 2021

La siguiente tabla resume los documentos técnicos que deben ser radicados ante EBSA para los proyectos de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y autogeneración a gran escala (AGGE):

Tipo de documento	Descripción y contenido requerido	Responsable de emisión	Referencia normativa
Estudio de conexión simplificado	Documento que evalúa la viabilidad técnica de conectar un proyecto de generación a la red eléctrica; aplica para proyectos con capacidad instalada > 100 kW y para aquellos que no cumplan alguno de los estándares del artículo 6 de la regulación vigente.	Usuario / Solicitante	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal a)
Formulario de conexión simplificado	Información del proyecto de generación como tipo de tecnología, componentes y condiciones de operación. El formato es digital.	Usuario / Solicitante	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal b)
Certificado de capacitación o experiencia	El instalador debe certificar al menos 1 año de experiencia específica con el tipo de tecnología a instalar, o un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo.	Empresa encargada de la instalación / Instalador	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal c)
Ficha técnica del inversor	Aplica solamente si no se inyecta energía a la red o si se inyecta en algún nivel fijo de energía.	Fabricante / Importador	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal d)
Consulta de la disponibilidad de red	Aplica para los AGPE que inyecten energía a la red y se conecten a nivel de tensión 1.	Usuario / Solicitante	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal e)
Certificado de cumplimiento del inversor	Certificado de producto emitido por un organismo de certificación acreditado y en conformidad con el alcance de la UL1741 o IEC62109.	Fabricante / Importador	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal f)
Planos de diseño*	Diagramas unifilares, documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor, documento con las distancias de seguridad respecto a redes existentes y cuadro de cargas de la demanda total.	Profesional responsable	CREG 174/2021 Art. 14 Tabla 2 literal g)
Estudio de coordinación de protecciones	Aplica para proyectos con capacidad instalada > 100 kW.	Profesional responsable	ACUERDO CNO 2087
Memorias de cálculo y certificación plena RETIE	Se debe presentar antes de solicitar visita de conexión del proyecto de autogeneración.	Profesional responsable / Organismo de inspección	CREG 174/2021 Art. 14

Tabla 3. Documentación exigida según la resolución CREG 174 de 2021

La estructura y requisitos de presentación de diseño se detallan en el Capítulo 4, Título 3, Sección 4.3.4 de la normativa EBSA

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

D.1. Garantizar inclinaciones de paneles superiores a 5° para evitar acumulación de suciedad, considerando además el ángulo óptimo de inclinación según la latitud del sitio para maximizar la captación solar. No se recomienda una inclinación completamente nula, ya que esta puede afectar la autolimpieza por la lluvia y disminuir la producción energética.

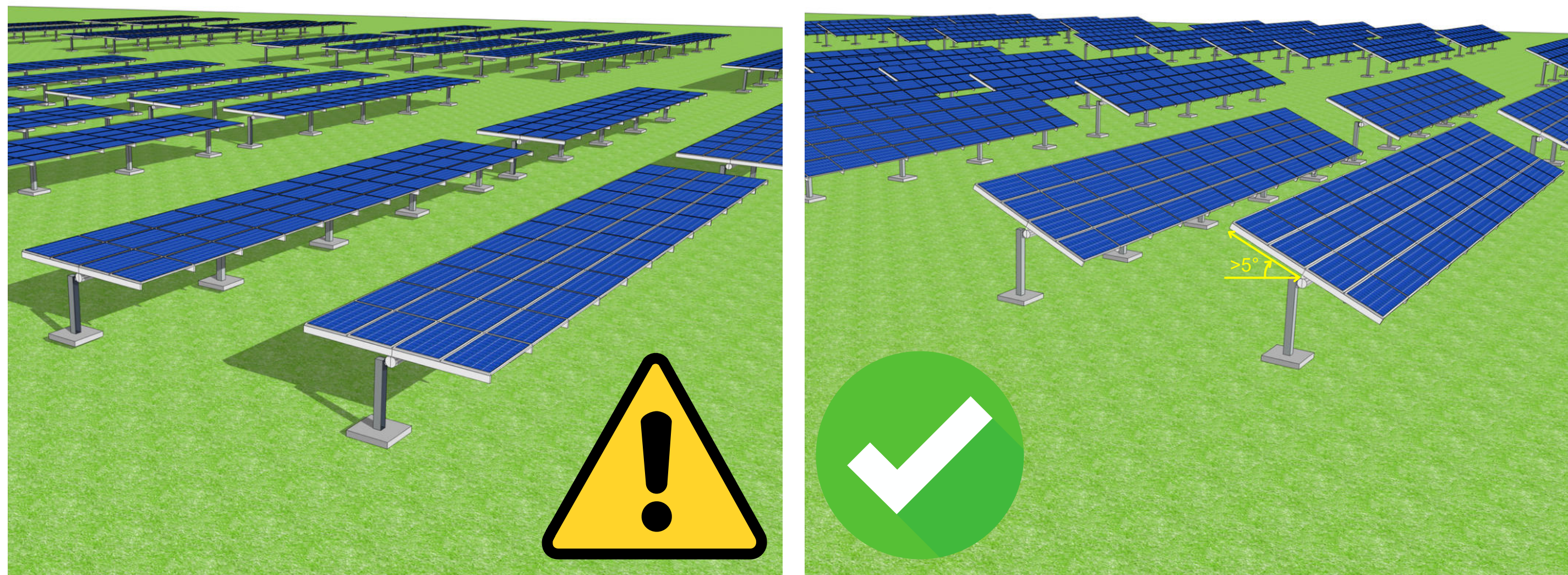


Figura 23. Recomendación de inclinación de paneles solares: optimización de la captación solar y autolimpieza

NOTA IMPORTANTE

Se debe tener especial precaución al instalar paneles solares, asegurando que la inclinación sea la adecuada según el diseño. Una inclinación incorrecta reduce la eficiencia del sistema, incrementa esfuerzos mecánicos por viento, genera sombreados no previstos y puede comprometer la fijación estructural. La inclinación final debe respetar los valores calculados y verificados en el diseño técnico.

D.2. Definir desde el diseño la ubicación óptima de los equipos (paneles, inversores, tableros, protecciones, canalizaciones y puntos de conexión), considerando criterios de ventilación, accesibilidad y mantenimiento futuro.

D.3. Asegurar que el diseño de la red de puesta a tierra sea equipotencial con la instalación existente, definiendo la resistencia esperada, el calibre de los conductores y el tipo de electrodo conforme al RETIE y la NTC 2050.

D.4. Verificar en el diseño la compatibilidad entre la potencia de los inversores, el punto de conexión y la capacidad de la acometida aprobada por EBSA, evitando sobrecargas o flujos inversos no permitidos.

D.5. Garantizar desde el diseño la adecuada coordinación de protecciones entre el sistema solar fotovoltaico y la instalación eléctrica existente. Los fusibles e interruptores, deben seleccionarse de manera que aseguren la selectividad y los tiempos de disparo apropiados, garantizando que ante una falla actúe primero la protección más cercana al punto de incidencia.

D.6. Las instalaciones fotovoltaicas deben someterse a una evaluación del nivel de riesgo por descargas atmosféricas, conforme a lo establecido en el Título 13 del Libro 3 del RETIE y los criterios de la norma IEC TR 63227.

D.7. Finalmente, los planos de diseño especificados en la tabla 2, deben ser validados mediante una revisión técnica por EBSA antes de la ejecución del proyecto, así como el diseño detallado debe ser validado por el organismo de inspección acreditado y por EBSA antes de la solicitud de entrada en operación del proyecto, asegurando cumplimiento con el RETIE, la NTC 2050 y la normativa de EBSA.

SECCIÓN

3.1.4. REQUISITOS DE INSTALACIÓN EN
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A
RED



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este numeral establece las bases técnicas y los criterios mínimos de instalación que deben cumplir los sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados a la red, con el propósito de asegurar una integración eléctrica segura, confiable y eficiente entre la generación solar y la red de distribución de EBSA. Su propósito es orientar al instalador en la correcta disposición, conexión y verificación de todos los componentes del sistema desde los módulos fotovoltaicos y estructuras de soporte, hasta los inversores, protecciones y puntos de acople, de acuerdo con las exigencias establecidas en la normatividad vigente.

De manera práctica, este requisito busca establecer los criterios mínimos de instalación, tanto eléctricos como constructivos y de seguridad, que deben observarse en el montaje, conexión y puesta en servicio de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, garantizando su operación segura, continua y sin riesgos para el personal o la infraestructura.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE INSTALACIÓN

En este apartado se detallan los requisitos de instalación, tanto técnicos como de seguridad y formación, que se deben cumplir para la construcción de proyectos de autogeneración a pequeña y gran escala con tecnología solar fotovoltaica. A continuación, cada numeral presentado aborda los requisitos específicos de instalación, operación segura y señalización aplicables, iniciando por los medios de desconexión y continuando con los demás elementos del sistema fotovoltaico:

B.1. MEDIOS DE DESCONEXIÓN

- Se deben instalar medios de desconexión para aislar el sistema fotovoltaico de todos los sistemas de cableado (potencia, almacenamiento, equipos de uso final).
- Cada medio debe marcarse permanentemente como “DESCONECTOR DE SISTEMA FV” y tener indicación ON/OFF.
- Se debe contar con un medio de desconexión de equipos fotovoltaicos en el lado de corriente continua, debe estar instalado en circuitos conectados a equipos en un lugar dentro del equipo o a la vista o dentro de los 3 m del equipo y debe estar marcado con el texto "No desconectar bajo carga", así como debe contar con la capacidad nominal adecuada a las condiciones del circuito. Se permite un interruptor automático operable manualmente; un conector que requiera el uso de una herramienta para su apertura o un interruptor separable con fusible.
- Ante pérdida de la fuente primaria, el sistema debe desconectarse automáticamente en menos de 2 segundos y no reconectarse hasta restablecer el suministro.

- Se debe contar con un medio de desconexión en el lado de corriente alterna, que sea fácilmente accesible, seguro de operar, con indicación clara de estado (ON/OFF) y con capacidad nominal adecuada a las condiciones del circuito.



Figura 24. Ubicación conforme del medio de desconexión del sistema fotovoltaico respecto al inversor

- El medio de desconexión del sistema fotovoltaico debe estar marcado para uso en sistemas fotovoltaicos o ser adecuado para operación antirretorno.

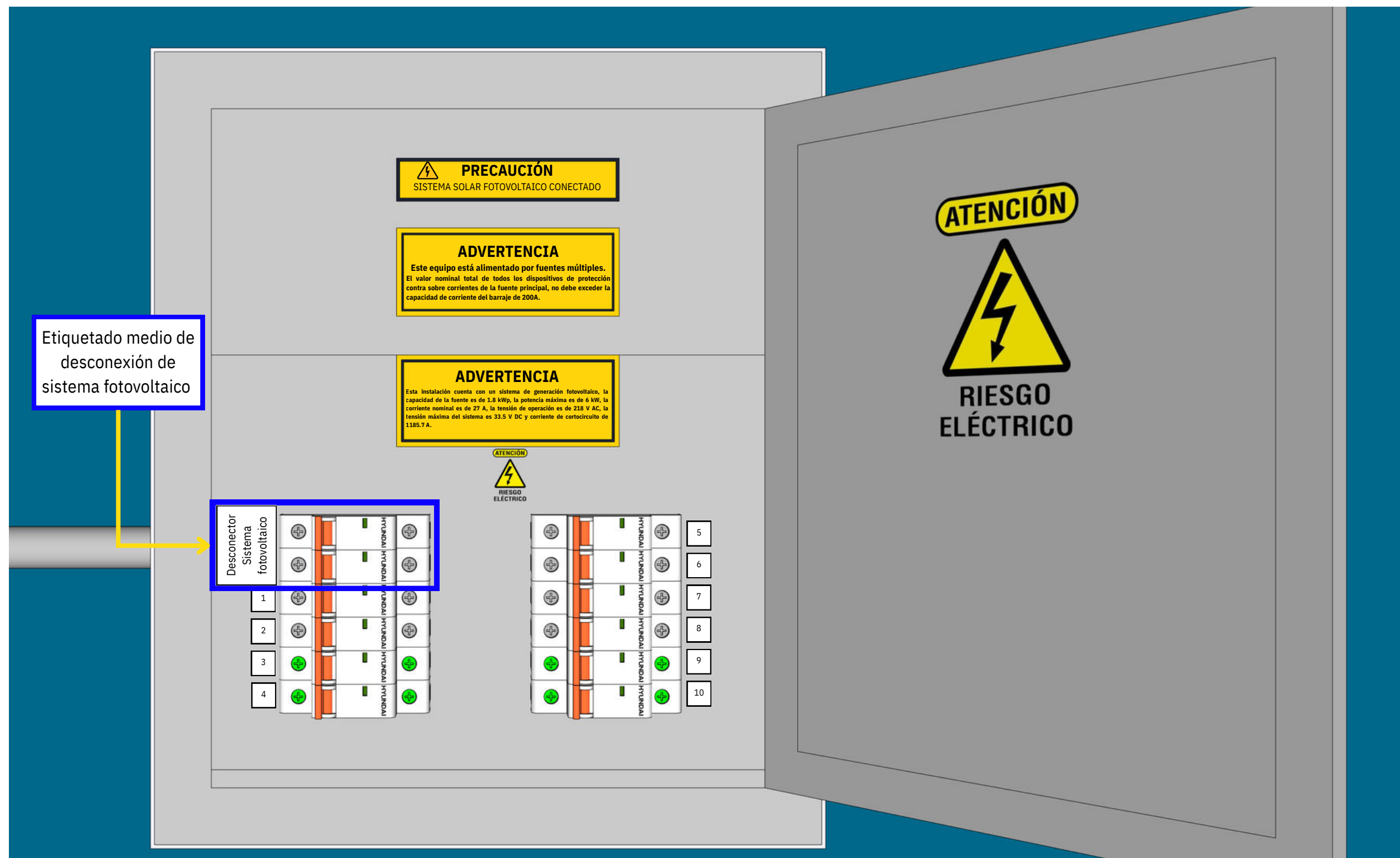


Figura 25. Medio de desconexión de sistema fotovoltaico: etiquetado y medidas de seguridad

B.2. PROTECCIONES

- Las protecciones contra sobrecorriente (como un interruptor o fusible) deben instalarse en un lugar fácilmente accesible y contar con la capacidad nominal adecuada a las condiciones del circuito.

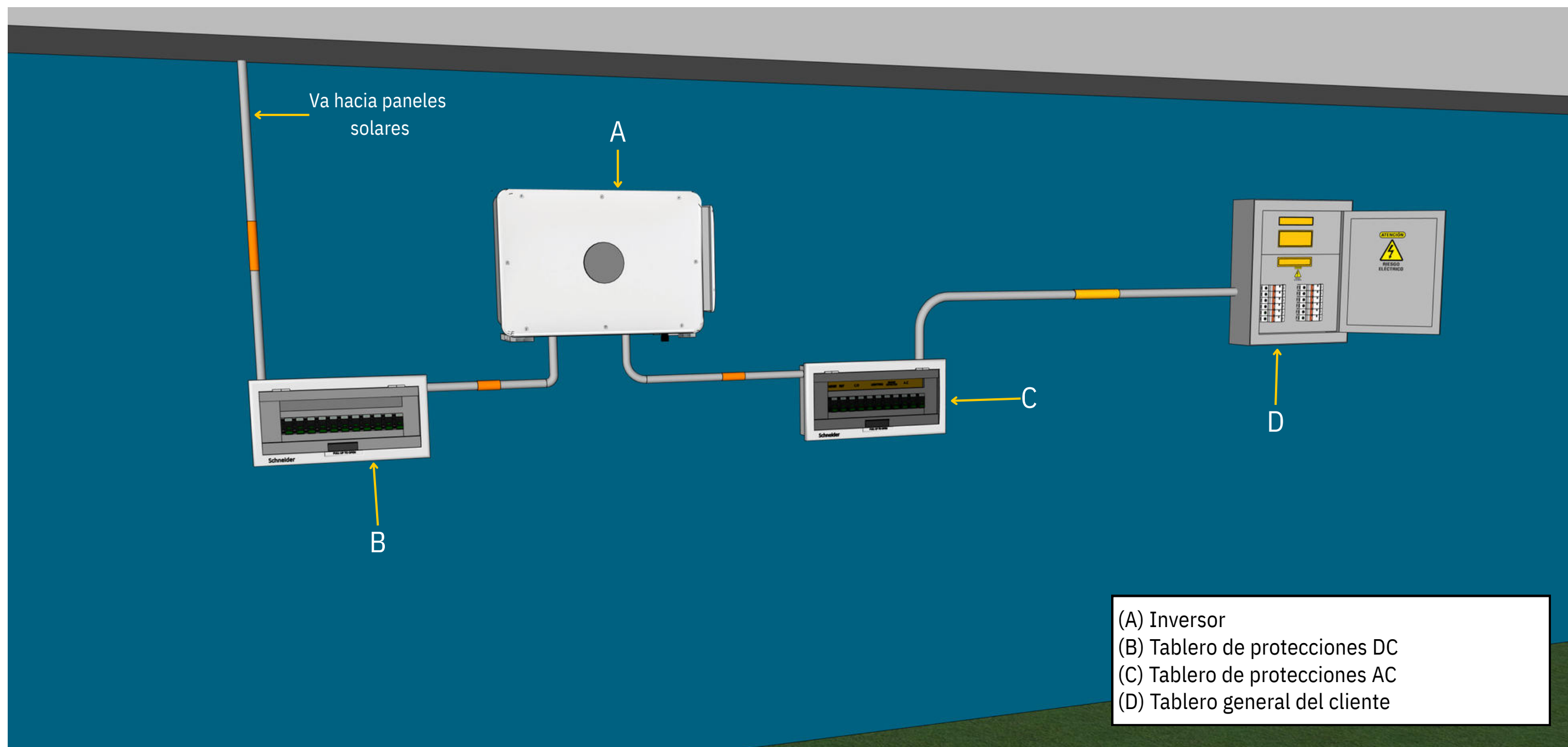


Figura 26. Instalación de protecciones contra sobrecorriente en sistema fotovoltaico: ubicación de equipos de protección AC y DC

- En caso de instalarse fusibles externos al inversor, como protección contra sobrecorrientes, estos deben estar especificados para corriente continua en circuitos c.c. y para corriente alterna en circuitos de c.a.
- La suma de las corrientes nominales (en amperios) de todos los dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados en un tablero de distribución tanto los que alimentan cargas como los que reciben alimentación no debe ser mayor que la capacidad de corriente del barraje. El dispositivo de protección principal, que protege directamente al barraje, tampoco debe tener un valor nominal superior al que soporta el barraje.

B.3. CABLEADO Y CANALIZACIONES

- Protección contra la corrosión y condiciones ambientales: En ambientes corrosivos, con humedad permanente o bajo tierra, no se aceptan elementos metálicos para el alojamiento de conductores si no están debidamente protegidos contra la corrosión y no cumplen con la resistencia al impacto y al aplastamiento exigidas.
- Se deben separar los circuitos fotovoltaicos de otros sistemas mediante tabiques o canalizaciones independientes. Se permite el uso de medios de identificación como códigos de color, cintas de marcado, etiquetado u otros métodos aprobados, con el fin de diferenciar claramente los conductores de cada sistema.

- Uso y aplicación de bandejas portacables: En instalaciones de uso final se pueden instalar bandejas portacables de fondo continuo, canal ventilado de malla o tipo escalera, de material metálico o no metálico, siempre que los conductores instalados estén certificados y rotulados para uso en bandeja portacable. Se deben instalar como un sistema completo, si se realizan curvas o modificaciones, deben conservar la continuidad eléctrica y el soporte mecánico del sistema. No se permite el uso de bandejas portacables en instalaciones residenciales, fosos de ascensores, canales de ventilación, sitios con alta concentración de personas y otras ubicaciones donde la NTC 2050 (segunda actualización) prohíba su uso.

NOTA IMPORTANTE

- Es importante entender que una bandeja portacables está hecha para llevar no solo cables sino también canalizaciones, porque realmente es un sistema de soporte.
- En instalaciones fotovoltaicas es frecuente que, por error, se instalen cables diseñados para uso interior en aplicaciones exteriores. Esta práctica implica el incumplimiento de los requisitos normativos, ya que los cables no cuentan con las características técnicas exigidas para resistir condiciones ambientales propias del exterior, por lo cual, siempre se debe verificar que está marcado como TC (tray cable, para instalación en bandeja portacables) y SR (Resistente a los rayos solares y resistencia a la degradación UV)



Figura 27. Identificación de TC y SR en conductores aptos para instalación en bandeja portacables

- Conductores de circuitos fotovoltaicos c.c.:

- Los conductores instalados en lugares fácilmente accesibles, deben protegerse en canalización o cable Tipo MC, aquellos que requieran protección contra radiación solar y temperatura deben instalarse en tubería Conduit o canalización resistente. La tubería metálica puede montarse sobre las estructuras o embebida para las tuberías no metálicas, su sujeción se debe realizar mediante bridas.
- En los interiores de una edificación, los conductores instalados deben estar contenidos en canalizaciones metálicas, cables tipo MC con revestimiento metálico que garantice una trayectoria efectiva de la corriente de falla a tierra, o en envolventes metálicas desde el punto de ingreso al edificio hasta el primer medio de desconexión de fácil acceso.
- Se permite el uso de conductores monopolares tipo USE-2 y conductores monopolares clasificados como cables fotovoltaicos (FV) en instalaciones exteriores expuestas, exclusivamente para los circuitos de fuente fotovoltaica ubicados dentro del arreglo FV.
- En instalaciones exteriores, se permite el uso de conjuntos de cables multiconductores enchaquetados e identificados para su aplicación en exteriores. Estos cables deben quedar fijados de forma segura a la estructura de soporte, con puntos de sujeción espaciados a una distancia no mayor a 1,8 m, garantizando su estabilidad mecánica y evitando tensiones indebidas

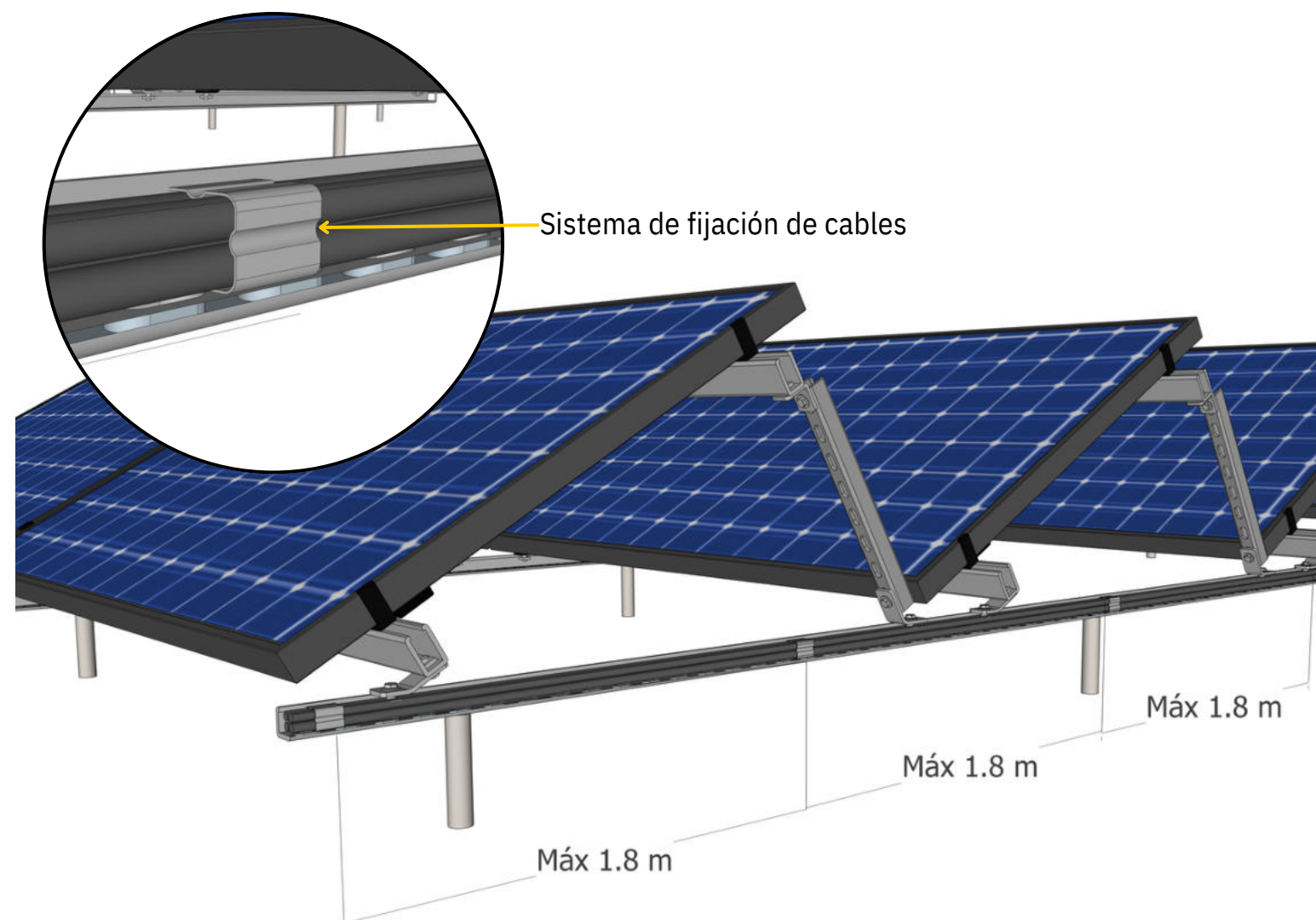


Figura 28. Criterios de sujeción y canalización de conductores de corriente continua en arreglos fotovoltaicos

NOTA IMPORTANTE

El presente dibujo es únicamente ilustrativo. Los sistemas de fijación de los conductores pueden variar según el diseño, el fabricante o la solución constructiva adoptada. En todos los casos, se deberá garantizar la correcta sujeción y aseguramiento de los cables, evitando desplazamientos, esfuerzos mecánicos indebidos o riesgos para la instalación.

- En instalaciones exteriores, se permite el uso de conjuntos de cables multiconductores enchaquetados e identificados para su aplicación en exteriores. Estos cables deben quedar fijados de forma segura a la estructura de soporte, con puntos de sujeción espaciados a una distancia no mayor a 1,8 m, garantizando su estabilidad mecánica y evitando tensiones indebidas.
- Para las interconexiones entre módulos, se permite el uso de cables monopolares aptos para instalación en exteriores, resistentes a la luz solar y a la humedad, en calibres (16 AWG) y (18 AWG). Estos conductores solo podrán emplearse cuando cumplan plenamente con la capacidad de corriente requerida por el diseño y las condiciones de operación del sistema.
- Cuando los circuitos eléctricos se encuentren empotrados en materiales de techos ensamblados, laminados o de membrana, y estén ubicados en zonas que no quedan cubiertas por los módulos fotovoltaicos ni por los equipos asociados, estos circuitos deben ser marcados de forma visible y permanente, y deben soportar exposición continua a la radiación solar, humedad e intemperie, garantizando que la señalización se mantenga legible durante toda la vida útil de la instalación.
- Canalizaciones y cajas: Los empalmes deben hacerse solo en cajas de derivación accesibles, y deben garantizar continuidad eléctrica y resistencia mecánica. Las canalizaciones expuestas o a la vista deben marcarse con franjas de color naranja de 10 cm de ancho o más para distinguirlas de otros usos.

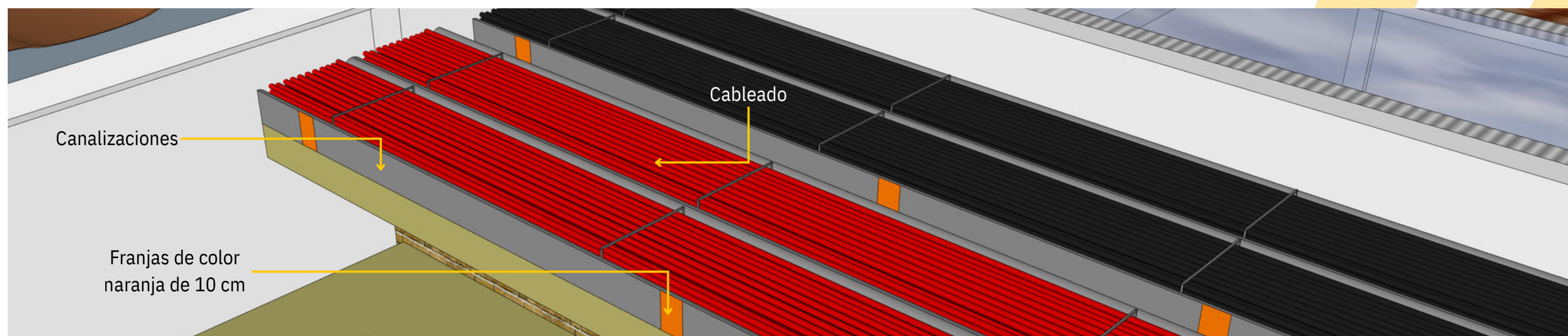


Figura 29. Canalización de cables con marcado de seguridad: identificación de cables expuestos con franjas naranjas

- Marcación y etiquetado:

Los métodos de cableado y los encerramientos que contengan conductores provenientes de fuentes de corriente continua en sistemas solares fotovoltaicos deben identificarse con la leyenda: “ADVERTENCIA: FUENTE DE ALIMENTACIÓN FOTOVOLTAICA”. Esta advertencia debe colocarse mediante etiquetas permanentes y claramente visibles para los siguientes elementos:



Figura 30. Marcado y etiquetado de fuente de alimentación fotovoltaica: advertencia en cables de corriente continua

- Canalizaciones expuestas, bandejas portacables y otros sistemas de conducción.
- Cubiertas o envolventes de cajas de paso y cajas de conexiones.
- Cuerpos de tubo (conduit) que tengan aberturas no utilizadas.

Las etiquetas o marcas deben verse claramente después de la instalación. Deben ser reflectantes, tener letras blancas en mayúsculas de al menos 9,5 mm de alto sobre un fondo rojo. Se deben colocar en cada parte del cableado de corriente continua (C.C.) del sistema solar donde haya divisiones como muros, techos o pisos, dejando una distancia máxima de 3 metros entre una y otra. Además, deben ser fabricadas con materiales que soporten las condiciones del lugar donde se instalen.

B.4. PUESTA A TIERRA:

- Las partes metálicas expuestas, estructuras, gabinetes y marcos de módulos deben ponerse a tierra.
- Se debe disponer de un punto común equipotencial para conectar a tierra todos los elementos que conforman el sistema asociado al inversor.
- En el caso de sistemas solares fotovoltaicos, el cable de puesta a tierra de los equipos debe ser de cobre aislado de color verde.
- Los electrodos deben instalarse en el sitio de los arreglos y conectarse directamente a la estructura del sistema.
- Los módulos solares no se deben conectar a tierra, ni en el polo positivo ni en el polo negativo.
- Los conductores de puesta a tierra deben ir en la misma canalización o cable

Para una comprensión integral y más información de la instalación de sistemas de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas, se debe consultar el Capítulo 4, Título 2 de la normativa EBSA “Sistemas de Puesta a Tierra”.

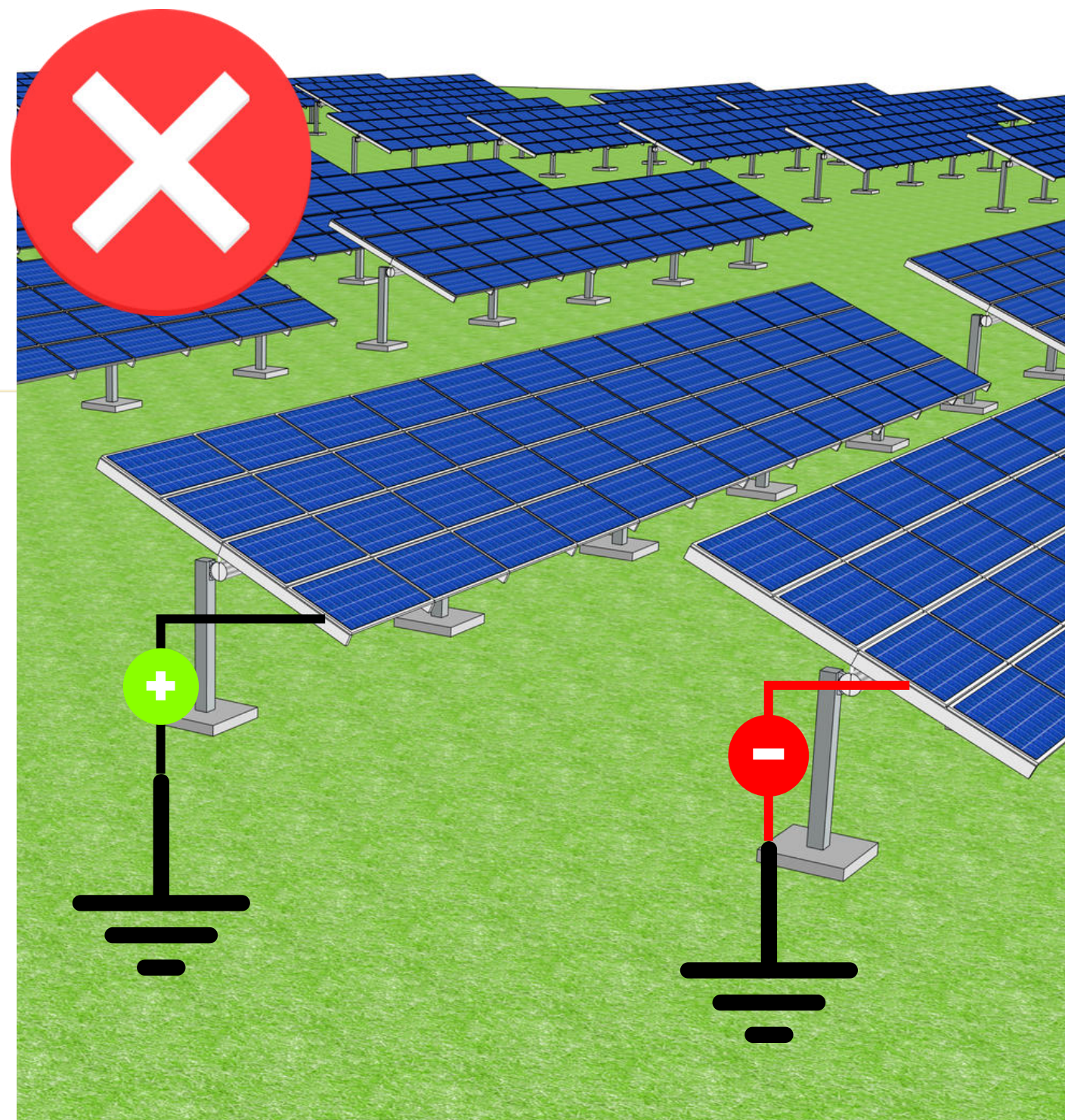


Figura 31. Instalación incorrecta de puesta a tierra en sistema fotovoltaico: error en conexión de polos positivo y negativo

B.5. ROTULADO

- En condición normal de operación y durante el día, la red eléctrica y el sistema solar están activas simultáneamente, y ambos aportan corriente al barraje, por lo cual, se debe colocar la siguiente etiqueta de advertencia permanente en los equipos de distribución:

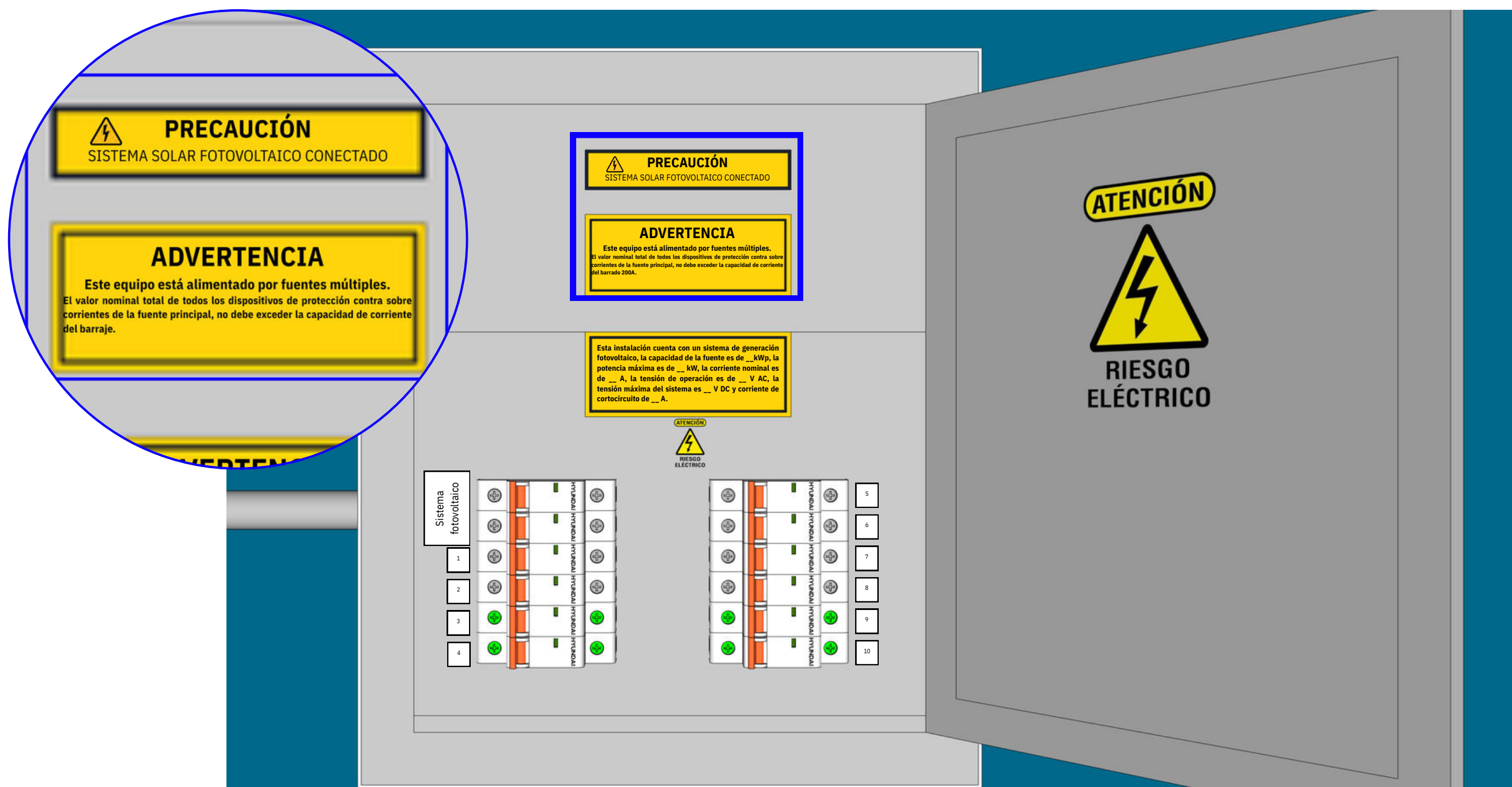


Figura 32. Etiquetado de advertencia para sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red: Precaución y riesgos eléctricos

- Se debe colocar una etiqueta permanente en el medio de desconexión del sistema fotovoltaico c.c. donde se indique la tensión máxima y la corriente de circuito máxima.
- Se debe colocar una etiqueta permanente en el punto de interconexión del sistema fotovoltaico donde se indique la tensión nominal de c.a. y la corriente nominal de salida de c.a.
- El medio de desconexión del sistema solar fotovoltaico debe marcarse permanentemente como “DESCONECTOR DE SISTEMA FV” y tener indicación ON/OFF.
- Se debe instalar un diagrama unifilar permanente, fijado de manera visible y resistente dentro de la misma área cubierta donde se encuentra el tablero de distribución. Este diagrama debe incluir explícitamente la integración del sistema solar fotovoltaico a la instalación existente, mostrando su punto de conexión y los dispositivos asociados.
- Para medios de desconexión de sistema FV donde se pueden energizar las terminales de línea y carga en la posición abierta, el dispositivo debe estar marcado con el siguiente texto o equivalente:

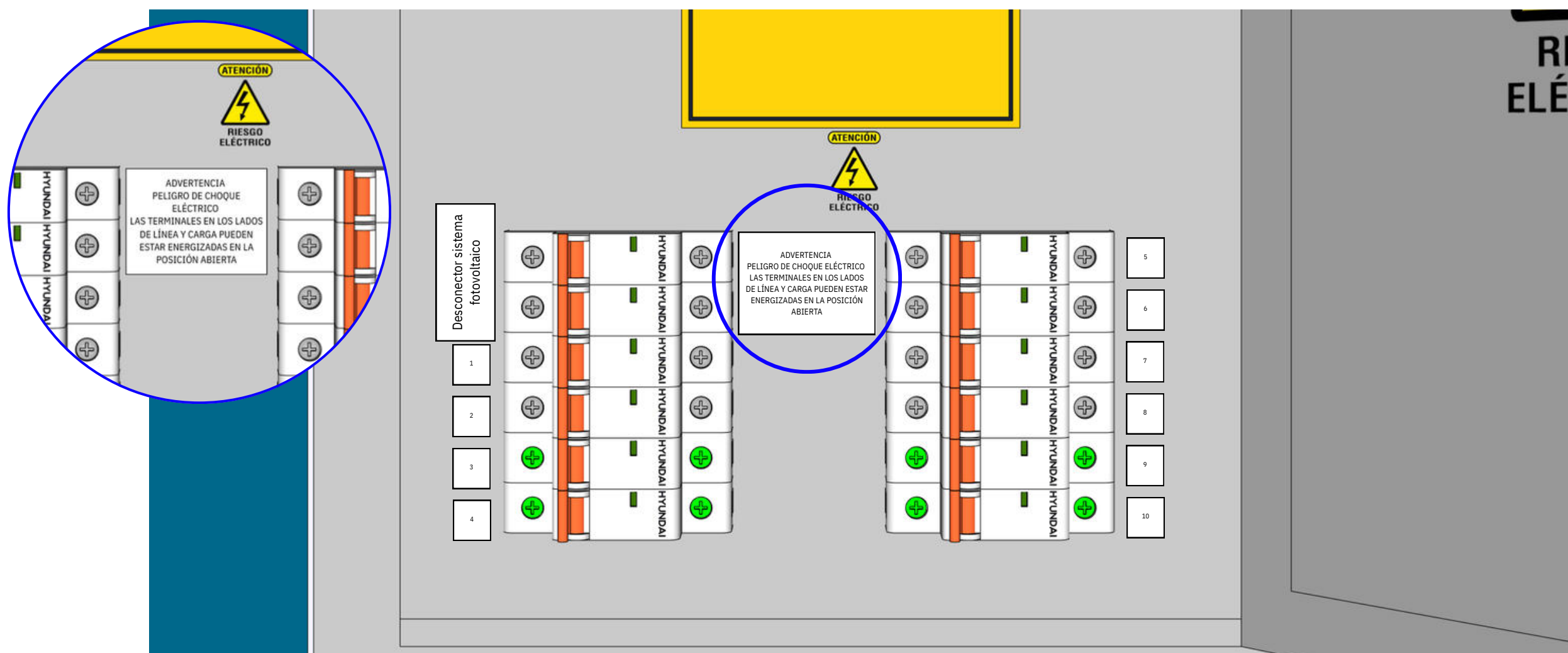


Figura 33. Instalación de etiquetas para la desconexión del sistema fotovoltaico: marcado de desconectores y advertencias de seguridad

- En cada sitio donde haya equipos de acometida o existan fuentes de generación eléctrica conectadas al sistema (como sistemas solares, plantas de emergencia), debe colocarse una placa o aviso permanente y resistente a las condiciones ambientales que muestre claramente la ubicación de todos los dispositivos o interruptores que permiten desconectar cada fuente de energía.

DIRECTORIO DE FUENTES DE ENERGÍA	
Fuente de energía	Ubicación del medio de desconexión
Red pública	Totalizador general en el gabinete de medida
Sistema Solar Fotovoltaico	Tablero general del cliente
Planta de emergencia	Tablero de transferencia

Antes de realizar cualquier trabajo eléctrico, desconecte todas las fuentes de energía indicadas en este directorio. Verifique ausencia de tensión antes de intervenir los equipos.

Figura 34. Placa de identificación de fuentes de energía y medios de desconexión del sistema eléctrico

NOTA

La imagen presentada es únicamente ilustrativa y tiene como finalidad facilitar la comprensión del requisito. No establece un formato, diseño ni contenido obligatorio del aviso o directorio, por lo que se pueden emplear otras disposiciones gráficas o esquemas de información, siempre que se garantice la identificación clara y permanente de todas las fuentes de energía y de sus respectivos medios de desconexión.

B.6. ELEMENTOS DE CONEXIÓN

- Los conductores deben ocupar toda la cavidad del conector garantizando contacto total eléctrico. Esta condición garantiza una baja resistencia de unión, evita sobrecalentamientos o falsos contactos y asegura la continuidad eléctrica y mecánica del circuito.
- Los empalmes solo se permiten en partes accesibles, de manera que puedan inspeccionarse, mantenerse y repararse sin necesidad de intervenir la instalación.
- Se deben emplear conectores bimetálicos certificados cuando se unan conductores de materiales distintos, con el fin de evitar la corrosión galvánica que se produce por la diferencia de potencial entre los metales y que deteriora la unión con el tiempo.
- No se deben instalar dos o más conectores o terminales sobrepuestos en el mismo borne o al mismo tornillo, salvo indicación certificada del fabricante.

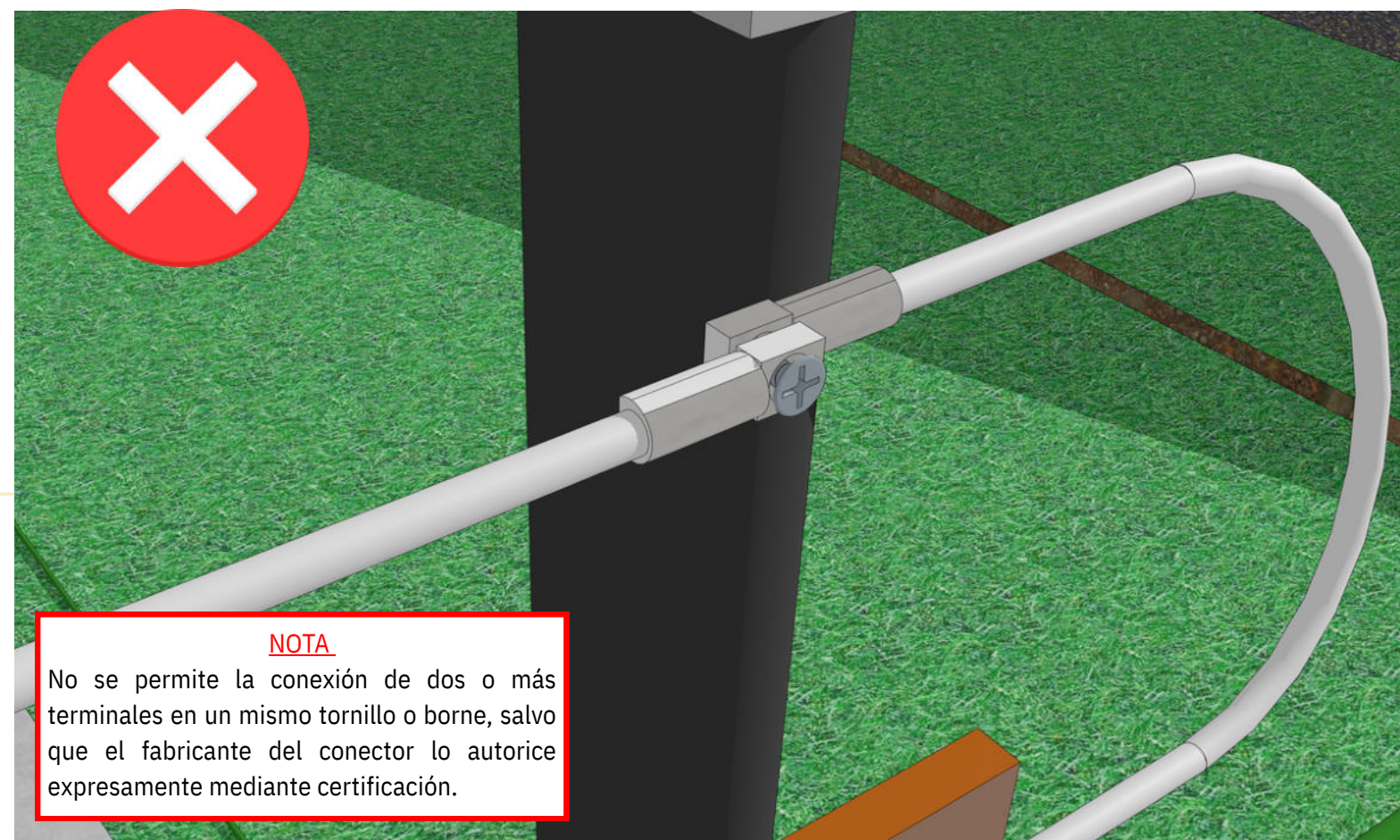


Figura 35. Ejemplo de conexión no permitida por superposición de terminales en un mismo borne

B.7. INVERSORES

- Seguir las instrucciones del proveedor para el método de montaje adecuado, ya sea en pared, estructura o gabinete; las distancias mínimas de ventilación para evitar sobrecalentamientos, y las condiciones ambientales permitidas; así como las protecciones recomendadas.
- El inversor debe disponer de protecciones contra sobrecorrientes, sobretensiones, cortocircuito y sobretemperatura interna, garantizando así su funcionamiento seguro. Estas protecciones pueden estar incorporadas en el inversor o instalarse externamente.
- Cuando las interconexiones con el arreglo fotovoltaico se realizan mediante tubo conduit, los conductores deben ser del tipo aprobado para ambientes húmedos y temperaturas de operación de hasta 90 °C. Esto asegura que el aislamiento soporte la condensación o posible presencia de agua dentro del ducto, evitando degradación del material, fugas de corriente y fallas de aislamiento.
- El inversor debe contar con medios de desconexión en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), ubicados al alcance de la vista y fácilmente accesibles, que permitan aislar el equipo del campo fotovoltaico y de la red eléctrica para garantizar condiciones seguras de mantenimiento, inspección y operación.

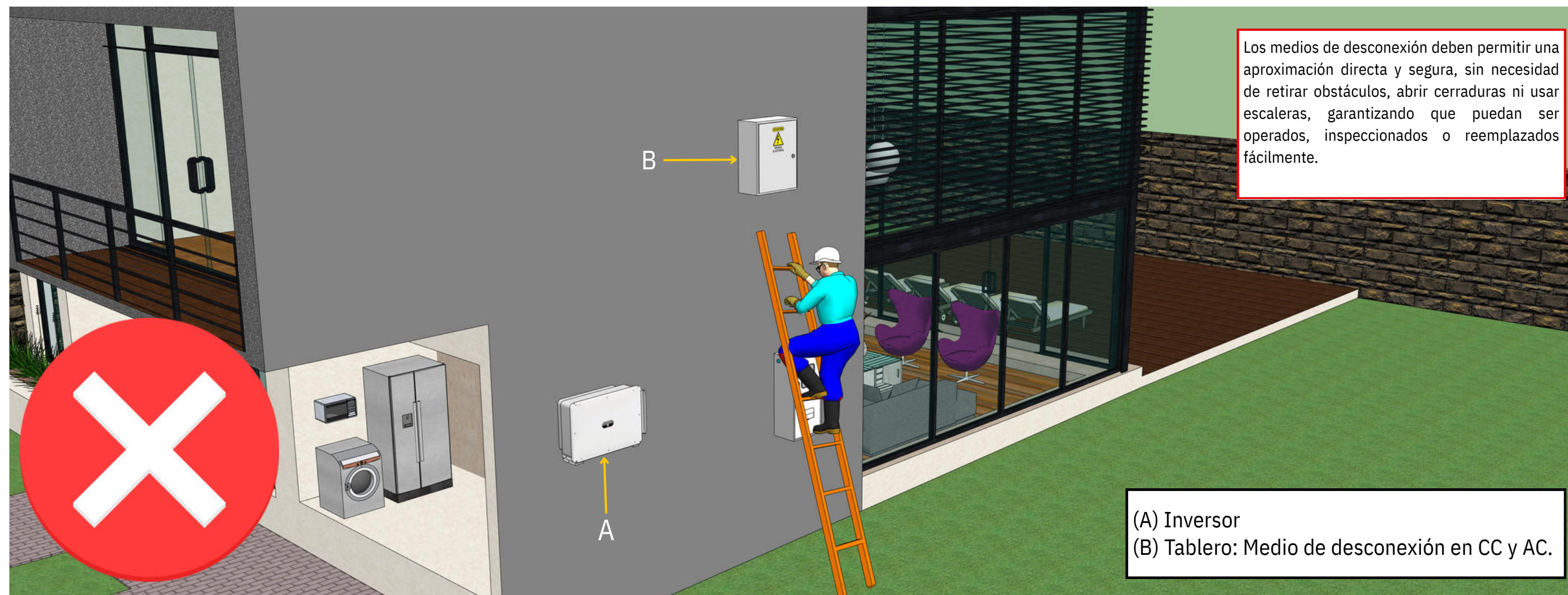


Figura 36. Poca accesibilidad de los equipos fotovoltaicos para mantenimiento y revisión: medios de desconexión del inversor

B.8. PANELES SOLARES

- Durante la instalación de los paneles solares, se debe verificar que las estructuras de soporte sean compatibles con el peso y las dimensiones de los módulos, considerando las dilataciones térmicas y garantizando que el montaje no genere esfuerzos mecánicos sobre los paneles ni cause daños a la superficie o estructura de la edificación donde se fijan. Además, deben incluirse anclajes y fijaciones con capacidad comprobada, que garanticen la transferencia segura de cargas hacia la estructura principal.

- Realizar las conexiones de corriente continua (CC) utilizando conectores homologados tipo MC4 o equivalentes con grado de protección IP67, asegurando que los polos positivo y negativo se conecten correctamente, que los acoples queden firmes y completamente sellados, evitando así entradas de agua, falsos contactos o riesgos eléctricos durante la operación del sistema fotovoltaico.

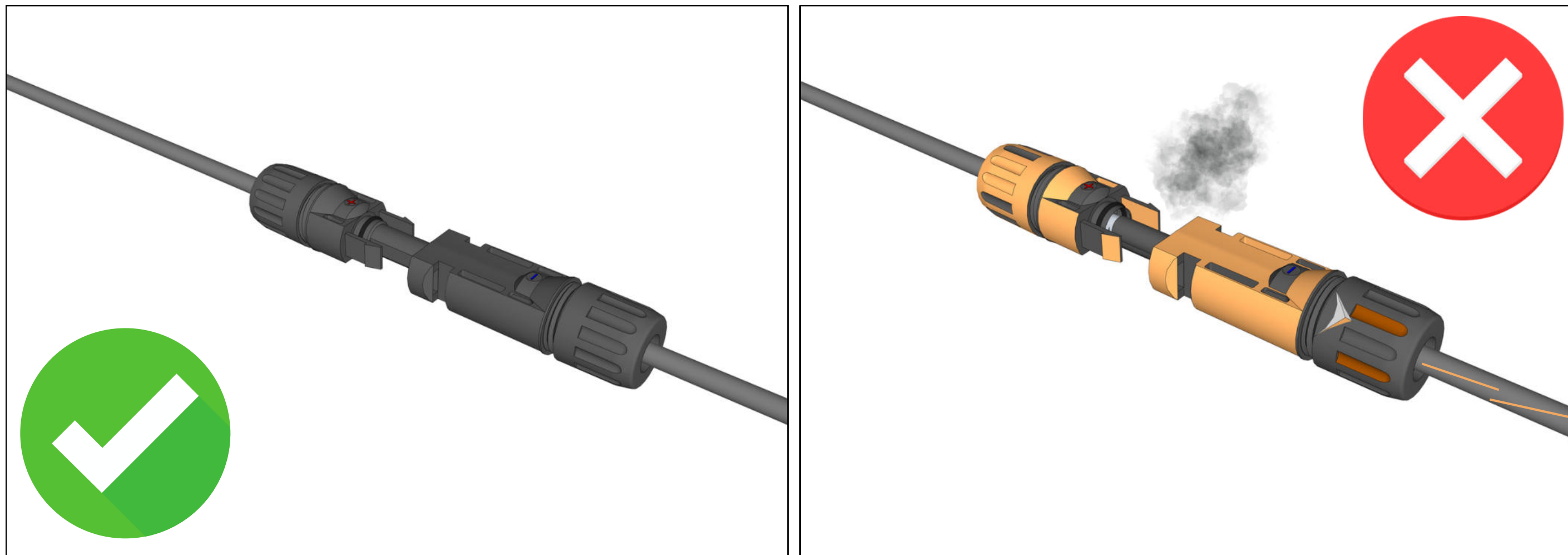


Figura 37. Conexión conforme y no conforme de conectores tipo MC4 en circuitos de corriente continua

NOTA

El uso de conectores, acoples o accesorios no certificados o no homologados en conexiones de corriente continua (CC) no está permitido, ya que puede generar falsos contactos, aumento de la resistencia de contacto, sobrecalentamientos, arcos eléctricos, ingreso de humedad y fallas prematuras del sistema. Todas las conexiones deben realizarse exclusivamente con conectores homologados tipo MC4 o equivalentes, con el mismo fabricante, diseño y grado de protección (mínimo IP67), instalados conforme a las instrucciones del fabricante y utilizando herramientas certificadas. La mezcla de conectores de distintos fabricantes o el uso de materiales no certificados constituye una condición insegura y una práctica no aceptable para la operación confiable del sistema fotovoltaico.

- Para minimizar la aparición de corrientes inversas en la instalación fotovoltaica, no se permite instalar módulos o paneles de diferentes modelos dentro de un mismo arreglo. Asimismo, todos los módulos asociados a un mismo MPPT deben instalarse con la misma orientación e inclinación. Solo se aceptan diferencias de orientación si se utilizan convertidores DC-DC o dispositivos equivalentes que compensen los desbalances de corriente y tensión generados por estas variaciones.
- Durante la instalación de los módulos solares se debe evitar cualquier tipo de sombreado parcial que afecte el rendimiento del sistema, como el producido por árboles cercanos, antenas, postes, muros, chimeneas, tanques de agua o incluso por otros módulos dispuestos en filas con inclinación incorrecta. Estos elementos pueden generar pérdidas significativas de potencia dentro del arreglo fotovoltaico. La disposición de los paneles debe garantizar una exposición solar uniforme y permitir acceso seguro para inspección, limpieza y mantenimiento.
- En cubiertas, techos o estructuras elevadas, se deben construir y habilitar las pasarelas y accesos definidos en el diseño, manteniendo espacios libres entre 45 cm y 60 cm. Si las condiciones reales del sitio obligan a reducir este espacio, el instalador deberá documentar la desviación técnica y obtener la aprobación del profesional competente responsable del diseño. Las superficies destinadas al tránsito y mantenimiento deben ser firmes, estables y antideslizantes, asegurando que el personal pueda desplazarse sin riesgo de caídas o accidentes, garantizando un entorno de trabajo seguro durante toda la vida útil de la instalación fotovoltaica.

B.9. FIJACIÓN DE ESTRUCTURAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todo sistema fotovoltaico se debe instalar garantizando la seguridad mecánica y eléctrica de sus componentes, así como la integridad estructural de la superficie de montaje. Las actividades de fijación se deben realizar siguiendo pasos secuenciales que aseguren un montaje confiable, estable y libre de riesgos de desprendimiento o deformación por cargas externas (viento, peso propio, dilataciones térmicas o vibraciones).

Durante el montaje, se debe medir el área disponible, verificando que no existan elementos generadores de sombra y considerando la orientación e inclinación óptimas para la captación solar. La superficie de instalación (techo o suelo) se debe evaluar en cuanto a su resistencia mecánica y estabilidad estructural.

Los módulos fotovoltaicos se deben montar sobre estructuras fabricadas en materiales resistentes a la corrosión, tales como aluminio, acero inoxidable o acero galvanizado, garantizando el correcto alineamiento y la inclinación adecuada conforme al diseño. La estructura se debe anclar firmemente a la superficie de soporte mediante pernos, tornillos o sistemas de lastre, según el tipo de fijación.

Se deben utilizar abrazaderas instaladas en los extremos de los rieles para asegurar los módulos fotovoltaicos, empleando componentes certificados y compatibles con el tipo de riel utilizado. No se debe permitir el uso de elementos improvisados ni modificaciones que afecten la rigidez del sistema. Los módulos se deben colocar sobre los rieles y se deben asegurar con abrazaderas intermedias y terminales. Finalmente, se debe verificar que los paneles queden firmemente fijados y nivelados, sin holguras ni tensiones excesivas en los puntos de sujeción.

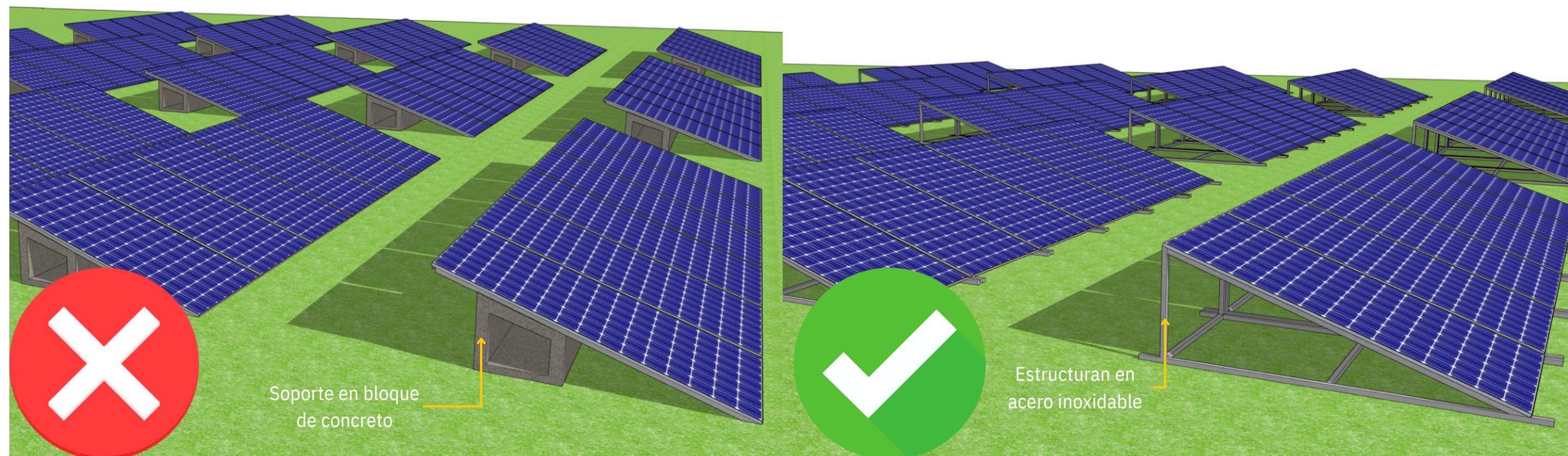


Figura 38. Comparación de Tipos de Soporte para Paneles Solares: Soporte de Concreto vs. Estructura de Acero Inoxidable

NOTA IMPORTANTE

La imagen es ilustrativa y no representa un diseño final. Las configuraciones, materiales y disposiciones estructurales pueden variar según el estudio técnico, las condiciones del sitio, la ingeniería detallada y los requisitos normativos aplicables. Nunca se debe improvisar con materiales, soportes o elementos que no estén aprobados ni sean aceptados para la construcción del proyecto.

B.10. COMPETENCIA DEL CONSTRUCTOR FOTOVOLTAICO

La instalación de sistemas solares fotovoltaicos deberá ser ejecutada por técnicos electricistas que cuenten con matrícula profesional clase TE-6, correspondiente a Técnico en Instalaciones Eléctricas Especiales, en la cual se especifique la especialidad en sistemas solares fotovoltaicos o un profesional competente que cuente con certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo.

El técnico o profesional deberá acreditar competencia técnica en el diseño, montaje, puesta en servicio y mantenimiento de estos sistemas, garantizando el cumplimiento de los requisitos establecidos en el RETIE y en la NTC 2050.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Para la correcta identificación y conexión de los conductores en sistemas de corriente continua, se deben distinguir los diferentes esquemas de conexión a tierra y los colores normalizados aplicables a cada uno. Las tablas siguientes presentan los principales tipos de sistemas de c.c. y su respectivo código de colores, conforme a los criterios técnicos establecidos en la Resolución 40117 de 2024, garantizando uniformidad y seguridad en las instalaciones fotovoltaicas.

Tipo de sistema	Descripción sencilla
TN-S (con conductor medio)	El neutro (medio) y la tierra de protección son separados. El punto negativo está conectado a tierra en la fuente.
TN-C (con conductor medio)	El neutro y la tierra de protección se combinan en un solo conductor (PEN).
T-T (con conductor medio)	El punto negativo está puesto a tierra en la fuente y las carcasas tienen tierras independientes.
TN-S (sin conductor medio)	Solo tiene polos positivo y negativo; el negativo está a tierra y la tierra de protección es separada.
TN-C y T-T (sin conductor medio)	Sistemas de dos hilos (positivo y negativo); el TN-C combina retorno y tierra, el T-T los separa.
IT (tierra aislada)	Ningún punto del sistema está directamente a tierra.

Tabla 4. Tipos de sistemas de corriente continua

Sistema c.c.	Descripción sencilla	Con conductor medio		Sin conductor medio		Tierra aislada
		TN-S	TN-C y T-T	TN-S	TN-C y T-T	IT
Conductor positivo	Lleva la corriente desde la fuente hacia la carga.	Rojo				
Conductor negativo	Retorna la corriente hacia la fuente.	Azul / Negro ⁽¹⁾	Azul / Negro ⁽¹⁾	Negro / Blanco ⁽²⁾	Blanco	Blanco
Conductor medio	Solo está presente si el sistema tiene un punto de referencia o neutro.	Blanco	Blanco	No aplica	No aplica	No aplica
Tierra de protección	Protege a las personas ante fallas eléctricas y descarga a tierra las corrientes de falla.	Verde o Verde/Amarillo	No aplica	Verde o Verde/Amarillo	No aplica	No aplica

Tabla 5. Código de colores para conductores en corriente continua (c.c.)

NOTAS ACLARATORIAS TABLA 4

- (1) Se permite solo en cables que no se conectan a tierra y que sean calibre 6 AWG o inferior.
- (2) En sistemas fotovoltaicos, el uso del color blanco dependerá del tipo de inversor, si este cuenta con transformador o no.

Referencia normativa: Adaptado de la Resolución 40117 de 2024.

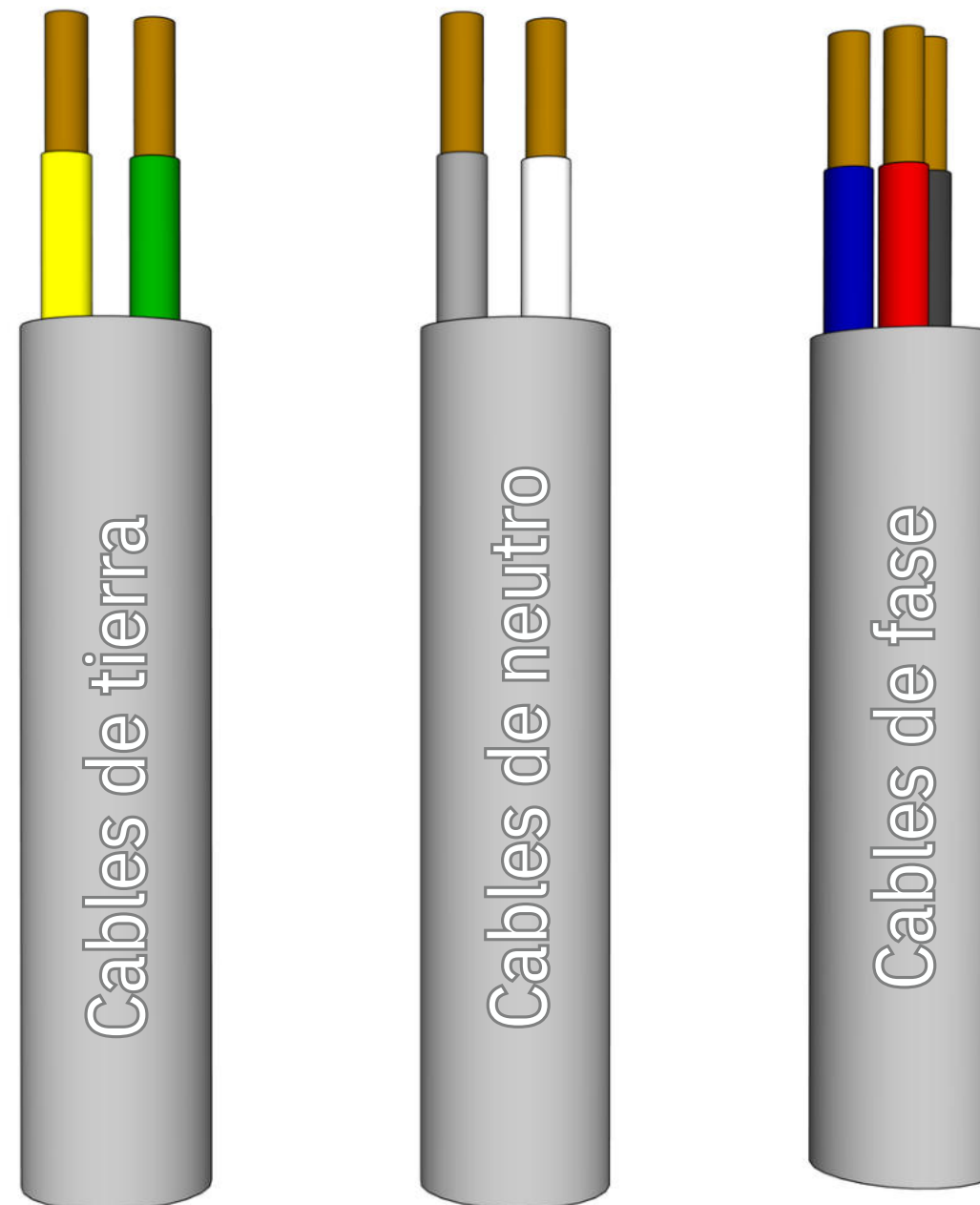


Figura 39. Tipos de Cables Eléctricos: Tierra, Neutro y Fase

Si bien los esquemas de conexión en corriente continua, la puesta a tierra y la identificación de conductores son fundamentales para garantizar la seguridad eléctrica y el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico, estos aspectos deben complementarse con un diseño mecánico adecuado. La selección correcta del sistema de fijación y montaje resulta igualmente crítica, ya que de ella depende la estabilidad estructural, la resistencia frente a cargas ambientales y la vida útil de la instalación.

A continuación se presentan algunas recomendaciones técnicas aplicables para la selección de sistemas de fijación según el tipo de superficie de instalación, considerando techos inclinados, techos planos e instalaciones en suelo, con el fin de asegurar un montaje seguro y confiable.

Superficie	Criterios técnicos y recomendaciones de montaje
Techos inclinados	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar rieles de aluminio fijados a la estructura del tejado. • En cubiertas con tejas, emplear ganchos especializados que se instalen bajo la teja sin dañarla, montando los rieles sobre ellos. • En techos metálicos, usar abrazaderas o tornillos especiales que garanticen el anclaje sin comprometer la estanqueidad del techo. • La inclinación de los módulos será igual a la del tejado.
Techos planos	<ul style="list-style-type: none"> • Usar estructuras de forma triangular que eleven los paneles, permitiendo ajustar la inclinación y orientación deseada. • Se pueden emplear sistemas de lastre con bloques de hormigón, evitando perforaciones en la cubierta. • Se aceptan sistemas atornillados o anclados mediante pernos, siempre que se demuestre su resistencia ante cargas de viento elevadas.
Instalación en suelo	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar estructuras elevadas fijadas directamente al terreno mediante cimentaciones de hormigón. • Se admitirán sistemas de seguimiento solar (trackers) siempre que cuenten con anclajes estructurales firmes y certificación de resistencia mecánica y anticorrosiva.

Tabla 6. Tipos de fijación según superficie

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

D.1. Los inversores no deben instalarse expuestos directamente al sol o a la lluvia. Se recomienda ubicarlos en zonas techadas, ventiladas, de fácil acceso y con protección mecánica frente a impactos o filtraciones de agua, garantizando condiciones seguras de operación y mantenimiento.

D.2. No se deben instalar módulos o paneles fotovoltaicos que presenten defectos derivados de la fabricación, almacenamiento, transporte o instalación, tales como roturas, fisuras o daños en las conexiones.

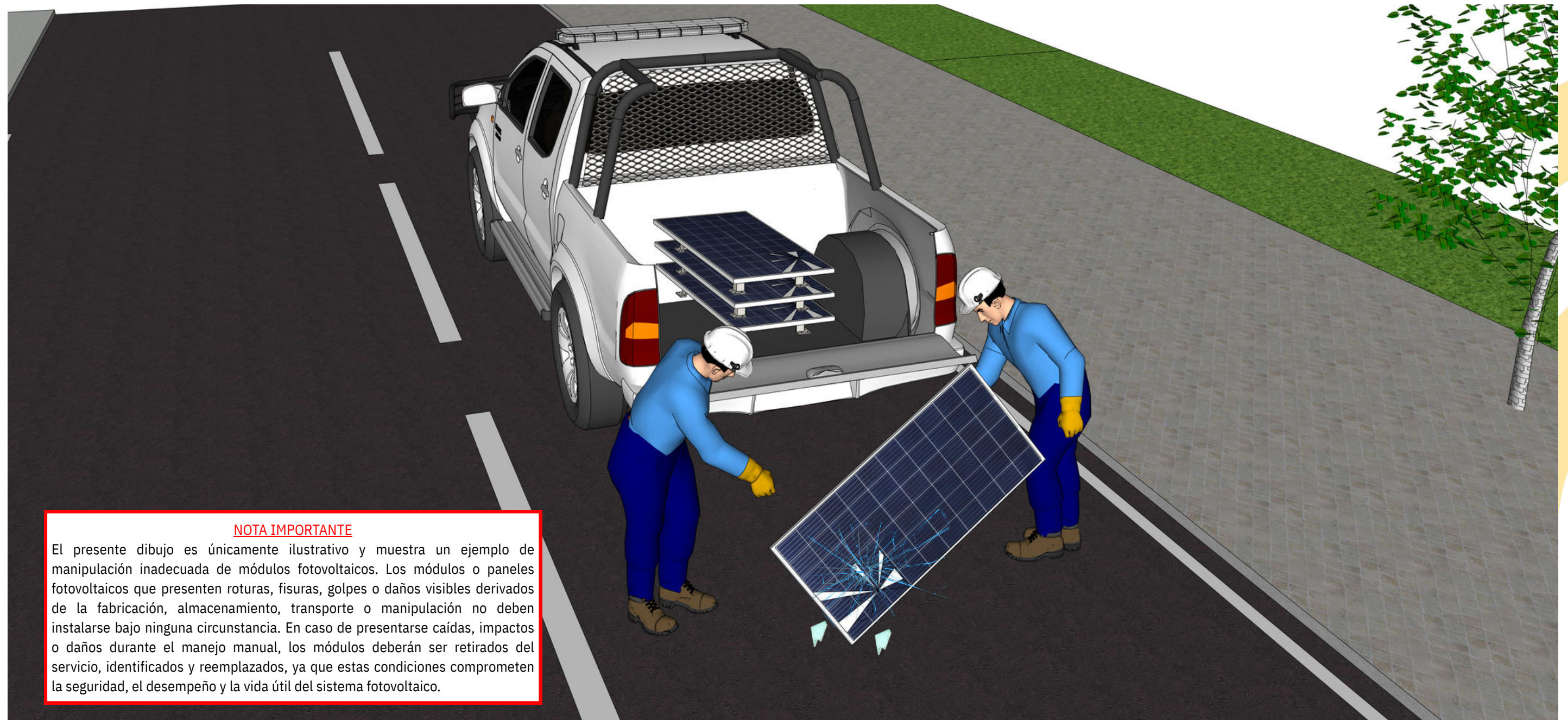


Figura 40. Ejemplo de manejo inadecuado y daño físico en módulos fotovoltaicos

D.3. Los equipos que conforman un sistema fotovoltaico como inversores, tableros de conexión, protecciones y medios de desconexión no deben instalarse en baños ni en áreas con presencia de humedad permanente.

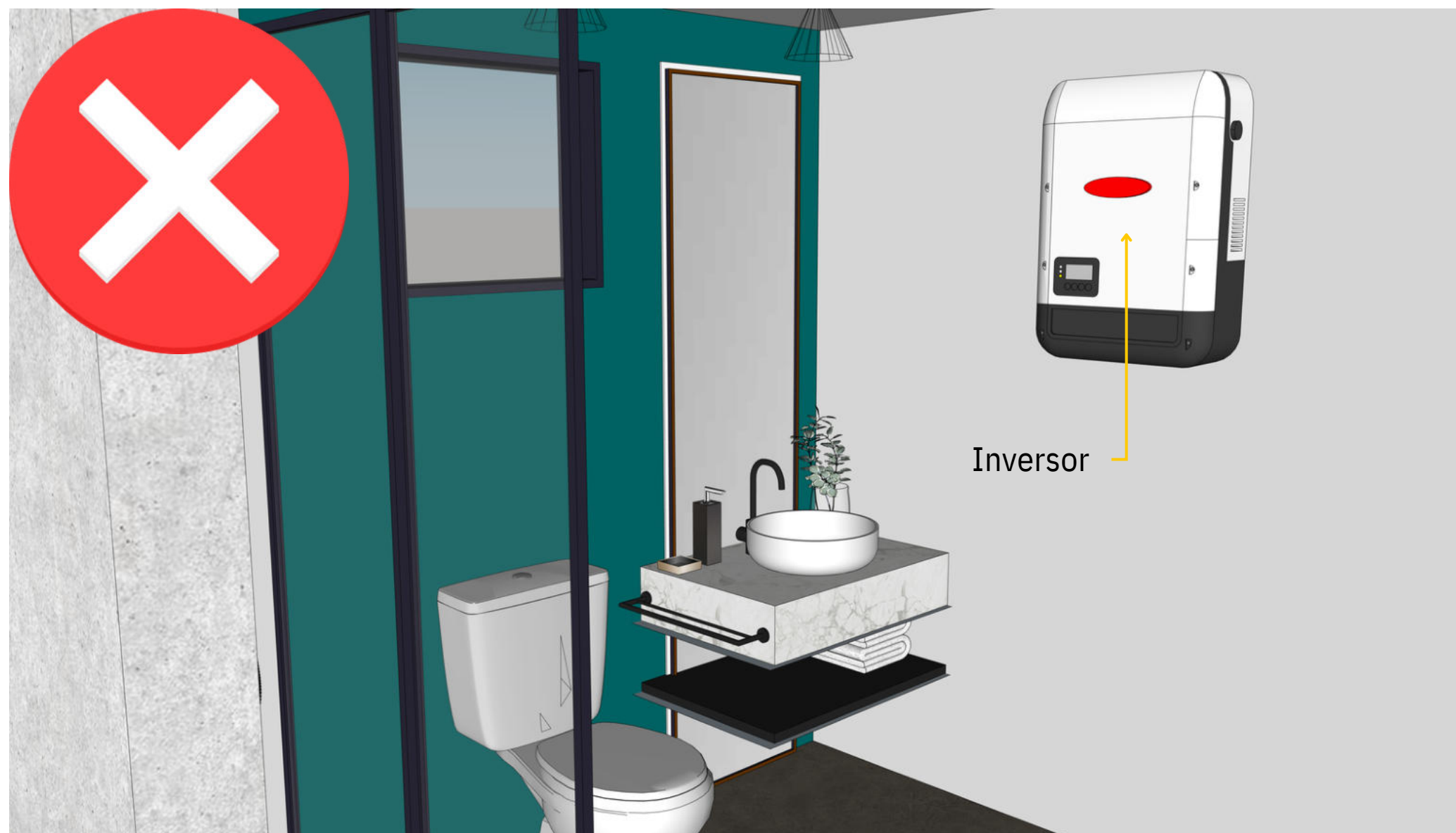


Figura 41. Instalación incorrecta de inversor en área con humedad permanente

D.4. Se recomienda el uso de pasillos técnicos que permitan el tránsito seguro del personal durante la instalación, mantenimiento o reparación de los sistemas fotovoltaicos. Estos pasillos deben planificarse desde el diseño del proyecto y permanecer instalados de forma permanente. Cuando se instalan sobre cubierta, se pueden fijar mediante sistemas de soporte similares a los utilizados para los paneles (rieles y sujetadores), sin perforar la teja, evitando filtraciones o daños por humedad.

D.5. Se recomienda documentar todas las conexiones, protecciones, sistemas de puesta a tierra y demás componentes mediante registros fotográficos y planos de obra garantizando la trazabilidad técnica para futuros mantenimientos o ampliaciones del sistema.

D.6. La instalación de conductores, protecciones, canalizaciones y demás componentes eléctricos debe realizarse estrictamente de acuerdo con los cálculos y especificaciones del diseño aprobado. Esto incluye respetar los calibres, longitudes, capacidades de corriente, valores de protección y esquemas de conexión definidos en el proyecto. Cualquier modificación en campo debe ser previamente justificada, documentada y aprobada por el responsable componente y por el EBSA, garantizando que la instalación mantenga la seguridad eléctrica, la eficiencia del sistema y la conformidad con el RETIE y las normas aplicables.

SECCIÓN

3.1.5 FALLAS MÁS COMUNES EN
INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS
CONECTADAS A RED

5

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este numeral tiene como objetivo identificar, clasificar y prevenir los fallos más frecuentes que se presentan en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, desde la etapa de diseño hasta la operación y mantenimiento. Su finalidad es garantizar la confiabilidad, seguridad y desempeño del sistema, evitando pérdidas energéticas, daños en equipos o riesgos eléctricos para el personal y los usuarios finales.

De manera complementaria, busca generar una cultura técnica sólida en el diseño y construcción de sistemas fotovoltaicos en Colombia, promoviendo la estandarización de buenas prácticas conforme a las normas RETIE y NTC 2050. Este numeral, además, establece criterios de inspección para detectar fallas recurrentes y prevenir su repetición en proyectos similares.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE INSTALACIÓN

Las fallas se analizan según su impacto en la seguridad, la confiabilidad y el rendimiento del sistema. Desde el punto de vista técnico y reputacional, una instalación que no tome medidas respecto a las fallas más comunes presentadas, compromete no solo la garantía del fabricante, la seguridad de la instalación y de las personas, sino también la credibilidad de la empresa instaladora ante el cliente y las entidades certificadoras.

Entre los fallos más relevantes se destacan los siguientes:

B.1. SOMBRAS SOBRE LOS MÓDULOS

Las sombras permanentes sobre los módulos fotovoltaicos no solo reducen de forma significativa la producción energética del sistema, sino que además alteran la distribución de corriente entre las celdas, generando puntos calientes o hot spots que pueden provocar el deterioro prematuro del encapsulado, la delaminación del módulo e incluso el fallo irreversible del panel. Este tipo de interferencia provoca una pérdida continua de rendimiento y una descompensación eléctrica en las cadenas de módulos conectadas en serie, lo que afecta directamente al inversor y puede inducir disparos por desequilibrio o fallos de aislamiento.

B.1. SOMBRAS SOBRE LOS MÓDULOS

Las sombras permanentes sobre los módulos fotovoltaicos no solo reducen de forma significativa la producción energética del sistema, sino que además alteran la distribución de corriente entre las celdas, generando puntos calientes o hot spots que pueden provocar el deterioro prematuro del encapsulado, la delaminación del módulo e incluso el fallo irreversible del panel. Este tipo de interferencia provoca una pérdida continua de rendimiento y una descompensación eléctrica en las cadenas de módulos conectadas en serie, lo que afecta directamente al inversor y puede inducir disparos por desequilibrio o fallos de aislamiento.

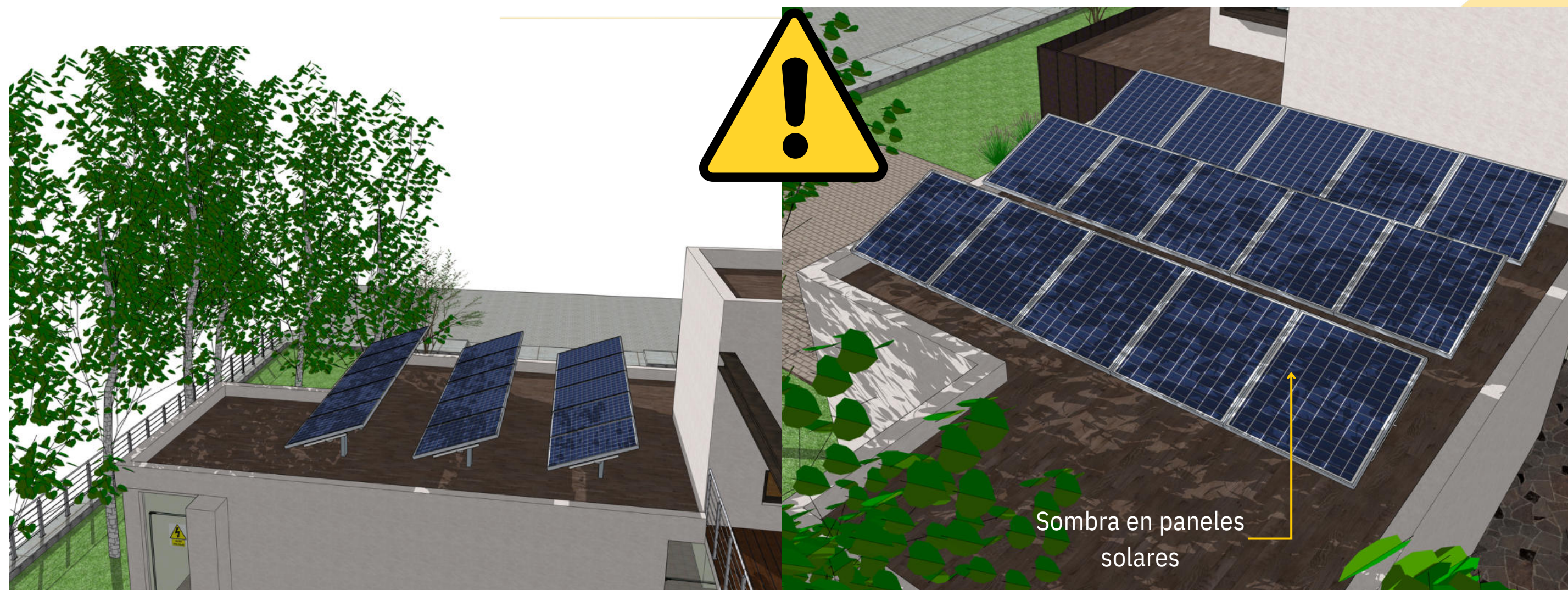


Figura 42. Efecto de sombra en paneles solares por obstrucción externa

B.2. AUSENCIA DE PASARELAS O ACCESOS PARA MANTENIMIENTO.

La ausencia de pasarelas o zonas de acceso para labores de mantenimiento, no solo dificulta la limpieza periódica de los módulos no perimetrales, sino que además pone en riesgo la integridad de los paneles y la seguridad del personal técnico. El acceso inadecuado obliga en muchos casos a pisar los módulos o desmontar parte de la estructura, generando esfuerzos mecánicos no contemplados que pueden fracturar el vidrio templado o comprometer el sellado del marco, provocando filtraciones y pérdida de aislamiento eléctrico.

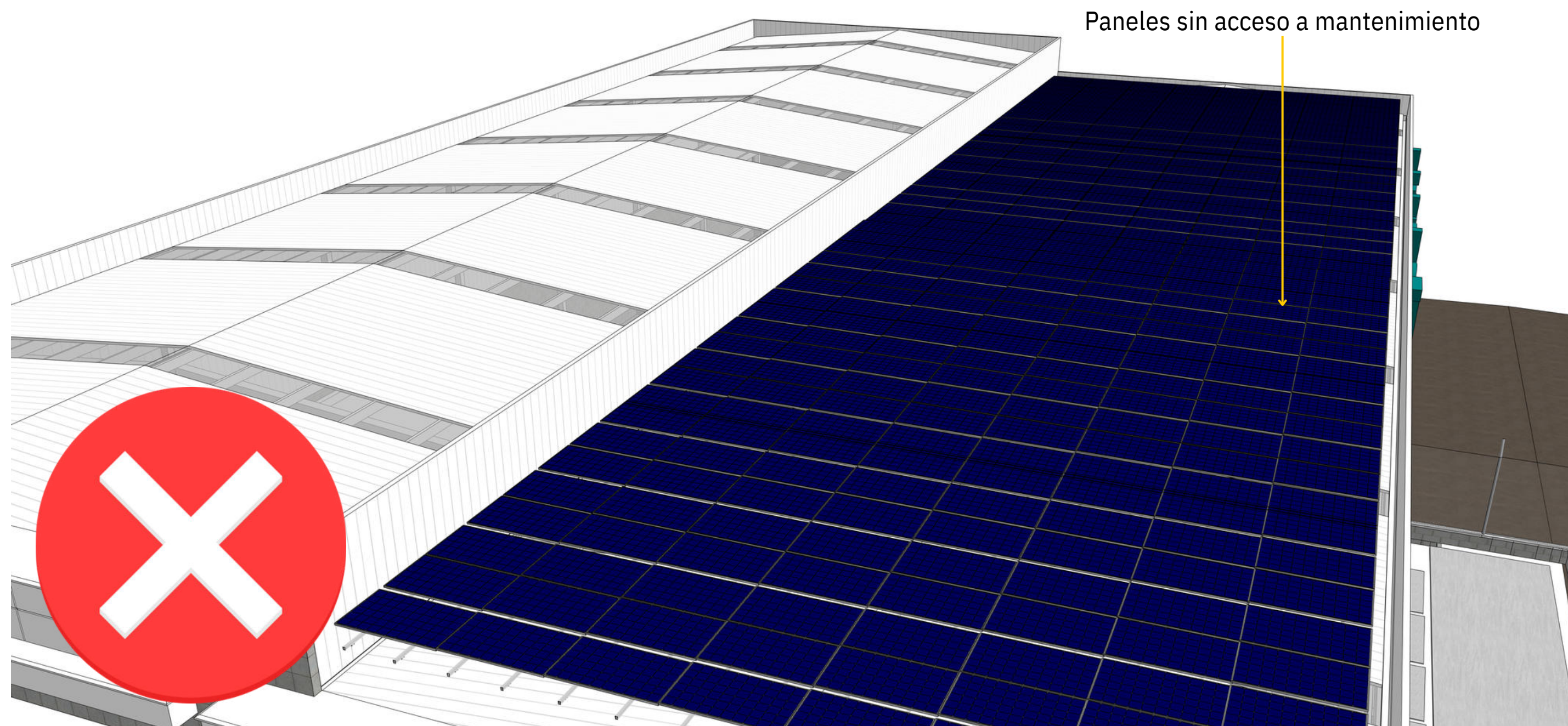


Figura 43. Instalación de paneles solares sin acceso para mantenimiento

B.3. CAMINAR O APOYARSE SOBRE LOS PANELES SOLARES

Caminar, apoyarse o ejercer cualquier tipo de presión sobre la superficie de los paneles solares constituye una práctica inaceptable que puede generar daños estructurales invisibles pero irreversibles en las celdas fotovoltaicas. Estos daños, conocidos como microcracks, se producen cuando el vidrio templado o las capas encapsulantes sufren esfuerzos mecánicos puntuales que fracturan internamente las obleas de silicio sin que el daño sea visible a simple vista. Aunque el módulo pueda seguir funcionando inicialmente, estos microfracturas interrumpen parcialmente el flujo de corriente y, con el tiempo, agravan la degradación de las celdas, provocando puntos calientes (hot spots), pérdida progresiva de potencia y riesgo de sobrecalentamiento localizado. Además, la presión indebida puede comprometer el sellado perimetral del módulo, favoreciendo la entrada de humedad y la corrosión interna. Por tanto, los módulos deben manipularse exclusivamente mediante sus marcos, utilizando equipos de elevación o plataformas adecuadas, y nunca servir como superficie de apoyo o tránsito.

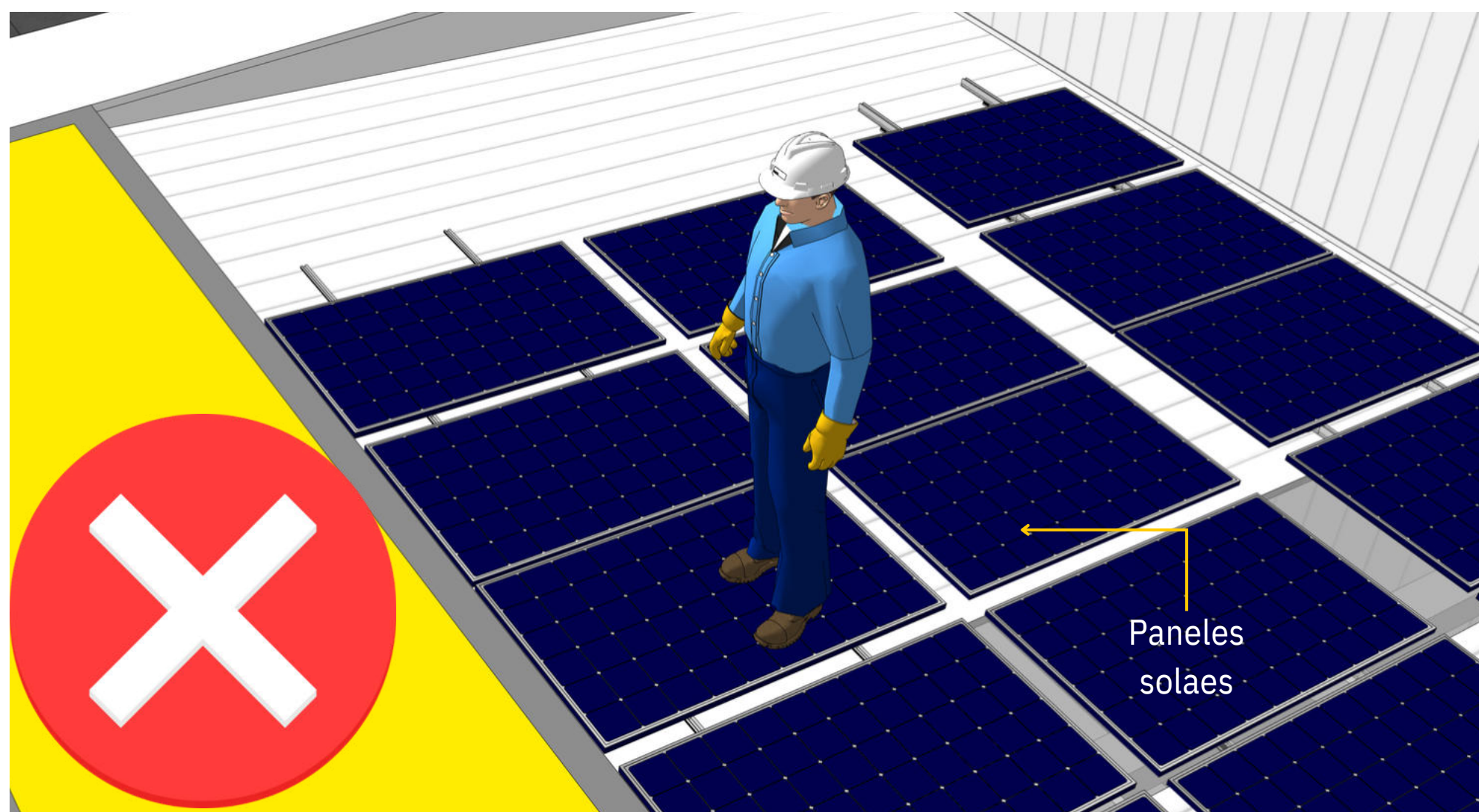


Figura 44. Prohibición sobre caminar o apoyarse en los paneles solares

B.4. NO USAR EQUIPOS DE SEGURIDAD DURANTE LA INSTALACIÓN

Trabajar sin los equipos de protección personal (EPP) adecuados en una instalación solar fotovoltaica es una falta grave que compromete la integridad física del personal y la legalidad de la obra. La mayoría de los sistemas se instalan en cubiertas inclinadas, terrazas o estructuras elevadas, donde el riesgo de caída es alto y las consecuencias pueden ser fatales. El uso del arnés con línea de vida, anclajes certificados, casco, guantes dieléctricos y calzado antideslizante no es opcional, sino una obligación establecida por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE, Libro 3, Título 16) y la Resolución 5018 de 2019 del Ministerio de Trabajo sobre trabajo seguro en alturas. Un simple resbalón, pérdida de equilibrio o contacto con superficies mojadas puede derivar en lesiones graves o muerte, además de sanciones económicas y legales para la empresa instaladora. La seguridad debe ser parte del diseño y la planificación del proyecto: se deben prever puntos de anclaje, pasarelas seguras, barandas temporales y procedimientos de rescate.

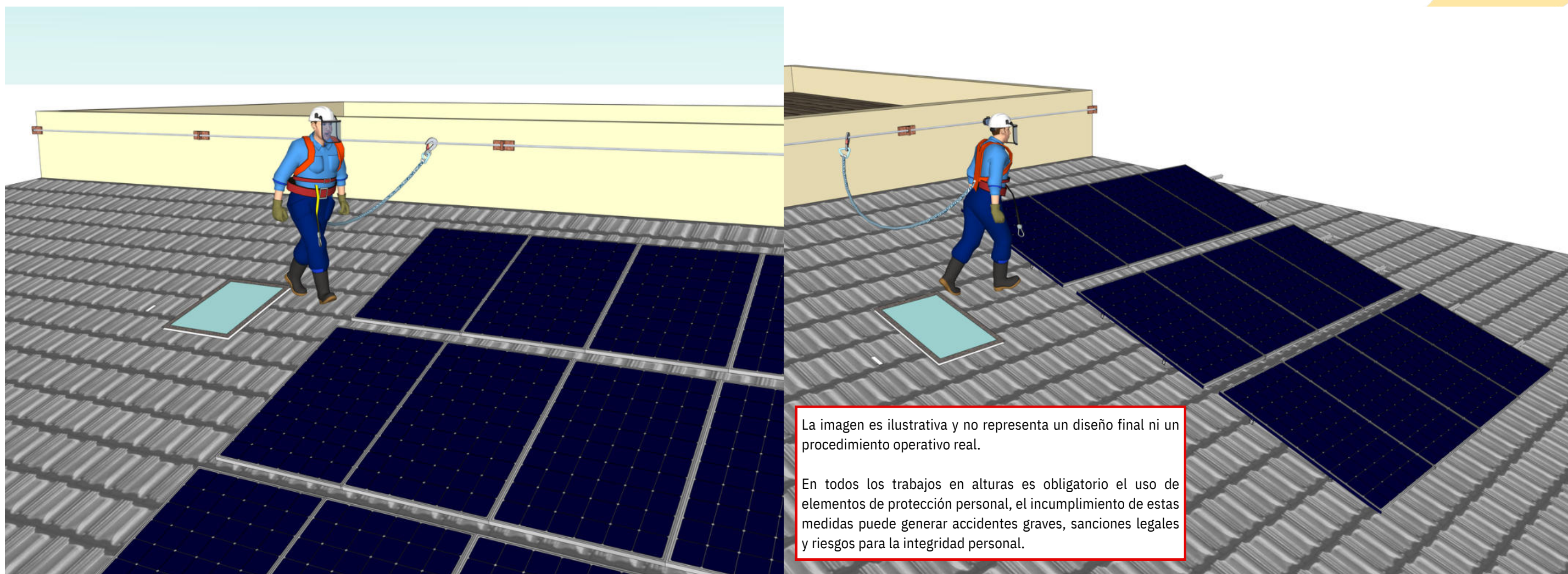


Figura 45. Uso obligatorio de equipos de seguridad en instalaciones fotovoltaicas

B.5. INVERSORES EXPUESTOS A LA INTEMPERIE

Aunque la mayoría de los inversores fotovoltaicos están diseñados con grados de protección IP65 o IP66 que les permiten operar en ambientes exteriores, dejarlos directamente expuestos al sol, la lluvia o el polvo es una práctica incorrecta que compromete su rendimiento y durabilidad. La radiación solar directa incrementa de forma significativa la temperatura interna del equipo, provocando sobrecalentamiento de los componentes electrónicos, reducción de la eficiencia de conversión y disparos frecuentes por protección térmica. Además, la exposición continua al agua, humedad y partículas suspendidas acelera la corrosión de conectores, ventiladores y disipadores de calor, disminuyendo la capacidad de ventilación y favoreciendo el deterioro de la pintura y el decoloramiento del gabinete. Con el tiempo, estas condiciones reducen la vida útil del inversor y aumentan la probabilidad de fallos prematuros. Desde el punto de vista técnico, se recomienda instalar los inversores en zonas sombreadas, ventiladas y protegidas, preferiblemente bajo cubiertas o dentro de gabinetes metálicos con ventilación natural, garantizando al mismo tiempo la accesibilidad y el mantenimiento.

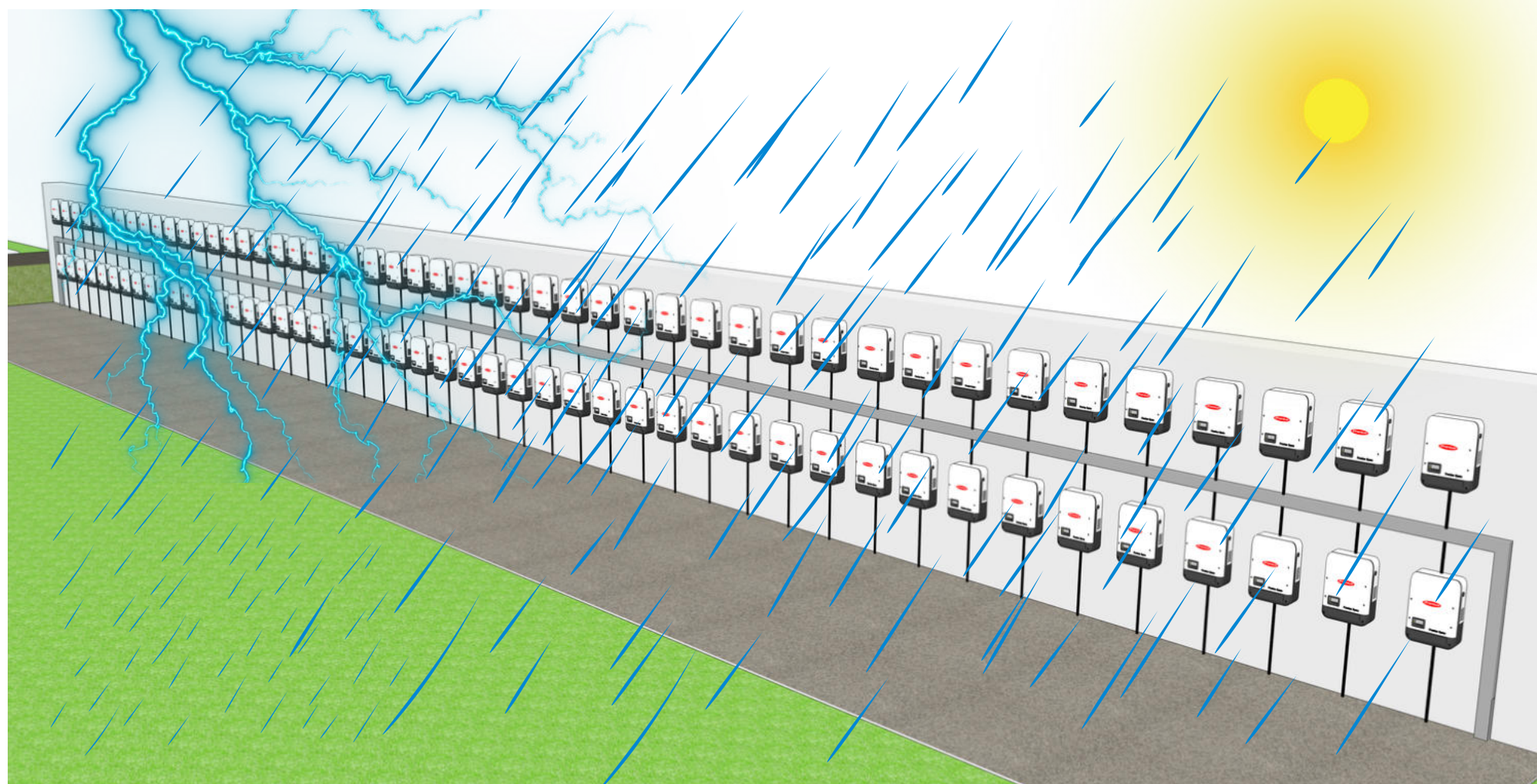


Figura 46. Inversores expuestos a la intemperie: riesgos y recomendaciones

B.6. FALTA DE VERIFICACIÓN DEL ESTADO Y CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE

La ausencia de una evaluación técnica previa de la instalación eléctrica existente antes de integrar un sistema solar fotovoltaico constituye una de las fallas más graves y frecuentes en proyectos de conexión a red. Este descuido puede generar riesgos eléctricos significativos, pérdidas energéticas, incumplimiento normativo y, en muchos casos, comprometer la seguridad de las personas y los bienes. Entre los errores más críticos se encuentran la unión de materiales conductores distintos sin el uso de conectores certificados, la conexión de varios conductores en un mismo borne o tornillo, la incorrecta aplicación del código de colores exigido por el RETIE y el empleo de cables subdimensionados o con aislamiento deteriorado. Asimismo, es común encontrar una inadecuada coordinación de protecciones eliminando la selectividad entre los dispositivos de interrupción, generando riesgo de incendio o daño irreversible de equipos.

Otro problema recurrente es el mal estado del sistema de puesta a tierra con electrodos corroídos, uniones defectuosas o resistencias por encima de los límites permitidos por el RETIE, así como la existencia de gabinetes de medida oxidados o deteriorados, acometidas alteradas o con empalmes improvisados, e incumplimiento de las distancias de seguridad, como el paso de redes por encima de edificaciones o postes utilizados como soporte estructural de viviendas representando un riesgo eléctrico directo para los ocupantes.

Desde el punto de vista técnico y de cumplimiento, el diseño de un sistema solar fotovoltaico debe iniciar con un diagnóstico de las instalaciones existentes por parte de un profesional competente evaluando continuidad de tierra, capacidad de conducción de corriente, selectividad de protecciones, distancias de seguridad y condiciones estructurales. Ignorar esta verificación puede derivar en fallas recurrentes, sobrecalentamientos, fugas a tierra, accidentes eléctricos e incluso incendios, afectando la confiabilidad del sistema.

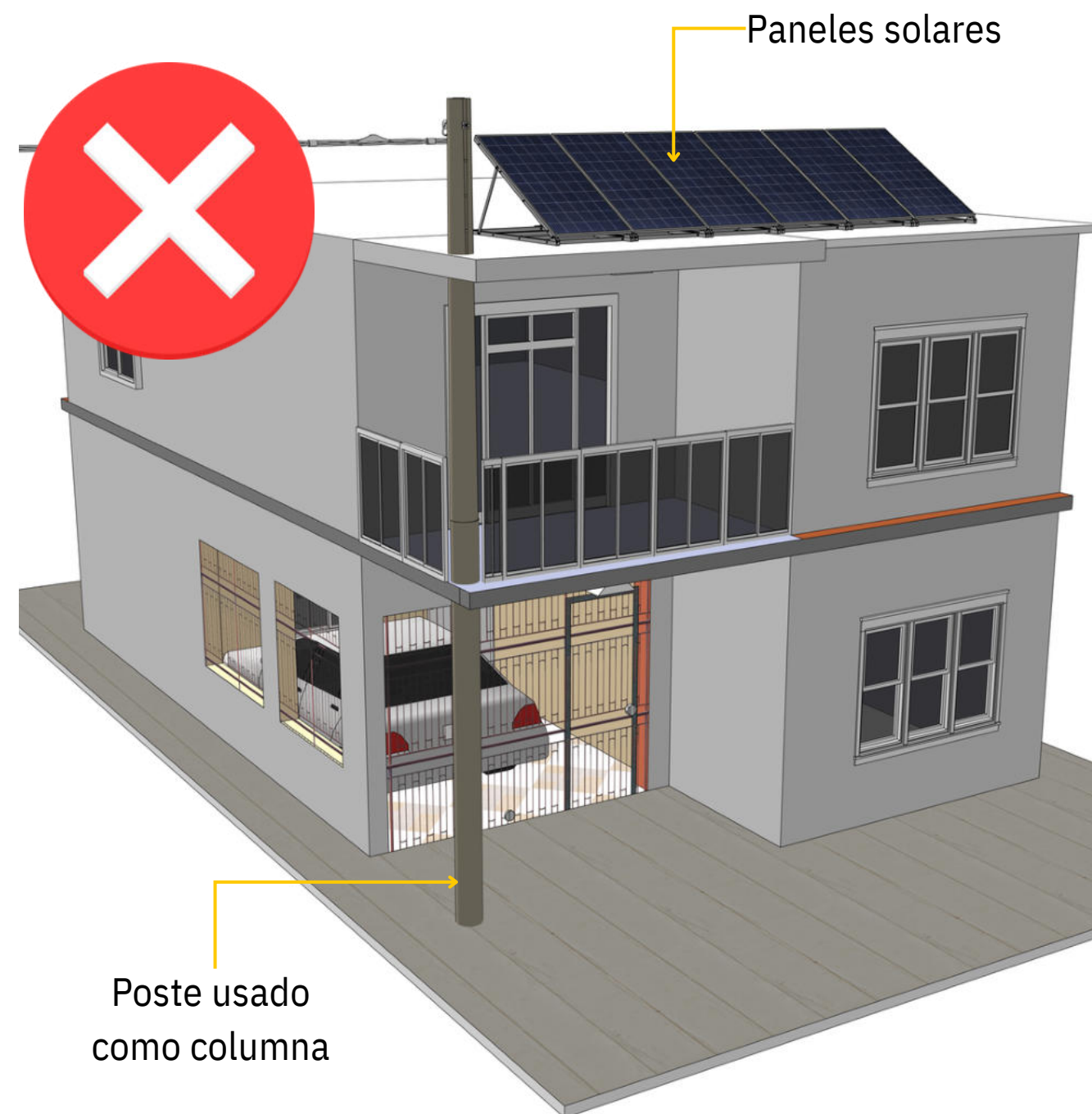


Figura 47. Condición no conforme por ausencia de evaluación técnica de la instalación eléctrica existente

NOTA IMPORTANTE

El dibujo presentado es únicamente ilustrativo y tiene como finalidad apoyar la comprensión del concepto descrito. No representa un diseño definitivo, ni sustituye el análisis técnico, el diagnóstico en sitio ni la verificación del cumplimiento normativo aplicable.

B.7. POLARIDAD INVERTIDA O CONEXIONES CRUZADAS

Durante las actividades de montaje, conexión o mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, una inversión de polaridad entre los conductores positivo y negativo del circuito DC, o una conexión cruzada entre cadenas fotovoltaicas (strings), constituye una falla crítica. Este tipo de error puede provocar daños severos en los diodos de bypass, cortocircuitos internos, sobrecalentamiento de módulos y conductores, corrientes de retorno no controladas, fallos del inversor, degradación acelerada de los componentes, pérdida inmediata de producción e incluso riesgo de incendio, comprometiendo además la seguridad del personal por la aparición de tensiones inversas no previstas.

Antes de realizar el cierre de bornes, la interconexión de cadenas o la conexión final al inversor, se debe verificar obligatoriamente la continuidad, la polaridad y la tensión de cada cadena mediante un multímetro calibrado. Los valores medidos deben corresponder con la tensión esperada según el número de módulos conectados en serie, su configuración eléctrica y su orientación.

NOTA IMPORTANTE

Los conectores a ambos lados del mismo cable deben ser diferentes. Tomando como referencia el lado del inversor, el conector “+” del cable rojo corresponde al conector “+” de la interfaz de CC del inversor, y el conector “-” del cable negro corresponde al conector “-” de la interfaz DC del inversor.

Antes de realizar la conexión, se debe utilizar un multímetro para medir la polaridad del conector de la cadena fotovoltaica.

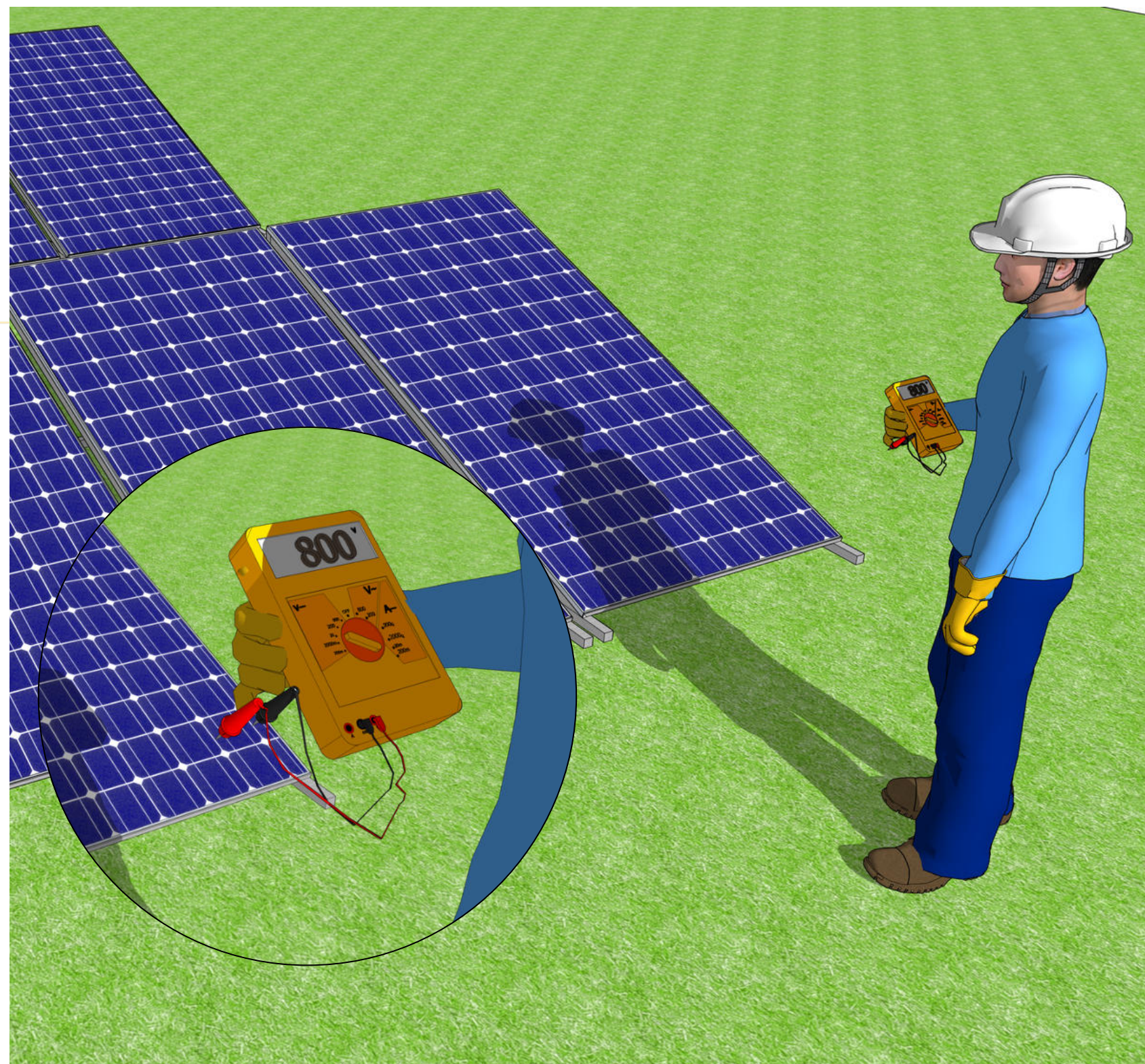


Figura 48. Verificación de polaridad en cadenas fotovoltaicas para prevenir conexiones cruzadas

B.8. FALTA DE MANTENIMIENTO ADECUADO

La ausencia de un plan de mantenimiento preventivo y correctivo provoca la reducción progresiva del rendimiento del sistema fotovoltaico, incrementa las pérdidas por suciedad, corrosión o aflojamiento de conexiones, y dificulta la detección temprana de fallas eléctricas o mecánicas. Con el tiempo, esta omisión puede generar deterioro prematuro de módulos, sobrecalentamiento de cables, disparos frecuentes de protecciones y riesgo de incendios.

Todo sistema debe contar con un plan de mantenimiento anual que incluya limpieza periódica de módulos, revisión de aprietes mecánicos, verificación de continuidad de tierra, inspección termográfica de conexiones y pruebas de aislamiento en circuitos DC y AC. Este plan debe ajustarse a las recomendaciones del fabricante y a lo establecido en la normativa. Además, se debe mantener un registro documentado de las actividades realizadas, incluyendo mediciones de potencia, resistencias de aislamiento y observaciones de mantenimiento.

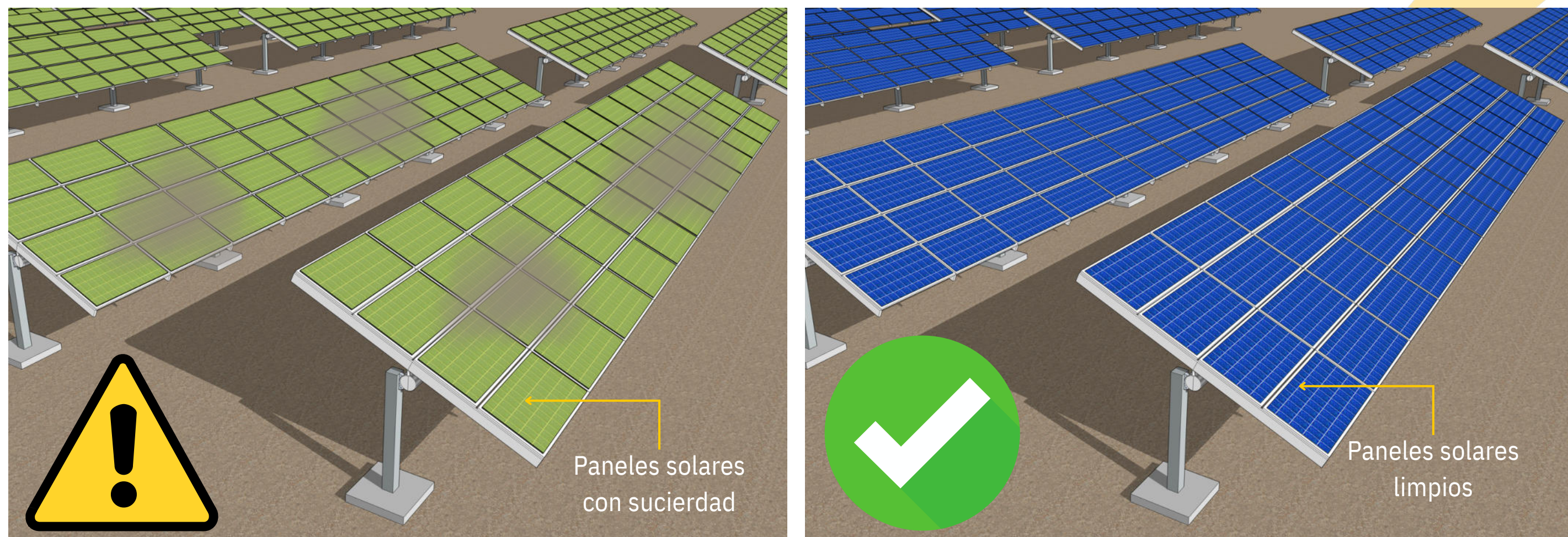


Figura 49. Importancia del mantenimiento de paneles solares: condiciones adecuadas vs. suciedad acumulada

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

La fiabilidad y el rendimiento de una instalación solar fotovoltaica dependen de la correcta ejecución en cada una de sus fases. Sin embargo, a lo largo del ciclo de vida de un proyecto desde la concepción hasta la operación pueden surgir fallos que comprometen la producción de energía y la rentabilidad de la inversión.

La siguiente tabla desglosa los fallos más comunes en instalaciones fotovoltaicas, organizados por las etapas críticas del proyecto. Comprender la causa raíz de estos errores, en función de la etapa en la que se originan, es fundamental para implementar estrategias de mitigación efectivas y mejorar la calidad del proyecto.

Etapa del proyecto	Tipo de fallas más comunes	Consecuencias técnicas y operativas	Medidas preventivas recomendadas
1. Selección del sitio	- Ubicación con sombras permanentes.- Inclinação menor a 5°.- Orientación incorrecta.- Falta de evaluación de radiación.- No considerar impacto ambiental.	- Reducción significativa de la producción.- Deterioro prematuro de módulos por suciedad y humedad.- Riesgo de agrietado y daño de soportes.- Sanciones ambientales.	- Realizar simulación de sombras.- Mantener inclinación \geq 5°.- Orientación hacia el sur.- Evaluar entorno y garantizar la gestión de permisos con la autoridad.
2. Diseño del sistema	- Predicción incorrecta del rendimiento energético.- Diferentes inclinaciones u orientaciones en un mismo string.- Strings con módulos de distinta potencia.- Cableado subdimensionado.- Falta de documentación técnica.	- Desbalance eléctrico entre strings.- Riesgo de sobrecalentamiento y fallas en inversores.- Pérdida de vida útil del sistema.- Incumplimiento normativo (RETIE/NTC).	- Simular rendimiento con software especializado.- Uniformidad en módulos y strings.- Dimensionar cables y protecciones conforme a RETIE/NTC2050.- Elaborar memoria de diseño y planos eléctricos actualizados.
3. Instalación del sistema	- No seguir el diseño aprobado.- Sin pasillos de mantenimiento.- Cableado no apto para uso fotovoltaico y para intemperie.- Caminar o apoyarse sobre los paneles.- Inversores a la intemperie o sin ventilación.- Conectores MC4 mal prensados.	- Microfisuras (microcracks) invisibles en módulos.- Fallas por arco eléctrico.- Riesgos de incendio.- Disminución de eficiencia por sobrecalentamiento.- Deterioro de cables por UV/luvia.	- Supervisión técnica calificada.- No pisar módulos bajo ninguna circunstancia.- Instalación en cable tipo MC o mediante canalización.- Ubicar inversores bajo sombra o cubiertas.- Certificar instalación conforme al RETIE.
4. Seguridad	- Trabajos en altura sin arnés o EPP.- Manipulación de módulos sin protección ocular ni guantes térmicos.- Sin señalización de zonas energizadas.- Manipulación de la instalación por personas sin formación eléctrica o sin competencia en sistemas solares.	- Lesiones o accidentes graves.- Cortes o quemaduras.- Riesgo de electrocución y daños irreparables.- Riesgo grave para la integridad del sistema y la seguridad del personal.	- Uso obligatorio de EPP (casco, arnés, guantes clase 0, linterna de vida, botas dieléctricas).- Bloqueo y etiquetado de las rutas de CC y CA.- Garantizar que toda intervención se realice únicamente por personal calificado y certificado.
5. Operación y mantenimiento	- No entregar manuales, certificados o garantías.- No registrar inspecciones ni mantenimiento preventivo.- Falta de limpieza o mantenimiento.- Falla del monitoreo remoto.- No reemplazar componentes deteriorados.	- Pérdida progresiva de rendimiento energético.- Riesgo de fallas no detectadas.- Pérdida de garantía del fabricante.- Costos de reparación elevados.	- Mantenimiento anual mínimo (limpieza, apriete, verificación de curvas I-V).- Registro de trazabilidad.- Actualizar el manual de operación y visita visual básica.

Tabla 7. Fallos más comunes en Instalaciones Solares Fotovoltaicas

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- D.1.** Realizar verificaciones de calidad en cada fase: diseño, instalación y operación, verificando cumplimiento normativo RETIE y NTC 2050, así como las especificaciones del fabricante.
- D.2.** Implementar listas de verificación (checklists) antes de la puesta en servicio, incluyendo revisión de polaridad, continuidad, aislamiento y apriete de conexiones.
- D.3.** Mantener la trazabilidad de materiales y equipos con sus certificados de conformidad RETIE y reportes de ensayo de fábrica.
- D.4.** Garantizar pasillos de mantenimiento, señalización visible de zonas de riesgo, etiquetado de cadenas fotovoltaicas y protecciones identificadas de forma permanente.
- D.5.** Capacitar periódicamente al personal técnico en procedimientos de seguridad, mantenimiento y detección de anomalías, incluyendo prácticas de trabajo seguro en altura y maniobras de bloqueo y etiquetado (LOTO).
- D.6.** Establecer un programa de mejora continua que evalúe los reportes de fallas, ajuste procedimientos de instalación y refuerce la capacitación técnica del personal.